

3167



Министерство образования
Республики Беларусь

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

И.А. Бокун

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Учебно-методическое пособие

Минск 2007

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

И.А. Бокун

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности

1-27 01 01 «Экономика и организация производства»

Минск 2007

УДК 620.9(075.8)

~~ББК 31.19я7~~

Б 78

Рецензенты:

Н.Б. Карницкий, Н.Г. Хутская, В.Н. Нагорнов

Бокун, И.А.

Б 78 Основы энергосбережения: учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-27 01 01 «Экономика и организация производства» / И.А. Бокун. – Минск: БНТУ, 2007. – 82 с.

ISBN 978-985-479-653-6.

Учебно-методическое пособие «Основы энергосбережения» предназначено для студентов экономических специальностей энергетического профиля. В нем рассмотрены принципы общего энергосбережения.

УДК 620.9(075.8)

ББК 31.19я7

ISBN 978-985-479-653-6

© Бокун И.А., 2007

© БНТУ, 2007

Введение

Проблема энергосбережения является одной из важнейших поставленных наукой и практикой задач, занимает особое место. Сбережение топлива, электроэнергии и теплоты должно привлекать внимание всех слоев общества.

Рациональное использование энергетических ресурсов определяется не только ростом потребности, удорожанием их добычи и производства, но и тем, что по объему использования энергетических ресурсов и связанным с этим воздействием на природу человечество приближается к предельно допустимому порогу.

Опыт показывает, что затраты, необходимые для обеспечения экономии одной тонны топлива, в несколько раз ниже, чем затраты на добычу того же количества топлива.

Энергетическая основа технологического процесса определяет уровень полезного использования энергии. Интенсивность технологических процессов, качество вырабатываемой продукции и экономические показатели производства зависят от вида применяемых энергоносителей, что и определяет рациональность их использования. Поэтому повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов должно определяться как дальнейшим развитием и совершенствованием производства, так и радикальным улучшением использования топлива, электрической и тепловой энергии в различных отраслях народного хозяйства, а также нахождением путей удовлетворения нужд человечества при экономии обоснованного минимума затрат энергетических ресурсов. Таким образом, энергосберегающая политика приобретает особо важное значение для тех отраслей промышленности, которые основаны на энерготехнологии, во многих случаях характеризующихся большой энергоемкостью и низким уровнем полезного использования топлива.

Роль проблемы энергосбережения возрастает в связи с тем, что практически все отрасли народного хозяйства обладают

крупными резервами экономии топлива, тепловой и электрической энергии и возможностью их практической реализации.

Общая проблема экономии топливно-энергетических ресурсов решается на основе совершенствования процессов переработки, преобразования, распределения и потребления всех видов энергии. Вопросы экономии топливно-энергетических ресурсов самым тесным образом связаны с общей задачей повышения эффективности производства.

В связи с этим выявление резервов рационального энергоиспользования имеет ряд аспектов: методический – разработка методики выявления резервов; технический – снижение потерь энергии; социально-экономический – стимулирование поиска резервов экономии; организационный – координация работ по энергосбережению; экологический – мероприятия по снижению загрязнения.

Работы по повышению эффективности энергосбережения должны начинаться с тщательного изучения технологии процесса, и в первую очередь подробных энергобалансов.

Основным потребителем энергоресурсов является промышленность. Так в Республике Беларусь примерно 57 % электроэнергии приходится на промышленные предприятия, 11 % – на непромышленные предприятия; 10 % – сельскохозяйственные потребители; 4,9 % – сельское население; 13,6 % – городское население; 1,4 % – железнодорожный транспорт; 1,3 % – городской транспорт.

Структура теплопотребления в республике представляется следующим образом: промышленность – 34,8 %; коммунальное хозяйство – 1,0 %; теплично-парниковые хозяйства – 1,4 %; прочие потребители – 15,5 %; жилищные организации – 47,3 %.

Энергетические ресурсы могут использоваться в энергетических установках и процессах (энергетическое использование) в качестве сырья и материалов (неэнергетическое использование), а также одновременно в качестве сырья и источника энергии для производства нескольких видов энергии (комплексное использо-

вание). Поэтому экономия энергетических ресурсов может осуществляться по следующим направлениям: переход на энергосберегающие технологии, в том числе и те, где энергосбережение обеспечивается снижением материалоемкости на единицу продукции; совершенствование энергетических характеристик оборудования как в области генерирования, так и потребления энергии; сокращение всех видов энергетических потерь, в том числе в результате повышения уровня использования вторичных энергоресурсов; улучшение структуры производства, преобразования и использования энергоресурсов.

Таким образом, энергосбережение – процесс, направленный на сокращение потребности в энергоресурсах и энергоносителях в расчете на единицу конечного полезного эффекта.

1. ПОЛИТИКА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ В СФЕРЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Важнейшим приоритетом государственной энергетической политики в Республике Беларусь наряду с устойчивым обеспечением страны энергоносителями является создание условий для функционирования и развития экономики при максимально эффективном использовании топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

Республика Беларусь не располагает значительными собственными запасами ископаемых ТЭР и вынуждена до 85 процентов ТЭР импортировать из-за рубежа.

