

**АВТОРСКИЙ КУРС (КОНСПЕКТ)
ЛЕКЦИЙ
ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ
ПРЕДПРИЯТИЯМИ»**

1. ОСНОВЫ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РФ

Электроэнергетика - отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов. Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения.

1.1. Особенности экономики энергетических предприятий

1. Совпадение по времени процессов производства и потребления энергии.

Режим производства энергии полностью определяется режимом ее потребления и спрос на энергию в каждый момент времени должен покрываться в соответствии с графиком конкретного потребителя, причем не только по объёму, но и по мощности. При этом режим потребления очень важен с экономической точки зрения, т.к. он влияет на затраты, связанные с производством энергии. Чем больше неравномерность графика нагрузки потребителя энергии, а следовательно и электростанции, тем выше себестоимость отпускаемой энергии. Поэтому особая роль в энергетике принадлежит оперативно-диспетчерскому управлению. В результате управления режимами достигается оптимальное распределение нагрузки между агрегатами, что влияет на величину затрат при производстве энергии и себестоимость продукции.

Кроме этого, совпадение по времени процессов производства и потребления энергии говорят о невозможности создания запасов готовой продукции в энергетике, следовательно, для покрытия дополнительных нагрузок потребителей требуется наличие резервов генерирующих мощностей, пропускной способности электрических и тепловых сетей, а так же запасов топливных ресурсов. Все затраты, связанные с созданием этих резервов влияют на себестоимость отпускаемой энергии.

2. Непрерывный характер производственного процесса.

Эта особенность обуславливает высокий уровень автоматизации производства и управления технологическим процессом. Численность персонала определяется мощностью и составом оборудования станции

и не зависит от количества вырабатываемой электрической и тепловой энергии. Сложность управления технологическим процессом повышает требования к производственному персоналу – профессиональной квалификации, психологической устойчивости, дисциплине, опыту работы и т.п. Следовательно, персоналу энергетических предприятий необходима регулярная подготовка и переподготовка кадров, а уровень оплаты труда должен быть выше.

3. Сложность и особые условия работы энергетического оборудования.

Особенность заключается в том, что энергетическое оборудование должно быть устойчиво к высоким температурам, давлению, химически агрессивным средам и т.п. Эти факторы влияют на высокую стоимость оборудования.

4. Взаимозаменяемость генерирующих установок.

Установки, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию, могут использовать различные первичные энергетические ресурсы:

- органическое топливо (уголь, газ, мазут);
- ядерную энергию;
- возобновляемые источники энергии (энергию воды, солнца, ветра).

Это предопределяет многовариантность решения задачи энергоснабжения.

5. Низкий КПД генерирующих энергоустановок.

- КПД паротурбинных конденсационных энергоблоков в среднем составляет около 40%;
- КПД парогазовых установок составляет не более 60%.

6. Воздействие на окружающую среду.

Воздействие на окружающую среду требует дополнительных затрат на очистные сооружения, подготовку химически очищенной воды, оплату выбросов вредных веществ в окружающую среду, что так же влияет на себестоимость отпускаемой энергии.

1.2. Модели организации экономических отношений в электроэнергетике

Развитие электроэнергетических систем до недавнего времени осуществлялось по пути укрупнения агрегатов электрических станций и формирования энергосистем, монополизированных обслуживанием определённых территорий на основе соглашений с государственными и региональными властями. Исключение или ограничение конкуренции позволяло получать эффект экономии от масштабов производства.

Сегодня, преимущества масштабного производства не являются бесспорными. Это связано с износом оборудования, высокой стоимостью турбоагрегатов, необходимостью оптимального распределения нагрузки между оборудованием, требованиями экологии и т.д.

Рыночная экономика энергетики может функционировать по следующим моделям:

- 1 модель – «вертикально-интегрированная модель»;
- 2 модель – «модель независимых производителей»;
- 3 модель – «модель единого закупщика»;
- 4 модель – «конкурентная модель».

Вертикально-интегрированная модель:

Производство, передача и распределение электрической энергии осуществляется в рамках одной энергокомпании. В сфере производства отсутствует конкуренция и выбор поставщика. Применяется в США, ранее в СССР.

Достоинства этой модели:

- Сохранение вертикально-интегрированной структуры;
- Возможность контроля за ценами на энергию и предсказуемость для потребителей и государства.

Недостатки:

- Отсутствие экономических стимулов для повышения эффективности;
- Необходимость государственного финансирования отрасли либо повышение тарифов для потребителей.

Модель независимых производителей

Сохраняется монопольное положение энергокомпании с ответственностью за свою территорию энергоснабжения, но ограничиваются права компаний на развитие собственных источников электроснабжения для удовлетворения спроса на электроэнергию. На аукционы по удовлетворению спроса на электроэнергию допускаются

все желающие. Победителю гарантируется долгосрочный контракт. Применяется в США.

Достоинства модели:

- Привлечение частных инвесторов при минимальных структурных изменениях;
- Возможность контроля за ценами - предсказуемость для потребителей и государства.

Недостатки:

- Отсутствие конкуренции в сфере производства;
- Необходимость выдачи долгосрочных государственных гарантий – высокий риск для государственного бюджета.

Модель единого закупщика

Включает все элементы 1 модели, при этом добавляются обязательства энергокомпаний обеспечивать услуги по передаче энергии и мощности через свои сети любых внешних поставщиков. Появляется конкуренция в сфере производства и происходит размыв территорий энергокомпаний, так как любой потребитель получает доступ к сетям любой энергокомпании.

Достоинства модели:

- Привлечение частных инвесторов при ограниченных структурных изменениях;
- Возможность контроля за ценами - предсказуемость для потребителей и государства.

Недостатки:

- Необходимость заключения среднесрочных контрактов на оптовом рынке при ограниченной возможности изменения тарифов на розничном рынке

Применяется в Венгрии.

Конкурентная модель

Полная дезинтеграция процессов производства, передачи и распределение электрической энергии, организация конкуренции в сфере производства и сбыта электроэнергии;

Применяется в Великобритании, Аргентине и др. странах мира

Достоинства модели:

- Наличие конкуренции на рынках производства и сбыта электроэнергии;
- Наличие стимулов для повышения эффективности производства и сбыта электроэнергии.

Недостатки:

- Необходимость значительных структурных преобразований
- Коррекция уровня цен до эконом. обоснованного уровня

1.3. Реформирование энергетики РФ

1.3.1. Предпосылки реформирования электроэнергетики

Еще в 1980-х годах в электроэнергетике страны стали проявляться признаки стагнации: производственные мощности обновлялись заметно медленнее, чем росло потребление электроэнергии.

В 1990-е годы, в период общеэкономического кризиса в России, объем потребления электроэнергии существенно уменьшился, в то же время процесс обновления мощностей практически остановился.

Общая ситуация в отрасли характеризовалась следующими показателями:

1. По технологическим показателям (удельный расход топлива, средний коэффициент полезного действия оборудования, рабочая мощность станций и др.) российские энергокомпании отставали от своих аналогов в развитых странах.
2. Отсутствовали стимулы к повышению эффективности, рациональному планированию режимов производства и потребления электроэнергии, энергосбережению.
3. В отдельных регионах происходили перебои энергоснабжения, наблюдался энергетический кризис, существовала высокая вероятность крупных аварий.
4. Отсутствовала платежная дисциплина, были распространены неплатежи.
5. Предприятия отрасли были информационно и финансово "не прозрачными".

6. доступ на рынок был закрыт для новых, независимых игроков.

Все это вызвало необходимость преобразований в электроэнергетике, которые создали бы стимулы для повышения эффективности энергокомпаний и позволили существенно увеличить объем инвестиций в отрасли. В противном случае, при дальнейшем расширении внешнеэкономического сотрудничества, российские предприятия проиграли бы экономическое соревнование не только на зарубежных рынках, но и на внутреннем рынке страны.

1.3.2. Цели и задачи реформы

Основная цель реформирования электроэнергетики России – повышение эффективности предприятий отрасли, создание условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

В связи с этим в электроэнергетике России происходят радикальные изменения: меняется система государственного регулирования отрасли, формируется конкурентный рынок электроэнергии, создаются новые компании.

Структура отрасли в 2000 году



В ходе реформы меняется структура отрасли: осуществляется разделение естественномонопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных(производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций, и вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, создаются структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

Генерирующие, сбытовые и ремонтные компании в перспективе станут преимущественно частными и будут конкурировать друг с другом. В естественномонопольных сферах, напротив, происходит усиление государственного контроля.

Таким образом, создаются условия для развития конкурентного рынка электроэнергии, цены которого не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения, а его участники конкурируют, снижая свои издержки. Цели и задачи реформы определены постановлением Правительства от 11 июля 2001 г. № 526 "О реформировании электроэнергетики Российской Федерации".

С учетом последующих изменений в нормативно-правовой базе цели и задачи реформирования были конкретизированы в "Концепции Стратегии ОАО РАО "ЕЭС России" на 2005-2008 гг. "5+5".

Целевая структура отрасли



Формируемые в ходе реформы компании представляют собой предприятия, специализированные на определенных видах деятельности (генерация, передача электроэнергии и другие) и контролируемые соответствующие профильные активы. По масштабу профильной деятельности создаваемые компании превосходят прежние монополии регионального уровня: новые компании объединяют профильные предприятия нескольких регионов, либо являются общероссийскими.

Так, магистральные сети переходят под контроль Федеральной сетевой компании, распределительные сети предполагается интегрировать в межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), функции и активы региональных диспетчерских управлений передаются общероссийскому Системному оператору.

Активы генерации также объединяются в межрегиональные компании, причем двух видов: генерирующие компании – ОГК и территориальные генерирующие компании (ТГК). ОГК объединяют электростанции, специализированные на производстве почти исключительно электрической энергии. В ТГК входят главным образом теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые производят как электрическую, так и тепловую энергию. Шесть из семи ОГК формируются на базе тепловых электростанций, а одна ("ГидроОГК") – на основе гидрогенерирующих активов. Тепловые ОГК построены по экстерриториальному принципу, в то время как ТГК объединяют станции соседних регионов.

Процесс реформирования АО-энерго начался в 2003 году с реализации нескольких пилотных проектов: реформирования ОАО "Калугаэнерго", ОАО "Орелэнерго", ОАО "Брянскэнерго", ОАО "Тулэнерго". Наиболее активно структурные преобразования начали осуществляться в 2004 году. Процесс реформирования затронул более 30 компаний. К апрелю 2004 года была завершена процедура реорганизации первой региональной энергокомпании – ОАО "Калугаэнерго", а к концу года разделены по видам деятельности 5 АО-энерго.

В том же 2004 году началось создание новых межрегиональных компаний. В последние месяцы 2004 года созданы (прошли государственную регистрацию) первые три ОГК и две ТГК. В тот же период (в октябре 2004 года) Совет директоров ОАО РАО "ЕЭС России" принял решение об учреждении четырех МРСК. В 2004 году также была практически сформирована новая вертикаль оперативно-диспетчерского управления: функции региональных диспетчерских

управлений были переданы (за некоторым исключением) от АО-энерго Системному оператору.

В 2005 году процесс реформирования охватил большинство АО-энерго, причем значительная их часть к концу года была разделена. В этом же году учреждено большинство оставшихся межрегиональных компаний: к марту зарегистрирована последняя из семи ОГК, к августу – тринадцать из четырнадцати ТГК, созданы четыре МРСК.

Таким образом, в ходе реформы исчезает прежняя, монопольная структура электроэнергетики: большинство вертикально-интегрированных компаний сходят со сцены, на смену им появляются новые компании целевой структуры отрасли. Почти все они уже учреждены, однако требуется время для завершения процесса их формирования, в ходе которого каждая компания приобретет целевую конфигурацию.

1.3.3. Инфраструктурные компании

Инфраструктуру отрасли и рынка электроэнергии образуют:

- Системный оператор - ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС";
- Магистральные электрические сети, объединяемые в Межрегиональные магистральные сетевые компании, контролируемые Федеральной сетевой компанией;
- Распределительные сети, объединяемые в Межрегиональные распределительные сетевые компании Оператор рынка – НП "Администратор торговой системы";

ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" ("Системный оператор - Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы") – компания, выполняющая функции Системного оператора (СО) Единой энергосистемы России. Деятельность по оперативно-диспетчерскому управлению, осуществляемая Системным оператором, считается естественно монопольной и регулируется в соответствии с законодательством о естественных монополиях, ФЗ "Об электроэнергетике".

ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" создано 17 июля 2002 г. в соответствии с постановлением Правительства РФ от 11 июля 2001 г. №526 "О реформировании электроэнергетики РФ". Единственным учредителем компании выступило ОАО РАО "ЕЭС России". Доля Российской Федерации в уставном капитале Системного оператора в период реформы составляет порядка 52%, что соответствует требованию закона "Об электроэнергетике". В итоге реформирования ОАО РАО "ЕЭС России", согласно тому же закону, эта доля должна возрасти

минимум до 75% плюс одна голосующая акция, что обеспечит государству квалифицированное большинство голосов в этой компании.

К 2006 г. Системный оператор был выделен из ОАО РАО "ЕЭС России" в самостоятельную компанию, владеющую всей "вертикалью" оперативно-диспетчерского управления, включая региональные диспетчерские управления (РДУ), которые до реформы находились в собственности АО-энерго. Новая структура оперативно-диспетчерского управления практически сложилась в 2004 г.: к концу года передали функции РДУ филиалам Системного оператора почти все АО-энерго, в которых была предусмотрена подобная передача.

Федеральная сетевая компания (ФСК) и Межрегиональные магистральные сетевые компании (ММСК)

В соответствии с [постановлением Правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526](#), 25 июня 2002 г. было создано ОАО "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ФСК), как 100% дочернее зависимое общество ОАО РАО "ЕЭС России". Функция ФСК - управление единой национальной электрической сетью.

Помимо сетевых объектов, принадлежащих холдингу ОАО РАО "ЕЭС России", под контроль ФСК были переданы также магистральные сети региональных энергокомпаний (АО-энерго), относящиеся к единой национальной (общероссийской) электрической сети. Для консолидации такого рода активов были созданы Магистральные сетевые компании (МСК) и Межрегиональные магистральные сетевые компании (ММСК).

Формирование ММСК также началось на федеральном уровне. 29 декабря 2003 г. было подписано распоряжение Правительства №1939-р о создании семи межрегиональных магистральных сетевых компаний (ММСК):

- "ММСК "Центр",
- "ММСК "Северо-Запад",
- "ММСК "Волга",
- "ММСК "Юг",
- "ММСК "Урал",
- "ММСК "Сибирь",
- "ММСК "Восток"

ММСК созданы в форме открытых акционерных обществ, учредителями которых выступают Российская Федерация (с долей 85%) и ОАО "ФСК ЕЭС" (15%).

Конечным итогом консолидации магистральных сетей стало увеличение степени федерального контроля над передачей электроэнергии. Помимо непосредственного контроля ММСК, государство получило квалифицированное большинство голосов в ФСК: согласно "Закону об электроэнергетике, доля Российской Федерации в ФСК в период реформирования ОАО РАО "ЕЭС России" должна составлять не менее 52%, а по окончании реформы – увеличиться минимум до 75% плюс одна голосующая акция.

Распределительные компании (МРСК)

Основой будущей структуры распределения электроэнергии станут межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), формируемые в рамках объединенных энергосистем. Было создано пять МРСК.

В отличие от большинства прочих сфер отрасли, доля государственной собственности в сфере распределения электроэнергии в ходе реформы практически не изменится. В то же время управление этим сектором отрасли станет более централизованным: предполагается, что акции МРСК будут переданы в доверительное управление ОАО "ФСК ЕЭС", контролирующей также и магистральные сети.

Конфигурация (состав) межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК)



Администратор торговой системы (АТС)

Некоммерческое партнерство "Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы" (НП "АТС") создано 23 ноября 2001 г. в соответствии с постановлением Правительства РФ № 526 от 11 июля 2001 г. "О реформировании электроэнергетики РФ". АТС выполняет функции оператора рынка.

Главной целью работы НП "АТС" является организация торгов электроэнергией и мощностью в секторе свободной торговли оптового рынка и обеспечение согласованного функционирования свободного и регулируемого его секторов. Статус, организационная форма и полномочия АТС изложены в статье 33 закона "Об электроэнергетике".

1.3.4. Оптовые генерирующие компании

В процессе реформирования оптовые генерирующие компании (ОГК) стали крупнейшими участниками оптового рынка.

Состав ОГК утвержденный 1 сентября 2003 года распоряжением Правительства РФ № 1254-р (с изменениями принятыми Правительством в октябре 2004 года) подобран таким образом, чтобы они имели сопоставимые стартовые условия на рынке (по установленной мощности, стоимости активов, средней величине износа оборудования).

Каждая ОГК объединяет станции, находящиеся в различных регионах страны, благодаря чему были минимизированы возможности монопольных злоупотреблений. Тепловые ОГК должны стать основными конкурентами на оптовом рынке электроэнергии. Их свободная конкуренция друг с другом и другими генерирующими компаниями будет в значительной мере формировать рыночные цены.

Учитывая особенности крупных ГЭС (способность ГЭС оперативно изменять нагрузку, дешевизна гидроэнергии), входящих в "ГидроОГК", государство ограничивает участие ОГК на базе ГЭС в формировании рыночной цены электроэнергии, тем самым "не мешая" другим участникам рынка.

Формирование ОГК

Оптовые генерирующие компании были сформированы в в два этапа, в соответствии с базовым вариантом создания ОГК, утвержденным Советом директоров ОАО РАО "ЕЭС России" 29 сентября 2003 г.:

первый этап: учреждение ОГК в качестве 100%-ных дочерних обществ холдинга ОАО РАО "ЕЭС России" с внесением в оплату

уставного капитала принадлежащих холдингу акций АО-станций и имущественных комплексов электростанций;

второй этап: внесение в оплату дополнительных акций ОГК, принадлежащих ОАО РАО "ЕЭС России" пакетов акций АО-станций, выделенных из АО-энерго.

1.3.5. Территориальные генерирующие компании (ТГК)

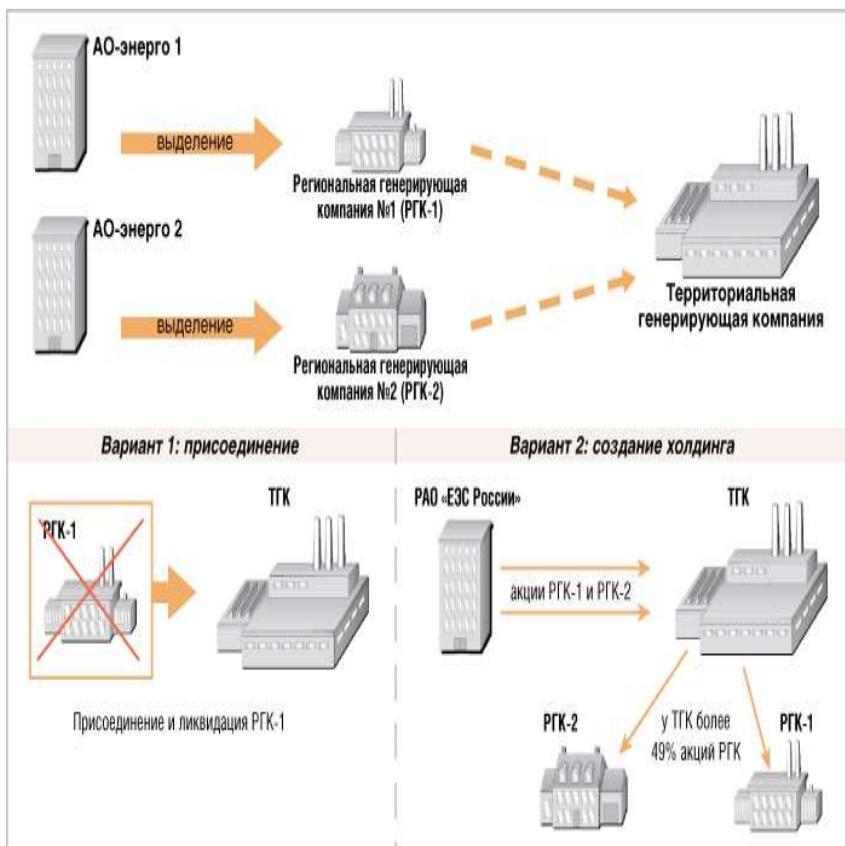
Территориальные генерирующие компании (ТГК) объединяют электростанции нескольких соседних регионов, не вошедшие в ОГК – преимущественно теплоэлектроцентрали, вырабатывающие не только электричество, но и тепло поэтому компании будут продавать электроэнергию, а также снабжать теплом потребителей своих регионов.

ТГК были сформированы на основе следующих базовых принципов:

- создание крупных компаний;
- минимизация возможностей для монопольных злоупотреблений;
- объединение электростанций по территориальному признаку;
- снижение доли государственного контроля над генерацией электроэнергии.

Формирование ТГК

Большинство схем создания ТГК предусматривали учреждение 100%-ного дочернего общества ОАО РАО "ЕЭС России" с обеспечением возможности участия миноритарных акционеров соответствующих АО-энерго, либо путем соучреждения ТГК несколькими АО-энерго.



1.3.6. Сбытовые компании

В итоге реструктуризации электроэнергетики сбытовая деятельность будет выделена из вертикально-интегрированных компаний в отдельные структуры. Новая структура сбыта представлена гарантирующими поставщиками и конкурентными сбытовыми компаниями.

Трансформация сбытовых активов будет происходить в рамках базового варианта реформирования. В переходный период реформирования электроэнергетики (и некоторое время после него) сбыт, являясь потенциально конкурентным видом деятельности, будет оставаться преимущественно регулируемой государством сферой деятельности. Это обусловлено двумя основными причинами:

- значительная часть сбытовых структур, выделяемых в ходе реструктуризации, станут гарантирующими поставщиками (а это регулируемый государством вид бизнеса);
- в ближайшие годы государство сохранит существенную долю контроля над сбытом (в частности, через распределительные компании).

Однако, после реформы существующих энергокомпаний, формирование структуры сбыта продолжится, и важнейшей тенденцией станет рост доли частного сектора в сбыте электроэнергии. Это произойдет по мере сокращения государственного регулирования в этой сфере (что предусмотрено законодательством), возникновения новых специализированных сбытовых компаний, либо сбытовых подразделений в генерирующих компаниях (прежде всего ТГК).

Холдинг гарантирующих поставщиков, изолированных АО-энерго

Некоторые компании, сформированные в ходе реструктуризации и включающие потенциально конкурентные активы (виды деятельности), но по каким-либо причинам остающиеся под контролем ОАО РАО "ЕЭС России", были объединены в особый общероссийский Холдинг. В Холдинг вошли принадлежащие государству пакеты акций гарантирующих поставщиков; изолированных АО-энерго; РГК, не вошедших в состав территориальных генерирующих компаний; прочих непрофильных и сервисных активов, ранее принадлежавших ОАО РАО "ЕЭС России". Доля Холдинга в перечисленных активах составит 49-100%, а сам Холдинг будет на 52% контролироваться государством.

Ремонтные и сервисные структуры

Реформирование ремонтных и сервисных видов деятельности предполагает создание конкурентной среды в этом секторе отрасли. Для этого в ходе реформы вертикально-интегрированных энергокомпаний происходит выделение из их состава ремонтных и сервисных подразделений и снижение зависимости (аффилированности) новообразованных структур от прежних владельцев. Советом директоров ОАО РАО "ЕЭС России" приняты решения о снижении аффилированности ремонтных компаний одним из следующих способов:

- выделение ремонтных компаний или компаний, единственным активом которых являются 100% акций дочерних ремонтных компаний, в ходе реорганизации АО-энерго с последующей продажей принадлежащих ОАО РАО "ЕЭС России" акций;

- продажа 100% принадлежащих АО-энерго и электростанциям акций ремонтных компаний, учреждаемых на базе персонала и имущества АО-энерго и электростанций;
- создание интегрированных компаний на базе дочерних ремонтных компаний АО-энерго, электростанций (с последующей продажей или распределением акций интегрированных компаний, принадлежащих АО-энерго или электростанциям).

Первым этапом снижения аффилированности является создание дочерними и зависимыми обществами ОАО РАО "ЕЭС России" дочерних ремонтных компаний путем учреждения на базе имущества, используемого в ремонтных видах деятельности. Решение Совета директоров ОАО РАО "ЕЭС России" от 27 сентября 2002 г. предусматривает реформирование ремонтных видов деятельности опережающими темпами по сравнению с реорганизацией АО-энерго. Всего проектами реформирования ремонтных видов деятельности предусмотрено создание 174 ремонтных компаний.

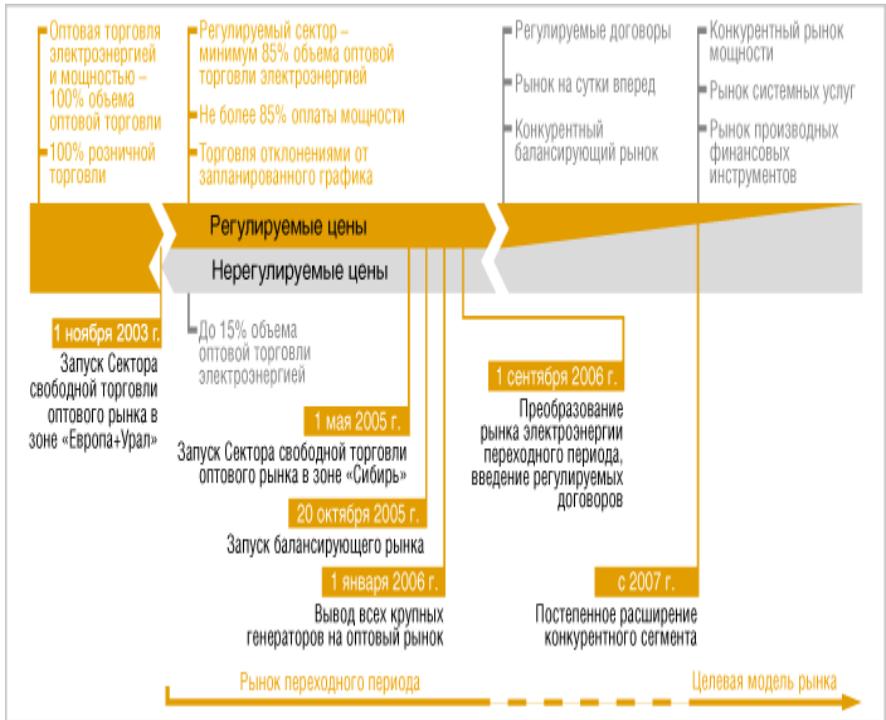
1.4. Оптовый рынок электроэнергии (мощности)

Основные принципы функционирования нового оптового рынка электроэнергии (мощности)

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

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

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



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

Начиная с 2007 года, продавцам и покупателям оптового рынка было предоставлено право заключать долгосрочные регулируемые договоры (от 1 года). Длительность таких договоров будет устанавливаться Минпромэнерго России по согласованию с заинтересованными министерствами и ведомствами.

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

Начиная с 2007 года, объемы электрической энергии (мощности), продаваемые на оптовом рынке по регулируемым ценам, будут

планомерно уменьшаться. Темпы такого снижения будут устанавливаться ежегодно Правительством Российской Федерации при утверждении прогнозов социально-экономического развития. На 2007 год доля электроэнергии, продаваемой по регулируемым ценам, зафиксирована в правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и составляет 95 процентов от объема прогнозного баланса производства и потребления.

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

Администратор торговой системы – некоммерческое партнерство, основной целью деятельности которого является предоставление услуг по организации торговли на оптовом рынке электроэнергии (мощности), а также ведение финансовых расчетов за поставляемую электроэнергию и услуги, оказываемые участникам оптового рынка.

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

Объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам. Таких способов торговли электроэнергией в новой модели оптового рынка два – это **свободные двусторонние договоры** и **рынок "на сутки вперед"**. В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки.

Основой рынка "на сутки вперед" является проводимый НП "АТС" конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Если происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов

поставки, участники покупают или продают их на балансирующем рынке.

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

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

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

Особым сектором нового оптового рынка является **торговля мощностью**, которая осуществляется в целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии. До введения новых правил оптового рынка поставщики получали оплату 85% от установленной мощности генерирующего оборудования, а покупатели оплачивали эту мощность в составе одноставочного тарифа на электроэнергию (мощность). Теперь мощность и электроэнергия оплачиваются раздельно. При продаже мощности у поставщиков появляются обязательства по поддержанию их генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке электрической энергии. Эти обязательства заключаются в соблюдении поставщиком

заданного Системным оператором режима работы генерирующего оборудования, включая соблюдение выбранного Системным оператором состава оборудования и его параметров, в участии генерирующего оборудования в регулировании частоты в сети и т.д. Стоимость мощности напрямую зависит от выполнения обязательств генерирующими компаниями, и у них появляется прямой финансовый стимул соблюдать все предъявляемые требования. Такие механизмы введены для страхования рисков снижения текущей надежности в работе энергосистемы при растущем спросе на электроэнергию. Для создания экономических условий притока инвестиций все новые мощности (не учтенные в утверждаемом Федеральной службой по тарифам России прогнозном балансе на 2007 год) будут участвовать в оптовом рынке по свободным нерегулируемым ценам. Регулируемые договоры в отношении таких объектов генерации заключаться не будут. Это же касается и новых объектов потребления – регулируемые договоры могут быть заключены в отношении таких объектов лишь в случае, если в 2007 году имелись технические условия для их присоединения к электрическим сетям.

По сути, новая модель оптового рынка переходного периода является базой для формирования целевой (полностью конкурентной) модели: механизмы формирования равновесных цен и объемов на рынке "на сутки вперед" и балансирующем рынке, механизмы учета двусторонних договоров, принципы оплаты отклонений – все эти ключевые элементы рынка в дальнейшем меняться уже не будут. В дальнейшем либерализация оптового рынка электроэнергии (мощности) пойдет по пути создания "вспомогательных" рынков, обслуживающие работу энергосистемы. В последствии будут сформированы: рынок системных услуг, рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети и рынок производных финансовых инструментов.

Целью работы **рынка системных услуг** является поддержание заданных технических параметров энергосистемы. Рынок системных услуг это один из инструментов (механизмов) поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования энергосистемы.

На этом рынке потребители, например, могут заключить договор на регулирование нагрузки ("потребители с управляемой нагрузкой"). В случае резкого всплеска потребления электроэнергии Системный оператор может ограничить подачу энергии такому потребителю, при этом ограничение на поставку электроэнергии будет оплачено потребителю в соответствии с условиями договора. Производители

могут заключить договоры на поддержание частоты и напряжения в сети, обеспечение резервов мощности и т.д.

Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы (ОАО "СО ЦДУ ЕЭС"): специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики. Системный оператор уполномочен на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети – финансовыми правами на передачу (ФПП) позволит создать прозрачный рыночный механизм распределения ограниченного ресурса – пропускной способности электрических сетей, а также механизм поддержки частных инвестиций в строительство и развитие сетей с целью минимизации данных ограничений. Предполагается, что ФПП будут реализовываться на конкурентных аукционах.

Рынок производных финансовых инструментов позволит создать систему управления ценовыми рисками в рыночной электроэнергетике. Основным инструментом – форвардный контракт (двухсторонний договор). Поиск контрагентов по таким договорам будет происходить путем непосредственного общения продавцов и покупателей. Привлечение на рынок производных финансовых инструментов участников, не связанных с энергетикой (инвестиционных компаний, банков и т.д.), перераспределит часть ценовых рисков в пользу продавцов и покупателей оптового рынка электроэнергии.

1.5. Розничные рынки электроэнергии

Основные положения Правил функционирования розничных рынков

[Постановление Правительства Российской Федерации "Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики и правил полного и \(или\) частичного ограничения режима потребления электрической энергии в случае нарушения своих обязательств потребителями электрической энергии, а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий"](#) было разработано в соответствии с ФЗ "Об

электроэнергетике" и ФЗ "Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период...".

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

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

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

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

- неразделенные АО-энерго и (или) энергосбытовые организации, созданные в результате реорганизации АО-энерго;
- оптовые потребители-перепродавцы и созданные на их базе сбытовые компании, которые на дату вступления в силу Постановления Правительства РФ осуществляют снабжение электрической энергией населения и финансируемых из бюджета потребителей в объеме не менее 50 млн.кВтч в год;
- энергосбытовые организации, обслуживающие потребителей, присоединенных к электрическим сетям ОАО "Российские железные дороги";
- хозяйствующие субъекты, эксплуатирующие объекты электросетевого хозяйства или генерирующие объекты, не имеющие электрических связей с Единой энергетической системой России и изолированными энергосистемами (так называемые "острова" – типичный пример – предприятия по добыче нефти со своей дизельной электростанцией).

Зоны деятельности гарантирующих поставщиков в каждом регионе устанавливаются региональным органом власти, исходя из

сложившихся территориальных зон обслуживания назначенных гарантирующих поставщиков.

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

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

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

- в отношении таких организаций предусматривается льготный (четырёхлетний) срок для приведения систем коммерческого учета в соответствие с требованиями договора о присоединении к торговой системе оптового рынка (в соответствии с Правилами оптового рынка).
- на гарантирующих поставщиков не распространяются количественные требования, предъявляемые к субъектам оптового рынка.

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

Правилами предусмотрено, что до 1 января 2008 года на всей территории Российской Федерации должны быть проведены первые конкурсы на получение статуса гарантирующего поставщика. Это необходимо для обеспечения конкуренции за потребителей

электроэнергии, повышения качества обслуживания потребителей и сокращения издержек. Конкурс предполагается проводить каждые три года. Главным критерием для определения победителя конкурса является необходимая валовая выручка для осуществления деятельности гарантирующего поставщика, которую заявляет участник конкурса. В случае его победы именно валовая выручка, с учетом индексации, будет принята при установлении сбытовой надбавки гарантирующего поставщика на трехлетний период. Если победитель очередного конкурса не выявлен, действующий гарантирующий поставщик продолжает осуществлять свою деятельность.

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

- если действующий гарантирующий поставщик лишается лицензии на право продажи электрической энергии гражданам;
- если в отношении него приняты меры по лишению права участия в торговле на оптовом рынке;
- если он заявляет о своей ликвидации;
- если в отношении него запущены процедуры банкротства;
- а также в случае, если он нарушает свои обязательства по оплате электроэнергии и услуг по передаче на розничном рынке, либо если финансовые показатели его деятельности нарушают контрольные значения, установленных приложением к Правилам.

В случае ухудшения финансового состояния действующего гарантирующего поставщика, невыполнения гарантирующим поставщиком принятых на себя обязательств, а также при его добровольном отказе от выполнения функций предусмотрено проведение внеочередного конкурса.