Республиканским органом государственного управления, уполномоченным правительством Республики Беларусь для проведения государственной политики в сфере энергосбережения, является Комитет по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь. Основными задачами Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь являются:

- проведение государственной политики в сфере энергосбережения;

- осуществление государственного надзора за рациональным использованием топлива, электрической и тепловой энергии.

Стратегической целью деятельности в области энергосбережения является снижение энергоемкости внутреннего валового продукта (ВВП) и, как следствие, снижение зависимости республики от импорта ТЭР, что может быть достигнуто за счет:

– повышения эффективности использования энергоносителей в результате внедрения новых энергосберегающих технологий, оборудования, приборов и материалов, утилизации вторичных энергоресурсов и др.;

– структурной перестройки отраслей экономики и промышленности;

– оптимизации топливного баланса республики с увеличением доли местных видов топлива, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Основными принципами государственного управления в сфере энергосбережения являются:

* осуществление государственного надзора за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов;

* разработка государственных и межгосударственных научно-технических, республиканских, отраслевых и региональных программ энергосбережения и их финансирование;

* международное сотрудничество в сфере энергосбережения;

* приведение нормативных документов в соответствие требованию снижения энергоемкости материального производства, сферы услуг и быта;

* создание системы финансово-экономических механизмов, обеспечивающих экономическую заинтересованность производителей и пользователей в эффективном использовании топливно-энергетических ресурсов, вовлечении в топливно-энергетический баланс нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, а также в инвестировании средств в энергосберегающие мероприятия;

* повышение уровня самообеспечения республики местными топливно-энергетическими ресурсами;

* осуществление государственной экспертизы энергетической эффективности проектных решений;

* создание и широкое распространение экологически чистых и безопасных энергетических технологий, обеспечение безопасного для населения состояния окружающей среды в процессе использования топливно-энергетических ресурсов;

* реализация демонстрационных проектов высокой энергетической эффективности;

* информационное обеспечение деятельности по энергосбережению и пропаганда передового отечественного и зарубежного опыта в этой области, включающие проведение выставок, конгрессов, конференций и семинаров;

* обучение производственного персонала и населения методам экономии топлива и энергии, подготовка кадров;

* создание других экономических, информационных, организационных условий для реализации принципов энергосбережения.

Общий потенциал энергосбережения в республике оценивается на уровне 30 % валового потребления ТЭР. Основные пути его реализации: структурная перестройка экономики (около 30 %), научно-технический прогресс (около 50 %), совершенствование организационных и экономических механизмов, стимулирования энергосбережения (около 20 %).

Программными документами, определяющими пути реализации потенциала экономии энергоресурсов в Республике Беларусь, являются Республиканские программы по энергосбережению, утверждаемые в установленном законодательством порядке Правительством Республики Беларусь на 5 лет. Ежегодно определяются приоритетные направления в сфере энергосбережения на текущий момент и ближайшую перспективу, разрабатываются и выполняются региональные и отраслевые программы мероприятий по энергосбережению. В результате выполнения этих программ конкретные энергосберегающие технологии и оборудование внедряются в народном хозяйстве республики и обеспечивают энергосберегающий эффект.

К основным техническим приоритетам деятельности в области энергосбережения относятся:

– повышение эффективности работы генерирующих источников за счет изменения структуры генерирующих мощностей в сторону расширения внедрения парогазовых и газотурбинных технологий, увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении, преобразования котельных в мини-ТЭЦ, оптимизация режимов работы энергоисточников и распределения нагрузок энергосистемы;

– модернизация и повышение эффективности работы котельных за счет перевода паровых котлов в водогрейный режим, модернизации тепловой изоляции на всех элементах и оборудовании котельных и тепловых сетей; отбора дутьевого воздуха с верхней части здания котельных; установки экономайзеров и других теплообменников для утилизации ВЭР, оснащения котлов автоматикой контроля процессов сжигания и регулирования либо производственного контроля (мониторинга) топочного режима котлов на базе портативных измерителей тепловых потерь в увязке с режимами потребления тепловой энергии, установки аккумуляторов теплоты и др.;

– внедрение котельного оборудования, работающего на горючих отходах производства, сельского и лесного хозяйства, деревообработки;

– снижение потерь и технологического расхода энергоресурсов при транспортировке тепловой и электрической энергии, природного газа, нефти и нефтепродуктов за счет снижения расходов на собственные нужды обслуживаемых подразделений, технического перевооружения и оптимизации режимов загрузки электрических сетей и трансформаторных подстанций, тепловых сетей и тепловых пунктов, компрессорных станций на газопроводах, насосных в тепловых сетях, на нефте- и продуктопроводах с внедрением регулируемого электропривода;

– создание мини-ТЭЦ на базе ПГУ и ГТУ на компрессорных станциях газопроводов;

– создание технических условий (объединение тепловых сетей, строительство переемычек, аккумуляторов теплоты и т.п.)

для максимальной передачи нагрузок от котельных любых ведомств на ТЭЦ со стоимостью тепловой энергии для владельцев котельных на уровне ее себестоимости на ТЭЦ;

– наладка и автоматическое регулирование гидравлических и тепловых режимов тепловых сетей (перерасчет и шайбирование, замена сетевых насосов, регулировка и т.п.);

– замена отопительных электрокотельных на топливные котлы (преимущественно на местных видах топлива, горючих отходах), а также перевод всевозможных электросушильных установок и нагревательных печей (где это целесообразно) на топливоиспользующие установки;

– внедрение автоматических систем регулирования потребления энергоносителей в системах отопления, освещения, горячего водоснабжения, хладоснабжения и вентиляции жилых, общественных и производственных помещений, в технологических установках всех типов;

– разработка и внедрение новых энергосберегающих технологий при нагреве, термообработке, сушке изделий, новых строительных и изоляционных материалов с улучшенными теплофизическими характеристиками и, в частности, спецдобавок при производстве железобетонных изделий; энерготехнологических комплексов при производстве цемента, стекла, кирпича, переработке нефти, на предприятиях химической и пищевой промышленности и т.п.;

– дальнейшее развитие системы учета всех видов энергоносителей, включая учет их расхода на отопление жилых помещений, а также внедрение многотарифных счетчиков энергии;

– максимальная утилизация тепловых вторичных энергоресурсов (горячей воды, конденсата, дымовых газов, вентвыбросов, канализационных стоков) в технологических процессах, системах отопления и горячего водоснабжения промышленных узлов и отдельных городов и населенных пунктов;

– разработка и внедрение эффективных биогазовых установок для производства горючих газов и удобрений из отходов

животноводства, растениеводства, специально выращиваемой биомассы;

- разработка и внедрение технологии использования бытовых отходов и мусора для топливных целей;

- внедрение теплонасосных установок на промышленных предприятиях в централизованных и индивидуальных системах отопления;

- экономически целесообразное внедрение ветро-, гелио- и других нетрадиционных источников энергии;

- техническое перевооружение автомобильного транспорта и тракторов, включая перевод на местное дизельное топливо, сжиженный и сжатый природный газ, разработка и внедрение экономичных двигателей, совершенной системы диагностики и регулирования, оптимальных режимов эксплуатации;

- разработка и внедрение технологии получения топлива для дизельных установок из метанола и рапсового технического масла;

- разработка, организация производства и внедрение энергосберегающего оборудования, приборов, материалов;

- децентрализация систем энергообеспечения потребителей теплом, топливом, сжатым воздухом с малыми нагрузками и резкопеременными режимами работы;

- максимальное снижение энергозатрат в жилищно-коммунальном хозяйстве путем внедрения регулируемых систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, освещения и утилизации тепла вентвыбросов, сточных вод, использования энергоэффективных строительных материалов, конструкций, гелиоподогревателей;

- совершенствование технологии брикетирования торфа.

В Республике Беларусь выстроена четкая система финансирования энергосбережения. Финансирование мероприятий по энергосбережению осуществляется за счет:

- собственных средств предприятий;

- средств целевого фонда энергосбережения;

- средств инновационных фондов министерств и ведомств;
- средств республиканского и местных бюджетов;
- средств кредитов банков, в том числе льготных;
- средств международных финансовых организаций.

Реализации государственной политики в сфере энергосбережения в республике способствуют:

- развитая нормативная правовая база;
- Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 15.07.1998 № 190-33;
- более 20 постановлений правительства Республики Беларусь;
- ведомственные нормативно-правовые акты, методики и рекомендации.

В продолжение проделанной работы подготовлен проект Закона Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии».

Указанными нормативно-правовыми актами среди прочих установлен порядок экономического стимулирования энергосбережения для организаций социальной сферы и реального сектора экономики, которым разрешено полученную денежную экономию от внедрения энергосберегающих мероприятий использовать на премирование работников и дальнейшее внедрение энергосберегающих мероприятий.

В целях предупреждения нерационального использования ТЭР в настоящее время организовывается работа по проведению государственной энергетической экспертизы проектных решений.

Для усиления работы по энергоэффективности, выполнения повышенных заданий по энергосбережению в республике широко используется передовой зарубежный опыт эффективного использования ТЭР и активно привлекаются средства международных финансовых организаций, в том числе Всемирного Банка, ПРООН, ГЭФ.

В республике осуществляется широкая пропаганда энергосбережения: в средствах массовой информации публикуются

статьи по наиболее актуальным вопросам энергосбережения в жизни населения, по радио и телевидению организуются пресс-конференции и интервью с ведущими специалистами в области энергосбережения, в дошкольных и школьных учреждениях образования проводятся тематические занятия по энергосбережению. С 1997 года в республике издается ежемесячный научно-практический журнал «Энергоэффективность», распространяемый также за пределами Республики Беларусь, в котором публикуются статьи по наиболее актуальным проблемам энергосбережения, обмену опытом по внедрению в производстве новых энергоэффективных технологий, а также сводный каталог энергосберегающего оборудования и организаций-производителей.