Процедура смены гарантирующего поставщика будет публичной. Информация о смене гарантирующего поставщика должна быть опубликована в местных печатных изданиях, размещаться в пунктах приема платежей за электроэнергию (в том числе, в отделениях Сбербанка России и Почты России), а также в сети Интернет (в том числе, на сайтах энергосбытовых компаний, отраслевых ведомств и их региональных подразделений).

При смене гарантирующего поставщика потребителям – юридическим лицам нужно будет заключить договоры с новым гарантирующим поставщиком, а потребителям-гражданам нужно будет только начать платить новому гарантирующему поставщику.

Правилами закреплена **система ценообразования** на розничном рынке, предусматривающая поставку части объемов электроэнергии

по регулируемой цене (в 2007 г. около 95%), а части – по цене, отражающей стоимость электрической энергии на конкурентном оптовом рынке в рамках предельного уровня нерегулируемых цен (в 2007 гг. около 5%).

Предельный уровень нерегулируемых цен определяется по специальной, зафиксированной в Правилах формуле на основании ежемесячно публикуемой НП "АТС" информации о средней стоимости единицы электрической энергии, сложившейся на оптовом рынке за истекший месяц, с учетом регулируемых государством тарифов на услуги по передаче электрической энергии, услуги НП "АТС" и РАО "ЕЭС России", сбытовой надбавки.

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

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

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

Правила определяют и **иные особенности** функционирования энергосбытовых организаций, порядок действий энергосбытовой организации и потребителей, направленный на предупреждение случаев, когда могут возникать недобросовестные энергосбытовые организации, предлагающие потребителям продажу электрической энергии в отсутствие договоров, обеспечивающих приобретение этой электрической энергии на оптовом или розничном рынке.

Правила также предусматривают **синхронизацию с жилищным законодательством Российской Федерации** и определяют порядок приобретения организациями сферы жилищно-коммунального хозяйства электрической энергии для оказания коммунальных услуг по электроснабжению. Кроме того, установлено, что гарантирующие поставщики, энергоснабжающие и энергосбытовые организации

осуществляют поставку электрической энергии гражданам, только если они проживают в частных жилых домах или осуществляют в соответствии с жилищным законодательством непосредственное управление многоквартирным домом.

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

Правилами усилены **требования к учету электроэнергии**, определены расчетные способы, применяемые при отсутствии приборов учета, установлена ответственность потребителей за нарушение работы приборов учета. Установлена обязанность потребителей по точному планированию объемов потребления электроэнергии и ответственность за потребление электроэнергии в большем или меньшем объеме по сравнению с запланированным.

2. АКТИВЫ ПРЕДПРИЯТИЯ. ОСНОВНЫЕ И ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА. АМОРТИЗАЦИЯ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

2.1. Активы предприятия

Активы - совокупность материально - вещественных, финансовых и иных ресурсов, необходимых для осуществления производственно - экономической деятельности предприятия.

Активы - это ресурсы, контролируемые предприятием, являющиеся результатом прошлых событий и источником будущих экономических выгод.

Все активы предприятия подразделяются на:

- материальные;
- нематериальные;
- финансовые.

Материальные активы - ресурсы, имеющие материально-вещественную форму и постоянно находящиеся в производстве (здания, сооружения, оборудование и т.п.).

Материальные активы, обслуживающие сферу производства называют производственными фондами (оборудование, здания, сооружения и т.п.).

Материальные активы, обслуживающие сферу обращения, называют фондами обращения (готовая продукция).

Основными фондами являются произведенные активы, используемые неоднократно или постоянно в течение длительного периода, но не менее одного года, для производства товаров, оказания рыночных и нерыночных услуг. Основные фонды состоят из материальных и нематериальных основных фондов.

К материальным основным фондам (основным средствам) относятся: здания, сооружения, машины и оборудование, измерительные и регулирующие приборы и устройства, жилища, вычислительная техника и оргтехника, транспортные средства, инструмент, производственный и хозяйственный инвентарь, рабочий, продуктивный и племенной скот, многолетние насаждения и прочие виды материальных основных фондов.

К нематериальным основным фондам (нематериальным активам) относятся компьютерное программное обеспечение, базы данных, оригинальные произведения развлекательного жанра, литературы или искусства, наукоемкие промышленные технологии, прочие нематериальные основные фонды, являющиеся объектами интеллектуальной собственности, использование которых ограничено установленными на них правами владения.

Ресурсы, имеющие материально - вещественную форму, постоянно участвующие в производственном процессе, сохраняющие при этом свою вещественную форму и переносящие часть своей стоимости на конечный результат труда, называют *основными средствами*.

Ресурсы, участвующие в производственном процессе, теряющие свою материально - вещественную форму и полностью переносящие свою стоимость на конечный результат труда, называют *оборотными средствами*.

Основные средства, непосредственно связанные с производственным процессом, называют основными производственными фондами (ОПФ).

Основные средства, непосредственно не связанные с производственным процессом, называют основными непроизводственными фондами (детские сады, ясли, находящиеся на балансе предприятия).

Нематериальные активы - это приобретенные и (или) созданные налогоплательщиком результаты интеллектуальной деятельности и иные объекты интеллектуальной собственности (исключительные права на них), используемые в производстве продукции (выполнении работ, оказании услуг) или для управленческих нужд организации в течение длительного времени (продолжительностью свыше 12 месяцев).

Для признания нематериального актива необходимо наличие способности приносить налогоплательщику экономические выгоды (доход), а также наличие надлежаще оформленных документов, подтверждающих существование самого нематериального актива и (или) исключительного права у налогоплательщика на результаты интеллектуальной деятельности (в том числе патенты, свидетельства, другие охранные документы, договор уступки (приобретения) патента, товарного знака).

К нематериальным активам, в частности, относятся:

- 1) исключительное право патентообладателя на изобретение, промышленный образец, полезную модель;
- 2) исключительное право автора и иного правообладателя на использование программы для ЭВМ, базы данных;
- 3) исключительное право автора или иного правообладателя на использование топологии интегральных микросхем;
- 4) исключительное право на товарный знак, знак обслуживания, наименование места происхождения товаров и фирменное наименование;
- 5) исключительное право патентообладателя на селекционные достижения;
- 6) владение "ноу-хау", секретной формулой или процессом, информацией в отношении промышленного, коммерческого или научного опыта.

Первоначальная стоимость амортизируемых нематериальных активов определяется как сумма расходов на их приобретение (создание) и доведение их до состояния, в котором они пригодны для использования, за исключением налога на добавленную стоимость и акцизов, кроме случаев, предусмотренных настоящим Кодексом.

Стоимость нематериальных активов, созданных самой организацией, определяется как сумма фактических расходов на их создание, изготовление (в том числе материальных расходов, расходов на оплату труда, расходов на услуги сторонних организаций, патентные пошлины, связанные с получением патентов, свидетельств), за

исключением сумм налогов, учитываемых в составе расходов в соответствии с настоящим Кодексом.

К нематериальным активам не относятся:

- 1) не давшие положительного результата научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы;
- 2) интеллектуальные и деловые качества работников организации, их квалификация и способность к труду.

Финансовые активы - это права на получение денежных средств от физических или юридических лиц (акция, облигации, депозиты).

2.2. Состав основных фондов

С 1.0.1996 года в России действует общероссийский классификатор основных фондов.

Общероссийский классификатор основных фондов (ОКОФ) входит в состав Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации (ЕСКК) Российской Федерации.

При разработке ОКОФ учтены: Международная стандартная отраслевая классификация всех видов экономической деятельности (МСОК) - International Standard Industrial Classification of all Economic Activities (ISIC), международный Классификатор основных продуктов (КОП) - Central Product Classification (CPC), стандарты Организации Объединенных Наций по международной системе национальных счетов (СНС), Положение о бухгалтерском учете и отчетности в Российской Федерации, а также Общероссийский классификатор видов экономической деятельности, продукции и услуг (ОКДП), для которого МСОК и КОП являются базовыми.

ОКОФ разработан в соответствии с Государственной программой перехода Российской Федерации на принятую в международной практике систему учета и статистики в соответствии с требованиями развития рыночной экономики, а также Постановлением Правительства Российской Федерации от 12 февраля 1993 года N 121 по реализации указанной государственной программы.

Сферой применения ОКОФ являются организации, предприятия и учреждения всех форм собственности.

ОКОФ обеспечивает информационную поддержку решения следующих задач:

- проведения работ по оценке объемов, состава и состояния основных фондов;
- реализации комплекса учетных функций по основным фондам в рамках работ по государственной статистике;
- осуществления международных сопоставлений по структуре и состоянию основных фондов;
- расчета экономических показателей, включая фондоемкость, фондовооруженность, фондоотдачу и другие;
- расчета рекомендательных нормативов проведения капитальных ремонтов основных фондов.

Объектами классификации в ОКОФ являются основные фонды.

В соответствии с требованиями бухгалтерского учета и отчетности в Российской Федерации к основным фондам не относятся:

- а) предметы, служащие менее одного года, независимо от их стоимости;
- б) предметы стоимостью ниже лимита, устанавливаемого Минфином России, независимо от срока их службы, за исключением сельскохозяйственных машин и орудий, строительного механизированного инструмента, оружия, а также рабочего и продуктивного скота, которые относятся к основным фондам, независимо от их стоимости;
- в) орудия лова (тралы, неводы, сети, мережи и прочие орудия лова) независимо от их стоимости и срока службы;
- г) бензомоторные пилы, сучкорезки, сплавной трос, сезонные дороги, усы и временные ветки лесовозных дорог, временные здания в лесу сроком эксплуатации до двух лет (передвижные обогревательные домики, котлопункты, пилоточные мастерские, бензозаправки и прочее);
- д) специальные инструменты и специальные приспособления (инструменты и приспособления целевого назначения, предназначенные для серийного и массового производства определенных изделий или для изготовления индивидуального заказа), независимо от их стоимости; сменное оборудование, многократно используемые в производстве приспособления к основным фондам и другие вызываемые специфическими условиями изготовления устройства - изложницы и принадлежности к ним, прокатные валки, воздушные фурмы, челноки, катализаторы и сорбенты твердого агрегатного состояния и т.п., независимо от их стоимости;
- е) специальная одежда, специальная обувь, а также постельные принадлежности независимо от их стоимости и срока службы;

- ж) форменная одежда, предназначенная для выдачи работникам предприятия, одежда и обувь в учреждениях здравоохранения, просвещения, социального обеспечения и других учреждениях, состоящих на бюджете, независимо от стоимости и срока службы;
- з) временные сооружения, приспособления и устройства, затраты по возведению которых относятся на себестоимость строительно - монтажных работ в составе накладных расходов;
- и) тара для хранения товарно - материальных ценностей на складах или осуществления технологических процессов, стоимостью в пределах лимита, установленного Минфином России;
- к) предметы, предназначенные для выдачи напрокат, независимо от их стоимости;
- л) молодняк животных и животные на откорме, птица, кролики, пушные звери, семьи пчел, а также ездовые и сторожевые собаки, подопытные животные;
- м) многолетние насаждения, выращиваемые в питомниках в качестве посадочного материала.

К основным фондам не относятся также машины и оборудование, числящиеся как готовые изделия на складах предприятий - изготовителей, снабженческих и сбытовых организаций, сданные в монтаж или подлежащие монтажу, находящиеся в пути, числящиеся на балансе капитального строительства.

Объектом классификации материальных основных фондов является объект со всеми приспособлениями и принадлежностями или отдельный конструктивно обособленный предмет, предназначенный для выполнения определенных самостоятельных функций, или же обособленный комплекс конструктивно - сочлененных предметов, представляющих собой единое целое и предназначенных для выполнения определенной работы. Комплекс конструктивно - сочлененных предметов - это один или несколько предметов одного или разного назначения, имеющие общие приспособления и принадлежности, общее управление, смонтированные на одном фундаменте, в результате чего каждый входящий в комплекс предмет может выполнять свои функции только в составе комплекса, а не самостоятельно.

Группировки объектов в ОКОФ образованы в основном по признакам назначения, связанным с видами деятельности, осуществляемыми с использованием этих объектов и производимыми в результате этой деятельности продукцией и услугами.

Общая структура девятизначных кодов для образования группировок объектов в ОКОФ представлена в виде следующей схемы:

X0 0000000 - раздел

XX 0000000 - подраздел

XX XXXX000 - класс

XX XXXX0XX - подкласс

XX XXXXXXX - вид.

Между вторым и третьим знаками кода ставится пробел.

Группировки объектов в ОКОФ до уровня подклассов построены по иерархическому методу классификации, а на уровне видов использованы фасеты (перечни) с привязкой их к нижнему уровню иерархической структуры классификатора - к подклассам в пределах выделенного для данного подкласса интервала кодов.

Данная структура построения группировок в ОКОФ обеспечивает высокий уровень совместимости с международными классификациями видов деятельности, продукции и услуг, действующими в рамках ООН и Евростата, и Общероссийским классификатором видов экономической деятельности, продукции и услуг (ОКДП).

Каждая позиция ОКОФ включает в себя девятизначный цифровой десятичный код, контрольное число (КЧ) и наименование. Контрольное число рассчитано в соответствии с действующей методикой расчета и применения контрольных чисел для защиты кодов классификатора.

Материальные основные фонды классифицированы в разделе 10, нематериальные основные фонды представлены в разделе 20.

К **разделу 10** относятся следующие материальные основные фонды с учетом их классификации на уровне подразделов:

1. Здания (кроме жилых);
2. Сооружения;
3. Жилища;
4. Машины и оборудование:
 - силовые;
 - рабочие;
 - информационные;
5. Средства транспортные;
6. Инвентарь производственный и хозяйственный;
7. Скот рабочий, продуктивный и племенной;
8. Насаждения многолетние.

Основные фонды подразделяются на активную и пассивную части: активная (машины, оборудование), пассивная (здания, сооружения).

Структура основных средств

Под структурой ОПФ понимают удельный вес отдельных составляющих основных средств в их общей стоимости.

Структура основных средств зависит:

- от характера производства,
- от мощности предприятия,
- от климатических условий.

2.3. Инвестиции. Капитальные вложения

В соответствии с законами РФ «Об инвестиционной деятельности в РФ, осуществляемой в форме капитальных вложений» и «Об иностранных инвестициях в РФ» (1999г.). Под инвестициями понимают – денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, включая имущественные права и иные права, имеющие денежную оценку, используемые для получения прибыли и иного полезного эффекта.

Виды инвестиций:

1. В зависимости от направления вложения инвестиций:

- инвестиции в материальные активы: производственные здания и сооружения, любые виды машин и оборудования со сроком службы более 1 года,
- инвестиции в нематериальные активы: ценности, приобретаемые фирмой в результате разработки компьютерных программ, товарные знаки, лицензии и т.п.,
- инвестиции в финансовые активы: права на получение денежных сумм от других физических и юридических лиц, депозиты, акции, облигации и т.п.

Инвестиции в финансовые активы включают:

- прямые финансовые инвестиции – вложения в уставной капитал предприятия, в акции АО и т.п., осуществляемые с целью получения доходов в виде дивидендов.
- портфельные инвестиции – инвестиции, вкладываемые в набор различных видов ценных бумаг, с целью повышения доходности и снижения риска.

Инвестиции в материальные активы называют реальными инвестициями или капитальными вложениями. Они включают:

- инвестиции в повышение эффективности производства: основная цель – повышение эффективности производства, снижение затрат, связанных с производством продукции;
- инвестиции в расширение производства: основная цель - завоевание новых рынков сбыта продукции;
- инвестиции в создание новых производств: основная цель - выпуск новой продукции.
- инвестиции ради удовлетворения требований государственных органов управления.

2. В зависимости от сроков получения отдачи:

- долгосрочные: от 1 года до нескольких лет;
- краткосрочные: от 1 до нескольких месяцев.

3. В зависимости от выбранной фирмой стратегии:

- пассивные инвестиции: обеспечивают в лучшем случае не ухудшение показателей эффективности вложений денежных средств;
- активные инвестиции: обеспечивают повышение конкурентоспособности фирмы (предприятия).

4. В зависимости от типа инвестора:

- государственные инвестиции: часть национального дохода в виде средств государственного бюджета, местных бюджетов, вкладываемых в развитие экономики, отвлекаемых от текущего государственного потребления в целях обеспечения поддержания производства, социальной сферы и экономического роста;
- частные инвестиции: негосударственные вложения средств, принадлежащих фирмам, предпринимателям, населению;
- иностранные инвестиции: инвестиции, поступающие из-за границы, могут быть государственными и частными.

Капитальные вложения (капитальные затраты) – затраты на приобретение оборудования (других объектов основных средств), новое строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и расширение производства.

Капитальные вложения включают:

- затраты на проектирование;
- затраты на строительные-монтажные работы;

- затраты на приобретение оборудования;
- затраты на транспортировку и доставку оборудования;
- затраты на НИОКР, экспериментальные и проектные работы;
- затраты на подготовку кадров для строящегося предприятия;
- затраты на монтаж, наладку и освоение оборудования;
- затраты на пополнение оборотных средств;
- прочие затраты (плата за кредит).

Капитальные затраты – это единовременные затраты при производстве продукции

Источники финансирования капитальных вложений:

- собственные средства (уставной капитал, средства из прибыли предприятия);
- заемные средства (кредиты);
- смешанный источник финансирования.

Показатели использования капиталовложений:

- Удельные капитальные вложения – показывают, какое количество капитальных вложений приходится на единицу производимой продукции:

$$K_{уд}, \text{ руб./МВт, руб./м}^2,$$

$$K_{то} = K_{уд} \cdot F_{то}, \text{ руб.}$$
- Капиталоотдача - показывает, какое количество вновь введенных основных средств приходится на рубль капиталовложений.

$$K_{отд}, \text{ руб. введ. ОПФ / руб. влож. КВ.}$$

2.4. Учет и оценка основных средств

1. Учет ОПФ

Выделяют 2 вида учета:

- натуральный вид учета: проводится ежегодно и называется инвентаризацией.
Целью инвентаризации является определение производственной мощности предприятия, планирование производственной программы, выявление резервов повышения эффективности производства.
- стоимостной вид учета.
Целью стоимостного учета основных средств является – определение степени износа оборудования и расчет амортизационных отчислений.

Источники поступления основных средств:

- уставной капитал;
- капиталовложения;
- аренда;
- безвозмездная передача.

Пути выбытия основных средств:

- продажа;
- ликвидация;
- участие в уставном капитале другого предприятия;
- безвозмездная передача.

2. Оценка ОПФ

Оценка основных средств осуществляется в денежной форме и отражается в бухгалтерском балансе предприятия.

Выделяют 4 вида оценки основных средств:

1. По первоначальной стоимости

Первоначальная стоимость основных средств – это сумма расходов на его приобретение, сооружение, изготовление, доставку и доведение до состояния, в котором оно пригодно для использования.

Первоначальная стоимость – это стоимость основных средств на момент их ввода в эксплуатацию.

$$K_0 = K_{\text{проект.}} + K_{\text{обор.}} + K_{\text{монтаж}} + K_{\text{трансп.}} + K_{\text{пр.}}, \text{ руб.}$$

Оценка ОПФ может вестись по разным ценам в зависимости от источников поступления основных средств:

- Уставной капитал - цена по договоренности сторон;
- Капитальные вложения – по фактическим ценам;
- Аренда – по договорным ценам;
- Безвозмездная передача – по оценке экспертов.

2. По восстановительной стоимости

Восстановительная стоимость – это первоначальная стоимость основных средств с учетом проведенных переоценок.

Восстановительная стоимость – это стоимость основных средств в действующих ценах, в данный момент времени.

$$K_{\text{восст.}} = K_0 \cdot K_{\text{пер.}}, \text{ руб.},$$

где $K_{пер.}$ – коэффициент пересчета первоначальной стоимости ОПФ в восстановительную.

Процесс пересчета первоначальной стоимости основных средств в восстановительную называют переоценкой. Переоценка может производиться несколько раз в год, это зависит от экономического положения в стране.

Выделяют 2 вида восстановительной стоимости:

- полная восстановительная стоимость – $K_{восст.}$;
- восстановительно – остаточная стоимость (с учетом износа

основных средств) - $K_{восст.-ост.}$

$$K_{восст.-ост.} = (K_0 - \text{Износ}) \cdot K_{пер.}$$

3. По остаточной стоимости

Остаточная стоимость основных средств определяется как разница между их первоначальной стоимостью и суммой начисленной за период эксплуатации амортизации.

Остаточная стоимость – это первоначальная стоимость основных средств за вычетом износа.

$$K_{ост.} = K_0 - \text{Износ, руб.}$$

Если в течении года проводилась модернизация или реконструкция оборудования, то остаточная стоимость определяется:

$$K_{ост.} = K_0 + K_{мод.} - \text{Износ, руб.}$$

4. По ликвидационной стоимости

Ликвидационная стоимость – это стоимость основных средств на момент истечения нормативного срока службы основных средств.

$$K_{ликв.} = K_{ост.последняя}$$

2.5. Износ основных средств

Износ – это стоимостной показатель потери объектами основных средств своих физических качеств или техноко-экономических свойств.

Выделяют два вида износа основных средств – это физический и моральный износ.

К физическому износу относят – коррозию, эрозию, истирание и т.п. Износ вследствие аварий, стихийных бедствий и т.п. ситуаций к физическому износу не относят.

Факторы физического износа:

- агрессивность рабочей среды;
- режим и характер работы оборудования;
- соблюдение эксплуатационных и ремонтных регламентов, норм и стандартов;
- человеческий фактор.

Для устранения физического износа проводят ремонт оборудования.

Моральный износ – это техническое старение, вызванное техническим и общественным прогрессом.

Формы морального износа:

- скрытый моральный износ – возникает, когда проектно-конструкторская организация приступает к разработке новой модели оборудования;
- частичный моральный износ – возникает с момента начала серийного производства новой модели оборудования;
- полный моральный износ – возникает, когда новая модель оборудования занимает доминирующее положение на рынке.

Для устранения морального износа проводят реконструкцию, модернизацию или замену оборудования.

Сегодня, физический износ основных средств энергетических компаний достиг катастрофических размеров и составляет в среднем около 25% мощности энергоблоков и более 40% не блочного оборудования.

При этом объекты основных средств ТЭС находятся за пределами физической и экономической целесообразности их эксплуатации. Фактический срок службы по блочному оборудованию составляет – 70%, а по не блочному оборудованию – более 80% от нормативного срока службы. Суммарная мощность такого оборудования сейчас составляет примерно 35 млн. кВт, а к 2010 году достигнет значения около 75 млн. кВт, что составляет 60% установленной мощности, в том числе 63 млн. кВт в регионах, где проживает более 70% населения РФ.

По ГЭС физический износ составляет более 50% установленной мощности, по электрическим сетям – протяженность изношенных

ЛЭП в 2 раза превышает протяженность ЛЭП, находящихся на реконструкции, по тепловым сетям потери тепловой энергии в среднем составляют более 30%, при нормативе менее 5%.

Основная причина такого положения дел в энергетике – это не разумная государственная политика и политика энергетических компаний в области инвестиций, инноваций, энергосбережения и т.д., но несомненно одно – обновление основных средств необходимо и для этого нужны денежные средства. Для этих целей существует – амортизация основных средств.

2.6. Амортизация основных средств

2.6.1. Понятие амортизации основных средств

Амортизация основных средств – это процесс накопления денежных средств на замену основных средств, путем включения амортизационных отчислений в издержки производства.

Денежное выражение амортизации называется фондом амортизации или амортизационными отчислениями. С 1991 года установлены амортизационные отчисления только на реновацию (полное восстановление) основных средств. Амортизационные отчисления начисляются в течении срока полезного использования объектов основных средств.

Амортизируемым имуществом является имущество, результаты интеллектуальной деятельности и иные объекты интеллектуальной собственности, которые находятся у налогоплательщика на праве собственности, используются им для извлечения дохода и стоимость которых погашается путем начисления амортизации. Амортизируемым имуществом является имущество со сроком полезного использования более 12 месяцев и первоначальной стоимостью более 10 000 рублей.

Не подлежат амортизации земля и иные объекты природопользования (вода, недра и другие природные ресурсы), а также материально-производственные запасы, товары, объекты незавершенного капитального строительства, ценные бумаги, финансовые инструменты срочных сделок.

Не подлежат амортизации следующие виды амортизируемого имущества:

1) имущество бюджетных организаций, за исключением имущества, приобретенного в связи с осуществлением предпринимательской деятельности и используемого для осуществления такой деятельности;

- 2) имущество некоммерческих организаций, полученное в качестве целевых поступлений или приобретенное за счет средств целевых поступлений и используемое для осуществления некоммерческой деятельности;
- 3) имущество, приобретенное (созданное) с использованием бюджетных средств целевого финансирования. Указанная норма не применяется в отношении имущества, полученного налогоплательщиком при приватизации;
- 4) объекты внешнего благоустройства (объекты лесного хозяйства, объекты дорожного хозяйства, сооружение которых осуществлялось с привлечением источников бюджетного или иного аналогичного целевого финансирования, специализированные сооружения судоходной обстановки) и другие аналогичные объекты;
- 5) продуктивный скот, буйволы, волы, яки, олени, другие одомашненные дикие животные (за исключением рабочего скота);
- 6) приобретенные издания (книги, брошюры и иные подобные объекты), произведения искусства. При этом стоимость приобретенных изданий и иных подобных объектов, за исключением произведений искусства, включается в состав прочих расходов, связанных с производством и реализацией, в полной сумме в момент приобретения указанных объектов;
- 7) приобретенные права на результаты интеллектуальной деятельности и иные объекты интеллектуальной собственности, если по договору на приобретение указанных прав оплата должна производиться периодическими платежами в течение срока действия указанного договора.

Из состава амортизируемого имущества исключены основные средства:

- переданные (полученные) по договорам в безвозмездное пользование;
- переведенные по решению руководства организации на консервацию продолжительностью свыше трех месяцев;
- находящиеся по решению руководства организации на реконструкции и модернизации продолжительностью свыше 12 месяцев.

При расконсервации объекта основных средств амортизация по нему начисляется в порядке, действовавшем до момента его консервации, а срок полезного использования продлевается на период нахождения объекта основных средств на консервации.

Амортизация нематериальных активов

В Российской Федерации разрешена амортизация нематериальных активов, при этом:

- амортизационные отчисления могут начисляться линейным и нелинейным методами;
- срок полезного использования объекта нематериальных активов определяется исходя из срока действия патента, свидетельства и (или) из других ограничений сроков использования объектов интеллектуальной собственности в соответствии с законодательством Российской Федерации или применимым законодательством иностранного государства, а также исходя из полезного срока использования нематериальных активов, обусловленного соответствующими договорами;
- по нематериальным активам, по которым невозможно определить срок полезного использования объекта нематериальных активов, нормы амортизации устанавливаются в расчете на десять лет (но не более срока деятельности налогоплательщика).

2.6.2. Методы и порядок расчета амортизации

В соответствии с Налоговым кодексом РФ выделяют следующие методы начисления амортизации:

- 1) линейный;
- 2) нелинейный.

Выбранный налогоплательщиком метод начисления амортизации не может быть изменен в течение всего периода начисления амортизации по объекту амортизируемого имущества. Начисление амортизации в отношении объекта амортизируемого имущества осуществляется в соответствии с нормой амортизации, определенной для данного объекта исходя из его срока полезного использования.

Линейный метод начисления амортизационных отчислений

Линейным методом амортизация начисляется по зданиям, сооружениям, передаточным устройствам, входящим в восьмую - десятую амортизационные группы, независимо от сроков ввода в эксплуатацию этих объектов.

При использовании линейного метода норма амортизации по каждому объекту амортизируемого имущества определяется по формуле, %:

$$a_{\text{Год}} = 100 / T_{\text{пол. исп.}},$$

$$a_{\text{мес.}} = 100 / T_{\text{пол. исп.}},$$

где a - норма амортизации, %/год (месяц);

$T_{\text{пол. исп.}}$ - срок полезного использования объекта амортизируемого имущества, год (месяц).

Годовой (месячный) фонд амортизации определяется, руб./год (месяц):

$$A_{\text{Год}} = a_{\text{Год}} \cdot K_0 / 100$$

$$A_{\text{мес.}} = a_{\text{мес.}} \cdot K_0 / 100$$

Нелинейный метод начисления амортизационных отчислений

При использовании нелинейного метода норма амортизации по каждому объекту амортизируемого имущества определяется по формуле, %:

$$a_{\text{Год}} = 2 \cdot 100 / T_{\text{пол. исп.}},$$

$$a_{\text{мес.}} = 2 \cdot 100 / T_{\text{пол. исп.}},$$

где a - норма амортизации, %/год (месяц);

$T_{\text{пол. исп.}}$ - срок полезного использования объекта амортизируемого имущества, год (месяц).

Годовой (месячный) фонд амортизации определяется, руб./год (месяц):

$$A_{\text{Год } i} = a_{\text{Год}} \cdot K_{\text{ост. } i}^{\text{НГ}} / 100,$$

$$A_{\text{мес. } i} = a_{\text{мес.}} \cdot K_{\text{ост. } i}^{\text{НМ}} / 100,$$

При применении нелинейного метода сумма начисленной за один месяц амортизации в отношении объекта амортизируемого имущества определяется как произведение остаточной стоимости объекта амортизируемого имущества и нормы амортизации, определенной для данного объекта.

При этом с месяца, следующего за месяцем, в котором остаточная стоимость объекта амортизируемого имущества достигнет 20 процентов от первоначальной (восстановительной) стоимости этого объекта, амортизация по нему исчисляется в следующем порядке:

- 1) остаточная стоимость объекта амортизируемого имущества в целях начисления амортизации фиксируется как его базовая стоимость для дальнейших расчетов:

$$K_{\text{ост. баз.}} = 0,2 \cdot K_0,$$

- 2) сумма начисляемой за один месяц амортизации в отношении данного объекта амортизируемого имущества определяется путем деления базовой стоимости данного объекта на количество месяцев, оставшихся до истечения срока полезного использования данного объекта.

$$A_{\text{мес.}} = K_{\text{ост. баз.}} / T_{\text{ост.}}$$

2.6.3. Начисление амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления начисляется отдельно по каждому объекту амортизируемого имущества ежемесячно. При этом при планировании деятельности любой энергоснабжающей организации необходимо рассчитывать годовой фонд амортизации, который определяется, руб./год:

$$A_{\text{год}} = \sum A_{\text{мес. } i},$$

где $A_{\text{мес. } i}$ - месячные амортизационные отчисления по i -ому объекту основных средств, руб./мес.

$$A_{\text{год } \Sigma} = \sum A_{\text{год } i}, \quad A_{\text{мес.}} = A_{\text{год } \Sigma} / 12$$

Если в течении года на предприятии вводились или списывались основные фонды, то при расчете амортизационных отчислений может использоваться среднегодовая стоимость основных фондов.

$$K_{\text{ср.год}} = K_{\text{нг}} + K_{\text{вв}} \cdot T_{\text{исп}} / 12 - K_{\text{выб}} \cdot (1 - T_{\text{исп}} / 12), \text{ руб.},$$

где $K_{\text{нг}}$ - стоимость основных фондов на начало года, руб.;

$K_{\text{вв}}$ - стоимость вновь введенных основных средств, руб.;

$T_{\text{исп}}$ - время использования вновь введенных (выбывших) основных средств, месяц;

$K_{\text{выб}}$ - стоимость выбывших основных средств, руб.

$$A_{\text{год}\Sigma} = \Sigma(a_i \cdot K_i) / 100 = (a_{\text{ср}} \cdot \Sigma K_i) / 100 = (a_{\text{ср}} \cdot K_{\text{ср.год}}) / 100, \text{ руб./год}$$

Начисление амортизации по объекту амортизируемого основных средств начинается с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором этот объект был введен в эксплуатацию.

Начисление амортизации по объекту амортизируемого основных средств прекращается с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, когда произошло полное списание стоимости такого объекта либо когда данный объект выбыл из состава амортизируемого имущества налогоплательщика по любым основаниям.

Организация, приобретающая объекты основных средств, бывшие в употреблении, вправе определять норму амортизации по этому имуществу с учетом срока полезного использования, уменьшенного на количество лет (месяцев) эксплуатации данного имущества предыдущими собственниками.

Если срок фактического использования данного основного средства у предыдущих собственников окажется равным или превышающим срок его полезного использования, определяемый классификацией основных средств, утвержденной Правительством Российской Федерации налогоплательщик вправе самостоятельно определять срок полезного использования этого основного средства с учетом требований техники безопасности и других факторов.

Использование амортизационных отчислений

С 1992 года на предприятиях не создается специальный амортизационный фонд. Амортизационные отчисления приходят на расчетный счет предприятия вместе с прибылью. Предприятие само решает, как использовать амортизационные отчисления.

Исключением являются амортизационные отчисления, начисленные ускоренным методом. Они могут быть использованы только на полное восстановление (реновацию) основных фондов.

2.7. Показатели состояния и эффективности использования основных средств

Показатели состояния основных производственных фондов:

1. Коэффициент обновления

$$k_{\text{обн}} = K_{\text{вв}} / K_{\text{кг}} \cdot 100, \%$$

где $K_{\text{вв}}$ – стоимость вновь введенных основных фондов, руб.;

$K_{\text{кг}}$ – стоимость основных фондов на конец года, руб.

2. Коэффициент выбытия

$$k_{\text{выб}} = K_{\text{выб}} / K_{\text{нг}} \cdot 100, \%$$

где $K_{\text{выб}}$ – стоимость выбывших основных фондов;

$K_{\text{нг}}$ – стоимость основных фондов на начало года.

3. Коэффициент износа

$$k_{\text{изн}} = I_{\text{опф}} / K_{\text{о (бал)}} \cdot 100, \%$$

$I_{\text{опф}}$ – износ основных фондов на текущий момент времени;

$K_{\text{о (бал)}}$ – первоначальная (балансовая) стоимость основных фондов.

4. Коэффициент годности

$$k_{\text{годн}} = K_{\text{ост}} / K_{\text{о (бал)}} \cdot 100, \%$$

$$k_{\text{изн}} + k_{\text{годн}} = 1$$

Показатели эффективности использования ОПФ

Общие показатели эффективности использования ОПФ:

1. Фондоотдача

$$\text{ФО} = Z / K_{\text{о (бал)}}, \text{ (руб./руб.)}$$

где Z – стоимость реализованной продукции, руб.

Фондоотдача показывает какое количество продукции в рублях приходится на 1 руб. стоимости основных фондов. Чем выше фондоотдача, тем лучше работает предприятие.

2. Фондоёмкость

$$\text{ФЕ} = K_{\text{о(бал)}} / Z = 1 / \text{ФО}, \quad \text{руб./руб.}$$

3. Фондовооруженность

$$\text{ФВ} = K_{\text{о(бал)}} / R_{\text{сп}}, \quad \text{руб./чел.}$$

где $R_{\text{сп}}$ – списочное количество работающих на предприятии.

Частные показатели эффективности использования ОПФ:

1. Коэффициент экстенсивной загрузки оборудования

$$K_{\text{экс}} = t_{\text{факт}} / t_{\text{пл}}, \quad K_{\text{экс}} = t_{\text{факт}} / t_{\text{max}}, \quad K_{\text{экс}} = t_{\text{факт}} / t_{\text{ср}}$$

где $t_{\text{факт}}$ – фактическое время работы оборудования;

$t_{\text{пл}}$ – плановое время работы оборудования;

t_{max} – максимальное время работы оборудования;

$t_{\text{ср}}$ – среднее время работы оборудования.

Коэффициент экстенсивной загрузки оборудования показывает степень загрузки оборудования по времени.

2. Коэффициент интенсивной загрузки оборудования

$$K_{\text{инт}} = Z_{\text{пл}} / Z_{\text{max}},$$

$$K_{\text{инт}} = Z_{\text{ср}} / Z_{\text{max}},$$

где Z – степень загрузки (производительность) оборудования.

Коэффициент интенсивной загрузки оборудования показывает степень загрузки оборудования по производительности.

3. Интегральный коэффициент загрузки оборудования

$$K_{\text{интегр}} = K_{\text{экс}} \times K_{\text{инт}}$$

4. Коэффициент сменности

$$K_{см} = (N_{см} \cdot n) / M$$

где $(N_{см} \cdot n)$ – количество, отработанных оборудованием машино-смен;
 M – общее количество оборудования (машин).

5. Годовое число часов использования установленной мощности

$$h_{уст.} = W_{факт.} / N_{уст.},$$

где $W_{факт.}$ – фактическая выработка электроэнергии, МВт-час/год;
 $N_{уст.}$ – установленная мощность оборудования, МВт.

6. Годовое число часов использования максимальной нагрузки

$$h_{max} = W_{факт.} / N_{max},$$

где N_{max} – максимальная мощность, МВт.

$$h_{уст.} < h_{max} < 8760$$

2.8. Оборотные средства предприятия

Оборотные средства предприятия состоят из оборотных производственных фондов и фондов обращения.

Оборотные производственные фонд обслуживают сферу производства, а фонды обращения – сферу обращения.

Оборотные производственные фонды предприятий состоят трех частей:

- производственные запасы;
- незавершенное производство и полуфабрикаты собственного изготовления;
- расходы будущих периодов.

Производственные запасы — это предметы труда, подготовленные для запуска в производственный процесс; состоят они из сырья, основных и вспомогательных материалов, топлива, горючего, покупных полуфабрикатов и комплектующих изделий, запасных частей для текущего ремонта основных фондов.

Незавершенное производство и полуфабрикаты собственно изготовления — это предметы труда, вступившие в производственный процесс: материалы, детали, узлы и изделия, находящиеся в процессе обработки или

сборки, а также полуфабрикаты собственного изготовления, не законченные полностью производством в одних цехах предприятия и подлежащие дальнейшей обработке в других цехах того же предприятия.

Расходы будущих периодов — это невещественные элементы оборотных фондов, включающие затраты на подготовку и освоение новой продукции, которые производятся в данном периоде (квартал, год), но относятся на продукцию будущего периода (например, затраты на конструирование и разработку технологии новых видов изделий, на перестановку оборудования и др.)

Фонды обращения включают готовую продукцию на складах., товары в пути, денежные средства и средства в расчётах с потребителями готовой продукции, в частности, дебиторскую задолженность.

Назначение оборотных средств

Оборотные средства предназначены для обеспечения непрерывности процесса производства и реализации продукции. Выделяют три стадии обращения оборотных средств:

1 стадия (стадия обращения) – начинается с момента, когда оборотные средства представлены в виде денежных средств и до момента, когда они представлены в виде производственного запаса;

2 стадия (стадия производства) – начинается с момента, когда оборотные средства представлены в виде производственных запасов и до момента, когда они представлены в виде готовой продукции на складе;

3 стадия (стадия обращения) – начинается с момента, когда оборотные средства представлены в виде готовой продукции на складе и до момента, когда оборотные средства представлены в виде денег.

2.9. Нормирование оборотных средств

Нормирование оборотных средств осуществляется с целью улучшения учета и повышения эффективности использования оборотных средств.

В зависимости от способов учета и планирования оборотных средств на предприятии выделяют нормируемые и ненормируемые оборотные средства.

К нормируемым оборотным средствам относят те их виды минимальные запасы которых можно рассчитать.

К ненормированным оборотным средствам относятся остальные элементы оборотных средств, то есть – те их виды минимальные запасы которых рассчитать практически невозможно.

Нормируют оборотные средства, находящиеся в производственных запасах, незавершенном производстве, остатках готовой продукции складах предприятия.

Нормирование осуществляется с помощью разработки норм и нормативов, в частности для сырья, топлива, материалов оборотные средства нормируют в днях запаса и в денежной форме.

Норма запаса может включать в себя нормы транспортного, текущего, страхового и подготовительного запасов.

Транспортный запас предусматривается в тех случаях, когда оплата материальных ресурсов производится до их поступления на предприятие.

Текущий запас предназначен для обеспечения производства материальными ресурсами между двумя очередными поставками.

Страховой запас предназначен для компенсации возможных отклонений в плановых сроках поставок материальных ресурсов. Обычно норму страхового запаса рекомендуется принимать в размере 50 % от текущего запаса.

Подготовительный запас – это время, необходимое для выгрузки, доставки, приемки и складирования материальных ресурсов.

В процессе нормирования оборотных средств определяют норму и норматив оборотных средств.

Нормы оборотных средств характеризуют минимальные запасы товарно-материальных ценностей на предприятии и рассчитываются в днях запаса, нормах запаса деталей, рублях на расчетную единицу и т.д.

Норматив оборотных средств – произведение нормы оборотных средств на тот показатель, норма которого определена. Рассчитывается в рублях.

На энергетических предприятиях подлежат обязательному нормированию и экспертизе следующие виды оборотных средств:

- удельные расходы топлива на отпускаемую тепловую и электрическую энергию;
- запасы топлива;
- потери тепловой и электрической энергии в сетях.

2.9.1. Нормирование удельных расходов топлива на отпускаемую тепловую и электрическую энергию на энергопредприятиях

Организация работ по нормированию удельных расходов топлива на отпускаемую тепловую и электрическую энергию осуществляется в соответствии с «Положением об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных».

Для утверждения нормативов энергоснабжающая организация в срок до 1 мая года, предшествующего периоду регулирования, представляет в Минпромэнерго России заявление с обосновывающими материалами.

Для организации работы по утверждению нормативов образуется Комиссия по утверждению нормативов, а также определяется уполномоченный по делу из числа сотрудников Департамента топливно-энергетического комплекса Минпромэнерго России.

По каждому заявлению энергоснабжающей организации открывается дело об утверждении нормативов, в которое подшиваются следующие материалы:

- письменное заявление об утверждении нормативов, к которому прилагаются копии учредительных и регистрационных документов, справка налогового органа о постановке на учет;
- документы, обосновывающие значения нормативов представленных к утверждению.

Уполномоченный по делу в недельный срок, начиная с даты регистрации заявления:

- проверяет правильность оформления материалов по нормативам: комплектность; наличие указанных приложений; наличие удостоверяющих реквизитов (подписи, штампа, регистрационного номера, фамилии и номер телефона заявителя);
- проводит анализ представленных материалов на предмет их соответствия требованиям, указанным в «Порядке расчета и обоснования нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных»;
- направляет организации извещение об открытии дела с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу, а также даты рассмотрения дела по утверждению нормативов.

Минпромэнерго России организует экспертизу материалов, обосновывающих значения нормативов, представленных на утверждение.

Срок проведения экспертизы определяется Комиссией, в зависимости от трудоемкости экспертных работ и объема представленных материалов, но не должен превышать 30 дней.

По результатам экспертизы составляется заключение, которое приобщается к делу об утверждении нормативов. Экспертные заключения представляются не позднее, чем за две недели до даты рассмотрения Комиссией дела об утверждении нормативов. Экспертные заключения помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций должны содержать:

- 1) оценку достоверности данных, приведенных в предложениях об утверждении нормативов;
- 2) анализ соответствия расчета нормативов и формы представления предложений утвержденным нормативно-методическим документам по вопросам утверждения нормативов;
- 3) расчетные материалы и сводно-аналитические таблицы;
- 4) обосновывающие документы;
- 5) иные сведения.

Энергоснабжающей организации за 2 недели до рассмотрения дела об утверждении нормативов направляется извещение о дате, времени и месте заседания Комиссии и проект протокола Комиссии об утверждении нормативов. Комиссия рассматривает на своих заседаниях представленные организациями материалы по утверждению нормативов, экспертные заключения и выносит решения по вопросу утверждения нормативов. В случае, если представленные материалы по своему объему, содержанию и обоснованности не позволяют сделать заключение по утверждению нормативов, то Комиссия принимает решение о необходимости дополнительной проработки материалов.

В течение 5 дней со дня оформления протокола издается приказ Минпромэнерго России об утверждении нормативов, включающий в себя:

- 1) величину утвержденных нормативов;
- 2) дату введения в действие нормативов;
- 3) сроки действия нормативов.

Выписка из приказа с приложением утвержденных нормативов, заверенная печатью Минпромэнерго России, направляется организации.

Нормированию подлежат расходы топлива на:

- отпуск электрической энергии с шин и тепловой энергии с коллекторов тепловых электростанций, работающих на органическом топливе;
- отпуск тепловой энергии с коллекторов котельных.

Нормирование расходов топлива производится для каждой тепловой электростанции.

Нормирование расхода топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов отопительных (производственно-отопительных котельных) организаций жилищно-коммунальной сферы производится с учетом особенностей функционирования данной отрасли.

При нормировании удельных расходов топлива применяются понятия исходно-номинального и номинального удельного расхода топлива, норматива удельных расходов топлива.

Под исходно-номинальным удельным расходом топлива ($b^{исх.}$) понимается удельный расход топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фиксированных значениях внешних факторов.

Номинальный удельный расход топлива (b^n) - это удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фактических значениях внешних факторов.

По паротурбинным и газотурбинным ТЭС установленной электрической мощностью от 10 МВт и более и котельным теплопроизводительностью от 50 Гкал/ч и выше расчеты НУР выполняются на основе нормативно-технической документации по топливоиспользованию.

По ТЭС мощностью менее 10 МВт и котельным теплопроизводительностью ниже 50 Гкал/ч, а так же в случае временного отсутствия НТД по топливоиспользованию на ТЭС котельных большей мощности, допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных или иных данных.

При расчёте НУР не допускается учитывать перерасходы топлива из-за упущений в эксплуатационном и ремонтном обслуживании оборудования.

Расчёты НУР должны выполняться для каждого из месяцев периода регулирования. Показатели в целом за период регулирования рассчитываются по результатам их определения за каждый из месяцев периода. Объёмы выработки электроэнергии и отпуска тепла принимаются в соответствии с энергодобансами.

В документы, обосновывающие значение нормативов, представляемых в Минпромэнерго России, включаются:

- сводная таблица результатов расчётов нормативов удельных расходов топлива на отпущенные электроэнергию и тепло;
- пояснительная записка по ТЭС и котельным, подведомственным организации;
- расчёты НУР по каждой ТЭС и котельной на каждый месяц периода регулирования и в целом за расчётный период. При выполнении расчётов удельных расходов топлива на основе НТД по топливоиспользованию в обосновывающем материале должны быть приведены заполненные макеты (входящие в состав НТД по топливоиспользованию) по каждой ТЭС и котельной по каждому из месяцев расчетного периода.

В пояснительной записке должны быть отражены:

- прогнозируемые объёмы производства энергии с указанием источников их получения;
- значения внешних факторов: структура и качество сжигаемого топлива, температура наружного воздуха, температуры воды в источнике водоснабжения;
- обоснование состава работающего оборудования, принципов распределения электрических и тепловых нагрузок между ТЭС, между турбоагрегатами ТЭС, между источниками теплоснабжения ТЭС (регулируемые и нерегулируемые отборы, редукционно-охладительные установки (далее – РОУ), пиковые водогрейные котлы (далее – ПВК)).

Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию разрабатывается для паротурбинных и газотурбинных ТЭС установленной электрической мощностью от 10 МВт и более и котельных теплопроизводительностью от 50 Гкал/ч и выше.

Методика расчета нормативов удельных расходов топлива по отопительным (производственно-отопительным) котельным

Норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии отопительными (производственно-отопительными) котельными организаций жилищно-коммунального хозяйства определяется для целей тарифообразования в целом по организации - юридическому лицу.

НУР на производство тепловой энергии являются средневзвешенными по организации, основанными на балансе

тепловой энергии, передаваемой в тепловые сети с коллекторов, и групповых нормативах удельного расхода топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии по каждому источнику тепла (котельной).

Групповой норматив удельного расхода топлива отражает значение расхода топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии при планируемых условиях производства.

Групповой норматив рассчитывается по индивидуальным нормативам, номинальной производительности, времени работы котлов и расчетной величине расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Групповой норматив удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии измеряется в килограммах условного топлива на 1 Гкал тепловой энергии (кг у.т./Гкал).

Индивидуальный норматив удельного расхода топлива - это норматив расхода расчетного вида топлива по котлу на производство 1 Гкал тепловой энергии при оптимальных эксплуатационных условиях. При разработке нормативов удельных расходов топлива должны учитываться условия производства, достижения научно-технического прогресса, планы организационно-технических мероприятий, предусматривающие рациональное и эффективное использование топлива.

В нормативы удельного расхода топлива не должны включаться затраты топлива, вызванные отступлениями от правил технической эксплуатации и режимов функционирования оборудования теплоисточников, на строительство и капитальный ремонт зданий и сооружений, монтаж, пуск и наладку нового оборудования котельной, на научно-исследовательские и экспериментальные работы.

Установленные нормативы удельных расходов топлива должны пересматриваться при возникновении причин, существенно влияющих на расход тепловой энергии и топлива:

- изменение вида или качества сжигаемого топлива;
- выявление испытаниями новых характеристик котлов;
- установка нового или реконструкция действующего оборудования.

Исходными данными для определения нормативов удельного расхода топлива являются:

- фактические технические данные оборудования (производительность, давление, коэффициент полезного действия и др.) и режим функционирования (по времени и нагрузке);

- режимные карты, составленные в результате режимно-наладочных испытаний;
- план организационно-технических мероприятий по рациональному использованию и экономии топливно-энергетических ресурсов;
- информация о нормативах и фактических удельных расходах топлива за прошедшие годы.

Расчет индивидуальных нормативов удельного расхода топлива на производство тепловой энергии

В состав индивидуальных нормативов включаются расходы топлива на основной технологический процесс - производство тепловой энергии.

В основу разработки индивидуальных норм положены нормативные характеристики котлов. Нормативная характеристика представляет собой зависимость расхода условного топлива на 1 Гкал произведенной тепловой энергии ($b_{ка}^{бр.}$) от нагрузки (производительности) котлов при нормальных условиях его работы на данном виде топлива.

Построение нормативной характеристики предусматривает определение значений удельного расхода топлива брутто, кг у.т./Гкал, во всем диапазоне нагрузки котла ($Q_{ка}$) – от минимальной до максимальной:

$$b_{ка}^{бр.} = f(Q_{ка}) = 142,86 / КПД_{ка}^{бр.},$$

Характеристики составляются для котла, находящегося в технически исправном и отлаженном состоянии и работающего в соответствии с режимными картами.

Нормативные характеристики используются для разработки нормативных коэффициентов, учитывающих отклонения условий эксплуатации от принятых при определении индивидуальных норм:

- нормативный коэффициент K_1 , учитывающий эксплуатационную нагрузку котлов;
- нормативный коэффициент K_2 , учитывающий работу котлов без хвостовых поверхностей нагрева;
- нормативный коэффициент K_3 , учитывающий использование нерасчетных видов топлива на данном типе котлов.

Нормативный коэффициент K_1 определяется:

$$K_1 = b_{ка}^{бр.сп.} / b_{ка}^{бр.ном.},$$

- $b_{\text{ка}}^{\text{бр.ср.}}$ – расход условного топлива при средней производительности котлоагрегата за планируемый или фактический период работы, кг усл.т./Гкал;
- $b_{\text{ка}}^{\text{бр.ном}}$ – расход условного топлива при номинальной нагрузке, кг усл.т./Гкал.

Нормативный коэффициент K_2 определяется только при отсутствии чугунных экономайзеров в котлах паропроизводительностью до 20 т/ч при параметрах, соответствующих номинальной нагрузке.

Нормативный коэффициент K_3 для стальных секционных и чугунных котлов типа НР-18, НИИСТУ-5, "Минск-1", "Универсал", "Тула-3" др., а также для паровых котлов типа Е-1/9, топки которых оборудованы колосниковой решеткой с ручным обслуживанием, при сжигании рядовых углей с содержанием мелочи (класс 0ч6 мм) более 60% принимается равным: 1,15 - для антрацита; 1,17 - для каменных углей; 1,2 - для бурых углей.

Интегральный нормативный коэффициент K определяется:

$$K = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$$

Индивидуальный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии котлом, кг у.т./Гкал, определяется по выражению: $H_{\text{ка}}^{\text{бр}} = K (b_{\text{ка}}^{\text{бр.ном}})^{\text{ном}}$. Расчет групповых нормативов удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии котельной производится в следующей последовательности.

Определение *групповых нормативов удельного расхода топлива* для котельной предусматривает:

- а) определение средневзвешенного норматива по котельной в целом – $H_{\text{сн}}^{\text{бр.}}$;
- б) определение нормативной доли расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной – $d_{\text{сн}}$;
- в) расчет группового норматива удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии котельной, кг усл.т./Гкал, по формуле:

$$H_{\text{кот.}} = H_{\text{сн}}^{\text{бр.}} / (1 - d_{\text{сн}})$$

Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии котельной, кг усл.т./Гкал, определяется по формуле:

$$H_{\text{сн}}^{\text{бр.}} = \frac{(H_{\text{ка1}}^{\text{бр.}} \cdot Q_{\text{ка1}} + H_{\text{ка2}}^{\text{бр.}} \cdot Q_{\text{ка2}} + \dots + H_{\text{ка n}}^{\text{бр.}} \cdot Q_{\text{ка n}})}{(Q_{\text{ка1}} + Q_{\text{ка2}} + \dots + Q_{\text{ка n}})}$$

где $H_{\text{ка1}}^{\text{бр.}}$, $H_{\text{ка2}}^{\text{бр.}}$, $H_{\text{ка n}}^{\text{бр.}}$ – индивидуальный норматив удельного расхода топлива для каждого котла при планируемой нагрузке, кг усл.т./Гкал;

$Q_{\text{ка1}}$, $Q_{\text{ка2}}$, $Q_{\text{ка n}}$ – производство тепловой энергии каждым котлом в котельной на планируемый период, Гкал.

2.10. Методы учета производственных запасов

При отпуске производственных запасов (сырья, материалов, топлива) в производство их списание на себестоимость продукции может производиться энергоснабжающей организацией одним из следующих способов:

- а) по средней стоимости;
- в) по способу ФИФО (по себестоимости первых по времени приобретения материалов);
- г) по способу ЛИФО (по себестоимости последних по времени приобретения материалов).

Применение какого-либо из перечисленных методов по группе материалов (топлива) должно производиться в течение отчетного года и отражается в учетной политике организации.

По средней стоимости

Производственные запасы относят на себестоимость продукции по средневзвешенной цене производственных запасов, находящихся на складе предприятия.

$$C_{\text{ср.}} = (C_1 \cdot B_1 + C_2 \cdot B_2 + \dots + C_n \cdot B_n) / (B_1 + B_2 + \dots + B_n),$$

$$И_{\text{г.}} = C_{\text{ср.}} \cdot B_{\text{факт.}}$$

По способу ФИФО (fifo)

Производственные запасы относят на себестоимость продукции в последовательности их приобретения (поступления) на склад.

$$И_{\text{г.}} = \sum_{i=1}^n (C_i \cdot B_i),$$

причем $B_{\text{факт.}} = B_1 + B_2 + \dots + B_n$.

По способу ЛИФО (lifo)

Производственные запасы относят на себестоимость продукции в последовательности обратной последовательности их приобретения (поступления) на склад.

$$И_{г.} = \sum_{i=n}^1 (Ц_i \cdot B_i)$$

причем $B_{факт.} = B_1 + B_2 + \dots + B_n$.

2.11. Показатели использования оборотных средств

Эффективное использование оборотных средств играет большую роль в обеспечении нормальной работы предприятия, в повышении уровня рентабельности производства.

Эффективность использования оборотных средств предприятия характеризуют следующие показатели:

1. Оборачиваемость оборотных средств, обороты/год:

$$O = Z / H_{ср.г.},$$

где Z_p – стоимость реализованной продукции, руб./год;

$H_{ср.г.}$ – среднегодовая сумма оборотных средств, руб./год.

Оборачиваемость оборотных средств характеризует число кругооборотов, совершаемых оборотными средствами предприятия за определенный период (год, квартал), или показывает объем реализованной продукции, приходящийся на 1 руб. оборотных средств.

Из формулы видно, что увеличение числа оборотов ведет либо к росту выпуска продукции на 1 руб. оборотных средств, либо к снижению объема оборотных средств необходимых для производства заданного объема продукции. Следовательно, чем выше значение показателя оборачиваемости оборотных средств, тем эффективней использует предприятия оборотные средства.

Различают абсолютное и относительное высвобождение оборотных средств. Абсолютное высвобождение отражает прямое уменьшение потребности в оборотных средствах. Относительное высвобождение показывает изменение величины оборотных средств и изменение объема реализованной продукции. Чтобы определить относительное высвобождение оборотных средств необходимо рассчитать потребность предприятия в оборотных средствах за отчетный год исходя из фактического объема реализации продукции за

этот период и оборачиваемости в днях за предыдущий год. Разность дает сумму высвобождения средств.

2. Длительность оборота оборотных средств, дн.:

$$t = 360 / O,$$

где O – оборачиваемость оборотных средств, об./год.

Чем меньше продолжительность оборота оборотных средств или больше число совершаемых ими кругооборотов при том же объеме реализованной продукции, тем меньше требуется оборотных средств, и чем быстрее оборотные средства совершают кругооборот, тем эффективнее они используются.

3. Коэффициент загрузки (закрепления) оборотных средств

Коэффициент загрузки оборотных средств – это показатель обратный показателю оборачиваемости оборотных средств. Он характеризует сумму оборотных средств, затраченных на 1 руб. реализованной продукции:

$$K_z = H_{\text{ср.г.}} / Z,$$

$$K_z = 1 / O$$

4. Коэффициент текущей ликвидности

Коэффициент текущей ликвидности показывает степень обеспеченности предприятия оборотными средствами, платежеспособность предприятия.

$$K_{\text{ликв.}} = H_{\text{собс.}} / Д,$$

где $H_{\text{собс.}}$ – собственные оборотные средства предприятия, руб.;

Д – сумма долгов и обязательств предприятия, руб..

5. Частные показатели эффективности использования оборотных средств:

К частным показателям эффективности использования оборотных средств использования на энергетическом предприятии могут быть отнесены: удельные расходы топлива на отпускаемую тепловую и электрическую энергию ($b_{\text{т.}}^{\text{тп}}$, $b_{\text{т.}}^{\text{тэ}}$), удельные расходы химических реагентов на подготовку химически обессоленной воды и т.п.

Пути повышения оборачиваемости оборотных средств

Ускорение оборачиваемости оборотных средств является первоочередной задачей.

Выделяют следующие направления повышения оборачиваемости оборотных средств:

- снижение производственных запасов и повышение эффективности их использования;
- повышение эффективности производства продукции;
- сокращение времени реализации продукции;
- уменьшение времени нахождения продукции в пути.

Мероприятия по повышению эффективности использования оборотных средств:

- *На стадии создания производственных запасов* – внедрение экономически обоснованных норм запаса; приближение поставщиков сырья, полуфабрикатов, комплектующих изделий к потребителям; комплексная механизация и автоматизация погрузочно-разгрузочных работ на складах.
- *На стадии незавершенного производства* – внедрение прогрессивной техники и технологии; совершенствование форм организации производства; увеличение удельного веса продукции, пользующейся повышенным спросом; совершенствование системы экономического стимулирования экономного использования сырьевых и топливно-энергетических ресурсов.
- *На стадии обращения* – приближение потребителей продукции к ее изготовителям; совершенствование системы расчетов; увеличение объема реализации продукции; изготовление продукции из экономленых материалов; тщательная и своевременная подборка отгружаемой продукции по партиям, ассортименту, транзитной норме, отгрузка в строгом соответствии с заключенными договорами.

3. ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА. СЕБЕСТОИМОСТЬ И ЦЕНА ПРОДУКЦИИ. ПРИБЫЛЬ.

1.1. Издержки производства

Все затраты, связанные с производством и реализацией продукции можно разделить на две группы – единовременные затраты при производстве продукции и текущие при производстве продукции. К единовременным затратам относят – капитальные вложения, а к текущим затратам – эксплуатационные затраты или издержки производства.

Издержки производства – это затраты, связанные с производством и реализацией продукции. Они включают – затраты на сырьё и материалы, топливо, энергию, воду, затраты на оплату труда персонала, амортизационные отчисления и т.д.

Иногда из издержек производства выделяют издержки обращения. Издержки обращения – это затраты, связанные с реализацией (сбытом) продукции.

Затраты на реализацию (сбыт) продукции включают:

- затраты упаковочных материалов для затаривания готовой продукции на складах готовой продукции;
- затраты на ремонт тары;
- оплата труда и комиссионные вознаграждения продавцам, торговым агентам и работникам подразделений, что обеспечивают сбыт; затраты на рекламу и исследование рынка (маркетинг);
- затраты на предпродажную подготовку товаров;
- командировочные расходы работников, занятых сбытом;
- затраты на содержание основных средств, других материальных необоротных активов, связанных со сбытом продукции (товаров, работ, услуг) – операционная аренда, страхование, амортизация, ремонт, отопление, освещение, охрана;
- затраты на транспортировку, перевалку и страхование готовой продукции (товаров), транспортно-экспедиционные и другие услуги, связанные с транспортировкой продукции (товаров) в соответствии с условиями договора (базиса) поставки;
- затраты на гарантийный ремонт и гарантийное обслуживание;
- прочие расходы, связанные со сбытом продукции, товаров, работ, услуг.

Все издержки производства по характеру зависимости от объема производства продукции разделяют на условно-постоянные и переменные расходы.

- *Условно-постоянными* считаются затраты, абсолютная величина которых в краткосрочный период времени практически не изменяется при изменении объема выпуска продукции. К ним относят: твердые оклады рабочих и служащих (повременная система оплаты труда), расходы на содержание аппарата управления, аренда, проценты за кредит, расходы на отопление и освещение помещений, амортизационные отчисления и т.п.
- Под *переменными* понимаются расходы, абсолютная величина которых изменяется в зависимости от изменения объема производства продукции. К ним относят затраты на топливо, энергию, сырьё и

материалы, покупные полуфабрикаты, комплектующие изделия, сделанную оплату труда и другие расходы.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{усл.-пост.}} + I_{\text{пер.}}, \text{ руб./ед. времени}$$

$$I_{\Sigma} = I_{\text{усл.-пост.}} + \delta_{\text{пер}} \cdot Z,$$

$I_{\text{усл.-пост.}}$ – условно-постоянные издержки производства, руб./ед. времени;

$I_{\text{пер}}$ – переменные издержки производства, руб./ед. времени;

$\delta_{\text{пер}}$ – переменные издержки производства, отнесённые на единицу продукции, руб./ед. продукции;

Z – количество произведённой продукции, ед. продукции/ед. времени.

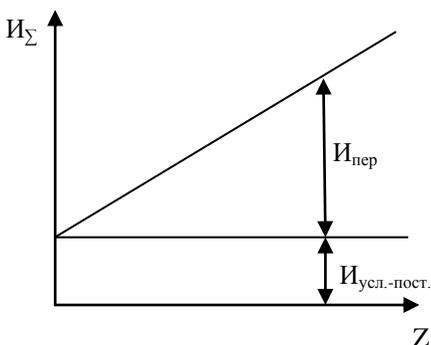


Рис. Зависимость издержек производства от объёма произведённой продукции

3.2. Себестоимость продукции

3.2.1. Понятие себестоимости

Себестоимость представляет собой выраженную в денежной форме совокупность затрат предприятия на производство и реализацию (сбыт) продукции, связанных с использованием основных средств, сырья, материалов, топлива, энергии, трудовых и других ресурсов.

Обычно на практике используется понятие себестоимости единицы продукции. Она показывает в какую сумму затрат обойдётся предприятию производство и реализация единицы продукции.

Себестоимость единицы продукции – является важнейшим экономическим показателем работы предприятия.

$$C_{\text{ед.}} = I_{\Sigma} / Z,$$

где I_{Σ} - издержки производства, руб./ед. времени;

Z – объём произведённой продукции, ед. продукции/ед. времени.

В производственную себестоимость продукции (работ, услуг) включаются:

- прямые материальные затраты;
- прямые расходы на оплату труда;
- прочие прямые расходы;
- общепроизводственные расходы.

$$C_{\text{ед.}} = I_{\Sigma} / Z = (I_{\text{усл.-пост.}} + I_{\text{пер.}}) / Z = (I_{\text{усл.-пост.}} + \delta_{\text{пер}} \cdot Z) / Z = I_{\text{усл.-пост.}} / Z + \delta_{\text{пер}}, \text{ руб./ ед. продукции}$$

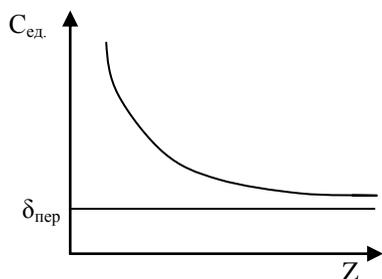


Рис. Зависимость себестоимости единицы продукции от объёма произведённой продукции

3.2.2. Виды себестоимости продукции

Выделяют следующие виды себестоимости продукции:

1. по назначению:
 - проектная себестоимость – рассчитывается на стадии проектирования объекта с учётом опыта работы аналогичных производств;
 - плановая себестоимость – рассчитывается на основе данных прошедшего периода с учётом будущих направлений деятельности предприятия;
 - фактическая себестоимость – рассчитывается по окончании отчетного периода и является одним из показателей эффективности работы предприятия.
2. по уровню обобщения затрат:
 - технологическая себестоимость;
 - цеховая себестоимость;
 - общепроизводственная (общестанционная) себестоимость;

- полная (коммерческая) себестоимость.
- 3. по видам выпускаемой продукции:
 - видовая себестоимость – применяется на предприятиях выпускающих один общий вид продукции, который делится на подвиды;
 - обезличенная себестоимость – если себестоимость рассчитана в целом на все подвиды продукции.

3.3. Классификация затрат, включаемых в себестоимость продукции

Применяются следующих видов группировок затрат, составляющих производственную себестоимость продукции:

- по видам продукции (работ, услуг);
- по степени зависимости от объема производства;
- по месту возникновения;
- по способу отнесения к конкретному объекту расходов;
- по экономическому содержанию;
- по количеству статей затрат включенных в данную статью расхода.

1. Все затраты на производство продукции включаются в себестоимость отдельных *видов продукции* (работ услуг) – тепловой и электрической энергии, отдельных изделий, изготавливаемых по отдельным заказам или групп однородной продукции.

2. *По степени зависимости от объема производства* различают условно-постоянные и переменные расходы.

- *Условно-постоянные затраты* – твердые оклады рабочих и служащих (повременная система оплаты труда), расходы на содержание аппарата управления, аренда, проценты за кредит, расходы на отопление и освещение помещений, амортизационные отчисления и т.п.
- *Переменные затраты* – затраты на топливо, энергию, сырье и материалы, покупные полуфабрикаты, комплектующие изделия, сдельную оплату труда и другие расходы.

3. *По месту возникновения* все затраты подразделяются на основные и накладные.

- *Основные затраты* – это затраты непосредственно связанные с технологическим процессом производства продукции: топливо, вода, амортизация, зарплата производственного персонала и др.
- *Накладные затраты* – это затраты по управлению и обслуживанию производства (административно-управленческие

расходы, командировочные расходы. Представительские расходы и др.).

4. В зависимости от способа отнесения к конкретному объекту расходов затраты делятся на прямые и косвенные.

- *Прямыми* считаются расходы, которые связаны с производством отдельных видов продукции.

К прямым материальным затратам относятся: стоимость топлива, сырья и основных материалов, составляющих основу производимой продукции, покупных полуфабрикатов и комплектующих изделий, вспомогательных и прочих материалов.

В состав прямых расходов на оплату труда включаются заработная плата и другие выплаты работникам, занятым в производстве продукции, выполнении работ и предоставлении услуг.

Все прочие производственные расходы, которые не могут быть непосредственно отнесены к конкретному объекту расходов, в частности отчисления на социальные мероприятия, плата за аренду земельных и имущественных паев, амортизация и т.п., включаются в состав прочих прямых расходов.

- *Косвенные затраты* – это общие расходы при производстве нескольких видов продукции: общепроизводственные расходы, которые включаются в себестоимость продукции косвенно, путем распределения пропорционально базе распределения: расходу топлива, заработной плате, объему производства продукции (работ, услуг), прямым затратам или какому-либо другому критерию.

Способы распределения косвенных затрат

А) Пропорционально заработной плате основного производственного персонала

Например, распределение управленческих расходов между котельной и компрессорной станцией – $I_{упр, \Sigma}$:

Компрессорная	Котельная
Управление	

$$I_{упр. компр.} = I_{упр. \Sigma} \cdot \alpha_{компр.},$$

$$I_{упр. кот.} = I_{упр. \Sigma} \cdot \alpha_{кот.},$$

$$\alpha_{\text{компр.}} = I_{\text{зп раб.}}^{\text{компр.}} / (I_{\text{зп раб.}}^{\text{компр.}} + I_{\text{зп раб.}}^{\text{кот.}}),$$

$$\alpha_{\text{кот.}} = I_{\text{зп раб.}}^{\text{кот.}} / (I_{\text{зп раб.}}^{\text{компр.}} + I_{\text{зп раб.}}^{\text{кот.}}).$$

где $I_{\text{упр.}\Sigma}$ - суммарные административно-управленческие расходы в подразделении предприятия, руб./год;

$I_{\text{упр.}}^{\text{компр.}}$ - административно-управленческие расходы относимые на затраты компрессорной станции, руб./год;

$I_{\text{упр.}}^{\text{кот.}}$ - административно-управленческие расходы относимые на затраты котельной станции, руб./год;

$I_{\text{зп раб.}}^{\text{компр.}}$ - заработная плата основного производственного персонала компрессорной станции, руб./год;

$I_{\text{зп раб.}}^{\text{кот.}}$ - заработная плата основного производственного персонала компрессорной станции, руб./год;

$\alpha_{\text{компр.}}$, $\alpha_{\text{кот.}}$ - доля суммарных административно-управленческих расходов относимая на компрессорную и котельную соответственно.