Вопросы развития использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии являются весьма актуальными для Республики Беларусь.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 30 декабря 2004 года № 1680 утверждена Целевая программа обеспечения в республике не менее 25 % объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 года. Указанная программа определяет комплексное развитие, использование и максимальное вовлечение в энергетический баланс возобновляемых источников энергии, в том числе древесного топлива, диверсификацию видов энергоресурсов и их поставщиков, модернизацию и развитие основных фондов топливно-энергетического комплекса республики.

В программе определены потенциал и объемы использования местных топливно-энергетических ресурсов в отраслях, объемы и источники финансирования, направления совершенствования законодательной базы, стимулирующей увеличение использования местных топливно-энергетических ресурсов, экологические аспекты использования таких ресурсов.

Реализация программы предусматривает:

- значительное увеличение древесной биомассы на топливные нужды и подготовку ее к использованию, в том числе в твердо-топливных котлах, газогенераторах, а также на мини-ТЭЦ;
- строительство каскадов ГЭС на реках Днепр, Неман, Западная Двина, восстановление мини- и микроГЭС;
- строительство ветроэлектростанций;
- внедрение гелиоводоподогревателей;
- разработку технологий выращивания, подготовки и сжигания фитомассы быстрорастущих пород древесины (канадская ива, дальневосточная гречиха);
- внедрение биогазовых установок для получения горючего газа из отходов животноводства и растениеводства с последующим сжиганием в котельных агрегатах и когенерационных установках;
- сжигание в энергетических целях отходов сельскохозяйственного растениеводства (солома, льняная костра) и коммунальных отходов;
- внедрение технологий получения топливного этанола из древесины и биодизельного топлива из рапса;
- исследование возможности использования геотермальных энергоресурсов;
- в перспективе рассматриваются разработка и использование в энергетических целях залежей бурого угля и сланцев на территории Республики Беларусь.

2. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ НЕРАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Одной из причин нерационального использования энергоресурсов является несоответствие ценовой политики при оценке стоимости ТЭР фактических затрат на добычу, транспорт, преобразования и использование ТЭР, так как энергетическая составляющая продукции и потребительского бюджета населения является достаточно весомой величиной, а получение

ТЭР (или отказ) – весомым фактором влияния на общую политику региона (района). При определении стоимости ТЭР допускаются существенные отклонения от фактических физических (натуральных) затрат. Так, например, до 1991 года энергетическая составляющая себестоимости продукции была 5–10 %, а в настоящее время – до 30–50 %. До 1991 года отсутствовал экономический интерес разрабатывать и внедрять мероприятия по экономии ресурсов, так как широко использовались дешевые по общей стоимости, но не эффективные по использованию энергии установки, процессы и схемы (электронагрев при возможности использования теплоты, топлива). В настоящее время наблюдается обратная тенденция – высокая стоимость ТЭР тормозит развитие новых прогрессивных технологий, сокращается энерговооруженность, снижается производительность труда. ТЭР оцениваются по средним мировым ценам, в то же время все другие элементы производства (заработная плата, отчисления и др.) существенно отстают от мировых цен. Однако в части энергосбережения в настоящее время появился благоприятный период, позволяющий существенно повысить степень использования вторичных энергоресурсов, внедрить новые эффективные энергосберегающие технологии.

В целом можно отметить, что, несмотря на отрицательный фактор формирования цены на ТЭР в угоду политике определенных стран (групп), поддержание высоких цен на качественные виды топлива (газ, нефть) способствует не только их экономии, но и снижению вредных выбросов в атмосферу, социальной защите населения, переходу к малоэнергетическим затратам, безотходным технологическим процессам.

Так, например, при сгорании топлива в топке котлоагрегата температура достигает до 1500–1600 °С, в то время как требуется температура пара до 500–600 °С. Несмотря на все усилия температура газов после агрегата составляет 130–200 °С. При работе агрегатов не соблюдаются оптимальные соотношения количества греющей и нагреваемой среды, наблюдается ее за-

вышение. Происходят необоснованные (энергетические) замены энергоносителей. Так, например, при сушке изделий при требуемой температуре до 100 °С используются электрокалориферы вместо паровых.

Соблюдение оптимальных соотношений количества энергоносителей и потребности в них, снижение до оптимального значения температуры отходящих после агрегатов потоков энергии и т.д. требуют высокого уровня организации работы, наличия измерительных устройств, вычислительной техники, соблюдения проектных режимов работы. Наблюдается несоответствие общего уровня работы и требований оптимального энергетического режима, отдается предпочтение практике повышения расхода энергии против норм, что недопустимо. Поэтому энергетика выступает строгим контролером общего технологического процесса.

Длительные сроки проектирования, строительства, наладки (до 10 лет) приводят к тому, что установленные технологические агрегаты оборудованы устаревшими энергетическими элементами, не соответствующими современным требованиям. Установка новых энергосберегающих конструкций в действующем производстве является сложным процессом.

2.1. Общие принципы энергосбережения

Работа по энергосбережению может проводиться по следующим этапам:

- разработка полного энергетического баланса и определение достигнутого уровня энергоиспользования (КПД, удельные расходы ТЭР);
- выявление участков повышенных расходов ТЭР;
- нахождение возможных мероприятий по экономии ТЭР;
- определение задач по экономии ТЭР;
- осуществление плана энергосберегающих мероприятий.