Б) Пропорционально количеству произведённой продукции

$$I_{\text{упр.}}^{\text{А}} = I_{\text{упр.}\Sigma} \cdot \alpha_{\text{А}},$$

$$I_{\text{упр.}}^{\text{Б}} = I_{\text{упр.}\Sigma} \cdot \alpha_{\text{Б}},$$

$$\alpha_{\text{А}} = Z_{\text{А}} / (Z_{\text{А}} + Z_{\text{Б}}),$$

$$\alpha_{\text{Б}} = Z_{\text{Б}} / (Z_{\text{А}} + Z_{\text{Б}}),$$

где $I_{\text{упр.}\Sigma}$ - суммарные административно-управленческие расходы на производство все продукции ($Z_{\text{А}} + Z_{\text{Б}}$) подразделения предприятия, руб./год;

$I_{\text{упр.}}^{\text{А}}$ - административно-управленческие расходы относимые на производство продукции А, руб./год;

$I_{\text{упр.}}^{\text{Б}}$ - административно-управленческие расходы относимые на производство продукции Б, руб./год;

$Z_{\text{А}}$ - количество произведённой продукции А, ед. продукции/год;

$Z_{\text{Б}}$ - количество произведённой продукции Б, ед. продукции/год;

$\alpha_{\text{А}}$, $\alpha_{\text{Б}}$ - доля суммарных административно-управленческих расходов относимая на продукцию А и Б, соответственно.

В) пропорционально расходу топлива на производство продукции;

Г) пропорционально затратам при раздельном производстве продукции.

Однако принадлежность отдельных видов расходов к прямым или косвенным обусловлена особенностями технологического процесса и организации производства.

В отраслях промышленности, в которых из исходного сырья и в одном технологическом процессе вырабатываются несколько видов продукции (нефтеперерабатывающая, деревообрабатывающая), даже затраты сырья и основных материалов требуют косвенного распределения (например, при помощи коэффициентов распределяют основные затраты между различными видами пиломатериалов, нефтепродуктов и т.д.).

5. По количеству статей расходов, включенных в данную статью затрат – все затраты делятся на простые и комплексные.

- Простые статьи затрат включают только одну статью расхода (амортизация, затраты на топливо и т.д.);
- Комплексные статьи затрат, включают состоят из нескольких статей расхода (затраты на ремонт – включают затраты на запасные части, оплату труда ремонтного персонала, затраты топливно-энергетических ресурсов на проведение ремонтов оборудования).

В группировке затрат по статьям прямые расходы, как правило, подразделяют по элементам, а косвенные образуют комплексные статьи (состоят из затрат, включающих несколько элементов), различающиеся по их функциональной роли в производственном процессе.

3.4. Методы учёта производственных затрат

1. По способу сбора и обработки информации
 - нормативного регулирования (standard costs);
 - прямых затрат (direct costing);
 - метод центров ответственности;
 - ABC-метод.

При использовании метода нормативного калькулирования себестоимости продукции на предприятии устанавливаются нормы затрат на элементарные операции, переделы, хозяйственные действия, отдельные детали, сборочные единицы и т.п. Учет производится по утвержденным нормативам, которые являются предельными. Отклонения от них фиксируются, а причины превышения норм специально разбираются.

Метод прямых затрат заключается в том, что в совокупности расходов выделяются три вида затрат: прямые, косвенные и комплексные. Прямые затраты, т.е. те, которые непосредственно соотносятся с конкретными видами продукции (работ, услуг),

закладываются в основу нижней границы цены. Косвенные (накладные) и комплексные расходы не распределяются по видам продукции (работ, услуг), а списываются в полном объеме на реализацию продукции (работ, услуг).

При использовании метода центров ответственности в технологической структуре предприятия выделяют крупные подразделения, руководители которых несут персональную ответственность за такие экономические факторы этих подразделений, как общая сумма затрат, объем поступившей выручки, величина полученной прибыли, размер освоенных инвестиций.

ABC-метод заключается в том, что на коммерческом предприятии собираются затраты по крупным производственным, технологическим и управленческим функциям и действиям. К ним можно отнести, например, сбор информации о расходах по определенным направлениям хозяйственной деятельности, а именно на хранение товарно-материальных ценностей, производство и сбыт продукции (работ, услуг), лабораторные и экспериментальные работы; натурные испытания изготовленных изделий; выпуск опытных образцов продукции; контроль качества и сертификацию продукции (работ, услуг); содержание аппарата управления; информационное обеспечение персонала; эксплуатацию и обслуживание вычислительной техники.

2. по объектам калькуляции

Учет затрат ведётся по следующим объектам калькуляции : деталь, узел, изделие, группа однородных изделий, процесс, передел, производство, заказ.

3. по отношению к технологическому процессу

- позаказный метод учета затрат;
- попередельный метод учета затрат;
- попроцессный метод учета затрат

Основным объектом учета при *позаказном методе* служит отдельный производственный заказ, открытый на предварительно установленное количество изделий. Их фактическая себестоимость выявляется после выполнения данного заказа. Поэтому для ежемесячного определения фактической себестоимости продукции производственные заказы должны быть ограничены программой, рассчитанной на такое количество единиц изделий, которое намечается выпустить в течение месяца. При изготовлении крупных изделий с длительным технологическим циклом производства заказы

обычно открываются не на полное изделие, а на отдельные его агрегаты и узлы, представляющие законченные конструкции.

Попередельный метод заключается в том, что затраты на весь цикл производства, от обработки исходного сырья до выпуска конечного продукта, учитываются и калькулируются в каждом цехе (переделе, фазе, стадии), включая, как правило, себестоимость полуфабрикатов, изготовленных в предыдущем цехе. Таким образом, себестоимость продукции каждого последующего цеха складывается из произведенных им затрат и себестоимости полуфабрикатов, полученных из смежных цехов.

При *попроцессном методе* затраты учитываются и калькулируются на полный выпуск продукции. На большинстве предприятий, применяющих этот метод, незавершенное производство отсутствует или имеет очень ограниченную величину, поэтому себестоимость единицы продукции определяется простым делением затрат на весь объем в натуральных или условно-натуральных показателях. Затраты часто учитываются по отдельным стадиям (фазам) общего технологического процесса, что и дало название данному методу.

4. По экономическому содержанию затрат

По экономическому содержанию все затраты группируются по экономическим элементам и по статьям калькуляции.

- Группировка затрат *по экономическим элементам* предназначена для выявления всех затрат на производство по их видам. *Элемент затрат* – это совокупность экономически однородных затрат.

На предприятиях используется следующая группировка затрат по элементам:

- материальные затраты;
- затраты сырья и материалов;
- затраты покупных полуфабрикатов и комплектующих изделий;
- затраты топлива и энергии;
- затраты строительных материалов;
- затраты запчастей;
- затраты тары и тарных материалов;
- затраты вспомогательных и других материалов;
- расходы на оплату труда;
- отчисления на социальные мероприятия;
- амортизация;
- прочие расходы.

В состав элемента "материальные затраты" включается стоимость использованных производственных запасов и энергии.

В состав элемента "затраты на оплату труда" включаются заработная плата по окладам и тарифами, премии и поощрения, компенсационные выплаты, оплата отпусков и другого неотработанного времени, прочие расходы на оплату труда.

Элемент "отчисления на социальные мероприятия" включает: отчисление на пенсионное обеспечение, отчисление на социальное страхование, страховые взносы на случай безработицы, отчисление на индивидуальное страхование персонала предприятия, отчисления на другие социальные мероприятия.

Элемент "Амортизация" включает сумму начисленной амортизации основных средств, нематериальных активов и иных необоротных материальных активов.

В состав элемента "Другие операционные расходы" включают расходы операционной деятельности, которые не вошли в состав ранее приведенных экономических элементов, в частности командировочные расходы, на услуги связи, на выплату материальной помощи, плата за расчетно-кассовое обслуживание и тому подобное.

Однако приведенная группировка не позволяет осуществить анализ и контроль расходов по их целевому назначению в процессе производства (по цехам, участкам, видам изделий), и не позволяет получить информацию о том, на какие цели или нужды осуществлены такие затраты.

Следовательно, для контроля и анализа производимых расходов наряду с учетом их по экономическим элементам применяется группировка затрат на производство по статьям калькуляции, по которым исчисляется себестоимость продукции.

- Классификация затрат *по калькуляционным статьям* себестоимости используется для исчисления затрат по видам вырабатываемой продукции и месту их возникновения (цехам, участкам и т.п.) и зависит от многих факторов: метода планирования затрат, технологического процесса, ассортимента и типа выпускаемой продукции и т.д.

Все перечисленные методы учёта затрат обладают как определенными преимуществами, так и недостатками. Средние и малые коммерческие фирмы при их выборе обычно руководствуются критерием "эффективность - стоимость", т.е. сопоставляют расходы на

их внедрение с ожидаемой выгодой. Крупные предприятия, как правило, применяют их в различных комбинациях.

В настоящее время нет утвержденной государственной типовой технической и технологической структуры организации производства. Поскольку все предпринимательские риски несет руководство предприятия, оно вправе выбрать наиболее приемлемый метод учета затрат при расчете себестоимости выпускаемой продукции для используемого на предприятии технологического процесса. Поэтому каждому предприятию необходимо разработать свою учетную систему калькулирования себестоимости и утвердить ее в учетной политике.

3.5. Состав затрат, включаемых в себестоимость продукции на энергетических предприятиях

Типовая группировка затрат на производство продукции включает следующие калькуляционные статьи:

- сырье и материалы;
- покупные полуфабрикаты, комплектующие изделия, работы и услуги производственного характера сторонних предприятий и организаций;
- топливо и энергия на технологические цели;
- возвратные отходы (вычитаются);
- основная заработная плата производственных рабочих;
- дополнительная заработная плата производственных рабочих;
- отчисления на социальное страхование;
- расходы, связанные с подготовкой и освоением производства продукции;
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования;
- общепроизводственные расходы;
- потери вследствие технически неизбежного брака;
- попутная продукция (вычитается);
- прочие производственные расходы.

Состав общепроизводственных расходов

Общепроизводственные расходы являются непрямыми производственными расходами, так как не могут быть отнесенный непосредственно к конкретному объекту затрат экономически целесообразным путем, и, следовательно, подлежат косвенному распределению.

В состав общепроизводственных расходов включаются:

- Затраты на управление производством (оплата труда аппарата управления цехами, участками и т.п.; отчисление на социальные мероприятия и медицинское страхование аппарата управления цехами, участками; затраты на оплату служебных командировок персонала цехов, участков и т.п.).
- Амортизация основных средств общепроизводственного (цехового, участкового, линейного) назначения.
- Амортизация нематериальных активов общепроизводственного (цехового, участкового, линейного) назначения.
- Затраты на содержание, эксплуатацию и ремонт, страхование, операционную аренду основных средств, других необоротных активов общепроизводственного назначения.
- Затраты на усовершенствование технологии и организации производства (оплата труда и отчисление на социальные мероприятия работников, занятых усовершенствованием технологии и организации производства, улучшением качества продукции, повышением ее надежности, долговечности, других эксплуатационных характеристик в производственном процессе; затраты материалов, покупательных комплектующие изделий и полуфабрикатов, оплата услуг сторонних организаций и тому подобное).
- Затраты на отопление, освещение, водоснабжение, водоотвод и другое содержание производственных помещений.
- Затраты на обслуживание производственного процесса (оплата труда общепроизводственного персонала; отчисления на социальные мероприятия, медицинское страхование работников и аппарата управления производством; затраты на совершение технологического контроля за производственными процессами и качеством продукции, работ, услуг).
- Затраты на охрану труда, технику безопасности и охрану окружающей природной среды.
- Прочие расходы (потери от брака, оплата простоев и т.п.).

Состав затрат, включаемых в себестоимость производства электрической энергии, отпускаемой ТЭС

Расчет расходов, связанных с производством электрической энергии (мощности), производится в соответствии с () по следующим составляющим:

1. расходы на сырье и материалы, используемые для производственных и хозяйственных нужд;
2. расходы на топливо на технологические цели при производстве электрической энергии (мощности), определяемые на основе:

- нормативов удельного расхода топлива (за исключением ядерного), дифференцированных по типам генерирующего оборудования и видам топлива, на производство 1 киловатт-часа электрической энергии, утверждаемых Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации по согласованию со Службой, с учетом фактического удельного расхода топлива в предыдущих периодах регулирования;
 - цен на топливо;
 - расчетных объемов потребления топлива (за исключением ядерного) с учетом структуры его использования, сложившейся за последние 3 года;
 - нормативов создания запасов топлива (за исключением ядерного), рассчитываемых в соответствии с методикой, утверждаемой Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации по согласованию со Службой, с учетом фактических запасов топлива в предыдущие периоды регулирования;
3. расходы на покупаемую электроэнергию;
 4. расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
 5. расходы на ремонт основных средств;
 6. расходы на оплату труда;
 7. отчисления на социальные нужды;
 8. амортизация основных средств и нематериальных активов;
 9. прочие расходы, в том числе:
 - расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам с организациями на проведение регламентных работ;
 - расходы на оплату работ и услуг непроизводственного характера, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и др.;
 - плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую среду;
 - плата за аренду имущества;
 - водный налог (для ГЭС);
 - расходы на служебные командировки, включая оформление виз и сборов;
 - расходы на обучение персонала;
 - расходы на страхование;

- расходы на обеспечение безопасности электрических станций и других объектов электроэнергетики, согласованные с соответствующим регулирующим органом;
 - внереализационные расходы.
10. Общехозяйственные расходы;
 11. Недополученный по независящим причинам доход;
 12. Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования.

При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов до их утверждения допускается использовать экспертные оценки на основе отчетных данных и результатах энергетических обследований, проводимых в установленном порядке.

При расчете тарифов на электрическую энергию (мощность) расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

Состав затрат, включаемых в себестоимость производства тепловой энергии, отпускаемой котельной

1. Сырье, основные и вспомогательные материалы;
2. Работы и услуги производственного характера;
3. Топливо на технологические цели;
4. Электроэнергия;
5. Вода на технологические цели (водопотребление, водоотведение);
6. Затраты на оплату труда;
7. Отчисления на социальные нужды;
8. Амортизация основных средств;
9. Прочие затраты всего;
10. Общехозяйственные расходы;
11. Недополученный по независящим причинам доход;
12. Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования.

Состав затрат, включаемых в себестоимость передачи тепловой энергии

1. Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, включая затраты (потери) теплоносителей (пар, горячая вода), потери тепловой энергии, затраты электроэнергии;
2. Основная оплата труда производственных рабочих;
3. Дополнительная оплата труда производственных рабочих;
4. Отчисления на социальные нужды с оплаты производственных рабочих;
5. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, включая амортизацию производственного оборудования отчисления в ремонтный фонд другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования;
6. Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы);
7. Цеховые расходы;
8. Общехозяйственные расходы;
9. Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы);
10. Другие затраты, относимые на себестоимость продукции;
11. Недополученный по независящим причинам доход;
12. Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования.

Состав затрат, включаемых в себестоимость передачи электрической энергии

1. Основная оплата труда производственных рабочих;
2. Дополнительная оплата труда производственных рабочих;
3. Отчисления на социальные нужды с оплаты производственных рабочих;
4. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, включая амортизацию производственного оборудования отчисления в ремонтный фонд другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования;
5. Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы);
6. Цеховые расходы;
7. Общехозяйственные расходы;
8. Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы);
9. Другие затраты, относимые на себестоимость продукции;
10. Недополученный по независящим причинам доход;
11. Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования;

12. Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети

3.6. Методы распределения расходов топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии

Выделяют 3 метода распределения расходов топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии:

- физический метод;
- эксергетический метод;
- энергетический метод.

Физический метод

При использовании метода суммарный эффект экономии от использования комбинированного производства тепловой и электрической энергии относится на электроэнергию, т.е. себестоимость отпускаемой электрической энергии при использовании этого метода будет меньше, чем при использовании других способов распределения расходов топлива.

Распределение расходов топлива между тепловой и электрической энергией ведётся в следующей последовательности:

$$V_{\Sigma \text{ТЭС}} = V_{\text{ТЭ}} + V_{\text{ЭЭ}}$$

1. определяется удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, т.усл.т./Гкал:

$$b_{\text{ТЭ}} = 0,143 / \eta_{\text{КУ}} \cdot \eta_{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{БУ}},$$

где $\eta_{\text{КУ}} \cdot \eta_{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{БУ}}$ – КПД котульной установки, теплового потока и бойлерной установки;

2. определяем расход топлива на выработку тепловой энергии, т.усл.т./год:

$$V_{\text{ТЭ}} = b_{\text{ТЭ}} \cdot Q_{\text{выр.}}$$

3. определяем расход топлива на выработку электрической энергии, т.усл.т./год:

$$V_{\text{ЭЭ}} = V_{\Sigma \text{ТЭС}} - V_{\text{ТЭ}},$$

4. определяется удельный расход топлива на выработку электрической энергии, т. усл.т./кВт-ч:

$$b_{тэ} = B_{ээ} / W_{отп.},$$

Эксергетический метод

При использовании метода суммарный эффект экономии от использования комбинированного производства тепловой и электрической энергии относится на тепловую энергию, т.е. себестоимость отпускаемой электрической энергии при использовании этого метода будет меньше, чем при использовании других способов распределения расходов топлива. Метод не получил широкого распространения.

Энергетический метод

При использовании метода суммарный эффект экономии от использования комбинированного производства тепловой и электрической энергии распределяется между тепловой и электрической энергией. Метод введён с 1.02.1996 года – СО (РД) 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчёта электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» и является достаточно сложным и трудоемким.

Основой метода является распределение расходов топлива по группам энергетических установок отдающим перетоки тепла(котлы) и принимающим перетоки тепла(турбоустановки).

В таблице приведены результаты распределения расходов топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии, определённые различными методами:

Таблица * Результаты распределения расходов топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии

Метод распределения расхода топлива	Удельный расход топлива	
	На электроэнергию, г. усл.т./кВт-ч	На тепловую энергию, кг. усл.т./ Гкал
физический метод	276,5	176,6
эксергетический метод	420,8	103,7
энергетический метод	335,8	145,2

3.7. Методы распределения затрат при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии

Выделяют следующие методы распределения затрат на ТЭС:

1. Котловой метод

Суммарные издержки производства на ТЭС распределяются между тепловой и электрической энергией пропорционально расходу топлива на выработку тепловой и электрической энергии.

$$V_{\Sigma\text{ТЭС}} = V_{\text{тэ}} + V_{\text{ээ}},$$

$$\alpha_{\text{тэ}} = V_{\text{тэ}} / V_{\Sigma\text{ТЭС}}, \quad \alpha_{\text{ээ}} = V_{\text{ээ}} / V_{\Sigma\text{ТЭС}}, \quad \alpha_{\text{тэ}} + \alpha_{\text{ээ}} = 1,$$

$$I_{\text{тэ}} = I_{\Sigma\text{ТЭС}} \cdot \alpha_{\text{тэ}},$$

$$I_{\text{ээ}} = I_{\Sigma\text{ТЭС}} \cdot \alpha_{\text{ээ}}$$

где $V_{\Sigma\text{ТЭС}}$ – суммарный расход топлива на производство тепловой и электрической энергии на ТЭС, т.усл. т./год;

$V_{\text{тэ}}$, $V_{\text{ээ}}$ – расход топлива на производство тепловой и электрической энергии на ТЭС, соответственно, т.усл. т./год;

$\alpha_{\text{тэ}}$, $\alpha_{\text{ээ}}$ – коэффициенты распределения расходов топлива и затрат между тепловой и электрической энергией;

$I_{\Sigma\text{ТЭС}}$ – суммарные затраты на производство тепловой и электрической энергии на ТЭС, руб./год;

$I_{\text{тэ}}$, $I_{\text{ээ}}$ – затраты отнесённые на производство тепловой и электрической энергии, руб./год.

2. Физический метод

При использовании этого метода производится разбивка затрат по группам цехов:

1 группа – топливно-транспортный цех, котельный цех, химический цех;

2 группа – турбинный цех, энергоцех;

3 группа – вспомогательные цеха.

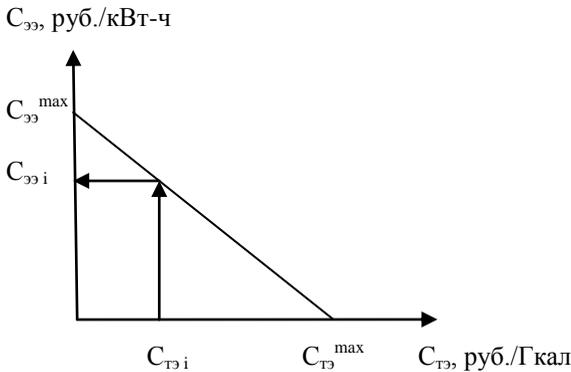
Затраты по 1 группе цехов распределяются между тепловой и электрической энергией пропорционально расходу топлива на выработку тепловой и электрической энергии. Затраты по 2 группе цехов полностью относятся на производство электрической энергии. Затраты по 3 группе цехов распределяются между тепловой и электрической энергией пропорционально цеховой себестоимости отпускаемой тепловой и электрической энергии.

3. Экономические методы распределения затрат между тепловой и электрической энергией

Метод отключений (треугольник Гинтера)

При использовании этого метода условно принимается, что один вид энергии на станции является основным, а другой побочным.
 $I_{\Sigma ТЭС} = I_{ТЭ} + I_{Ээ} = C_{ТЭ} \cdot Q_{отп.} + C_{Ээ} \cdot W_{отп.}$

Условно принимаем, что отпуск электрической энергии равен нулю ($W_{отп.}$), тогда $C_{ТЭ}^{max} = I_{\Sigma ТЭС} / Q_{отп.}$, руб./Гкал.
Затем принимаем, что отпуск тепловой энергии равен нулю ($Q_{отп.}$), тогда $C_{Ээ}^{max} = I_{\Sigma ТЭС} / W_{отп.}$, руб./кВт-ч.
По результатам этих расчетов строится треугольник Гинтера.



Комбинируя между крайними значениями себестоимости тепловой и электрической энергии, выбирается такое её значение, которой позволит энергопредприятию работать эффективнее, с учетом предельных уровней установленных тарифов.

Метод пропорциональный себестоимости раздельного производства энергии

При использовании этого метода необходимо иметь информацию о затратах, необходимых для раздельного производства тепловой и электрической энергии. В качестве объектов раздельного производства тепловой и электрической энергии можно использовать котельную и КЭС, при этом отпуск тепловой энергии котельной (группы котельных) должен быть равен отпуску тепловой энергии с

ТЭС, а отпуск электроэнергии с КЭС должен так же быть равен отпуску тепловой энергии с ТЭС. Тогда, коэффициенты распределения затрат между тепловой и электрической энергией будут определены:

$$\alpha_{ТЭ} = I_{\text{кот.}} / (I_{\text{кот.}} + I_{\text{КЭС}}), \quad \alpha_{ЭЭ} = I_{\text{КЭС}} / (I_{\text{кот.}} + I_{\text{КЭС}}), \quad \alpha_{ТЭ} + \alpha_{ЭЭ} = 1,$$
$$I_{ТЭ} = I_{\Sigma\text{ТЭС}} \cdot \alpha_{ТЭ},$$
$$I_{ЭЭ} = I_{\Sigma\text{ТЭС}} \cdot \alpha_{ЭЭ}$$

где $I_{\Sigma\text{ТЭС}}$ – суммарные затраты на производство тепловой и электрической энергии на ТЭС, руб./год;

$I_{\text{кот.}}$, $I_{\text{КЭС}}$ – суммарные затраты на производство тепловой и электрической энергии в котельной и на КЭС, руб./год;

$I_{ТЭ}$, $I_{ЭЭ}$ – затраты отнесённые на производство тепловой и электрической энергии, руб./год.

Метод пропорциональный количеству произведённой энергии

При использовании этого метода объём производства тепловой и электрической энергии должен быть выражен в единых единицах измерения – в кВт-ч или Гкал, исходя из того, что 1Гкал = 1163 кВт-ч.

Тогда:

$$\alpha_{ТЭ} = W_{ТЭ} / W_{\text{ТЭС}}, \quad \alpha_{ЭЭ} = W_{ЭЭ} / W_{\text{ТЭС}}, \quad \alpha_{ТЭ} + \alpha_{ЭЭ} = 1,$$

$$I_{ТЭ} = I_{\Sigma\text{ТЭС}} \cdot \alpha_{ТЭ},$$

$$I_{ЭЭ} = I_{\Sigma\text{ТЭС}} \cdot \alpha_{ЭЭ}$$

где $W_{ТЭ}$, $W_{ЭЭ}$, $W_{\text{ТЭС}}$ – объём производства тепловой и электрической энергии отдельно и в целом по ТЭС, кВт-ч/год.

3.8. Цена продукции

Цена продукции – это выраженная в денежной форме стоимость товара.

3.8.1. Виды цен

Выделяют следующие группы цен:

1. По способу ценообразования
 - рыночные цены;
 - регулируемые цены;
 - монопольные цены;

Рыночные цены

Регулируемые цены в РФ применяются для субъектов естественных монополий.

Естественная монополия - состояние товарного рынка, при котором удовлетворение спроса на этом рынке эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства (в связи с существенным понижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства), а товары, производимые субъектами естественной монополии, не могут быть заменены в потреблении другими товарами, в связи с чем спрос на данном товарном рынке на товары, производимые субъектами естественных монополий, в меньшей степени зависит от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров.

В соответствии с законами РФ (1,2) к субъектам естественных монополий относят предприятия и организации осуществляющие следующие виды деятельности:

- транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- транспортировка газа по трубопроводам;
- железнодорожные перевозки;
- услуги транспортных терминалов, портов, аэропортов;
- услуги общедоступной электрической и почтовой связи;
- услуги по передаче электрической энергии;
- услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- услуги по передаче тепловой энергии.

2. По назначению

- внутренние цены;
- отпускные цены;
- оптовые цены;
- розничные.

внутренние цены – это цены, действующие внутри предприятия, холдинга.

отпускная цена – это цена являющаяся базой для расчета НДС и акцизов.

Отпускная цена определяется, руб./ед. продукции:

$C_{отп} + П_{ед},$

где $C_{отп}$ – себестоимость единицы продукции, руб./ед. продукции;

$П_{ед}$ – прибыль приходящаяся на единицы продукции, руб./ед. продукции.

Оптовая цена – это цена, используемая предприятием для продажи своей продукции.

Оптовая цена определяется, руб./ед. продукции:

$$Ц_{\text{опт.}} = C_{\text{ед.}} + П_{\text{ед.}} + \text{НДС} + \text{Акциз},$$

$$Ц_{\text{опт.}} = Ц_{\text{отп.}} + \text{НДС} + \text{Акциз},$$

Розничная цена – это цена, используемая для расчетов с физическими лицами, она включает торговую надбавку.

Розничная цена определяется, руб./ед. продукции:

$$Ц_{\text{розн.}} = Ц_{\text{опт.}} + T_{\text{надб.}}$$

где $T_{\text{надб.}}$ – надбавка торговой организации, включающая издержки производства и прибыль торговой организации, руб./ед. продукции.

3.8.2. Способы ценообразования

Все методы ценообразования могут быть объединены в две большие группы: затратные и рыночные.

При определении цены необходимо учитывать различные методологические подходы и интересы производителя и потребителя. Одни методы (прежде всего затратные) учитывают интересы производителя, который стремится возместить свои затраты и получить гарантированную прибыль без учета, в какой степени такая цена соответствует той пользе, которую дает эта продукция потребителю. При подходе к цене с позиций полезности (с позиций покупателя) упускается вопрос, в какой мере такая цена выгодна конкретному производителю.

Только в условиях конкуренции формируется уровень цен, выгодный и той и другой стороне. Такие компромиссные цены, во-первых, учитывают интересы двух сторон; во-вторых, конъюнктуру рынка.

При формировании цен на тепловую и электрическую энергию основным является затратный метод ценообразования.

Затратные методы ценообразования

В настоящее время наиболее широко применяются следующие методы:

- метод, основанный на определении полных издержек;
- метод, ориентирующийся на прямые затраты и в то же время учитывающий совокупность всех рыночных условий, особенно условий сбыта.

Метод, основанный на определении полных издержек, заключается в суммировании издержек (переменных и постоянных) и прибыли, которую фирма рассчитывает получить.

Главное достоинство метода – это его простота и удобство. Однако при установлении цены не принимаются во внимание имеющийся спрос на товар, конкуренция на рынке, поэтому возможна ситуация, когда товар при данной цене не будет пользоваться спросом, а продукция конкурентов может быть лучше по качеству и более известна покупателю благодаря рекламе и т. д.

Метод полных затрат наиболее распространен на предприятиях с четко выраженной товарной дифференциацией для расчета цен традиционных товаров, а также для установления цен на совершенно новые товары.

Метод прямых затрат является более совершенным, но и более сложным по сравнению с методом полных затрат, так как использует многофакторный подход к ценообразованию, стремящийся учитывать целый комплекс условий, формирующих цену. Определенное внимание при этом уделяется и издержкам, но не как основе цены, а как одному из факторов, ее определяющих.

Суть метода прямых затрат состоит в установлении цены путем добавления к переменным затратам определенной надбавки-прибыли. При этом постоянные расходы, как расходы предприятия в целом, не распределяются по отдельным товарам, а погашаются из разницы между суммой цен реализации и переменными затратами на производство продукции. Эта разница получила название «добавленной» или «маржинальной» прибыли.

Пример определения цены методом прямых затрат, тыс. руб.

Предлагаемая цена единицы продукции	18,00	16,00	15,00	14,00
Сумма переменных (прямых) затрат (производственных и сбытовых)	8,58	8,46	8,40	8,34
«Маржинальная» прибыль на единицу продукции	9,42	7,54	6,60	5,66
Ожидаемый объём продаж, шт.	400	600	800	900
Суммарная «маржинальная» прибыль	3768	4524	5280	5094
Постоянные затраты при 100-процентном использовании производственных мощностей	3000	3000	3000	3000

Реализованная прибыль	768	1524	2280	2094
-----------------------	-----	------	------	------

Таким образом, если в случае применения метода полных затрат расчет начинается с суммирования всех затрат, связанных с производством продукции, то в случае метода прямых затрат фирма начинает с оценки потенциального объема продаж по каждой предполагаемой цене. Подсчитывается сумма прямых переменных затрат и определяется величина наценки («маржинальной» прибыли) на единицу продукции и на весь объем прогнозируемых продаж по предполагаемой цене. Вычитая из полученных суммарных наценок постоянные расходы, определяют прибыль при реализации продукции. Из примера видно, что наибольшую прибыль предприятие получит при продаже 800 изделий по цене 15 тыс. руб. Метод прямых затрат позволяет с учетом условий сбыта находить оптимальное сочетание объемов производства, цен реализации и расходов по производству продукции.

3.9. Прибыль. Распределение прибыли

Прибыль - это обобщающий показатель характеризующий результаты деятельности предприятия. Получение прибыли является одной из основных задач деятельности любого коммерческого юридического лица (предприятия, организации).

Прибыль, которая учитывает все результаты производственно-хозяйственной деятельности предприятия, называется *балансовой прибылью*. Она включает прибыль от реализации продукции (работ, услуг) и прибыль от прочей реализации.

Прибыль от реализации продукции (работ, услуг) это – разница между выручкой от реализации продукции (работ, услуг) без НДС и акцизов и затратами на производство и реализации этой продукции (работ, услуг), включаемыми в себестоимость продукции и учитываемых при определении налогооблагаемой прибыли.

$$P_{pp} = V_{pp} - I_{pp},$$

где: V_{pp} – выручка от реализации продукции без НДС и акцизов, руб./ед времени;

I_{pp} – затраты на производство и реализацию продукции (работ, услуг), руб./ед времени.

Основой при формировании величины прибыли от реализации продукции (работ, услуг) является себестоимость продукции.

Прибыль от прочей реализации включает финансовые результаты (прибыль, убыток) от реализации продукции, работ, услуг

подсобных и обслуживающих производств, а также от реализации покупных товарно-материальных ценностей.

$$\Pi_{\text{пр.р.}} = V_{\text{пр.р.}} - I_{\text{пр.р.}}$$

где: $V_{\text{пр.р.}}$ – выручка от прочей реализации, руб./ед времени;

$I_{\text{пр.р.}}$ – затраты связанные с прочей реализацией, руб./ед времени.

Оставшаяся часть прибыли, поступившая в распоряжение предприятия после уплаты налога на прибыль, называется *чистой прибылью*. Чистая прибыль – это разность между балансовой прибылью и налоговыми платежами.

Чистой прибылью предприятие может распоряжаться по собственному усмотрению. Оно может выделить часть прибыли на развитие производства (например, закупку более технологического оборудования), социальное развитие, поощрение работников и дивиденды по акциям. Каких-либо утверждённых нормативов ее распределения не существует.

Выручка от реализации

Выделяют два вида выручки:

- выручку от реализации продукции (работ, услуг);
- выручку от прочей реализации.

Выручка от реализации продукции (работ, услуг) – сумма денежных средств, полученных от реализации произведённой продукции, выполненных работ, оказанных услуг.

$$V_{\text{рп}} = C_{\text{ед}} \cdot Z,$$

где $C_{\text{ед}}$ – цена единицы произведённой продукции, руб./ед продукции;

Z – количество произведённой продукции, ед. продукции/ед. времени.

Выручка от прочей реализации сумма денежных средств, полученных от реализации выбывших основных средств и части оборотных средств предприятия.

Показатели прибыльности работы предприятия

На предприятиях основным показателем прибыльности является – рентабельность.

1. рентабельность продукции

$$R_{\text{прод.}} = \Pi_{\Sigma} / I_{\Sigma} = \Pi_{\text{ед}} / C_{\text{ед}}$$

где Π_{Σ} - суммарная прибыль от реализации продукции, руб./ ед. времени;

I_{Σ} - суммарные затраты, связанные с производством и реализацией продукции, руб./ ед. времени.

2. рентабельность производства

$$R_{пр.} = \Pi_{\Sigma} / K,$$

где K – капитал предприятия (основные и оборотные средства), необходимый для производства и реализации продукции.

Планируя значение показателя рентабельности продукции можно прогнозировать (определить) цену продукции, руб./ед продукции:

$$\Pi_{ед.} = C_{ед.} \cdot (1 + R_{прод.})$$

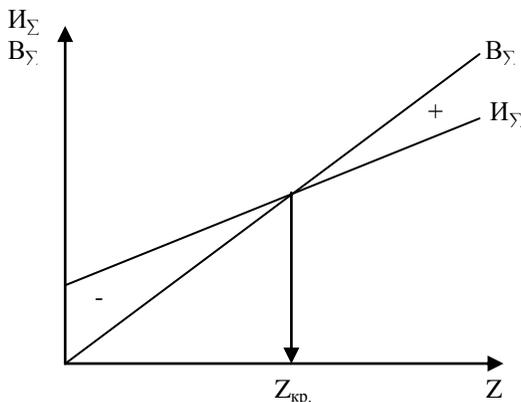
Расчет безубыточности

Целью расчета безубыточности является определение минимального объема производства продукции, который позволит компенсировать все затраты, связанные с производством и реализацией продукции. Таким образом, необходимо определить Z , при котором выручка от реализации продукции будет равна издержкам производства ($B_{\Sigma} = I_{\Sigma}$), т.е. суммарная прибыль от реализации продукции равна нулю ($\Pi_{\Sigma} = 0$).

Суммарная прибыль от реализации продукции, руб./ ед. времени:

$$\Pi_{\Sigma} = B_{\Sigma} - I_{\Sigma} = \Pi_{ед.} \cdot Z - C_{ед.} \cdot Z = (\Pi_{ед.} - C_{ед.}) \cdot Z = \Pi_{ед.} \cdot Z$$

$$\Pi_{ед.} = (\Pi_{ед.} - C_{ед.})$$



Точка безубыточности, ед.продукции/ ед.времени:

$$Z_{кр.} = I_{усл.-пост. \Sigma} / (\Pi_{ед.} - \delta_{пер})$$

Для обеспечения заданного уровня рентабельности продукции необходимо произвести объем продукции в количестве — $Z_{кр.}^R$, ед. продукции/ед. времени:

$$Z_{кр.}^R = I_{усл.-пост. \Sigma} \cdot (1 + R_{пр.}) / (\Pi_{ед.} - \delta_{пер} \cdot (1 + R_{пр.}))$$

Распределение чистой прибыли

Распределение чистой прибыли предприятия осуществляется по следующим направлениям:

- фонд накопления;
- фонд потребления;
- резервный фонд;
- прибыль к распределению.

Нормативы отчислений от прибыли в фонды специального назначения устанавливается самим предприятием по согласованию с учредителем.

Отчисления от прибыли в специальные фонды производятся ежеквартально. На сумму произведенных отчислений от прибыли происходит перераспределение прибыли внутри предприятия: уменьшается сумма нераспределенной прибыли и увеличиваются образуемые из нее фонды и резервы.

Эта прибыль направляется на капитальные вложения и прирост основного и оборотного капитала; на покрытие убытков прошлых лет, на отчисления в резервный капитал, на расходы социального характера; а также на выплату дивидендов и доходов.

Средства фонда накопления – это средства, направленные на производственное развитие предприятия, техническое перевооружение, реконструкцию, расширение, освоение производства новой продукции, на строительство и обновление основных производственных фондов, освоение новой техники и технологий в действующих организациях и иные аналогичные цели, предусмотренные учредительными документами предприятия (на создание нового имущества предприятия).

За счет средств фондов накопления финансируются главным образом капитальные вложения на производственное развитие.

Средства фонда потребления – это средства, направляемые на осуществление мероприятий *по социальному развитию* (кроме капитальных вложений) : приобретение проездных билетов, путевок в санатории, проведение оздоровительных мероприятий, частичное погашение кредитов за кооператив, индивидуальное жилищное строительство, беспроцентные ссуды молодым семьям и другие цели, предусмотренные мероприятиями по социальному развитию трудовых коллективов и мероприятий по материальному поощрению коллектива предприятия (единовременное премирование, денежное поощрение и т.д.) и иных аналогичных мероприятий и работ, не приводящих к образованию нового имущества предприятия.

Средства резервного фонда предназначены для обеспечения

финансовой устойчивости в период временного ухудшения производственно - финансовых показателей. Он также служит для компенсации ряда денежных затрат, возникающих в процессе производства и потребления продукции.

Прибыль к распределению – это средства, направляемые на выплату дивидендов и доходов акционерам предприятия. Размер выплат определяется на годовом собрании акционеров предприятия.

Налоговая ставка на прибыль установлена в размере 24%.

3.10. Вопросы налогообложения энергетических предприятий

Вопросы налогообложения являются важнейшей составляющей производственно-экономической деятельности любого предприятия, в том числе энергоснабжающих организаций.

Под налогом понимается обязательный, индивидуально безвозмездный платеж, взимаемый с организаций и физических лиц в форме отчуждения принадлежащих им на праве собственности, хозяйственного ведения или оперативного управления денежных средств в целях финансового обеспечения деятельности государства и (или) муниципальных образований.

Виды налогов

В Российской Федерации устанавливаются следующие виды налогов и сборов: федеральные, региональные и местные.

- Федеральными налогами признаются налоги, которые установлены Налоговым Кодексом РФ и обязательны к уплате на всей территории Российской Федерации.
- Региональными налогами признаются налоги, которые установлены Налоговым Кодексом РФ и законами субъектов Российской Федерации о налогах и обязательны к уплате на территориях соответствующих субъектов Российской Федерации. Региональные налоги вводятся в действие и прекращают действовать на территориях субъектов Российской Федерации в соответствии с Налоговым Кодексом РФ и законами субъектов Российской Федерации о налогах. При установлении региональных налогов законодательными органами государственной власти субъектов Российской Федерации определяются: налоговые ставки, порядок и сроки уплаты налогов. Законодательными органами государственной власти субъектов Российской Федерации законами о налогах в порядке и пределах,

могут устанавливаться налоговые льготы, основания и порядок их применения.

- Местными налогами признаются налоги, которые установлены Налоговым Кодексом РФ и нормативными правовыми актами представительных органов муниципальных образований о налогах и обязательны к уплате на территориях соответствующих муниципальных образований. Местные налоги вводятся в действие и прекращают действовать на территориях муниципальных образований в соответствии с Налоговым Кодексом РФ и нормативными правовыми актами представительных органов муниципальных образований о налогах.

Федеральные налоги и сборы

К федеральным налогам и сборам относятся:

- 1) налог на добавленную стоимость;
- 2) акцизы;
- 3) налог на доходы физических лиц;
- 4) единый социальный налог;
- 5) налог на прибыль организаций;
- 6) налог на добычу полезных ископаемых;
- 7) водный налог;
- 8) сборы за пользование объектами животного мира и за пользование объектами водных биологических ресурсов;
- 9) государственная пошлина.

Региональные налоги

К региональным налогам относятся:

- 1) налог на имущество организаций;
- 2) налог на игорный бизнес;
- 3) транспортный налог.

Местные налоги

К местным налогам относятся:

- 1) земельный налог;
- 2) налог на имущество физических лиц.

Общие условия установления налогов и сборов

Налог считается установленным лишь в том случае, когда определены налогоплательщики и элементы налогообложения, а именно:

- объект налогообложения;
- налоговая база;
- налоговый период;
- налоговая ставка;
- порядок исчисления налога;
- порядок и сроки уплаты налога.

При установлении сборов определяются их плательщики и элементы обложения применительно к конкретным сборам.

Налогоплательщиками признаются организации и физические лица, на которых в соответствии с Налоговым Кодексом РФ возложена обязанность уплачивать налоги.

Налог на добавленную стоимость (НДС)

Объектом налогообложения признаются следующие операции:

- 1) реализация товаров (работ, услуг) на территории Российской Федерации, а также передача имущественных прав;
- 2) выполнение строительно-монтажных работ для собственного потребления.

Налоговым периодом для уплаты НДС установлен – квартал. Налогообложение производится по налоговой ставке 18 процентов кроме случаев, указанных в Налоговом Кодексе РФ (продукты питания первой необходимости, детские товары и т.п. – ставка НДС 10%). Налог начисляется после установления тарифов на продукцию энергетических предприятий, т.е тариф устанавливается ФСТ или РСТ без НДС, а покупка продукции осуществляется уже с НДС.

Единый социальный налог (ЕСН)

Налогоплательщиками налога признаются лица, производящие выплаты физическим лицам:

- организации;
- индивидуальные предприниматели;
- физические лица, не признаваемые индивидуальными предпринимателями;

Объектом налогообложения являются выплаты и иные вознаграждения по трудовым и гражданско-правовым договорам, предметом которых является выполнение работ, оказание услуг, выплачиваемые налогоплательщиками в пользу физических лиц. Налоговая база определяется как сумма выплат и иных вознаграждений, начисленных налогоплательщиками за налоговый период в пользу физических лиц. В РФ применяются налоговые ставки, приведенные в таблице**.

Таблица ** Налоговые ставки ЕСН

Налоговая база на каждое физ.лицо	Пенсионный фонд РФ	Фонд соц. страхования	Фонд мед. страхования		Итого
			Федерал.	Регион ал.	
До 280000 руб./год	20,0	2,9	1,1	2,0	26,0
От 280001 до 600000 руб./год	56000 руб.+ 7,9% с суммы свыше 280000 руб./год	8120 руб.+ 1,0% с суммы свыше 280000 руб./год	3080 руб.+ 0,6% с суммы свыше 280000 руб./год	5600 руб.+ 0,5% с суммы свыше 280000 руб./год	72800 руб.+ 10% с суммы свыше 280000 руб./год
Свыше 600000 руб./год	81280 + 2,0% с суммы свыше 600000 руб./год	11320 руб.	5000 руб.	7200 руб. + 2,0% с суммы свыше 600000 руб./год	104800

Налог на прибыль

Налогоплательщиками налога на прибыль организаций признаются:

- российские организации;
- иностранные организации, осуществляющие свою деятельность в Российской Федерации через постоянные представительства и (или) получающие доходы от источников в Российской Федерации.

Объектом налогообложения по налогу на прибыль организаций признается прибыль, полученная налогоплательщиком.

Прибылью признается, для российских организаций - полученные доходы, уменьшенные на величину произведенных расходов.

К доходам относятся:

- 1) доходы от реализации товаров (работ, услуг) и имущественных прав;
- 2) внереализационные доходы.

Доходы определяются на основании первичных документов и других документов, подтверждающих полученные налогоплательщиком доходы, и документов налогового учета.

Налоговой базой признается денежное выражение прибыли подлежащей налогообложению.

Налоговая ставка устанавливается в размере 24 процентов, при этом:

- сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 6,5 процента, зачисляется в федеральный бюджет;
 - сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 17,5 процента, зачисляется в бюджеты субъектов Российской Федерации.
- Налоговым периодом по налогу признается календарный год.

Водный налог

Объектами налогообложения водным налогом признаются следующие виды пользования водными объектами:

- 1) забор воды из водных объектов;
- 2) использование акватории водных объектов, за исключением лесосплава в плотях и кошелях;
- 3) использование водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики;
- 4) использование водных объектов для целей сплава древесины в плотях и кошелях.

Налоговым периодом признается квартал.

Налоговые ставки, при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики, устанавливаются по бассейнам рек, озер, морей и экономическим районам в размерах указанных в табл**:

Налог на имущество

Налогоплательщиками налога признаются:

- российские организации;
- иностранные организации, осуществляющие деятельность в Российской Федерации через постоянные представительства и (или) имеющие в собственности недвижимое имущество на территории Российской Федерации, на континентальном шельфе Российской Федерации и в исключительной экономической зоне Российской Федерации.

Объектом налогообложения для российских организаций признается движимое и недвижимое имущество (включая имущество, переданное во временное владение, пользование, распоряжение или доверительное управление, внесенное в совместную деятельность), учитываемое на балансе организации в качестве объектов основных средств, в соответствии с установленным порядком ведения бухгалтерского учета.

Налоговая база определяется как среднегодовая стоимость имущества, признаваемого объектом налогообложения.

При определении налоговой базы имущество, признаваемое объектом налогообложения, учитывается по его остаточной стоимости, сформированной в соответствии с установленным порядком ведения бухгалтерского учета, утвержденным в учетной политике организации.

В случае, если для отдельных объектов основных средств начисление амортизации не предусмотрено, стоимость указанных объектов для целей налогообложения определяется как разница между их первоначальной стоимостью и величиной износа, исчисляемой по установленным нормам амортизационных отчислений для целей бухгалтерского учета в конце каждого налогового (отчетного) периода. Налоговым периодом признается календарный год.

Налоговые ставки устанавливаются законами субъектов Российской Федерации и не могут превышать 2,2 процента.

Таблица ** Ставки водного налога в РФ

Бассейн реки, озера, моря	Налоговая ставка в рублях за 1 тыс. кВт-ч электроэнергии
Нева	8,76
Неман	8,76
Реки бассейнов Ладожского и Онежского озер и озера Ильмень	9,00
Прочие реки бассейна Балтийского	8,88

моря	
Северная Двина	8,76
Прочие реки бассейна Белого моря	9,00
Реки бассейна Баренцева моря	8,76
Амур	9,24
Волга	9,84
Дон	9,72
Енисей	13,70
Кубань	8,88
Лена	13,50
Обь	12,30
Сулак	7,20
Терек	8,40
Урал	8,52
Бассейн озера Байкал и река Ангара	13,20
Реки бассейна Восточно-Сибирского моря	8,52
Реки бассейнов Чукотского и Берингова морей	10,44
Прочие реки и озера	4,80

Земельный налог

Налогоплательщиками земельного налога признаются организации и физические лица, обладающие земельными участками на праве собственности, праве постоянного (бессрочного) пользования или праве пожизненного наследуемого владения.

Объектом налогообложения признаются земельные участки, расположенные в пределах муниципального образования.

Налоговая база определяется как кадастровая стоимость земельных участков, признаваемых объектом налогообложения. Кадастровая стоимость земельного участка определяется в соответствии с земельным законодательством Российской Федерации. Налоговая база определяется в отношении каждого земельного участка как его кадастровая стоимость по состоянию на 1 января года, являющегося налоговым периодом.

Налоговые ставки устанавливаются нормативными правовыми актами представительных органов муниципальных образований и не могут превышать:

1) 0,3 процента в отношении земельных участков:

- отнесенных к землям сельскохозяйственного назначения;

- занятых жилищным фондом и объектами инженерной инфраструктуры жилищно-коммунального комплекса.
 - 2) 1,5 процента в отношении прочих земельных участков.
- Налоговым периодом признается календарный год.

4. ТАРИФЫ НА ЭНЕРГИЮ

4.1. Государственное регулирование цен (тарифов) в электроэнергетике

При государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике обеспечивается достижение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии, обеспечивающего доступность указанных видов энергии при обеспечении экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов). Уровень доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), должен быть сопоставим с уровнем доходности капитала, используемого в других отраслях промышленности со сравнимыми показателями предпринимательских рисков.

Государственному регулированию в электроэнергетике помимо ценового регулирования в условиях естественной монополии, осуществляемого в соответствии с законодательством о естественных монополиях, подлежат:

- цены (тарифы) на поставляемую в условиях отсутствия конкуренции электрическую и тепловую энергию, регулирование которых может применяться в случаях и в порядке, которые предусмотрены ФЗ «Об электроэнергетике»;
- предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен на электрическую энергию и цены (тарифы) на максимально доступную генерирующую мощность (в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации);
- цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;
- цены (тарифы) на услуги администратора торговой системы оптового рынка;

- цены (тарифы) на тепловую энергию;
- цены (тарифы) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- плата за технологическое присоединение к электрическим сетям;
- сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков.

Регулирование указанных цен (тарифов), предельных (минимального и (или) максимального) уровней цен (тарифов) осуществляется в порядке, устанавливаемом основами ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) и правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов), утверждаемыми Правительством Российской Федерации. Вносимые в указанные правила изменения и дополнения вступают в силу не ранее чем через шесть месяцев с даты их принятия.

Срок действия утвержденных цен (тарифов) не может составлять менее чем двенадцать месяцев, за исключением цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности. Вопрос об изменении (пересмотре) регулируемых цен (тарифов) должен рассматриваться не чаще чем два раза в год с принятием соответствующего решения (в случае отсутствия основания для пересмотра цен (тарифов) принимается решение о продлении их действия).

Цены (тарифы) на иные виды продукции (услуг) в электроэнергетике определяются по соглашению сторон и не подлежат регулированию, за исключением надбавок к тарифам на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям (надбавок к ценам (тарифам) для потребителей товаров и услуг организаций коммунального комплекса), надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса - производителей товаров и услуг в сфере электро- и (или) теплоснабжения, тарифов этих организаций на подключение и тарифов на подключение к системам коммунальной инфраструктуры в сфере электро- и (или) теплоснабжения, устанавливаемых органами местного самоуправления в соответствии с законодательством Российской Федерации об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса.

Проведение органами государственного регулирования цен (тарифов) проверок хозяйственной деятельности организаций, осуществляемой с применением регулируемых цен (тарифов), в части обоснованности размера и правильности применения указанных цен (тарифов) может осуществляться не чаще чем один раз в два года.

В случае нарушения установленного порядка применения государственных регулируемых цен (тарифов) субъекты электроэнергетики и иные допустившие такое нарушение лица возмещают в соответствии с гражданским законодательством убытки, причиненные таким нарушением другим лицам, и несут иную предусмотренную законодательством Российской Федерации ответственность.

Таким образом, **тариф – это регулируемая цена.**

Регулируемые цены в РФ применяются для субъектов естественных монополий.

В соответствии с законами РФ (1,2) к субъектам естественных монополий относят предприятия и организации осуществляющие следующие виды деятельности:

- транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- транспортировка газа по трубопроводам;
- железнодорожные перевозки;
- услуги транспортных терминалов, портов, аэропортов;
- услуги общедоступной электрической и почтовой связи;
- услуги по передаче электрической энергии;
- услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- услуги по передаче тепловой энергии.

Регулированием деятельности естественных монополий осуществляет на федеральном уровне – Федеральная служба по тарифам, на региональном уровне – Региональные службы по тарифам.

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 9 марта 2004 г. N 314 "О системе и структуре федеральных органов исполнительной власти" Федеральная служба по тарифам является федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий, осуществляющим государственное регулирование цен (тарифов) в электроэнергетике, нефтегазовом комплексе, на железнодорожном и ином транспорте, на услуги транспортных терминалов, портов, аэропортов, услуги общедоступной электрической и почтовой связи, а также на иные виды товаров (работ, услуг), подлежащих государственному регулированию в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Основными функциями Федеральной службы по тарифам являются:

а) определение (установление) цен (тарифов) и осуществление контроля по вопросам, связанным с определением (установлением) и применением цен (тарифов):

- в электроэнергетике;
- в газовой отрасли;
- в сфере транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- на железнодорожном транспорте;
- в сфере услуг транспортных терминалов, портов, аэропортов;
- в сфере услуг общедоступной электрической и почтовой связи;
- в отношении продукции ядерно-топливного цикла;
- в отношении продукции оборонного назначения;
- в отношении водки, ликероводочной и другой алкогольной продукции крепостью свыше 28 процентов, производимой на территории Российской Федерации или ввозимой на таможенную территорию Российской Федерации;
- в отношении этилового спирта из пищевого сырья, производимого на территории Российской Федерации;

б) рассмотрение разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями.

Субъекты естественных монополий обязаны представлять соответствующему органу регулирования естественной монополии:

- текущие отчеты о своей деятельности в порядке и в сроки, которые установлены органом регулирования естественной монополии;
- проекты планов капитальных вложений.

Если действиями (бездействием) субъекта естественной монополии, нарушающими настоящий Федеральный закон, причинены убытки, в том числе от завышения цены (тарифа), другому хозяйствующему субъекту, эти убытки подлежат возмещению субъектом естественной монополии в соответствии с гражданским законодательством.

При установлении регулируемых тарифов (цен) Служба принимает меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов Поставщиков.

В случае если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности

и иных материалов выявлены необоснованные расходы Поставщиков за счет поступлений от регулируемой деятельности, Служба принимает решение об исключении этих расходов из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий расчетный период регулирования.

Служба на основе предварительно согласованных с ней мероприятий по сокращению расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, обязана в течение 2 лет после окончания срока окупаемости расходов на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, учтенных при регулировании тарифов на период, предшествующий сокращению расходов.

Расчет тарифов на энергию осуществляется в соответствии с:

- федеральным законом "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 г. N35-ФЗ;
- федеральным законом от 14 апреля 1995 г. N 41-ФЗ "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации";
- федеральным законом "Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации", утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 г. N 109;
- правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации", утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации "О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии" от 26.02.2004 г. N 109;
- методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке;
- методическими указания по расчету тарифов на электрическую энергию и мощность по договорам купли-продажи по регулируемым тарифам (ценам) на оптовом рынке ФСТ РФ приказ от 15 сентября 2006 г. N 199-э/6.

4.2. Виды регулируемых цен и тарифов, применяемых на потребительских рынках электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности)

На потребительских рынках электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности) применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов:

1. устанавливаемых Федеральной службой по тарифам РФ (ФСТ).
 - Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов для населения. Указанные тарифы могут устанавливаться с календарной разбивкой и с разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;
 - Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
 - Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, устанавливаются ФСТ для каждого субъекта Российской Федерации и дифференцируются по уровням напряжения.
2. устанавливаемых региональными службами по тарифам (РСТ):
 - Тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения, в рамках установленных Службой предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов;
 - Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных Службой предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов на указанную тепловую энергию;
 - Тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
 - Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, устанавливаются РСТ для каждого субъекта Российской Федерации и дифференцируются по уровням напряжения, в рамках указанных ФСТ предельных уровней тарифов;
 - Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии.

Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт электрической мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Тарифы на тепловую энергию (мощность) устанавливаются регулирующим органом отдельно по потребителям, получающим тепловую энергию с теплоносителями - горячая вода и пар, с дифференциацией последнего по давлению.

Для организаций, осуществляющих производство (передачу) электрической (тепловой) энергии сторонним потребителям (субабонентам) и для собственного потребления, распределение расходов по указанному виду деятельности между субабонентами и организацией по решению регионального органа рекомендуется производить в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;

- пропорционально отпуску (передаче) электрической (тепловой) энергии.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

Для расчета тарифов (цен) используются следующие материалы:

- баланс мощности энергоснабжающей организации в годовом совмещенном максимуме графика электрической нагрузки объединенной энергосистемы;
- расчет полезного отпуска электрической энергии;
- расчет полезного отпуска тепловой энергии;
- структура полезного отпуска тепловой энергии;
- расчет расхода топлива по электростанциям (котельным);
- расчет баланса топлива;
- расчет затрат на топливо для выработки электрической и тепловой энергии;
- расчет стоимости покупной энергии на технологические цели;

- расчет суммы платы за пользование водными объектами предприятиями гидроэнергетики (водный налог);
- смета расходов;
- расчет расходов на оплату труда;
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов;
- калькуляция расходов, связанных с производством и передачей электрической энергии;
- калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии;
- расчет источников финансирования капитальных вложений;
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений по источникам электроэнергии (производство электроэнергии);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений по источникам тепловой энергии (производство тепловой энергии);
- расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию;
- расчет экономически обоснованного тарифа продажи ЭСО;
- расчет экономически обоснованного тарифа покупки электроэнергии потребителями;
- расчет дифференцированных по времени суток ставок платы за электрическую энергию;
- экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию (мощность) по группам потребителей;
- расчет одноставочных экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию;
- расчет ставок платы за тепловую мощность для потребителей пара и горячей воды;
- расчет дифференцированных ставок за тепловую энергию для потребителей пара различных параметров и горячей воды;
- расчет экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию (мощность) по группам потребителей;
- укрупненная структура тарифа на электрическую энергию для потребителей;
- согласованную программу производственного развития (план капвложений);
- расчет размера выпадающих доходов или дополнительно полученной выгоды в предшествующий период регулирования, выявленных на основании официальной отчетности или по результатам проверки хозяйственной деятельности;

- бухгалтерскую и статистическую отчетность на последнюю отчетную дату;
- другие дополнительные материалы в соответствии с формой и требованиями, предъявляемыми регулирующим органом.

4.3. Методы расчета тарифов на энергию

При регулировании тарифов может применяться следующие методики расчета тарифов на тепловую энергию:

- метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- метод индексации тарифов;
- метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала.

Метод экономически обоснованных расходов (затрат)

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

В необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы – расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), включая внереализационные расходы, и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

Если Поставщик в течение расчетного периода регулирования понес экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении регулируемых тарифов (цен) на расчетный период регулирования, в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию (работы, услуги), потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются при установлении регулируемых тарифов (цен) на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

При определении необходимой валовой выручки для целей установления регулируемых тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке не учитываются результаты торговли

электрической энергией (мощностью) по свободным (нерегулируемым) ценам с учетом особенностей, предусмотренных пунктом 39 Основ ценообразования в отношении электрической энергии, производимой на гидроэлектростанциях.

Необходимая валовая выручка (НВВ) на расчетный период регулирования для покрытия экономически обоснованных расходов энергоснабжающей организации с учетом корректировок по избытку средств (исключению необоснованных расходов) и возмещению недостатка средств рассчитывается по формуле, тыс. руб.:

$$\text{НВВ} = \text{НВВ}_p \pm \Delta\text{НВВ},$$

где: НВВ_p - необходимый доход энергоснабжающей организации в расчетном периоде регулирования, обеспечивающий компенсацию экономически обоснованных расходов и получение прибыли, тыс. руб.;

$\Delta\text{НВВ}$ - экономически обоснованные расходы энергоснабжающей организации, подлежащие возмещению (со знаком "+") и исключению из НВВ_p (со знаком "-"), тыс. руб.).

$$\text{НВВ} = \text{И}_\Sigma + \text{П}_\Sigma, \text{ руб.}$$

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- 1) капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- 2) выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- 3) взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- 4) прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

Расчетный годовой объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого в установленном порядке сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации.

Сводный баланс формируется ФСТ с поквартальной и помесечной разбивкой на основе принципа минимизации суммарной стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям, при участии региональных органов, организации, оказывающей услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, администратора торговой системы и системного оператора оптового рынка электрической энергии.

При расчете тарифов с использованием метода экономически обоснованных расходов валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Рассчитанные таким методом тарифы не должны превышать предельных максимальных уровней тарифов.

Регулирование тарифов основывается на принципе обязательности раздельного учета объемов продукции, доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии организациями, осуществляющими регулируемую деятельность. При установлении тарифов не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны вести раздельный учет по следующим видам деятельности:

- производство электрической энергии;
- производство тепловой энергии;
- передача электрической энергии по единой национальной электрической сети;
- передача электрической энергии по распределительным сетям;
- передача тепловой энергии;
- оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- организация функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- обеспечение системной надежности;
- технологическое присоединение к электрическим сетям;
- оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;
- сбыт электрической энергии;
- сбыт тепловой энергии.

При установлении тарифов регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически

необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

В случае если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, за счет поступлений от регулируемой деятельности, регулирующие органы обязаны принять решение об исключении этих расходов из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий расчетный период регулирования.

Если организация осуществляет кроме регулируемой иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете регулируемых тарифов.

Если организации, осуществляющие регулируемую деятельность, в течение расчетного периода регулирования понесли экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов (в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования), эти расходы учитываются регулирующими органами при установлении тарифов на последующий расчетный период регулирования.

Метод индексации тарифов

Если прогнозируемый уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, не превышает 12 процентов в год в расчетном периоде регулирования, регулирующие органы вправе применять при регулировании тарифов метод индексации тарифов (в том числе на срок более одного года) на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен).

Индексация тарифов регулируемой организации может осуществляться регулирующим органом не чаще чем один раз в год в период подготовки проектов федерального и (или) региональных бюджетов на очередной финансовый год с введением в действие проиндексированных тарифов с 1 января очередного финансового года.

Индексации подлежат ранее утвержденные предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов и тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Причем, данные тарифы и их предельные уровни ранее

хотя бы один раз должны быть рассчитаны по методу экономически обоснованных расходов.

При применении указанного метода тарифы устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам, которые учитывают:

1) программы сокращения расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, согласованные с регулирующими органами;

2) изменения состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы электроэнергетики;

3) отклонения фактических показателей выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от прогнозных;

4) отклонения фактических цен на топливо от прогнозных;

5) отклонения фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса;

6) изменения нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияющие на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

В случае применения регулирующим органом метода индексации тарифов дело об установлении тарифов не открывается. Вопрос об установлении тарифов рассматривается в 15-дневный срок со дня поступления в регулирующий орган соответствующего заявления регулируемой организации, либо со дня принятия регулирующим органом решения об индексации регулируемых тарифов.

Определение проиндексированной величины тарифа на i -ый календарный год периода регулирования по j -му регулируемому виду деятельности осуществляется по формуле:

$$T_{иij} = T_{бi-1,j} \cdot I_i \cdot K_{i,j} \cdot X_{i,j}$$

где: $T_{иij}$ – проиндексированная величина тарифа на продукцию (услуги) регулируемой организации по j -му регулируемому виду деятельности в i -ый год периода регулирования;

$T_{бi-1,j}$ - величина тарифа на продукцию (услуги) регулируемой организации по j -му регулируемому виду деятельности, установленного регулирующим органом на конец $(i-1)$ -го года;

I_i – прогнозируемый на i -ый год периода регулирования среднегодовой темп инфляции (среднегодовой индекс потребительских цен), определяемый Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации;

$X_{i,j}$ – коэффициент повышения эффективности деятельности регулируемой организации в i -том календарном году периода регулирования по j -му виду регулируемой деятельности. Коэффициент $X_{i,j}$ рассчитывается регулирующим органом с учетом:

- наличия согласованной регулирующим органом программы снижения издержек регулируемой организации;
- фактического выполнения указанной программы.

$K_{i,j}$ – коэффициент, рассчитываемый регулирующим органом, характеризующий изменение части расходов регулируемой организации, определяемое факторами, независимыми от производственно-хозяйственной деятельности организации:

- изменением состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы регулируемой организации;
- изменением цен на топливо;
- изменением нормативных правовых актов, влияющих на величину расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, включая изменение налогового законодательства.

Метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала

Данный метод расчета тарифов используется, как правило, для новых предприятий, совершающих регулируемую деятельность, при невозможности использования метода экономически обоснованных расходов и метода индексации. В условиях отсутствия затрат на производство и передачу тепловой энергии за предыдущие периоды невозможно планировать затраты на следующий период регулирования, поэтому невозможно использовать метод экономически обоснованных затрат для расчета тарифов. Так же при отсутствии действующих тарифов отсутствует база для использования метода индексации тарифов.

При использовании метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала базой для расчета тарифов является величина капитала, инвестированного в создание и введение в действие предприятия. Величина инвестированного капитала определяется как сумма долей уставного и добавочного капитала, относимых на данный вид регулируемой деятельности, и долгосрочных обязательств (долгосрочного заемного капитала, обоснованно относимого на данный вид регулируемой деятельности) организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется регулирующим органом на основании прогноза уровня инфляции, принятого при формировании федерального бюджета на очередной финансовый год, с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на финансовом рынке в отчетный период. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, но не может быть ниже минимальной доходности облигаций федерального займа по состоянию на 1 июля последнего отчетного года.

Методика расчета и определения уровня доходности инвестированного капитала утверждается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и применяется для следующих регулируемых видов деятельности: производство электрической энергии, производство тепловой энергии, передача электрической энергии, передача тепловой энергии и оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.

Метод индексации установленных тарифов тоже практически не применяется. Хотя реформа энергетической отрасли России и имеет одной из идей переход предприятий отрасли на использование метода индексации, российские предприятия пока еще пользуются для расчета тарифов методом экономически обоснованных расходов.

4.4. Расчет тарифа на тепловую энергию

Тариф на тепловую энергию включает следующие составляющие:

- стоимость тепловой энергии;
- стоимость услуг по передаче тепловой энергии энергоснабжающими организациями и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

В счетах на оплату тепловой энергии помимо суммарного платежа должны отдельно указываться стоимость производства отпущенной потребителю энергии и стоимость услуг по ее передаче и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются отдельно по следующим видам теплоносителей:

1. горячая вода;

2. отборный пар давлением:

- от 1,2 до 2,5 кг/см²

- от 2,5 до 7,0 кг/см²

- от 7,0 до 13,0 кг/см²

- свыше 13,0 кг/см²;

3. острый и редуцированный пар.

Распределение расхода топлива тепловых электростанций между электрической и тепловой энергией, осуществляемое в процессе калькулирования расходов на производство электрической и тепловой энергии, производится в соответствии с нормативными актами.

Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию, предлагаемый производителем энергии на рынок тепловой энергии, определяется по формуле:

$$T_{\text{гк (ср)}}^T = \text{НВВ}^T / Q_{\text{отп}} \quad (\text{руб/Гкал}),$$

где: НВВ^T - необходимая валовая выручка на производство тепловой энергии;

$Q_{\text{отп}}$ - отпуск тепловой энергии в сеть.

Тариф продажи тепловой энергии от производителя энергии рассчитывается для всех потребителей данного производителя или дифференцируется по системам центрального теплоснабжения при условии раздельного учета расходов по ним.

Расчет тарифов продажи тепловой энергии предусматривает определение двухставочных тарифов и (или) одноставочных тарифов.

Расчет двухставочных тарифов продажи тепловой энергии определяется по формулам:

Ставка платы за тепловую энергию:

- по k-той ступени параметров пара s-того источника пара

$$T_{s,k}^{T3} = b_{s,k} \cdot \Pi_s \cdot 10^{-3} + \Pi_{s,k}^{T3} / Q_{s,k} \quad (\text{руб/Гкал}),$$

- по i-му источнику горячей воды

$$T_i^{T3} = b_i \cdot \Pi_i \cdot 10^{-3} + \Pi_i^{T3} / Q_i \quad (\text{руб/Гкал}),$$

где:

$b_{s,k}$, b_i - удельные расходы условного топлива на тепловую энергию, отпускаемую соответственно в паре k-той ступени параметров s-м источником и в горячей воде i-м источником, кг.у.т./Гкал;

$Q_{s,k}$, Q_i - количество тепловой энергии, отпускаемой соответственно s-м источником в паре k-той ступени параметров и i-м источником в горячей воде, тыс. Гкал;

Π_s , Π_i - цена условного топлива, используемого соответственно s-м и i-м источниками тепла, руб./т.у.т.;

$\Pi_{s,k}^{tr}$, Π_i^{tr} - части прибыли производителя энергии по отпуску тепла, относимые соответственно на $Q_{s,k}$ и Q_i , тыс.руб.