К энергосберегающим направлениям можно отнести следующие:

- совершенствование существующих процессов оборудования и машин;
- внедрение более эффективных технологических схем и процессов;
- утилизация ВЭР.

Выявление резервов энергосбережения в технологических процессах осуществляется на основе полного энергетического баланса, который является основным инструментом исследования совершенства технологических процессов и установок. Выявить резервы экономии энергоресурсов можно путем сопоставления существующего уровня использования с тем, который может быть достигнут за счет совершенствования процессов и оборудования, внедрения новых эффективных технологий.

Учитывая, что все виды энергии неограниченно превратимы в теплоту, то при составлении энергобаланса по соответствующим эквивалентам можно переводить их (виды энергии) в теплоту, а затем проводить анализ.

Энергобаланс процесса или агрегата, который называют тепловым, можно представить в виде

$$\sum Q_T + \sum Q_{ЭЛ} + \sum Q_C + \sum Q_{Экз} = \sum Q_{П} + \sum Q_{Отх} + \sum Q_{Энд} + \sum \Delta Q,$$

где Q_T – тепло от сжигания топлива;

$Q_{ЭЛ}$ – тепло, эквивалентное подведенной к процессу электрической энергии;

Q_C – физическое тепло исходного сырья, топлива, дутья и прочих материалов;

$Q_{П}, Q_{Отх}$ – физическое тепло продуктов и отходов;

$Q_{Экз}, Q_{Энд}$ – тепло экзотермических и эндотермических реакций;

ΔQ – потери тепла поверхностями агрегата, излучением и т.д.

Для анализа технологических процессов химических, металлургических и других отраслей промышленности предлагается методика составления энергетического баланса на основе первого, второго и третьего законов термодинамики с использованием понятий химической энергии и эксергии вещества. В таком случае полный энергетический баланс любой термодинамической системы будет иметь вид

$$\begin{aligned} (\sum E)' + (\sum E_M)' + [\sum I_X(\sum E_X)]' + [\sum I_g(\sum E_g)]' = \\ = (\sum E)'' + (\sum E_M)'' + [\sum I_X(\sum E_X)]'' + [\sum I_g(\sum E_g)]'', \end{aligned}$$

где E, E_M – электрическая и механическая энергия;

I_X – химическая энергия (энтальпия) топлива, сырья, продуктов и отходов;

I_g – тепловая энтальпия (тепло), вносимая в систему с потоком сырья, топлива, дутья и отводимая из нее с потоком продуктов и отходов, переданная процессу или отведенная из него излучением или теплопередачей;

E_X, E_g – химическая эксергия материальных потоков, эксергия тепловых потоков;

одним штрихом обозначены статьи прихода, двумя – статьи расхода.

Составленный таким образом энергетический баланс позволит более детально проанализировать эффективность использования энергии разного качества, более четко установить места и величины потерь эксергии на различных его стадиях. Следует отметить, что наиболее сложными для расчета являются значения химической энергии и эксергии.

На рис. 2.1 представлена структурная схема составления и анализа энергетического баланса предприятия.