Ставка платы за тепловую мощность рассчитывается на едином уровне для всех генерирующих источников тепла (в паре и горячей воде) и для всех систем центрального теплоснабжения производителя энергии по формуле:

$$T_{s,m}^{TM} = \frac{НВВ^T - \sum_{s=1}^m \sum_{k=1}^L (T_{s,k} \cdot Q_{s,k}) - \sum_{j=1}^r \sum_{i=1}^n (T_i \cdot Q_i)}{\left(\sum_{s=1}^m \sum_{k=1}^L p_{s,k} + \sum_{j=1}^r \sum_{i=1}^n p_i \right) \cdot M}$$

где:

$НВВ^T$ - необходимая валовая выручка производителя энергии по отпуску тепловой энергии в паре и горячей воде, тыс. руб.

$P_{s,k}$, P_i - соответственно расчетные (присоединенные) тепловые мощности s-го источника в теплоносителе «пар» k-й ступени параметров и i-го источника в теплоносителе «горячая вода», Гкал/ч;

L , m - количество соответственно ступеней параметров пара на s-м источнике и источников пара у ПЭ;

n , r - количество соответственно источников горячей воды в СЦТ и СЦТ у ПЭ.

Общехозяйственные расходы и прибыль ПЭ, относимые на тепловую энергию, распределяются между генерирующими источниками в соответствии с одним из методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально условно-постоянным расходам;
- пропорционально прямым расходам по регулируемым видам деятельности.

Расчет размера платы за услуги по передаче тепловой энергии в СЦТ

Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям определяется из следующих видов расходов:

расходы на эксплуатацию тепловых сетей;

расходы на оплату тепловой энергии, израсходованной на передачу тепловой энергии по тепловым сетям (технологический расход (потери) тепловой энергии в сетях);

Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии $T_{перед i}$ – в виде тарифа на передачу по тепловым сетям единицы тепловой мощности производится по формуле:

$$T_{перед i} = НВВТ_{сети} / P_i \cdot M$$

где: $T_{перед i}$ – плата за услуги по передаче тепловой энергии (руб./Гкал/ч. в мес.);

$НВВТ_{сети}$ – необходимая валовая выручка теплосетевой организации на регулируемый период по оказанию услуг по передаче тепловой энергии в паре или в горячей воде, тыс. руб.;

P_i – суммарная расчетная (присоединенная) тепловая мощность по совокупности потребителей тепловой энергии в паре или горячей воде по заключенным договорам теплоснабжения с энергоснабжающей организацией на регулируемый период, тыс. Гкал/ч.;

M – продолжительность периода регулирования, мес.

Расчет тарифов на тепловую энергию для потребителей основывается на полном возврате теплоносителей в тепловую сеть и (или) на источник тепла.

Стоимость используемой на источниках тепла исходной воды для обеспечения технологического процесса относится к стоимости сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых при производстве тепловой энергии. Расходы теплоснабжающей организации на приобретение воды принимаются по ценам ее покупки и расходам на химическую очистку воды по указанным в договорах ценам.

В составе материальных расходов учитываются расходы на приобретение воды, электрической и тепловой энергии, расходуемых на технологические цели, включая расходы на компенсацию следующих нормативных технологически необходимых затрат и технически неизбежных потерь ресурсов:

- тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и с потерями теплоносителей;
- потери (в том числе с утечками) теплоносителей (пар, конденсат, горячая вода) - без тепловой энергии, содержащейся в каждом из них;
- затраты электроэнергии на привод насосов, а также другого оборудования, обеспечивающего технологический процесс передачи и распределения тепловой энергии.

Расходы на компенсацию данных потерь и затрат ресурсов определяются по действующим тарифам и ценам на каждый из видов ресурсов, получаемых по договорам с поставщиками, или по расходам на их производство в тех случаях, когда ЭСО наряду с оказанием услуг по передаче тепловой энергии осуществляет производство данных ресурсов с последующим их потреблением в процессе передачи тепловой энергии.

4.5. Расчет тарифа на электрическую энергию

Основой расчетов двухставочного тарифа является его необходимая валовая выручка для покрытия расходов на производство электрической энергии (HBB_w) и содержания мощности (HBB_N), отнесенная к отпуску электрической энергии ($W_{отп}$) и отпускаемой мощности ($N_{отп}$), определяемой на основании сводного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации.

Расчет ставки тарифа за электрическую энергию i -ой электростанции n -го поставщика производится по формуле:

$$T_{cpWn i} = \frac{HBB_{ээ n i}}{W_{отп i}}$$

где: $HBB_{ээ n i}$ - необходимая валовая выручка на производство электрической энергии i -ой электростанции n -го поставщика;

$W_{отп n i}$ - отпуск электрической энергии i -ой электростанцией n -го поставщика.

Необходимая валовая выручка i -ой электростанции, входящего в состав поставщика электрической энергии (мощности), распределяется между необходимой валовой выручкой, относимой на производство электрической энергии

(НВВ_W), и необходимой валовой выручки относимой на содержание мощности (НВВ_N).

$$\text{НВВ}^{\text{вз}}_{ni} = \text{НВВ}_{Wni} + \text{НВВ}_{Nni}$$

Расчет величины НВВ по каждой *i*-ой ТЭС производится по формулам:

$$\text{НВВ}_{Wni} = I_{\text{топл. } i} + I_{\text{АТС } i} + k_{\text{ТЭС } i} \cdot P^{\text{вз}}_{\text{ТЭС } i},$$

где: $I_{\text{топл. } i}$ - затраты на топливо на технологические цели *i*-ой ТЭС;

$I_{\text{АТС } i}$ - расходы на оплату услуг, оказываемых администратором торговой системы оптового рынка *i*-ой ТЭС;

$k_{\text{ТЭС } i}$ - коэффициент, равный отношению суммы $I_{\text{топл. } i}$ и $I_{\text{АТС } i}$ к сумме переменных и условно-постоянных расходов (но не более 0,5);

$P^{\text{вз}}_{\text{ТЭС } i}$ - прибыль, относимая на производство электрической энергии (мощности);

Расчет ставки тарифа на отпускаемую электрическую энергию определяется, руб./кВт-ч:

$$T^W_{ni} = \frac{\text{НВВ}_{Wni}}{W_{\text{отп } i}}$$

Необходимая валовая выручка, относимой на содержание мощности (НВВ_N), руб./год:

$$\text{НВВ}_{Nni} = \text{НВВ}^{\text{вз}}_{ni} - \text{НВВ}_{Wni}$$

Расчет ставки тарифа на отпускаемую электрическую мощность определяется, руб. в мес./кВт:

$$T^N_{ni} = \frac{\text{НВВ}_{Nni}}{12 \cdot N_{\text{отп } i}}$$

где: $N_{\text{отп } i}$ - отпускаемую электрическую мощность *i*-ой электростанцией, кВт/год.

4.6. Тарифы на энергию для потребителей

Тарифы на электрическую энергию

Выделяют следующие виды тарифов на электрическую энергию – это одноставочный, двухставочный и многоставочные тарифы. Они отличаются друг от друга как областью применения (группы потребителей), так и самим механизмом расчета величины платы за потребленную электроэнергию. Оплата за электрическую энергию производится ежемесячно, в соответствии с договором на электроснабжения потребителя. Многоставочный тариф дифференцирует оплату за потребленную энергию по времени суток, числу часов использования заявленной мощности и другим критериям.

Одноставочный тариф на электроэнергию

Расчет величины платы за потребленную электроэнергию производится по формуле, руб. /ед. времени:

$$П_{э\dot{з}} = b \cdot W_{\text{потр.}}$$

где: b – ставка платы по тарифу, руб./кВт-ч;

$W_{\text{потр.}}$ – потребленное количество электроэнергии, кВт-ч/ед. времени.

Область применения:

- промышленные и приравненные к ним предприятия с присоединенной мощностью: $< 750\text{кВ}\cdot\text{А}$;
- сельско-хозяйственные потребители;
- жилищно – коммунальные хозяйства;
- городской и железнодорожный электротранспорт;
- общественные организации и учреждения.

Расчет с энергоснабжающими организациями за потребленную электроэнергию производится ежемесячно. Тариф дифференцирован по потребителям, по времени суток и энергосистемам.

Достоинства:

- простота расчета;
- требует минимального количества приборов учета расхода потребленной электрической энергии.

Недостатки:

1) структура платежа по тарифу не соответствует структуре издержек производства.

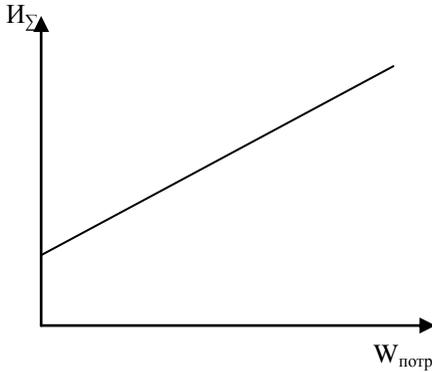


Рис.1 Структура издержек производства

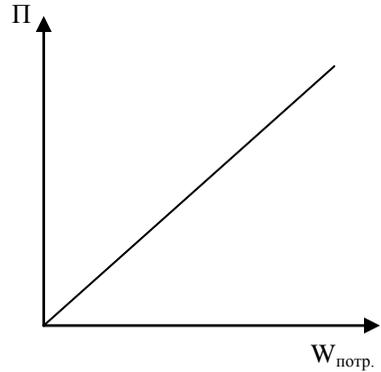
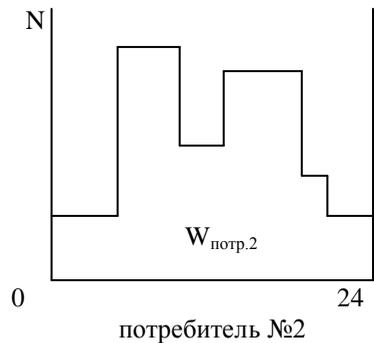
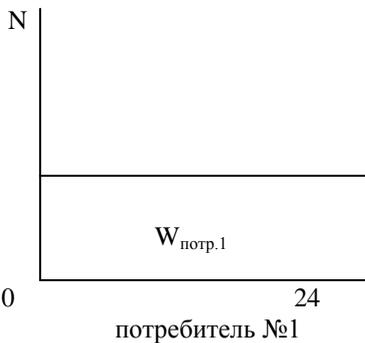


Рис 2. Структура платы по
одноставочному тарифу

2) одноставочный тариф не стимулирует потребителей к выравниванию графика потребления электроэнергии.



Если считать, что суточное потребление электрической энергии у предприятий одинаково ($W_{\text{потр}1} = W_{\text{потр}2}$), т.е. площади под графиками нагрузок одинаковы, то и плата за потребленную электроэнергию будет одинакова ($\Pi_{1\text{пр}} = \Pi_{2\text{пр}}$). При этом энергокомпания выгоднее покрывать более равномерно распределённую в течении суток электрическую нагрузку.

Двухставочный тариф на энергию

Расчет величины платы за потребленную электроэнергию производится по формуле, руб. /ед. времени:

$$П = a \cdot N_{\text{заявл.}} + b \cdot W_{\text{потр}} \quad (\text{руб./ ед.времени (месяц, год)}),$$

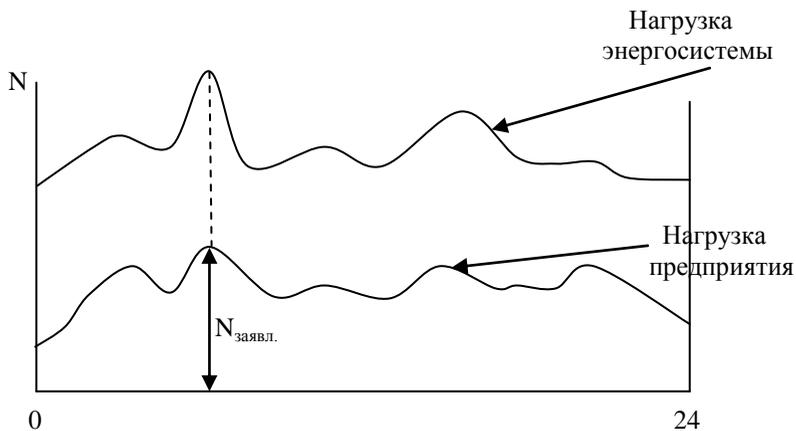
где: a – ставка основной платы за электроэнергию, руб. в год /кВт заявленной мощности;

b – ставка дополнительной платы за электроэнергию, руб./кВт-ч;

$N_{\text{заявл.}}$ – заявленная мощность, кВт;

$W_{\text{потр.}}$ – потребленное количество электроэнергии, кВт-ч/ед. времени.

Заявленная мощность – это заявленная потребителем и указанная в договоре максимальная электрическая нагрузка, замеренная в течение получаса (30 мин) в момент максимальной нагрузки энергосистемы. Заявленная мощность указывается в договоре на поставку электроэнергии поквартально, часы контроля заявленной мощности определяются энергосистемой.

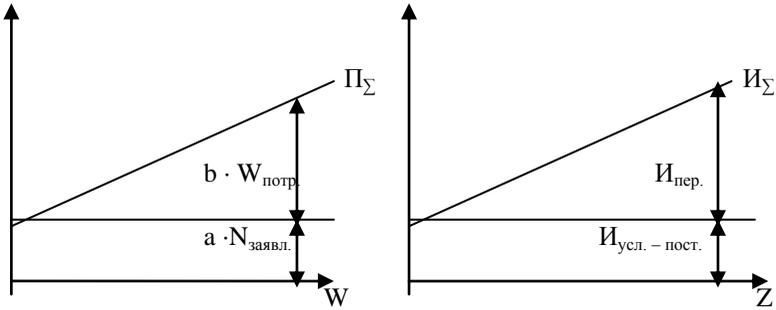


Достоинства:

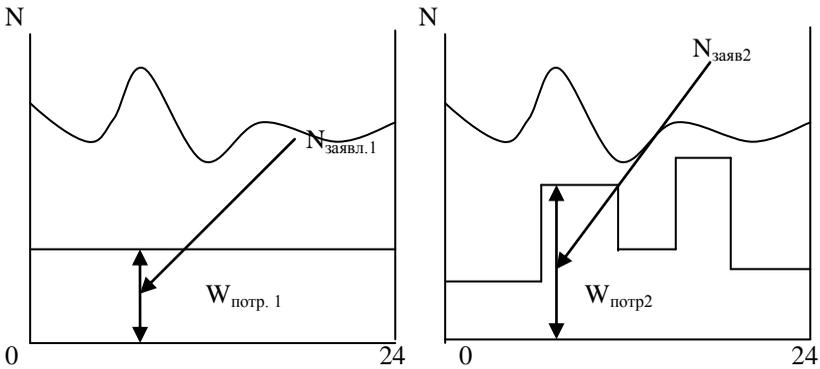
1) структура платежа по тарифу соответствует структуре издержек производства.

$П_{\Sigma}$

$И_{\Sigma}$



2) тариф стимулирует потребителей к выравниванию тарифа нагрузки.



Как видно из представленных на рис.** графиков суточной нагрузки предприятий - заявленная мощность $N_{заявл.1} < N_{заявл.2}$, и при одинаковом потреблении электрической энергии $W_{потр.1} = W_{потр.2}$ плата за потребленную энергию и мощность у первого предприятия будет выше $\Pi_1 < \Pi_2$.

Область применения двухставочного тарифа на электрическую энергию распространяется на промышленные и приравненные к ним предприятия с присоединенной мощностью свыше 750 кВт·А.

Тариф дифференцирован по энергосистемам, времени суток и группам потребителей.

При наличии информации о ставках тарифа на энергию для потребителя. Можно определить среднюю стоимость электрической энергии (с учетом ставок платы за электроэнергию и за мощность), руб./кВт-час:

$$\text{Ц}_{\text{э}} = \Pi / W_{\text{потр}} = (a \cdot N_{\text{заявл.}} + b \cdot W_{\text{потр}}) / W_{\text{потр}} = \frac{a}{h_{\text{заявл.}}} + b,$$

В качестве примера, ниже приведено тарифное меню для потребителей гарантирующего поставщика ОАО «Ивановская энергосбытовая компания».

Двухставочные тарифы со ставкой платы за 1 кВт заявленной мощности в месяц и ставкой платы за 1 тыс. кВт.ч электроэнергии (в руб. без НДС):

а) для потребителей электрической энергии, энергопринимающие устройства которых присоединены к энергетическим установкам Ивановского филиала «ТГК-6» на напряжении производителя электрической энергии (НП):

- ставка платы за мощность 674,608;
 - ставка платы за электроэнергию 554;

б) на высоком напряжении (110 кВ и выше):

- ставка платы за мощность 567,616;
 - ставка платы за электроэнергию 610;

в) на среднем первом напряжении (35 кВ):

- ставка платы за мощность 750,926;
 - ставка платы за электроэнергию 627;

г) на среднем втором напряжении (1-20 кВ):

- ставка платы за мощность 877,977;
 - ставка платы за электроэнергию 663;

Одноставочные тарифы (в руб. за 1 тыс. кВт.ч, без НДС):

При заявленном годовом числе часов использования заявленной мощности	НП	ВН (110 кВ и выше)	СН1 (35кВ)	СН2 (1-20 кВ)	НН (0,4 кВ и ниже)
от 7000 часов и выше	2004	1584	1927	2199	2554
от 6000 до 7000 часов	2015	1592	1936	2210	2567
от 5000 до 6000 часов	2025	1600	1946	2221	2580
от 4000 до 5000 часов	2035	1608	1956	2232	2593

от 3000 до 4000 часов	2045	1616	1966	2243	2606
от 2000 до 3000 часов	2055	1624	1976	2254	2619
менее 2000 часов	2066	1632	1985	2265	2632

Тарифы на тепловую энергию

В расчетах прилагается одноставочный тариф.

Плата по тарифу определяется по формуле, руб./Гкал:

$$П = b \cdot Q_{\text{потр.}}$$

где b – ставка платы по тарифу, руб./Гкал;

$Q_{\text{потр.}}$ – потреблённое количество тепловой электроэнергии, Гкал/ед. времени.

Тариф дифференцирован по источникам энергоснабжающим организациям, группам потребителей. Выделяют следующие группы потребителей тепловой энергии, каждая из которых имеет свою ставку платы за потреблённое количество тепловой энергии:

- промышленные предприятия, государственные учреждения, общественные организации;
- оптовые покупатели-перепродавцы;
- жилищно–коммунальные хозяйства, кроме жилищно–строительных кооперативов;
- жилищно–строительные кооперативы;
- теплично–парниковые хозяйства.

Возможна и другая группировка потребителей тепловой энергии.

Особенности тарифа на тепловую энергию

1. Тариф дифференцирован по видам и параметрам теплоносителя. При повышении давления пара его тариф увеличивается.
 - а) горячая вода;
 - б) пар с давлением:
 - 1,2- 2,5 кг/см²;
 - 2,5-7,0 кг/см²;
 - 7,0-13,0 кг/см²;
 - свыше 13 кг/см²;
 Возможна и другая группировка пара по давлению.
 - в) острый и редуцированный пар.
2. Тариф учитывает возврат конденсата.

- В договоре на поставку тепловой энергии указывается норма возврата конденсата;
- За каждую тонну потерянного конденсата в пределах установленной нормы предприятие платит по стоимости приготовления тонны химически очищенной воды;
- За потерю конденсата сверхустановленной нормы предприятие платит пятикратную стоимость приготовления тонны химически очищенной воды;
- Учитывается качество возвращаемого конденсата – если конденсат может быть использован только в испарителе, то его возврат засчитывается с коэффициентом 0,8; если конденсат масляный, то его возврат засчитывается с коэффициентом 0,5; если конденсат сильно загрязнен, то его возврат засчитывается с коэффициентом равным 0.

Некоторые расчетные формулы для определения количества потребленной тепловой энергии:

- Теплоноситель – пар:

$$Q_{\text{потр.}} = D_{\text{пар}} \cdot h - D_{\text{пар}} \cdot K_{\text{вк}} \cdot C_{\text{к}} \cdot t_{\text{к}}$$
- Теплоноситель – горячая вода:
 - а) закрытая система теплоснабжения

$$Q_{\text{потр.}} = G_{\text{в}} (C_{\text{пр.}} \cdot t_{\text{пр.}} - C_{\text{обр.}} \cdot t_{\text{обр.}})$$
 - б) открытая система теплоснабжения

$$Q_{\text{потр.}} = G_{\text{в}} (C_{\text{гв.}} \cdot t_{\text{гв.}} - C_{\text{хв.}} \cdot t_{\text{хв.}})$$

В качестве примера, ниже приведено тарифное меню для потребителей тепловой энергию, вырабатываемую и отпускаемую открытым акционерным обществом «Территориальная генерирующая компания № 2», потребителям на территории Ярославской области, без учета налога на добавленную стоимость.

Таблица ** Тарифное меню для потребителей тепловой энергию, вырабатываемую и отпускаемую открытым акционерным обществом «Территориальная генерирующая компания № 2», потребителям на территории Ярославской области, без учета налога на добавленную стоимость.

№	Категория потребителей	Тариф, руб./Гкал
1.	Потребители, имеющие границу балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности на коллекторах ТЭЦ (котельных) ОАО "Территориальная генерирующая компания № 2", в части полезного отпуска, отпущенного непосредственно с коллекторов ТЭЦ (котельных), с дифференциацией по виду теплоносителя:	
1.1.	- на горячей воде	426,04
1.2.	- на отборном паре (7 ... 13 атм.)	505,99
1.3.	- на остром и редуцированном паре	567,05
2.	Потребители ОАО "Территориальная генерирующая компания № 2", в части полезного отпуска, отпущенного из тепловых сетей ОАО "Территориальная генерирующая компания № 2" с дифференциацией по виду теплоносителя:	
2.1.	- на горячей воде	430,81
2.2.	- на отборном паре (7 ... 13 атм.)	538,59

Тарифы по возмещению затрат открытого акционерного общества "Территориальная генерирующая компания № 2", связанных с невозвратом горячей воды и конденсата, без учета налога на добавленную стоимость

№	Вид тарифа	Тариф, руб./т.
1.	Тариф по возмещению затрат, связанных с невозвратом горячей воды	8,78
2.	Тариф по возмещению затрат, связанных с невозвратом конденсата	15,94

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ

5.1. Назначение и основные этапы технико-экономических расчетов

Технико-экономические расчеты проводятся во всех случаях вложения капитала (реконструкция, модернизация, новое строительство и т.п.), а также при оптимизации режима работы технологических установок. Проекты требующие дополнительных капитальных вложений называют инвестиционными проектами (ИП). Основная цель технико-экономических расчетов – это выбор наилучшего, наиболее эффективного проекта из возможных или предлагаемых.

Примеры технико-экономических расчетов в энергетике:

- выбор схемы электроснабжения;
- выбор оборудования;
- выбор вида и параметров энергоносителя;
- выбор проекта реконструкции объекта энергоснабжения;
- выбор направления использования вторичных энергетических ресурсов;
- выбор оптимального режима работы технологической установки;
- другие виды инвестиционных проектов.

Этапы технико-экономических расчетов

1. формирование определенного количества конкурирующих проектов (обычно от 3 до 5 проектов);
2. приведение рассматриваемых проектов к сопоставимым условиям;
3. расчет показателей экономической эффективности проектов;
4. сравнение проектов и выбор наилучшего проекта.

5.2. Основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов

В основу оценок эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы, применимые к любым типам проектов независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода) - от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за

расчетный период с учетом возможности использования различных валют;

- сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта);
- принцип положительности и максимума эффекта. Для того чтобы инвестиционный проект, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным; при сравнении альтернативных инвестиционных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта;
- учет фактора времени. При оценке эффективности проекта должны учитываться различные аспекты фактора времени, в том числе динамичность (изменение во времени) параметров проекта и его экономического окружения; разрывы во времени (лаги) между производством продукции или поступлением ресурсов и их оплатой;
- неравноценность разновременных затрат и / или результатов (предпочтительность более ранних результатов и более поздних затрат);
- учет только предстоящих затрат и поступлений. При расчетах показателей эффективности должны учитываться только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления, включая затраты, связанные с привлечением ранее созданных производственных фондов, а также предстоящие потери, непосредственно вызванные осуществлением проекта (например, от прекращения действующего производства в связи с организацией на его месте нового). Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных (т.е. получаемых вне данного проекта) доходов в перспективе (невозвратные затраты), в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют;
- учет всех наиболее существенных последствий проекта. При определении эффективности ИП должны учитываться все последствия его реализации, как непосредственно экономические, так и внеэкономические (внешние эффекты, общественные блага). В тех случаях, когда их влияние на эффективность допускает количественную оценку, ее следует произвести. В других случаях учет этого влияния должен осуществляться экспертно;
- учет наличия разных участников проекта, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях нормы дисконта;

- многоэтапность оценки. На различных стадиях разработки и осуществления проекта (обоснование инвестиций, ТЭО, выбор схемы финансирования, экономический мониторинг) его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;
- учет влияния на эффективность ИП потребности в оборотном капитале, необходимом для функционирования создаваемых в ходе реализации проекта производственных фондов;
- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;
- учет (в количественной форме) влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Условия сопоставимости различных проектов

1. Все сравниваемые проекты должны быть приведены к одинаковому производственному эффекту, то есть реализация каждого проекта должна обеспечить потребителя продукцией одинакового количества;
2. Все сравниваемые проекты должны обеспечить потребителя продукцией одинакового качества;
3. Все сравниваемые проекты должны быть одинакового технического уровня;
4. Все сравниваемые проекты должны быть сопоставимым ценам (цены одного временного периода);
5. Все экономические показатели проектов должны рассчитываться на единой методической основе.

5.3. Денежные потоки инвестиционных проектов

Эффективность ИП оценивается в течение расчетного периода, охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения. Начало расчетного периода рекомендуется определять в задании на расчет эффективности ИП, например как дату начала вложения средств в проектно-изыскательские работы.

Расчетный период разбивается на шаги - отрезки, в пределах которых производится объединение данных, используемых для оценки финансовых показателей – задание расчетного периода и продолжительности шагов расчета. Шаги расчета определяются их номерами (0, 1, ...).

Время в расчетном периоде измеряется в годах или долях года и отсчитывается от фиксированного момента $t_0 = 0$, принимаемого

за базовый (обычно из соображений удобства в качестве базового принимается момент начала или конца нулевого шага; при сравнении нескольких проектов базовый момент для них рекомендуется выбирать одним и тем же).

Инвестиционный проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки (потоки реальных денег).

Денежный поток ИП - это зависимость от времени денежных поступлений и платежей при реализации порождающего его проекта, определяемая для всего расчетного периода.

Значение денежного потока обозначается через $F(t)$, если оно относится к моменту времени t .

На каждом шаге значение денежного потока характеризуется:

- притоком, равным размеру денежных поступлений (или результатов в стоимостном выражении) на этом шаге;
- оттоком, равным платежам на этом шаге;
- сальдо (эффектом), равным разности между притоком и оттоком.

Денежный поток $F(t)$ обычно состоит из (частичных) потоков от отдельных видов деятельности:

- денежного потока от инвестиционной деятельности $F_i(t)$;
- денежного потока от операционной деятельности $F_o(t)$;
- денежного потока от финансовой деятельности $F_f(t)$.

Для денежного потока от инвестиционной деятельности:

- к оттокам относятся капитальные вложения, затраты на пусконаладочные работы, ликвидационные затраты в конце проекта, затраты на увеличение оборотного капитала и средства, вложенные в дополнительные фонды;
- к притокам - продажа активов (возможно, условная) в течение и по окончании проекта, поступления за счет уменьшения оборотного капитала.

Для денежного потока от операционной деятельности:

- к притокам относятся выручка от реализации, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;
- к оттокам - производственные издержки, налоги.

К финансовой деятельности относятся операции со средствами, внешними по отношению к ИП, т.е. поступающими не за счет

осуществления проекта. Они состоят из собственного (акционерного) капитала фирмы и привлеченных средств.

Для денежного потока от финансовой деятельности:

- к притокам относятся вложения собственного (акционерного) капитала и привлеченных средств: субсидий и дотаций, заемных средств, в том числе и за счет выпуска предприятием собственных долговых ценных бумаг;
- к оттокам - затраты на возврат и обслуживание займов и выпущенных предприятием долговых ценных бумаг (в полном объеме независимо от того, были они включены в притоки или в дополнительные фонды), а также при необходимости - на выплату дивидендов по акциям предприятия.

Денежные потоки от финансовой деятельности учитываются, как правило, только на этапе оценки эффективности участия в проекте.

Денежные потоки могут выражаться в текущих, прогнозных или дефлированных ценах в зависимости от того, в каких ценах выражаются на каждом шаге их притоки и оттоки.

Текущими – называются цены, заложенные в проект без учета инфляции.

Прогнозными называются цены, ожидаемые (с учетом инфляции) на будущих шагах расчета.

Дефлированными – называются прогнозные цены, приведенные к уровню цен фиксированного момента времени путем деления на общий базисный индекс инфляции.

Для ряда ИП строго разграничить потоки по разным видам деятельности может оказаться затруднительным. В этих случаях допускают объединение некоторых (или всех) потоков.

5.4. Показатели эффективности ИП

В качестве основных показателей, используемых для расчетов эффективности ИП, рекомендуются:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- индексы доходности затрат и инвестиций;
- срок окупаемости.

Метод определения чистого дохода проекта

Чистым доходом (ЧД, Net Value, NV) – называется накопленный эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период, руб.:

$$\text{ЧД} = \sum_t^{\text{Тж}} \Phi_t,$$

где суммирование распространяется на все шаги расчетного периода (срок жизни проекта).

Метод определения чистого дисконтированного дохода проекта

Важнейшим показателем эффективности проекта является чистый дисконтированный доход (ЧДД, Net Present Value, NPV) – это накопленный дисконтированный эффект за расчетный период. ЧДД рассчитывается по формуле, руб.:

$$\text{ЧДД} = \sum_t^{\text{Тж}} \Phi_t \alpha_{t(E)},$$

Если поступления денежных средств от реализации проекта планируются отдельно от капитальных вложений в проект, то ЧДД может быть рассчитан по формуле, руб.:

$$\text{ЧДД} = \sum_t \left(\frac{\Pi_t}{(1+R)^t} \right) - \sum_t \left(\frac{K_t}{(1+R)^t} \right),$$

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта соответственно без учета и с учетом изменения покупательной способности денег во времени. Разность (ЧД – ЧДД) – называют дисконтом проекта.

Если проект предполагает одномоментное (в течении года) вложение денежных средств (капитальных вложений), то чистый дисконтированный доход проекта рассчитывается по формуле, руб.:

$$\text{ЧДД} = \sum_t \left(\frac{\Pi_t}{(1+R)^t} \right) - K,$$

или математическую формулу, руб.:

$$1 - (1 + R)^{-\text{Тж}}$$

$$\text{ЧДД} = \frac{\Pi_t \cdot \dots \dots \dots}{R} - K$$

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным.

$$\text{ЧДД} > 0$$

При сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением ЧДД.

$$\text{ЧДД} > 0; \text{ЧДД} \rightarrow \max$$

Метод определения внутренней нормы доходности проекта

Внутренняя норма доходности проекта (ВНД, внутренняя норма рентабельности, Internal Rate of Return, IRR) – это коэффициент дисконтирования проекта, при котором чистый дисконтированный доход равен нулю.

$$\text{ВНД} = R, \text{ когда } \text{ЧДД} = 0.$$

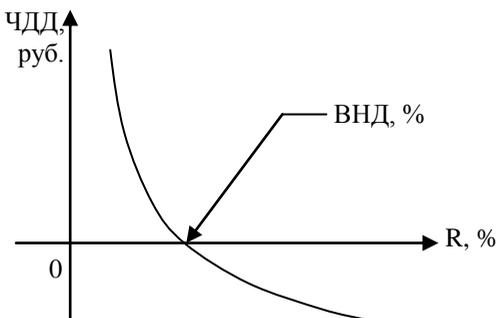


Рис.*

Внутренняя норма доходности проекта это такое положительное число нормы дисконта – R, при котором чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0, при всех больших значениях R - отрицателен, при всех меньших значениях R - положителен.

Расчёт внутренней нормы доходности проекта осуществляется методом итерации, т.е. подбираем такое значение норм дисконта при котором величина чистого дисконтированного дохода будет равна нулю. При этом можно использовать следующую формулу:

$$\text{ВНД} = R_{\min} + \frac{\text{ЧДД}_{R_{\min}}}{\text{ЧДД}_{R_{\min}} - \text{ЧДД}_{R_{\max}}} \cdot (R_{\max} - R_{\min})$$

где R_{\min} – норма дисконта, при которой ЧДД принимает любое положительное значение, желательно близкое к нулю, доли, %;
 R_{\max} – норма дисконта, при которой ЧДД принимает любое отрицательное значение, желательно близкое к нулю, доли, %;
 $\text{ЧДД}_{R_{\min}}$, $\text{ЧДД}_{R_{\max}}$ – чистый дисконтированный доход при R_{\min} и R_{\max} , руб.

После проведения расчетов внутренней нормы доходности проекта необходимо проверить будет ли чистый дисконтированный доход при полученном значении ВНД равен нулю. Если результат отличается от нуля процесс расчета нужно повторить с изменением одного из параметров, до тех пор пока величина ЧДД не станет равна нулю. Графически это показано на рис. **.

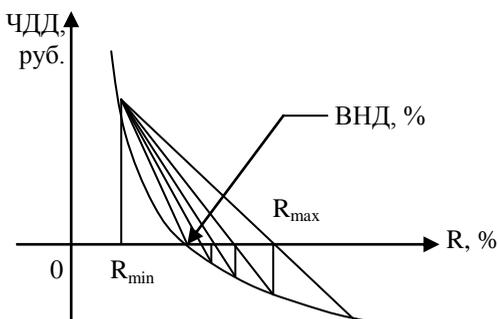


Рис.**

Для оценки эффективности ИП значение ВНД необходимо сопоставлять с нормой дисконта R равной банковской ставке рефинансирования – $R_б$. Инвестиционные проекты, у которых $\text{ВНД} > R_б$, имеют положительный ЧДД являются эффективными. Проекты, у которых $\text{ВНД} < R_б$, имеют отрицательный ЧДД экономически нецелесообразны.

При сравнении нескольких альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением внутренней нормы доходности проекта
 $\text{ВНД} > R_б$, $\text{ВНД} \rightarrow \max$

Метод расчета срока окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта (payback period) – это время в течении которого капитальные вложения в проект окупятся за счет поступлений денежных средств от реализации этого проекта.

Моментом окупаемости называется наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый доход $ЧД(k)$ становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

При оценке эффективности срок окупаемости выступать только в качестве ограничения.

Выделяют простой и дисконтированный сроки окупаемости проекта.

- Простой срок окупаемости проекта определяется по формуле, лет:

$$\tau_p = K_{инв.} / П,$$

где $K_{инв.}$ – капитальные вложения в инвестиционный проект, руб.;

$П$ – поступления денежных средств от реализации проекта (чистый экономический эффект), руб./год.

Проект является экономически эффективным, когда $\tau_p \leq T_{эк.цел.}$

$T_{эк.цел.}$ – экономически целесообразный срок окупаемости проекта, обычно определяется инвестором. При реализации инвестиционных проектов в энергетике принимается равным 7 годам.

Используя при оценке эффективности инвестиционных проектов простой срок окупаемости необходимо чтобы:

1. все сравниваемые с его помощью инвестиционные проекты имели одинаковые сроки жизни;
2. все сравниваемые с его помощью инвестиционные проекты имели разовое (единовременное) вложение инвестиционных ресурсов;
3. после реализации инвестиционного проекта поступления денежных средств должны быть одинаковыми на протяжении всего срока его жизни ($П_1 = П_2 = \dots = П_n = \text{const.}$).

Недостатки показателя:

1. Не учитывает изменение покупательной стоимости денежных средств во времени;
 2. Рассматривает проект только в течение срока его окупаемости.
- Дисконтированный срок окупаемости проекта определяется по формуле, лет:

$$K_{инв.} = \sum_{t=1}^{\tau_p^{диск.}} \left(\frac{П_t}{(1+R)^t} \right),$$

где $K_{инв.}$ – капитальные вложения в инвестиционный проект, руб.;

$П_t$ – поступления денежных средств от реализации проекта (чистый экономический эффект) в t -ом году срока жизни проекта, руб./год;

R – норма дисконта проекта, доли.

Дисконтированным сроком окупаемости называется момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход ЧДД(k) становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Для упрощения расчетов дисконтированного срока окупаемости можно использовать (если капитальные вложения в проект одномоментны и поступления денежных средств примерно одинаковы на протяжении всего срока жизни проекта) следующую формулу, лет:

$$\tau_{p}^{\text{диск.}} = \frac{K \cdot R}{\ln(1 + R)},$$

Проект является экономически эффективным, когда $\tau_{p}^{\text{диск.}} \leq T_{\text{эк.цел.}}$. Если сравниваются несколько инвестиционных проектов, то наиболее эффективным признается проект, у которого $\tau_{p}^{\text{диск.}} \leq T_{\text{эк.цел.}}$ и сроком окупаемости минимален.

Метод расчета индексы доходности проекта

Индексы доходности характеризуют (относительную) "отдачу проекта" на вложенные в него средства. Они могут рассчитываться как для дисконтированных, так и для недисконтированных денежных потоков.

При оценке эффективности часто используются:

- Индекс доходности затрат - отношение суммы денежных притоков (накопленных поступлений) к сумме денежных оттоков (накопленным платежам).

$$\text{ИД}_з = P_p / O$$

- Индекс доходности дисконтированных затрат - отношение суммы дисконтированных денежных притоков к сумме дисконтированных денежных оттоков.

$$\text{ИД}_{\text{дз}} = \frac{\sum \frac{P_{p,t}}{(1+R)^t}}{\sum \frac{O_t}{(1+R)^t}},$$

- Индекс доходности инвестиций - отношение суммы элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине суммы элементов денежного потока от

инвестиционной деятельности. Он равен увеличенному на единицу отношению ЧД к накопленному объему инвестиций.

$$ИД_{ди} = П/К$$

$$ИД_{ди} = 1 + ЧД/К$$

- Индекс доходности дисконтированных инвестиций - отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. Он равен увеличенному на единицу отношению ЧДД к накопленному дисконтированному объему инвестиций.

$$ИД_{ди} = \sum \left(\frac{П_t}{(1+R)^t} \right) / \sum \left(\frac{К_t}{(1+R)^t} \right),$$

$$ИД_{ди} = 1 + \frac{ЧДД}{\sum (К_t / (1+R)^t)}$$

Если проект предполагает одномоментное (в течении года) вложение денежных средств (капитальных вложений), то:

$$ИД_{ди} = \sum \left(\frac{П_t}{(1+R)^t} \right) / К,$$

Индекс доходности дисконтированных инвестиций - ИД_{ди} получил наибольшее распространение при оценке эффективности проектов.

Индексы доходности затрат и инвестиций превышают 1, если и только когда ЧД положителен.

Индексы доходности дисконтированных затрат и инвестиций превышают 1, если и только когда ЧДД положителен.

Метод совокупных затрат

Метод совокупных затрат применяется для выбора наилучших проектов из неприбыльных или проектов по которым расчет поступлений затруднен.

Совокупные затраты рассчитываются по формуле, руб.:

$$Z_{\text{сов.}} = \sum \left(\frac{K_t}{(1+R)^t} \right) - \sum \left(\frac{I_t}{(1+R)^t} \right),$$

Лучшим проектом признается проект, у которого совокупные затраты минимальны ($Z_{\text{сов.}} \rightarrow \min$).

5.5. Этапы определения экономической эффективности реконструкции

1. Определение капитальных вложений в реконструкцию

Как уже отмечалось ранее, капитальные вложения включают в себя: затраты на проектирование, затраты на строительно-монтажные работы, затраты на приобретение оборудования, затраты на транспортировку и доставку оборудования, затраты на монтаж, наладку и освоение оборудования, другие затраты.

$$K_0 = K_{\text{проект.}} + K_{\text{обор.}} + K_{\text{монтаж}} + K_{\text{трансп.}} + K_{\text{пр.}}, \text{ руб.}$$

2. Определение плановых годовых эксплуатационных затрат после проведения реконструкции

Например, в состав затрат, включаемых в себестоимость производства тепловой энергии, отпускаемой котельной планируются следующие виды затрат: сырье, основные и вспомогательные материалы; работы и услуги производственного характера; топливо на технологические цели; электроэнергия; вода на технологические цели; затраты на оплату труда; отчисления на социальные нужды; амортизация основных средств; прочие затраты; общехозяйственные расходы.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{см}} + I_{\text{р.}} + I_{\text{топл.}} + I_{\text{э.}} + I_{\text{вода}} + I_{\text{ам.}} + I_{\text{зп}} \dots \dots \dots + I_{\text{пр.}}, \text{ руб./год,}$$

3. Определение годового экономического эффекта от проведения реконструкции

Расчет плановой величины годового экономического эффекта от проведения реконструкции может быть проведен по формулам, руб./год:

- Объем производства продукции до и после проведения реконструкции остался неизменным ($Z = \text{const}$):

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = I_{\Sigma}^{\text{до рек.}} - I_{\Sigma}^{\text{после рек.}},$$

- Объем производства продукции после проведения реконструкции увеличился ($Z_{\text{до рек.}} \leq Z_{\text{после рек.}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (C^{\text{до рек.}} - C^{\text{после рек.}}) \cdot Z_{\text{после рек.}},$$

- Другие варианты расчета:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \sum (\Delta \mathcal{E}_{\text{год } i}) - I_{\text{доп.}},$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{год } i}$ – годовая экономия денежных средств, полученная от реконструкции за счет экономии i -ого элемента затрат, руб./год;

$I_{\text{доп.}}$ – дополнительные эксплуатационные затраты, связанные с проведением реконструкции, руб./год.

4. Определение величины годовых поступлений денежных средств от проведения реконструкции

$$P_{\text{рек.}} = \mathcal{E}_{\text{год}} (1 - N) + A_{\text{рек.}},$$

где $A_{\text{рек.}}$ – годовые амортизационные отчисления, связанные с проведением реконструкции, руб./год;

N – ставка налога на прибыль, доли, принимается равной 0,24.

5. Определение показателей экономической эффективности капитальных вложений в реконструкцию

Как отмечалось ранее, в качестве основных показателей, рекомендуется рассчитать величину чистого дохода, чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму доходности, индексы доходности затрат и инвестиций, срок окупаемости проекта.

6. Формирование заключения о целесообразности проведения реконструкции

Осуществляется по результатам анализа, полученных значений показателей экономической эффективности капитальных вложений в проект реконструкции.

На практике применяется и более детальный расчет экономической эффективности проектов (этапы 1-3). Для этого расчет ведется по отдельным составляющим денежных потоков, связанных с реализацией проекта. Примерный вид (форма) такого расчета приведён в таблице **.

Условия реализации проекта:

капитальные вложения в проект составляют: 1 год – 100 тыс. руб., 2 год – 70 тыс. руб. Норма амортизации – 15 %; НДС – 18 %; налог на имущество 2,2 % от среднегодовой остаточной стоимости, налог в дорожный фонд – 4 % от выручки без НДС, налог на прибыль – 24 %, длительность шага – 1 год. Срок жизни проекта – 10 лет.

Таблица *. Расчет экономической эффективности проекта

Показатели		Номер шага		
		0	1	2
	<i>Операционная деятельность</i>			
1	Выручка от реализации с НДС	0	88,5	147,5
2	Выручка от реализации без НДС	0	75	125
3	НДС	0	13,5	22,5
4	Производственные затраты без НДС,	0	-45	-55
	В том числе			
5	Материальные затраты	0	-35	-40
6	Зарплата	0	-7,22	-10,83
7	Отчисления	0	-2,78	-4,17
8	НДС по материальным активам	0	-6,3	-7,2
	<i>Расчетные величины</i>			
9	Балансовая стоимость	0	100	170
10	Амортизационные отчисления	0	15	25,5
11	Остаточная стоимость на начало года	0	100	155
12	Остаточная стоимость на конец года	0	85	129,5
13	Валовая прибыль (2+4-10)	0	15	44,5
	<i>Налоги</i>			
14	На имущество	0	-2,04	-3,13
15	В дорожный фонд	0	-3	-5

Показатели		Номер шага		
		0	1	2
16	Налоговая прибыль (13+14+15)	0	9,96	36,37
17	Налог на прибыль (16*0,24)	0	-2,39	-8,73
18	Чистая прибыль	0	7,58	27,64
19	Сальдо потока (10+18) <i>Инвестиционная деятельность</i>	0	22,58	53,14
20	Приток	0	0	0
21	Капитальные вложения	-100	-70	0
22	Сальдо от инвестиционной деятельности	-100	-70	0
23	Сальдо суммарного потока (19+22)	-100	-47,43	53,14
24	Сальдо накопленного потока	-100	-147,43	-94,29

5.6. Учет инфляции при оценке эффективности инвестиционных проектов

Инфляция может оказывать существенное влияние на величину эффективности инвестиционного проекта. Это влияние особенно заметно для проектов с длительным периодом капитальных вложений и требующих значительной доли заемных средств. Поэтому при оценке эффективности инвестиционных проектов необходимо учитывать инфляцию. Учет инфляции осуществляется с использованием:

- общего индекса внутренней рублевой инфляции;
- прогнозов валютного курса рубля;
- прогнозов изменения во времени цен на продукцию и ресурсы (в том числе газ, нефть, энергоресурсы, оборудование, строительномонтажные работы, сырье, отдельные виды материальных ресурсов), а также прогнозов изменения уровня средней заработной платы и других укрупненных показателей на перспективу;
- прогноза ставок налогов, пошлин, ставок рефинансирования ЦБ РФ и других финансовых нормативов государственного регулирования.

Инфляция называется однородной, если темпы и, следовательно, индексы изменения цен всех товаров и услуг зависят только от номера шага, но не от характера товара или услуги.

При однородной инфляции значения коэффициентов неоднородности для каждого продукта, а также цепных индексов внутренней инфляции инвалюты равны единице для любого шага.

Если для какого-либо шага и / или продукта эти условия нарушаются, инфляция называется неоднородной.

Наиболее распространенной (упрощенной) на стадии технико-экономического обоснования является методика корректировки нормы дисконта проекта на индекс инфляции, доли:

$$R_{с\ инф.} = (1 + R_{пр.}) \cdot (1 + I_{инфл.}) - 1,$$

При небольших годовых темпах инфляции (менее 5% в год) норму дисконта проекта с учетом инфляции, можно определить по формуле, доли:

$$R_{с\ инф.} = R_{пр.} + I_{инфл.},$$

На практике применяется и более сложный метод учета инфляции на показатели эффективности проекта. Для этого следует привести денежные потоки в прогнозных ценах к единому (итоговому) потоку, выраженному в прогнозных ценах Φ_m .

На основании полученного потока в прогнозных ценах строится денежный поток - $\Phi_{\Sigma д}$, в дефлированных ценах по формуле:

$$\Phi_{\Sigma д} = \Phi_m / I_{\Sigma инф},$$

$I_{\Sigma инф}$ – базисный общий (суммарный) индекс рублевой инфляции

Приведение прогнозных цен к дефлированным ценам называется дефлированием. Показатели эффективности проекта в дефлированных ценах. Более подробно вопросы учета инфляции изложены в ().

5.7. Учет неопределенности и риска при оценке эффективности инвестиционных проектов

В расчетах эффективности рекомендуется учитывать неопределенность, т.е. неполноту и неточность информации об условиях реализации проекта, и риск, т.е. возможность возникновения таких условий, которые приведут к негативным последствиям для всех или отдельных участников проекта. Показатели эффективности проекта, исчисленные с учетом факторов риска и неопределенности, называются ожидаемыми.

Проект считается устойчивым, если при всех сценариях он оказывается эффективным, а возможные неблагоприятные последствия являются устранимыми.

В целях оценки устойчивости и эффективности проекта в условиях неопределенности рекомендуется использовать следующие методы (каждый следующий метод является более точным, хотя и более трудоемким, и поэтому применение каждого из них делает ненужным применение предыдущих):

- 1) укрупненную оценку устойчивости;
- 2) расчет уровней безубыточности;
- 3) метод вариации параметров;
- 4) оценку ожидаемого эффекта проекта с учетом количественных характеристик неопределенности.

Все методы, кроме первого, предусматривают разработку сценариев реализации проекта в наиболее вероятных или наиболее опасных для каких-либо участников условиях и оценку финансовых последствий осуществления таких сценариев. Это дает возможность при необходимости предусмотреть в проекте меры по предотвращению или перераспределению возникающих потерь.

В тех случаях, когда и при этих коррективах проект остается неустойчивым, его реализация признается нецелесообразной, если отсутствует дополнительная информация, достаточная для применения четвертого из перечисленных выше методов. В противном случае решение вопроса реализации проекта производится на основании этого метода без учета результатов всех предыдущих.

Укрупненная оценка устойчивости инвестиционного проекта

При использовании этого метода в целях обеспечения устойчивости проекта рекомендуется:

- использовать умеренно пессимистические прогнозы технико-экономических параметров проекта, цен, ставок налогов, обменных курсов валют и иных параметров экономического окружения проекта, объема производства и цен на продукцию, сроков выполнения и стоимости отдельных видов работ и т.д. (при этом позитивные отклонения указанных параметров будут более вероятными, чем негативные);
- предусматривать резервы средств на непредвиденные инвестиционные и операционные расходы, обусловленные возможными ошибками проектной организации, пересмотром

- проектных решений в ходе строительства, непредвиденными задержками платежей за поставленную продукцию и т.п.;
- увеличивать норму дисконта.

При соблюдении этих условий проект рекомендуется рассматривать как устойчивый в целом, если он имеет достаточно высокие значения интегральных показателей, в частности положительное значение ожидаемого ЧДД.

Расчет границ безубыточности

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации может быть охарактеризована показателями границ безубыточности и предельных значений таких параметров проекта, как объемы производства, цены производимой продукции и пр. Подобные показатели используются только для оценки влияния возможного изменения параметров проекта на его финансовую реализуемость и эффективность, но сами они не относятся к показателям эффективности ИП, и их вычисление не заменяет расчета интегральных показателей эффективности.

Граница безубыточности параметра проекта для некоторого шага расчетного периода определяется как такой коэффициент к значению этого параметра на данном шаге, при применении которого чистая прибыль, полученная в проекте на этом шаге, становится нулевой.

Одним из наиболее распространенных показателей этого типа является уровень безубыточности (см.***).

Обычно проект считается устойчивым, если в расчетах по проекту в целом уровень безубыточности не превышает 0,6 - 0,7 проектных мощностей после их освоения. Близость уровня безубыточности к 1 свидетельствует о недостаточной устойчивости проекта к колебаниям спроса на продукцию на данном шаге. Даже удовлетворительные значения уровня безубыточности на каждом шаге не гарантируют эффективность проекта (положительность ЧДД).

Наряду с расчетами уровней безубыточности, для оценки устойчивости проекта можно оценивать границы безубыточности для других параметров проекта - предельных уровней цен на продукцию и основные виды сырья, предельной доли продаж без предоплаты, предельных долей компенсационной продукции и доли инвестора в прибыльной продукции и др.

Метод вариации параметров. Предельные значения параметров

Выходные показатели проекта могут существенно измениться при неблагоприятном изменении (отклонении от проектных) некоторых параметров.

Рекомендуется проверять реализуемость и оценивать эффективность проекта в зависимости от изменения следующих параметров:

- инвестиционных затрат;
- объема производства;
- издержек производства и сбыта (или их отдельных составляющих);
- процента за кредит;
- прогнозов общего индекса инфляции, индексов цен и индекса внутренней инфляции (или иной характеристики изменения покупательной способности) иностранной валюты;
- задержки платежей;
- длительности расчетного периода (момента прекращения реализации проекта);
- других параметров, предусмотренных в задании на разработку проектной документации.

При отсутствии информации о возможных, с точки зрения участника проекта, пределах изменения значений указанных параметров рекомендуется провести варианты расчетов реализуемости и эффективности проекта последовательно для следующих сценариев:

1. Увеличение инвестиций. При этом стоимость работ, выполняемых российскими подрядчиками, и стоимость оборудования российской поставки увеличиваются на 20%, стоимость работ и оборудования ином фирм - на 10%. Соответственно изменяются стоимость основных фондов и размеры амортизации в себестоимости;
2. Увеличение на 20% от проектного уровня производственных издержек и на 30% удельных (на единицу продукции) прямых материальных затрат на производство и сбыт продукции. Соответственно изменяется стоимость запасов сырья, материалов, незавершенного производства и готовой продукции в составе оборотных средств;
3. Уменьшение объема выручки до 80% ее проектного значения;
4. Увеличение на 100% времени задержек платежей за продукцию, поставляемую без предоплаты;
5. увеличение процента за кредит на 40% его проектного значения по кредитам в рублях и на 20% по кредитам в СКВ.

Эти сценарии рекомендуется рассматривать на фоне неблагоприятного развития инфляции, задаваемой экспертно.

Если проект предусматривает страхование на случай изменения соответствующих параметров проекта, или значения этих параметров фиксированы в подготовленных к заключению контрактах соответствующие этим случаям сценарии не рассматриваются.

Проект считается устойчивым по отношению к возможным изменениям параметров, если при всех рассмотренных сценариях:

- ЧДД положителен;
- обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Если при каком-либо из рассмотренных сценариев хотя бы одно из указанных условий не выполняется, рекомендуется провести более детальный анализ пределов возможных колебаний соответствующего параметра и при возможности уточнить верхние границы этих колебаний. Если и после такого уточнения условия устойчивости проекта не соблюдаются, рекомендуется при отсутствии дополнительной информации отклонить проект.

Оценка устойчивости может производиться также путем определения предельных значений параметров проекта, т.е. таких их значений, при которых интегральный коммерческий эффект участника становится равным нулю. Одним из таких показателей является ВНД, отражающая предельное значение нормы дисконта.

Для оценки предельных значений параметров, меняющихся по шагам расчета (цены продукции и основного технологического оборудования, объемов производства, объема кредитных ресурсов, ставки налогов), рекомендуется вычислять предельные интегральные уровни этих параметров, при применении которых ЧДД проекта становится нулевым.

Оценка ожидаемого эффекта проекта с учетом количественных характеристик неопределенности

При наличии более детальной информации о различных сценариях реализации проекта, вероятностях их осуществления и о значениях основных технико-экономических показателей проекта при каждом из сценариев для оценки эффективности проекта может быть использован более точный метод. Он позволяет непосредственно рассчитать обобщающий показатель эффективности проекта - ожидаемый интегральный эффект (ожидаемый ЧДД).

Расчеты производятся в следующем порядке:

- описывается все множество возможных сценариев реализации проекта (либо в форме перечисления, либо в виде системы

ограничений на значения основных технических, экономических и тому подобных параметров проекта);

- по каждому сценарию исследуется, как будет действовать в соответствующих условиях организационно-экономический механизм реализации проекта, как при этом изменятся денежные потоки участников;
- для каждого сценария по каждому шагу расчетного периода определяются притоки и оттоки реальных денег и обобщающие показатели эффективности. По сценариям, предусматривающим "нештатные" ситуации (аварии, стихийные бедствия, резкие изменения рыночной конъюнктуры и т.п.), учитываются возникающие при этом дополнительные затраты. При определении ЧДД по каждому сценарию норма дисконта принимается безрисковой;
- проверяется финансовая реализуемость проекта. Нарушение условий реализуемости рассматривается как необходимое условие прекращения проекта (при этом учитываются потери и доходы участников, связанные с ликвидацией предприятия по причине его финансовой несостоятельности);
- оценивается риск нереализуемости проекта - суммарная вероятность сценариев, при которых нарушаются условия финансовой реализуемости проекта;
- оценивается риск неэффективности проекта - суммарная вероятность сценариев, при которых интегральный эффект (ЧДД) становится отрицательным;
- оценивается средний ущерб от реализации проекта в случае его неэффективности;
- на основе показателей отдельных сценариев определяются обобщающие показатели эффективности проекта с учетом факторов неопределенности. Основными такими показателями, используемыми для сравнения различных проектов (вариантов проекта) и выбора лучшего из них, являются показатели ожидаемого интегрального эффекта ЧДД для народного хозяйства или региона, для отдельного участника проекта.

Поправка на риск

В зависимости от того, каким методом учитывается неопределенность условий реализации проекта при определении ожидаемого ЧДД, норма дисконта в расчетах эффективности может включать или не включать поправку на риск.

Включение поправки на риск обычно производится, когда проект оценивается при единственной сценарии его реализации.

Норма дисконта, включающая поправку на риск, отражает доходность альтернативных направлений инвестирования, характеризующихся тем же риском, что и инвестиции в оцениваемый проект.

Норму дисконта, не включающую поправки на риск (безрисковую норму дисконта), рекомендуется определять в следующем порядке.

Безрисковая коммерческая норма дисконта, используемая для оценки коммерческой эффективности проекта в целом, может устанавливаться в соответствии с требованиями к минимально допустимой будущей доходности вкладываемых средств, определяемой в зависимости от депозитных ставок банков первой категории надежности (после исключения инфляции).

Безрисковая коммерческая норма дисконта, используемая для оценки эффективности участия предприятия в проекте, назначается инвестором самостоятельно.

В величине поправки на риск в общем случае учитывается три типа рисков, связанных с реализацией инвестиционного проекта:

- страновой риск;
- риск ненадежности участников проекта;
- риск неполучения предусмотренных проектом доходов.

Поправка на каждый вид риска не вводится, если инвестиции застрахованы на соответствующий страховой случай (страховая премия при этом является определенным индикатором соответствующего вида рисков). Однако при этом затраты инвестора увеличиваются на размер страховых платежей.

Страновой риск обычно усматривается в возможности:

- конфискации имущества либо утери прав собственности при выкупе их по цене ниже рыночной или предусмотренной проектом;
- непредвиденного изменения законодательства, ухудшающего финансовые показатели проекта (например, повышение налогов, ужесточение требований к производству или производимой продукции по сравнению с предусмотренными в проекте);
- смены персонала в органах государственного управления, трактующего законодательство непрямого действия.

Величина поправки на страновой риск оценивается экспертно:

- по зарубежным странам на основании рейтингов стран мира по уровню странового риска инвестирования, публикуемых специализированной рейтинговой фирмой BERI (Германия), Ассоциацией швейцарских банков, аудиторской корпорацией "Ernst @ Young";

- по России страновой риск может превышать безрисковую норму дисконта в несколько раз. При этом размер поправки на страновой риск снижается в условиях предоставления проекту федеральной (и в меньшей степени региональной) поддержки.

Риск ненадежности участников проекта

Риск ненадежности участников проекта обычно усматривается в возможности непредвиденного прекращения реализации проекта, обусловленного:

- нецелевым расходованием средств, предназначенных для инвестирования в данный проект или для создания финансовых резервов, необходимых для реализации проекта;
- финансовой неустойчивостью фирмы, реализующей проект (недостаточное обеспечение оборота собственными оборотными средствами, отсутствие достаточных активов для имущественного обеспечения кредитов и т.п.);
- недобросовестностью, неплатежеспособностью, юридической недееспособностью других участников проекта (например, строительных организаций, поставщиков сырья или потребителей продукции), их ликвидацией или банкротством.

Обычно поправка на этот вид риска не превышает 5%, однако ее величина существенно зависит от того, насколько детально проработан организационно-экономический механизм реализации проекта, насколько учтены в нем опасения участников проекта.

Риск неполучения предусмотренных проектом доходов

Риск неполучения предусмотренных проектом доходов обусловлен прежде всего техническими, технологическими и организационными решениями проекта, а также случайными колебаниями объемов производства и цен на продукцию и ресурсы. Поправка на этот вид риска определяется с учетом технической реализуемости и обоснованности проекта, детальности проработки проектных решений, наличия необходимого научного и опытно-конструкторского задела и представительности маркетинговых исследований.

Значения поправок на этот вид риска для различных отраслей промышленности и различных типов проектов является малоизученным. Если отсутствуют специальные соображения относительно рисков данного конкретного проекта или аналогичных проектов, размер поправок рекомендуется ориентировочно определять в соответствии с таблицей **.

Таблица ** Величина поправок на риск в зависимости от целей проекта

Величина риска	Цели проекта	Величина поправки на риск, %
Низкий	Вложения в развитие производства	3 - 5
Средний	Увеличение объема продаж существующей продукции	8 - 10
Высокий	Производство и продвижение на рынок нового продукта	13 - 15
Очень высокий	Вложения в исследования и инновации	18 - 20

6. ЭКОНОМИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

6.1. Энергоресурсы и их виды

Все энергетические ресурсы применяемые в промышленности подразделяются на два вида – топливно-энергетические (первичные, ТЭР) и вторичные энергетические ресурсы (ВЭР).

Под топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР) понимают запасы природной энергии, которые в данный исторический период времени технически и экономически доступны для длительного использования.

Топливо-энергетические ресурсы делятся на невозобновляемые (уголь, нефть, газ и т.п.) и возобновляемые (энергия воды, ветра, солнца и т.п.) ТЭР.

Вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) – это ресурсы, получаемые в качестве побочного продукта или отходов основного производства, обладающие энергетическим потенциалом, который может быть частично или полностью использован для получения энергии.

6.2. Графики энергопотребления

Основной целью деятельности любого энергетического предприятия является обеспечение качественного энергоснабжения потребителей, которое осуществляется на основе графиков энергопотребления.

График нагрузки энергосистемы является суммой графиков нагрузки отдельных групп потребителей, каждая из которых имеет свой график нагрузки (Σ).

Графики электрических нагрузок

Различают хронологические (натуральные) и производные графики электрических нагрузок.

а) Хронологические графики нагрузок

Хронологические графики нагрузки показывают изменение нагрузки во времени. Из хронологических графиков наибольшее распространение получили суточные, недельные и годовые графики нагрузок.

Суточные графики

Суточные графики нагрузки в основном используются для планирования загрузки оборудования станций и сетей.

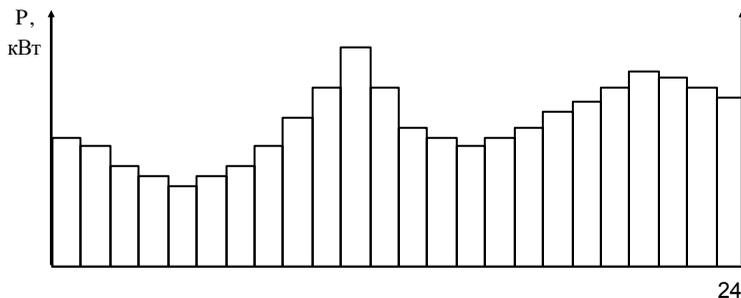
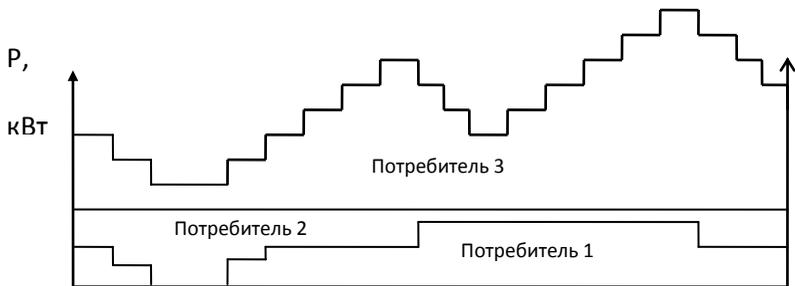


Рис. Ступенчатая форма графика нагрузки

Суточные графики нагрузки энергосистемы формируется как сумма графиков по отдельным группам потребителей (рис.3.4) и график нагрузки энергосистемы является суммой графиков нагрузки всех работающих в системе станций (рис.3.6).



24

Рис. Структура суточного графика нагрузки



24

Рис.3.6. Структура покрытия графика нагрузки

Для целей анализа суточные график нагрузки могут быть разделены на три характерные зоны (рис.3.8):

- базисную (3), ограниченную минимальной ночной нагрузкой;
- полупиковую (2), между минимальной ночной и средней нагрузкой за сутки ;
- -пиковую (1), между средней и максимальной нагрузками.

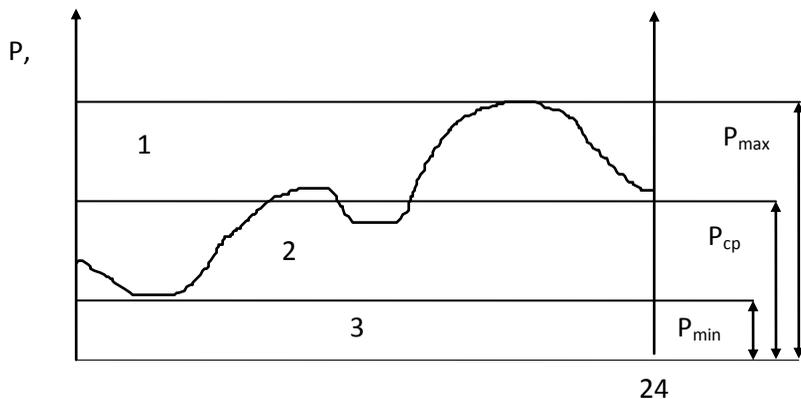


Рис. 3.8. Выделение зон графика нагрузки с использованием среднесуточной нагрузки

Применяется и другой способ деления суточного графика нагрузки на характерные зоны (рис.3.9).

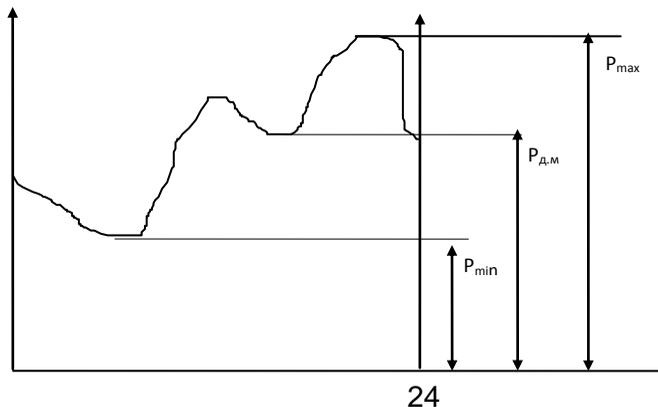


Рис. 3.9. Выделение зон графика нагрузки с использованием минимальной дневной нагрузки

Вид суточных графиков нагрузки энергосистем зависит от состава и режима работы потребителей электроэнергии.

Годовые графики

Основным назначением годовых графиков нагрузок является определение величины необходимой мощности электростанций, планирование ремонта оборудования. На рис.* показан наиболее распространенный тип графика месячных максимумов нагрузки, который фиксирует изменения максимальных нагрузок через месяц.

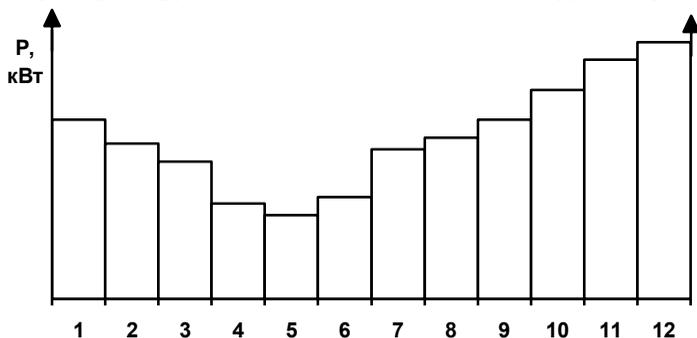


Рис. *. Годовой график нагрузки

Для построения годового графика нагрузки по продолжительности необходимо иметь хронологические графики нагрузки для характерных суточных режимов потребления в течение года.

Графики тепловых нагрузок

Графики тепловых нагрузок в отличие от графиков электрических нагрузок строятся не для энергосистемы в целом, а для отдельных районов теплоснабжения или отдельных потребителей.

Выделяются следующие виды тепловых нагрузок:

- технологические нужды промышленных предприятий;
- отопление жилых домов и промышленных объектов;
- вентиляция промышленных зданий, учреждений и т.п.;
- кондиционирование воздуха на промышленных предприятиях и др.;
- горячее водоснабжение.

По виду теплоносителя тепловое потребление делится на потребление пара и потребление горячей воды. Так же как и для электрической нагрузки, имеют место суточные, недельные и годовые графики тепловых нагрузок.

Все виды тепловых нагрузок в большей или меньшей степени изменяются как в течение суток, так и в течение года. Эти изменения обусловлены следующими факторами:

- изменениями температуры наружного воздуха;
- бытовыми и производственными режимами потребителей.

На рис. ** представлен график изменения отопительной нагрузки в течение отопительного периода.