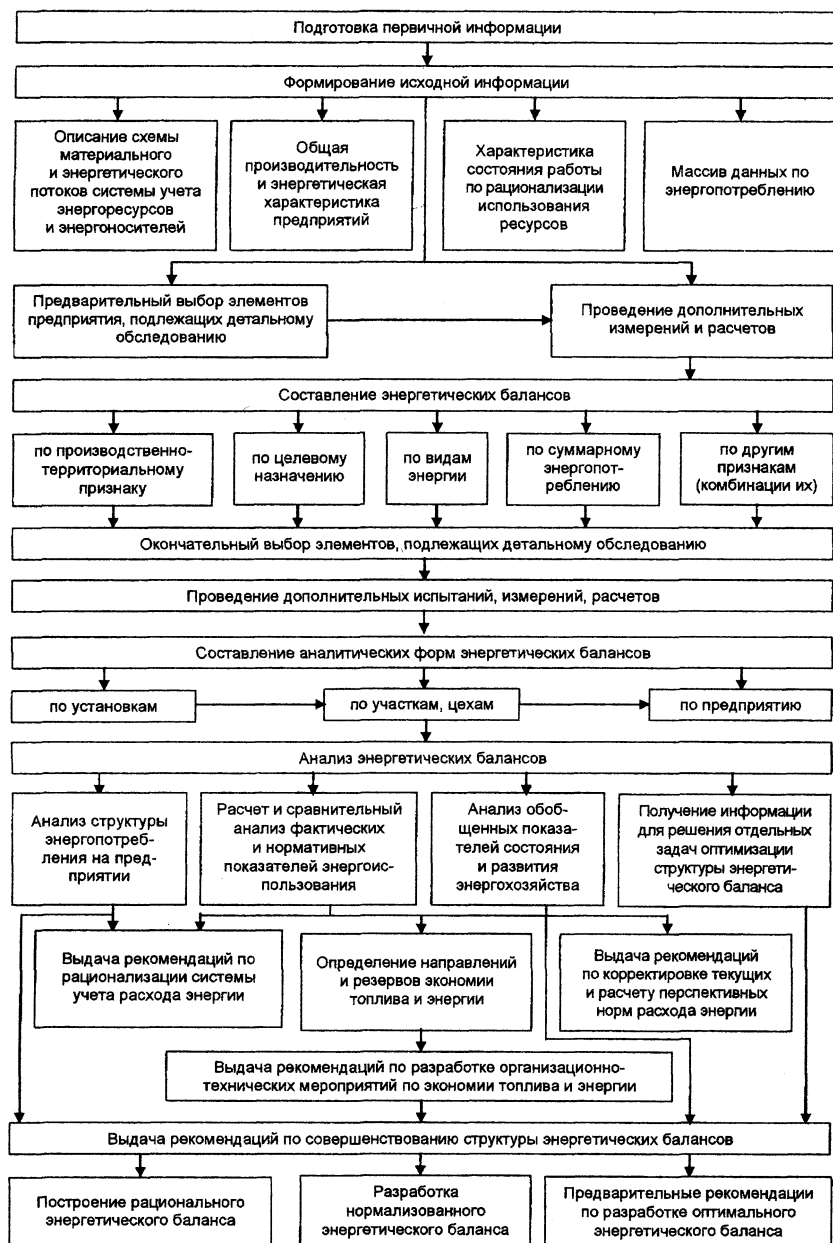


Рис. 2.1. Структурная схема составления и анализа энергетического баланса предприятия

2.2. Оценка энергетического совершенствования технологических установок

Эффективность использования топливно-энергетических ресурсов в технологических установках зависит от их энергетического совершенства. Для оценки энергетического совершенства технологических установок, а также при решении задач анализа деятельности предприятий, на которых они используются, повсеместно применяются энергетические балансы. Энергетические балансы различаются: по назначению (отчетные и плановые); по видам энергоносителей (частные – по отдельным видам энергии, сводные); по объектам изучения (для отдельных технологических установок, цехов, предприятий); по принципам составления (аналитические, синтетические, нормализованные, оптимальные); по принципам оценки использования топлива и энергии (энтропийные, эксергетические).

Суммарный расход топлива и энергии на технологические процессы предприятия должен расшифровываться по энергоиспользующим установкам. Кроме разработки собственно энергетического баланса по производственной деятельности и по целевому назначению, его необходимо сопровождать следующими основными расшифровками:

- 1) распределение расходов топлива и энергии при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии, сжатого воздуха;
- 2) структура производства электроэнергии;
- 3) структура отпуска и потребления тепловой энергии по параметрам;
- 4) структура энергетических ресурсов, расходуемых на производство продукции;
- 5) движение энергетических ресурсов;
- 6) стоимостные характеристики топлива и энергии;
- 7) основные показатели хозяйственной деятельности предприятия.

Энергетические балансы промышленных предприятий должны обеспечить решение следующих основных задач:

- определение направлений, способов и размеров использования подведенных и побочных энергетических ресурсов;
- оценка эффективности использования отдельных видов энергетических ресурсов и в целом оценка работы энергетического хозяйства предприятия;
- выявление и оценка потерь энергии, определение резервов энергоресурсов предприятия в области производства и распределения энергоносителей;
- определение нормативов расхода ТЭР по энергетическому хозяйству, используемых в процессе принятия проектно-плановых решений;
- обеспечение информацией научно-исследовательских и проектных разработок, связанных с созданием новой энергетической техники.

Потери энергии в системах и технологических установках можно классифицировать следующим образом:

1. По возможности и целесообразности устранения: полные потери; потери неустранимые, определяемые особенностями технологии, оборудования; потери, устранение которых технически возможно; потери, устранение которых в данных условиях технологически целесообразно.

2. По месту возникновения: при добыче энергоносителей, при хранении, при транспортировании, при переработке, при преобразовании, при использовании.

3. По физическому признаку и характеру: потери теплоты в окружающую среду с уходящими газами, с технологической продукцией или отходами; потери электроэнергии в трансформаторах, линиях электропередач и т.д.; потери с утечками через неплотности и др.; гидравлические (аэродинамические) потери напора при дросселировании, движении в каналах; механические потери (трение).

4. По причинам возникновения потерь: из-за конструктивных недостатков, из-за неправильного выбора технологического режима обработки, из-за неправильной эксплуатации оборудования, низкого качества ремонта.

Для оценки энергетического совершенства технологического оборудования и эффективности использования энергетических ресурсов требуется выбрать соответствующие критерии. В качестве энергетических критериев широко применяются различного рода КПД, которые в общем случае представляют собой как отношение полезно использованной энергии E_1 к затраченной E_2 :

$$\eta = \frac{E_1}{E_2},$$

где $E_2 = E_{\text{подв}} + E_{\text{внутр}}$ ($E_{\text{подв}}$ – подводимая энергия; $E_{\text{внутр}}$ – энергия, выделяемая внутри аппарата).