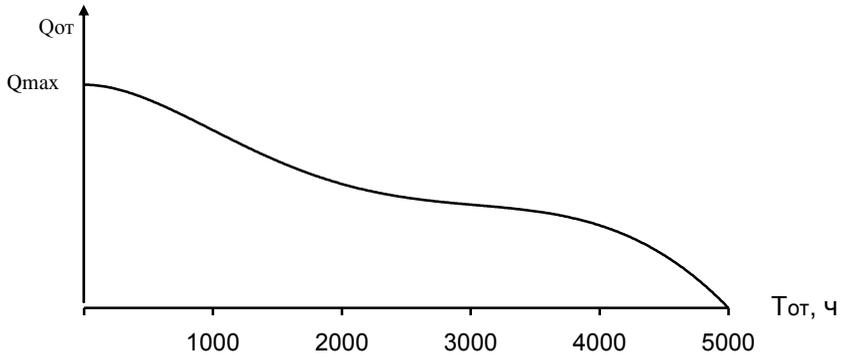


Рис. **. График отопительной нагрузки по продолжительности

Для характеристики графиков электрической и тепловой нагрузки применяются:

- коэффициент неравномерности графика нагрузки

$$j_n = P_{\min} / P_{\max},$$

- коэффициент загрузки графика нагрузки

$$j_z = P_{\text{cp.}} / P_{\max},$$

- коэффициент заполнения графика нагрузки

$$j_{\text{зап.}} = (P_{\text{cp.}} - P_{\min}) / (P_{\max} - P_{\min}),$$

6.3. Энергетические балансы и их виды

Термин "энергетический баланс" означает полное количественное соответствие (равенство) между расходом топлива и энергии в энергетическом хозяйстве для данного момента времени. Энергетический баланс (ЭБ) состоит из двух частей: расходной и приходной. *Приходная часть* содержит количественный перечень

энергии, поступающей посредством различных энергоносителей. *Расходная часть* определяет расход энергии всех видов во всевозможных ее применениях, потери при преобразовании одного вида энергии в другой и при ее транспортировке, а также энергию, накапливаемую (аккумулируемую) в специальных устройствах.

При составлении энергобалансов различные энергоресурсы и виды энергии приводятся к единому измерителю. Этим измерителем является тонна условного топлива или джоуль.

В основу построения энергобалансов действующего предприятия должно быть положено обследование его энергетического хозяйства, технологических и энергетических характеристик оборудования. Для проектируемых предприятий ЭБ строится на основе технологических и проектных разработок. Энергетический баланс позволяет выделить из общего расхода энергии ее полезно израсходованную часть и потери по ее составляющим и тем самым выявить КПД технологического процесса, агрегата, цеха, завода.

Энергетические балансы предприятий разделяются на следующие группы:

1. по объектам изучения - балансы отдельных видов технологического оборудования, цехов и предприятия в целом, города, региона, страны;
2. по видам энергоносителей – по топливу, по электрической энергии, по тепловой энергии, по холоду;
3. по назначению – проектные, отчетные, плановые, перспективные и прогнозные;

Проектные балансы разрабатывают проектные организации для новых производств. Эти балансы используются для разработки схем энергоснабжения предприятий, определения энергетических нагрузок, производственной мощности ТЭЦ, котельных и т.п.

Отчетные балансы используются для анализа и контроля фактического расхода ТЭР и разработке энергосберегающих мероприятий. Они показывают фактический уровень энергоиспользования на предприятии в отчетном периоде.

Плановые балансы используются для планирования потребности предприятия в топливно-энергетических ресурсах на год, квартал, месяц.

Перспективные и прогнозные балансы используются для планирования потребности предприятия в топливно-энергетических ресурсах на 5 и 10-15-20 лет

4. по принципам составления – аналитические и синтетические

Аналитические балансы предусматривают разделение подведенной к приемникам энергии на полезные расходы и потери, с разбивкой по составляющим расхода. Аналитический баланс может служить основой для оценки энергетической эффективности рассматриваемых процессов, показателями которой являются энергетические КПД.

Синтетические балансы – это сводные балансы, построенные по целевому признаку. Они показывают внутренний оборот энергии по цеху, предприятию. При составлении сводных балансов все виды топлива и энергии учитываются в единых единицах измерения. Обычно в 1 Гкал (ГДж) тепловой энергии или тоннах условного топлива.

5. по принципам оценки использования топлива и энергии - энергетические и эксергетические.

Разность между количеством подведенной энергии и полезной энергией, полученной от установки, составляет энергетические потери. Они классифицируются по следующим признакам.

1. По возможности и целесообразности устранения: а) полные потери энергии; б) потери неустранимые, определяемые принципом технологического процесса, конструкцией оборудования; в) потери энергии, устранение которых в данных условиях технологически возможно; г) потери энергии, устранение которых в данных условиях экономически целесообразно.

2. По месту возникновения: а) потери при добыче; б) при хранении; в) при транспортировке; г) при переработке; д) при преобразовании; е) при использовании.

3. По физическому признаку и характеру:

- а) потери тепла в окружающую среду, с уходящими газами, технологической продукцией, технологическими отходами, уносом материалов, химическим и механическим недожогом, охлаждающей водой и т.д.;

- б) потери электроэнергии в трансформаторах, дросселях, шинопроводах, линиях электропередач, преобразователях, электроприемниках и т.д.;

- в) потери с утечками через неплотности, от усушек и т.п.;

- г) гидравлические потери - потери напора при дросселировании, потери на трение при движении жидкости, пара и газа по трубопроводам с учетом колен, вентилях и других местных сопротивлений;

- д) механические потери - потери на трение.

4. По причинам возникновения (потери энергии, устранение

которых в данных условиях технически возможно и экономически целесообразно): а) вследствие конструктивных недостатков; б) в результате неправильного выбора технологического режима работы; в) из-за неправильной эксплуатации агрегата; г) в результате низкого качества исполнения ремонтных работ; д) вследствие брака продукции.

В зависимости от характера энергетического процесса следует различать *виды полезной энергии*.

Рекомендуется принимать для различных технологических процессов условные определения полезного использования энергии:

- в освещении - по световому потоку лампы; в силовых и двигательных процессах прямого действия - по расходу энергии, необходимому для процесса по теоретическому расчету (по работе на валу двигателя);
- в электрохимических и электрофизических процессах - по расходу энергии, необходимому для процесса, в соответствии с теоретическим расчетом;
- в термических процессах - по теоретическому расходу энергии на нагрев, плавку, испарение материала и проведение эндотермических реакций;
- в отоплении, вентиляции, кондиционировании, горячем водоснабжении и хладоснабжении - по количеству тепла, полученного потребителем;
- в средствах связи и управления - по подведенной энергии;
- в преобразовании, хранении, переработке и транспортировке топлива и энергии - по количеству энергоресурсов, получаемых из систем преобразования, хранения, переработки или транспорта.

Основной формой планирования энергопотребления и энергоиспользования на предприятии являются *плановые энергобалансы*. Разработка плановых балансов осуществляется на основе анализа отчетных балансов отдельных процессов, цехов и предприятия в целом. При этом выявляются и оцениваются энергетические потери и резервы экономии энергоресурсов, а также определяются мероприятия по реализации скрытых резервов экономии топлива и энергии. Плановые балансы, составленные на основе аналитических балансов с учетом технических мероприятий по рационализации энергохозяйства, называются *нормализованными*.

Другой формой планового энергобаланса является *оптимальный баланс*. Основная задача этого баланса заключается в определении варианта энергоснабжения предприятия, при котором план выпуска продукции выполняется с минимальными затратами. В

отличие от нормализованных энергобалансов оптимальные балансы учитывают технико-экономические характеристики энергоснабжения района размещения предприятия. Основными показателями для составления оптимальных энергобалансов являются затраты на использование топлива и энергии в технологических и энергетических процессах производства. Оптимальные энергобалансы составляются по нескольким критериям: минимуму расхода топлива, минимуму суммарных затрат на производство продукции и т.д.

6.4. Классификация энергетических процессов в промышленности

Все энергетические процессы в промышленности могут быть разделены на следующие группы: силовые, тепловые, электрохимические, электрофизические, освещение.

К силовым процессам относятся процессы, на которые расходуется механическая энергия, необходимая для привода различных механизмов и машин (насосов, вентиляторов, компрессоров, дымососов, металлорежущих станков, подъемно-транспортного оборудования и т.д.).

К тепловым процессам относятся процессы, расходующие тепло различных потенциалов. Они разделяются на:

- высокотемпературные;
- среднетемпературные;
- низкотемпературные;
- криогенные.

Высокотемпературные процессы – это процессы, выполняемые при температуре свыше 500°C .

К ним относят:

- процессы термообработки, нагрева под прокатку, ковку, штамповку, плавление металлов;
- процессы производства стали, ферросплавов; выплавки чугуна, никеля; производства стекла, цемента и т.п.

Среднетемпературные процессы, выполняются при температуре от 150 до 500°C . Это процессы сушки, варки, выпаривания, нагрева, мойки.

Низкотемпературные процессы осуществляются при температуре от -153 до 150°C (отопление, горячее водоснабжение, кондиционирование воздуха и др.).

Криогенные процессы происходят при температуре ниже -153°C (разделение воздуха на составляющие, ожижение и

замораживание газов и др.).

К электрохимическим и электрофизическим относят процессы, которые выполняются при использовании электрической энергии. К ним относятся электролиз металлов и расплавов, электрофорез, электронно-лучевая и светолучевая обработка металлов, плазменная и ультрафиолетовая обработка металлов и др.

Большинство энергетических процессов на ПП может быть осуществлено за счет различных энергоносителей.

6.5. Выбор вида энергоносителей для различных энергетических процессов промышленных предприятий

Выбор энергоносителей для конкретных технологических процессов имеет большое народнохозяйственное значение, так как от вида используемых энергоносителей зависят: технико-экономические показатели предприятий; технологические схемы и их инженерное оформление; размещение производственных мощностей предприятий по экономическим регионам страны; структура ЭБ регионов и страны в целом и перспективная потребность их в различных видах топлива и энергии; экология.

Ниже рассматривается выбор энергоносителей применительно к отдельным видам энергетических процессов.

1. Высокотемпературные процессы

Высокотемпературные процессы являются самыми крупными потребителями энергетических ресурсов. Энергоносителями для проведения большинства высокотемпературных процессов может быть топливо (газообразное, жидкое) или электрическая энергия. Для термохимических высокотемпературных процессов, где требуется температура выше $1800-2000^{\circ}\text{C}$, как правило, целесообразно использовать электрическую энергию. К таким процессам относятся производства молибдена, вольфрама, кремния, карбида кальция, ферросилиция и др.

Выбор энергоносителями для ряда высокотемпературных процессов может осуществляться на основе обеспечения (выполнения) с их помощью определенных условий:

1. Получение высокого пирометрического эффекта.

Такому условию удовлетворяют электроэнергия (более 2000°C), природный газ и мазут ($1800-1850^{\circ}\text{C}$). Низкокалорийные искусственные газы (доменный, коксовый и пр.) обеспечивают необходимые температуры при специальном подогреве воздуха.

2. Получение светящегося пламени при сжигании топлива.

В нагревательных и плавильных печах до 80-90% 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 вносят 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 и коррозии аппаратов газового тракта.

По составу продуктов сгорания природный газ является наиболее подходящим топливом. Мазут может быть использован при содержании в нем 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 природный, коксовый, доменный и генераторный газы. Поэтому большое значение следует уделять герметизации печей, отводу продуктов сгорания, улучшению приточно-вытяжной вентиляции. Таким образом, по условиям технологической пригодности для рассматриваемых процессов можно использовать природный газ, искусственные газы, малосернистый мазут и электроэнергию.

Для выбора оптимального вида энергоносителя применительно к данному технологическому процессу сравниваемые варианты должны быть приведены в сопоставимый вид. Для рассматриваемых технологических процессов условия сопоставления следующие.

1. Одинаковое качество продукции. Если по условиям технологического процесса при данном энергоносителе невозможно достичь такого же качества продукции, как 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 увеличению припусков на

последующую механическую обработку.

2. Одинаковая производительность агрегатов. Равенство часовой производительности агрегатов должно быть обеспечено, если нагревательная установка является одним из элементов единого непрерывного технологического процесса. Если нагревательные установки работают автономно, то условием сравнения можно считать равенство суточной (месячной, квартальной 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 мелкосернистого мазута, природного газа, искусственного газа их количество должно быть выбрано таким, чтобы с учетом КПД процесса обеспечить необходимую производительность технологических агрегатов.
5. Должна быть обеспечена одинаковая надежность энергоснабжения.
6. Каждый вариант установки должен быть технически и технологически совершенным.
7. Сравнение вариантов нагрева следует вести применительно к конкретному типу производства (единичное, серийное, массовое).
8. Сравнение должно производиться с учетом затрат в те элементы энергетической цепи, на которые влияет выбор того или иного энергоносителя.
9. Капитальные затраты должны исчисляться (или приводиться) в ценах одних и тех же лет.
10. Должны быть обеспечены безопасность труда и защита окружающей среды.
11. При разработке показателей сравниваемых вариантов должно учитываться их изменение во времени.
12. Должно обеспечиваться единообразие методов расчетов отдельных элементов затрат.

Применение газового нагрева приводит к повышению энергетического КПД. В варианте газовой печи коэффициент использования первичного топлива равен:

$$\dot{\eta}_{\text{топл.}} = \dot{\eta}_{\text{добр.}} \cdot \dot{\eta}_{\text{транс.}} \cdot \dot{\eta}_{\text{п.}}^{\text{Г.}} = 0,27- 0,4,$$

При использовании электроэнергии:

$$\eta_{\text{эз}} = \eta_{\text{доб.}} \cdot \eta_{\text{транс.}} \cdot \eta_{\text{эл.}} \cdot \eta_{\text{эс}} \cdot \eta_{\text{п.}}^{\text{э}} = 0,17- 0,3,$$

где $\eta_{\text{доб.}} \cdot \eta_{\text{транс.}}$ – КПД добычи и транспорта топлива;

$\eta_{\text{эл.}}, \eta_{\text{эс}}$ – КПД производства и передачи электрической сети;

$\eta_{\text{п.}}^{\text{г}}, \eta_{\text{п.}}^{\text{э}}$ – КПД газовой и электрической печей.

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.

В ряде случаев целесообразно сочетание использования топлива и электроэнергии на отдельных стадиях технологического процесса. Например, применение ТКГ в дуговых печах позволяет на 8-12% снизить в них расходы электроэнергии.

2. 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 электроэнергия применяется как промежуточный энергоноситель для получения тепла и не меняет самого технологического процесса. Поэтому энергетический КПД 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 с использованием пара. Энергетическая составляющая себестоимости также выше (в 1,5 - 2,5 раза) при применении электроэнергии.

Следовательно, для средне- и низкотемпературных процессов пар и горячая вода имеют, как правило, существенное экономическое преимущество перед электрической энергией. В этих процессах электрическую энергию экономически целесообразно применять в тех случаях, когда она вносит значительные 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 имеет смысл использовать электроэнергию для получения сравнительно небольших количеств пара или горячей воды в электрокотлах, 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.

3. Силовые процессы

На силовые процессы приходится около четверти всего энергопотребления промышленности и около 80% всего энергопотребления страны. Основным достоинством использования электроэнергии в силовых процессах является простота и удобство сочетания привода с рабочей машиной, электродвигатель имеет более высокий КПД по сравнению с паровой турбиной, особенно при малых мощностях. В последние годы все большее применение для привода мощных компрессоров находят газовые турбины, а в химической и металлургической промышленности для привода воздуходувок и компрессоров также используются двигатели внутреннего сгорания.

4. Электрохимические и электрофизические процессы

Данные процессы протекают только при использовании электроэнергии.

В целом, для выбора оптимального вида энергоносителя для заданного технологического процесса необходимо проведение технико-экономических расчетов (см. раздел *).

6.6. Экономика использования вторичных энергетических ресурсов

Вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) – это ресурсы, получаемые в качестве побочного продукта или отходов основного производства, обладающие энергетическим потенциалом, который может быть частично или полностью использован для получения энергии.

6.6.1. Классификация вторичных энергетических ресурсов промышленности

По энергетическому потенциалу ВЭР делят на три основные группы:

- горючие ВЭР,
- тепловые ВЭР,
- ВЭР с избыточным давлением.

Горючие (топливные) ВЭР – это отходы технологических процессов химической и термохимической переработки сырья, обладающие энергетическим потенциалом в виде химически связанной теплоты.

К горючим ВЭР относят:

- побочные горючие газы плавильных печей (доменный газ, колошниковый, шахтных печей и вагранок, конверторный и т.д.);
- горючие отходы процессов химической и термохимической переработки углеродистого сырья (синтез, отходы электродного производства, горючие газы при получении исходного сырья для пластмасс, каучука и т.д.);
- твёрдые и жидкие топливные отходы, не используемые (не пригодные) для дальнейшего технологической переработки;
- отходы деревообработки, щелока целлюлозно-бумажного производства.

Горючие ВЭР используются как топливо.

Тепловые ВЭР – это тепло отходящих газов при сжигании топлива, тепло воды или воздуха, использованных для охлаждения технологических агрегатов и установок, тепловых отходов производства.

Одним из весьма перспективных направлений использования тепла слабо нагретых вод является применение так называемых тепловых насосов, работающих по тому же принципу, что и компрессорный агрегат в домашнем холодильнике. Тепловой насос отбирает тепло от сбросной воды и аккумулирует тепловую энергию при температуре около 90 °С, иными словами, эта энергия становится пригодной для использования в системах отопления и вентиляции.

Следует отметить, что пока ещё большое количество тепловой энергии теряется при так называемом “сбросе” промышленных сточных вод, имеющих температуру 40 – 60 °С и более, при отводе дымовых газов с температурой 200 – 300 °С, а также в вентиляционных системах промышленных и общественных зданий, животноводческих комплексов (температура удаляемого из этих помещений воздуха не менее 20 ÷ 25 °С).

Особенно значительны объемы тепловых вторичных ресурсов в чёрной металлургии, в газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

ВЭР с избыточным давлением – это потенциальная энергия газов, жидкостей и сыпучих тел, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью использования этих жидкостей, газов, сыпучих тел или при выбросе их в атмосферу, водоёмы, ёмкости и другие приёмники. Сюда же относится избыточная кинетическая энергия.

Вторичные энергетические ресурсы избыточного давления преобразуются в механическую энергию, которая или непосредственно используется для привода механизмов и машин или преобразуется в электрическую энергию.

Примером применения этих ресурсов может служить использование избыточного давления доменного газа в утилизационных бескомпрессорных турбинах для выработки электрической энергии.

6.6.2. Показатели использования ВЭР

Для оценки выхода и использования ВЭР применяются следующие показатели:

- 1) Выход ВЭР ($Q_{\text{вых}}$) – количество ВЭР, образующихся в процессе производства в данном технологическом агрегате за единицу времени, $\text{м}^3/\text{ед.времени}$;
- 2) Удельный выход ВЭР ($Q_{\text{уд.вых}}$) – количество ВЭР, образующихся в процессе производства в данном технологическом агрегате за единицу времени, отнесённое к единице произведённой продукции, т.усл.т./ед. продукции;
- 3) Энергетический потенциал ВЭР (выработка энергии за счёт ВЭР) – количество энергии, получаемое при использовании ВЭР в утилизационной установке. Выработка энергии отличается от её выхода на величину потерь тепла в утилизационной установке. Различают возможную, экономически целесообразную, планируемую и фактическую выработку энергии.
 - для горючих ВЭР – это $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$, КДж/кг, КДж/ м^3 ,
 - для тепловых ВЭР – это $\Delta h = (h_1 - h_2)$, КДж/ кг,
 - для ВЭР избыточного давления – это работа изотропного расширения I , кВт-ч/ м^3 .
- 4) Использование ВЭР – количество используемой у потребителей энергии, вырабатываемой за счёт ВЭР в утилизационных установках.
- 5) Экономия топлива (В) за счет ВЭР – количество первичного топлива, которое экономится в результате использования ВЭР.

Использование ВЭР определяется с помощью следующих показателей:

Степень использования ВЭР – показатель представляющий отношение фактической (планируемой) выработки к выходу ВЭР,

$$K^{с.п.}_{ВЭР} = Q_{факт.} / Q_{вых.},$$

Показатель используется, если нет ограничений по конечному температурному потенциалу, например при охлаждении нагревательных печей.

Коэффициент утилизации – отношение количества теплоты, воспринятой котлом-утилизатором, к теплу топлива, сожженного в печи. Например, для мартеновской печи:

$$K^y_{ВЭР} = 0,143 \cdot (\alpha / q_{вых.}) \cdot 1,16,$$

где α – удельная выработка пара котлом утилизатором на 1 т выплавленной стали, МВт/т;

$q_{вых.}$ – удельный расход условного топлива на 1 т выплавленной стали, т. усл. т./т.

Коэффициент можно применять для сопоставления использования ВЭР однотипных по конструкции и технологии агрегатов. Сложные и разнообразные процессы (например, цветной металлургии) нельзя характеризовать таким показателем.

Показатель использования ВЭР – отношение фактической выработки тепла на базе ВЭР к возможной:

$$K^{п.и.}_{ВЭР} = Q_{факт.} / Q_{возм.},$$

Коэффициент утилизации – отношение фактической (планируемой) экономии топлива за счёт ВЭР к возможной (или экономически целесообразной):

$$K^{п.и.}_{ВЭР} = V_{факт.} / V_{возм.},$$

6.6.3. Вторичные энергетические ресурсы электростанций

ВЭР используются на электрических станциях и представляют собой тепловые отходы или потери тепла, получаемые в процессе производства энергии. На гидроэлектростанциях такими тепловыми отходами являются только тепловыделения в гидрогенераторах станциях.

ВЭР электростанций по своей величине значительно меньше, чем в промышленных предприятиях.

*Таблица ** Характеристика вторичных энергетических энергоресурсов электростанций.*

Вторичные энергетические ресурсы	Качественные параметры энергоресурсов
Тепловые электростанции:	
Нагретая охлаждающая вода конденсационных устройств турбин	$t_{в} \leq 25 \div 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Отходящие дымовые газы котлоагрегатов	$t_{о.г} \geq 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Отходящие газы и нагретая охлаждающая вода газотурбинных электростанций	$t_{о.г} \geq 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Нагретая охлаждающая вода из системы охлаждения электрических генераторов	$t_{в} \geq 25 \div 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Гидроэлектростанции:	
Нагретая охлаждающая вода из системы замкнутого охлаждения электрических генераторов	$t_{в} \geq 25 \div 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Нагретый воздух из системы разомкнутого воздушного охлаждения электрических генераторов	$t_{в} \leq 60 \div 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$

6.6.4. Направления использования вторичных энергетических ресурсов в промышленности

Вторичные энергетические ресурсы используются для удовлетворения потребностей в топливе и энергии либо непосредственно (без изменения вида энергоносителя), либо путём выработки тепла, электроэнергии, холода и механической энергии в утилизационных установках.

Большинство горючих ВЭР употребляются непосредственно в виде топлива, однако некоторые из них требуют специальных утилизационных установок. Непосредственно применяются также некоторые тепловые ВЭР (например, горячая вода систем охлаждения для отопления).

Различают следующие основные направления использования потребителями ВЭР:

- технологическое: ВЭР используются в том же технологическом процессе (установке), который является источником их возникновения;

- теплотехническое (тепловое): ВЭР используются в качестве тепловой энергии или выработки тепла в утилизационных установках;
 - электроэнергетическое (силовое): ВЭР используются в утилизационных установках для выработки электрической энергии;
 - комбинированное: ВЭР используются в утилизационных установках для выработки тепловой и электрической энергии.
- От выбора направления использования вторичных энергетических ресурсов зависит методика расчета экономии топлива, которая для каждого из направлений использования ВЭР может содержать ряд различий.

1. Технологическое направление использования ВЭР

Рассмотрим пример использования теплоты уходящих газов промышленной печи для нагрева воздуха, поступающего в технологическую установку (схема показана на рис.**)

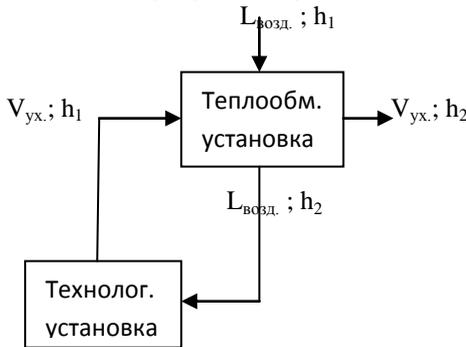


Рис.**

$$Q_{ВЭР} = V_{ух.}(h_1^Г - h_2^Г) \cdot \eta_{то} = L_{возд.} (h_2^В - h_1^В),$$

где $Q_{ВЭР}$ – количество тепла, полученное от использования ВЭР в утилизационной установке, КДж/ед. времени;

$V_{ух}$ – объём уходящих газов, м³/ед. времени;

$h_1^Г$ и $h_2^Г$ – теплосодержание уходящих газов на входе и выходе из теплообменной установки, КДж/м³;

$L_{возд.}$ – расход воздуха, подаваемого в теплообменную установку, м³/ед. времени;

$h_2^В$; $h_1^В$ – теплосодержание воздуха на выходе и входе в теплообменной установке, КДж/м³;

$\eta_{то}$ – КПД теплообменной установки, доли.

Экономия топлива, полученная от использования ВЭР, определяется по формуле, кг/ед времени:

$$\Delta B_{\text{техн.}} = \frac{Q_{\text{ВЭР}}}{Q_{\text{н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{техн. уст.}}},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{P}}$ – низшая рабочая теплота сгорания топлива, используемого в технологической установке, КДж/кг;

$\eta_{\text{техн. уст.}}$ – КПД технологической установки, доли.

Экономия условного топлива, полученная от использования ВЭР, определяется по формуле, т. усл. т./ед. времени:

$$\Delta B_{\text{теплотех.}} = \frac{0,0341 \cdot Q_{\text{ВЭР}}}{\eta_{\text{техн. уст.}}}$$

2. Теплотехническое направление использования ВЭР

При теплотехническом направлении использования вторичные энергетические ресурсы используют для получения тепловой энергии. Утилизационная установка для использования ВЭР замещает часть выработки котельной предприятия на величину $Q_{\text{ВЭР}}$ и следовательно, снижает расход топлива в котельной.

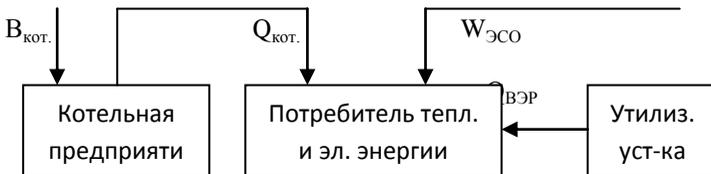


Рис.**

Экономия топлива, полученная от использования ВЭР, определяется по формуле, м³/ед. времени:

$$\Delta B_{\text{теплотех.}} = \frac{Q_{\text{ВЭР}}}{Q_{\text{н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{котл.}}},$$

где $Q_{\text{ВЭР}}$ – количество тепла, полученное от использования ВЭР в утилизационной установке, КДж/ед. времени;

$Q_{\text{н}}^{\text{P}}$ – низшая рабочая теплота сгорания топлива, используемого в котельной предприятия, КДж/м³;

$\eta_{\text{техн. уст.}}$ – КПД котлов, установленных в котельной предприятия, доли.

Экономия условного топлива, полученная от использования ВЭР, определяется по формуле, т. усл. т./ед. времени:

$$\Delta B_{\text{теплотех.}} = \frac{0,0341 \cdot Q_{\text{ВЭР}}}{\eta_{\text{котл.}}}$$

3. Электроэнергетическое направление использования ВЭР

При электроэнергетическом направлении использования вторичные энергетические ресурсы используют для получения электрической энергии. Утилизационная установка для использования ВЭР замещает часть выработки ТЭЦ предприятия на величину $W_{\text{ВЭР}}$ и следовательно, снижает расход топлива на ТЭЦ.

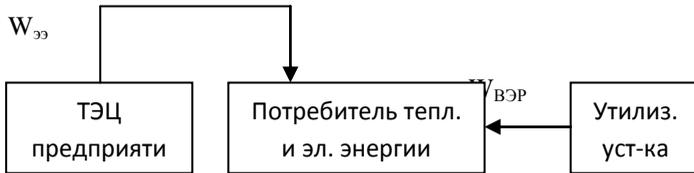


Рис.**

Экономия топлива, полученная от использования ВЭР, определяется по формуле, т. усл. т./ед. времени:

$$\Delta B_{\text{электроэнерг.}} = b_{\text{ТЭЦ}} \cdot W_{\text{ВЭР}} \cdot 10^{-6},$$

где $b_{\text{ТЭЦ}}$ – удельный расход топлива на выработку электрической энергии на ТЭЦ предприятия, г. усл. т./кВт-ч;
 $W_{\text{ВЭР}}$ – количество электрической энергии, вырабатываемой утилизационной установкой, кВт-ч/ед. времени.

Если у предприятия не имеет собственных источников энергоснабжения, то эффективность использования ВЭР определяется не экономией топлива, а экономией энергетических затрат, связанных с производством продукции.

6.6.5. Этапы определения экономической эффективности использования вторичных энергетических ресурсов

1. Определение капитальных вложений в утилизационную установку

Капитальные вложения включают в себя: затраты на проектирование, затраты на строительные-монтажные работы, затраты на приобретение оборудования, затраты на транспортировку и доставку оборудования, затраты на монтаж, наладку и освоение оборудования, другие затраты.

$$K_{\text{уу}} = K_{\text{проект.}} + K_{\text{у.обор.}} + K_{\text{монтаж}} + K_{\text{трансп.}} + K_{\text{пр.}}, \text{ руб.}$$

2. Определение экономии топлива при использовании вторичных энергетических ресурсов

Методика расчета величины экономии топлива ($\Delta B_{\text{т.}}$) при использовании вторичных энергетических ресурсов зависит от направления использования ВЭР, при этом экономия топлива в денежном эквиваленте определяется, руб./год:

$$\mathcal{E}_{\text{т.}} = \Delta B_{\text{т.}} \cdot C_{\text{т.}},$$

где $\Delta B_{\text{т.}}$ – годовая экономия топливно-энергетических ресурсов, полученная за счет использования ВЭР, т/год;

$C_{\text{т.}}$ – стоимость единицы топлива, руб./т.

3. Определение плановых годовых эксплуатационных затрат по содержанию утилизационной установки

В состав затрат по содержанию утилизационной установки могут быть включены следующие расходы: затраты на обслуживание утилизационной установки; на оплату труда персонала; отчисления на социальные нужды; амортизация; общехозяйственные расходы и другие затраты.

$$I_{\text{уу}\Sigma} = I_{\text{рем.}} + I_{\text{ам.}} + I_{\text{зп}} + \dots + I_{\text{пр.}}, \text{ руб./год,}$$

4. Определение годового экономического эффекта от использования вторичных энергетических ресурсов

Расчет плановой величины годового экономического эффекта от использования вторичных энергетических ресурсов может быть проведен по формулам, руб./год:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{т.}} - I_{\text{уу}\Sigma},$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = I_{\Sigma}^{\text{до ВЭР}} - I_{\Sigma}^{\text{с ВЭР}},$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (C^{\text{до ВЭР}} - C^{\text{с ВЭР}}) \cdot Z_{\text{с ВЭР}},$$

5. Определение величины годовых поступлений денежных средств от использования вторичных энергетических ресурсов

$$\Pi = \mathcal{E}_{\text{год}} (1 - Н) + A_{\text{уу}},$$

где $A_{\text{уу}}$ – годовые амортизационные отчисления по утилизационной установке, руб./год;

$Н$ – ставка налога на прибыль, доли, принимается равной 0,24.

6. Определение показателей экономической эффективности капитальных вложений в утилизационную установку

Как отмечалось ранее, в качестве основных показателей, рекомендуется рассчитать величину чистого дохода, чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму доходности, индексы доходности затрат и инвестиций, срок окупаемости проекта.

7. Формирование заключения о целесообразности использования вторичных энергетических ресурсов

Осуществляется по результатам анализа, полученных значений показателей экономической эффективности капитальных вложений в проект с использованием ВЭР.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Налоговый кодекс РФ** (часть 1, 2).
2. **Гражданский кодекс РФ** (часть вторая), принят ГД ФС РФ 22.12.1995, (ред. от 26.06.2007)
3. **Федеральный закон РФ** «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 18.12.2006)
4. **Федеральный Закон РФ** "О естественных монополиях" от 17 августа 1995 года N 147-ФЗ (с изменениями от 8 августа, 30 декабря 2001 г., 10 января, 26 марта 2003 г., 29 июня 2004 г.)
5. **Федеральный Закон РФ** «Об инвестиционной деятельности в РФ, осуществляемой в форме капитальных вложений».
6. **Общероссийский классификатор** основных фондов ОК 013-94, утв. Постановлением Госстандарта РФ от 26.12. 1994 г. N 359 (в ред. Изменения 1/98, утв. Госстандартом РФ 14.04.98).
7. **Постановление Правительства РФ** от 9 апреля 2004 г. N 204 "Вопросы Федеральной службы по тарифам" (с изменениями от 1 февраля 2005 г.)
8. **Приказ ФСТ РФ** от 15 сентября 2006 г. N 199-э/6 «Об утверждении МУ по расчету тарифов на электрическую энергию и мощность по договорам купли-продажи по регулируемым тарифам (ценам) на оптовом рынке»
9. **Приказ Минфина РФ** от 30.03.2001 N 26н (ред. от 27.11.2006) «Об утверждении положения по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01»
10. **Приказ Минпромэнерго России** от 4 октября 2005 г. N 268 «Об организации в Минпромэнерго РФ работы по утверждению нормативов удельных расходов топлива на тепловых электростанциях и котельных»
11. **Приказ Минпромэнерго России** от 4 октября 2005 г. N 269 «Об организации в Минпромэнерго РФ работы по утверждению нормативов создания запасов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных»
12. **Методические рекомендации** по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция)/ Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ. – М., ОАО «НПО «Издательство «Экономика», 2000. – 421с.
13. **МДК 4-05.2004** Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения утв. Госстроем России 12.08.03.

14. **Битеряков, Ю.Ф.** Экономика энергетических предприятий: учеб. пособие / Ю.Ф. Битеряков. – Иваново: ИГЭУ, 1997. – 320 с.
15. **Самсонов, В.С.** Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов/ В.С. Самсонов, М. А. Вяткин. – М.: Высш. шк., 2001. –416с.
16. **Липсиц, И.В.** Инвестиционный проект: методы подготовки и анализа / И.В. Липсиц, В.В. Коссов. – М.: БЕК, 1996, – 304с.
17. **Сергеев, И.В.** Организация и финансирование инвестиций: учебное пособие, 2 изд., перер. и доп. / И. В. Сергеев, И. И. Веретенников, В. В. Яновский. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 400с.
18. **Ставровский, Е.С.** Оценка привлекательности инвестиционных проектов / Е.С. Ставровский, И.Г. Кукукина. – Иваново: Иваново, 1997. – 108 с.
19. **Левичев, П.И.** Энергетический менеджмент. – Владимир. 2002, - 344 с.

КОСТЕРИН Александр Юрьевич

*ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ
ПРЕДПРИЯТИЯМИ*
Учебное пособие

Редактор Н.Н.Ярцева

Лицензия ИД №05285 от 4июля 2001 г.

Подписано в печать 04.06.2008 г. Формат 60x84 1/16

Печать плоская. Усл. печ. л. 1,63

Тираж 100 экз.

ГОУ ВПО «Ивановский государственный
энергетический университет имени В.И. Ленина».

Отпечатано в РИО ИГЭУ.

153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34