Широко применяются механический, электрический и тепловой КПД. Коэффициент полезного действия относится как к отдельным элементам энергетического потока, так и ко всему потоку, равный произведению частных КПД:

$$\eta = \prod_{i=1}^n \eta_i.$$

При оценке энергетического совершенства процесса используется показатель энергетической эффективности процесса преобразования (КПД нетто):

$$\eta = \frac{E_{\Sigma} - E''}{E' + E_{\text{всп}}},$$

а также показатель выхода преобразованных ресурсов

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{E_{\Sigma}}{E'}$$

где E_{Σ} – суммарное количество энергии преобразованных энергоресурсов;

E' – количество энергии в энергоресурсах, поступивших на преобразование;

E'' – количество энергии преобразованных энергоресурсов, израсходованных в том же процессе;

$E_{\text{всп}}$ – количество энергии, подведенной со стороны и использованной для вспомогательных нужд процессов преобразования.

Для различных технологических процессов применяются условные определения полезного использования энергии: в освещении – по световому потоку лампы; в силовых двигательных процессах прямого действия – по расходу энергии, необходимому для процесса в соответствии с теоретическим расчетом; в термических процессах – по теоретическому расходу энергии на нагрев, плавку, испарение и проведение эндотермических реакций; в отоплении, вентиляции, кондиционировании, горячем водоснабжении и хладоснабжении – по количеству тепла, полученного потребителем; в электрофизических и электрохимических процессах – по расходу энергии в соответствии с теоретическим расчетом; в средствах связи и управления – по подведенной энергии.

2.3. Показатели использования энергии

Показатели использования энергии характеризуют технологическую и экономическую деятельность предприятия. Они служат для контроля за потреблением энергии и являются основой для планирования энергопотребления по предприятиям, отраслям и всему народному хозяйству. Структура энергопотребления может быть представлена следующими показателями:

электроэнергетическим коэффициентом, МВт·ч/т:

$$\beta_{\varepsilon} = \frac{\varepsilon}{B};$$

теплоэнергетическим коэффициентом, ГДж/т:

$$\beta_q = \frac{Q}{B};$$

топливоэнергетическим коэффициентом, т/т:

$$\beta_{B_H} = \frac{B_H}{B};$$

теплоэлектрическим коэффициентом, ГДж/МВт·ч:

$$\beta_{\varepsilon Q} = \frac{Q}{\varepsilon};$$

электротопливным коэффициентом, МВт·ч/т:

$$\beta_{\varepsilon B_H} = \frac{\varepsilon}{B_H},$$

где B – сумма всех видов энергии (в перерасчете на условное топливо), потребленной отраслью, предприятием;

ε – годовое потребление электроэнергии;

Q – годовое потребление тепловой энергии;

$$B = \varepsilon' + Q' + B_H,$$

где ε' – годовое потребление электроэнергии (в перерасчете на условное топливо);

Q' – годовое потребление тепловой энергии (в перерасчете на условное топливо);

B_H – годовое потребление топлива, непосредственно используемого в технологических процессах.

Существует связь между потреблением энергии и стоимостью основных производственных фондов, а также среднесписочной численностью промышленно-производственного персонала, которая характеризуется следующими показателями:

энергоемкостью основных производственных фондов, т/долл.;

$$\beta_{\text{энф}} = \frac{B}{K};$$

электроемкостью основных производственных фондов, МВт·ч/долл.:

$$\beta_{\text{эл}} = \frac{\mathcal{E}}{K};$$

энерговооруженностью труда, т·год/чел.:

$$\beta_{\text{энтр}} = \frac{B}{n};$$

электровооруженностью труда, МВт·ч/чел.:

$$\beta_{\text{элтр}} = \frac{\mathcal{E}}{n}.$$

Весьма важным показателем эффективности использования энергоресурсов является энергоемкость продукции, т у.т./ед. прод.:

$$\beta_{\text{эни}} = \frac{\Sigma B}{V},$$

где n – среднесписочная численность персонала;

V – годовой объем продукции в натуральном, условном или стоимостном выражении;

$\sum B$ – сумма всех видов энергии;

электроемкостью продукции, кВт·ч/ед. прод.:

$$\beta_{\text{элв}} = \frac{\sum \mathcal{E}}{V},$$

где $\sum \mathcal{E}$ – суммарное годовое потребление электроэнергии, кВт·ч/год;

теплоемкостью продукции, ГДж/ед. прод.:

$$\beta_{\text{тн}} = \frac{Q}{V},$$

где Q – суммарное годовое потребление тепла;

энергоемкостью валового внутреннего продукта, т у.т./тыс. долл.;

$$\beta_{\text{энввп}} = \frac{B}{D},$$

где D – внутренний валовой продукт.

2.4. Использование энергоресурсов низкого потенциала

Стремление уменьшить затраты первичной энергии (потребление топлива) без снижения, а во многих случаях с увеличением отдачи энергии конечному потребителю за счет более рационального способа преобразования – одна из тенденций современной техники. Это может касаться систем теплоснабжения зданий и промышленных объектов. Отдавая в конечном виде низкотемпературную энергию (вода ниже 100 °С, воздух ниже 50 °С), эти системы потребляют для нагрева высококачественное топливо в котельных либо электроэнергию,

поэтому с целью экономии топлива целесообразно применение низкопотенциальных энергоресурсов разных видов.

Использование тепла низкотемпературных источников является проблемой, которая имеет исключительно большое практическое применение. Эта проблема может быть разрешена использованием тепловых насосов.

2.4.1. Теплонасосная установка

Тепловой насос – машина, позволяющая осуществить передачу тепла от менее нагретого тела (окружающей среды) к более нагретому за счет затраты механической энергии. Процессы, происходящие в тепловом насосе, обратны процессам, осуществляемым рабочим телом в холодильной машине.

Работа теплового насоса состоит в следующем: в испарителе I (рис. 2.2) происходит парообразование низкокипящего рабочего тела (аммиак, фреон) за счет тепла, воспринятого от окружающей среды (допустим речной воды); образовавшийся пар сжимается в компрессоре II с повышением температуры от T_0 до температуры T (зависящей от степени сжатия в компрессоре); затем пар поступает в конденсатор III, где он конденсируясь отдает теплоту в отопительную систему, образовавшийся при этом конденсат рабочего тела (фреона) направляется в дроссельный вентиль IV, в котором происходит понижение его давления от P до P_0 , после этого конденсат вновь поступает в испаритель.

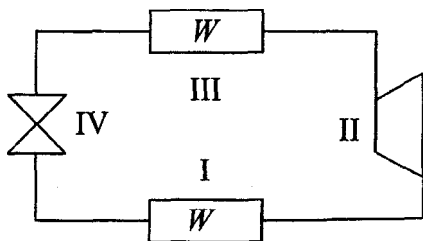


Рис. 2.2. Тепловой насос:

I – испаритель; II – компрессор; III – конденсатор; IV – дроссельный вентиль

На рис. 2.3 представлен в системе координат TS идеальный цикл теплонасосной установки: 1-2 – процесс парообразования рабочего тела (фреона) в испарителе; 2-3 – процесс сжатия пара в компрессоре; 3-1 – процесс с начала охлаждения, а затем конденсация пара в конденсаторе с отдачей тепла в отопительную систему.

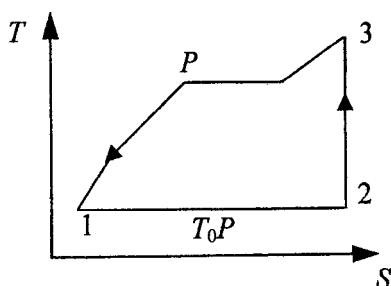


Рис. 2.3

Цикл теплонасосной установки. Обозначим тепло, получаемое рабочим телом (фреоном) в испарителе от речной воды, через q_0 (при температуре T_0), тепло, отдаваемое паром (фреоном) в отопительную систему (в испарителе), – через q (при температуре $T > T_0$) и затраченную работу на осуществление цикла – через l , тогда

$$q = q_0 + Al,$$

где A – тепловой эквивалент работы.

Отношение $\frac{q}{Al}$, т.е. тепла, отданного в отопительную систему, к затраченной работе, называется коэффициентом теплоиспользования (коэффициент теплоиспользования $E > 1$).

Из рисунка следует, что

$$q = i_3 - i_1;$$

$$q_0 = i_2 - i_1;$$

$$Al = q - q_0 = (i_3 - i_1) - (i_2 - i_1) = i_3 - i_2,$$

тогда $E = \frac{q}{Al} = \frac{i_3 - i_1}{i_3 - i_2}$.

Значения энтальпий i_1, i_2, i_3 могут быть найдены по соответствующей диаграмме iS .

Если бы теплонасосная установка работала по циклу Карно, то коэффициент теплоиспользования был бы равен

$$E = \frac{q}{Al} = \frac{T}{T - T_0}$$

или

$$E = \frac{1}{1 - \frac{T_0}{T}}.$$

Таким образом, при постоянстве температуры T_0 (речной воды) коэффициент теплоиспользования теплонасосной установки, работающей по циклу Карно, является обратной функцией температуры T , при которой рабочее тело отдает тепло в отопительную систему.

Пример. Температура речной воды $T_0 = 275$ К, температура рабочего тела, при которой отдается тепло в отопительную систему, $T = 340$ К ($t = 67$ °С). Найти коэффициент использования тепла:

$$E = \frac{T}{T - T_0} = \frac{340}{340 - 275} = 5,2;$$

$$q = 5,2 \cdot Al.$$

Это отношение показывает, что тепловой насос передает в отопительную систему теплоту, которая в 5,2 раза больше теплового эквивалента израсходованной на насос работы.

2.4.2. Тепловая труба

Тепловая труба представляет собой устройство, обладающее очень высокой теплопроводностью и способное передавать большие тепловые мощности при малых градиентах температуры (была предложена Джекобом Перкинсом, 1766–1849 гг. для выпечки хлеба).

Тепловая труба – это герметизированная труба, частично заполненная жидким теплоносителем и состоящая из участка испарения и участка конденсации. В случае необходимости, обусловленной внешними требованиями, труба может иметь еще одну зону – переходной участок, разделяющий испаритель и конденсатор. Тепловая труба состоит из стенки корпуса, фитиля и парового канала. В зоне нагрева или зоне испарения жидкий теплоноситель испаряется с поглощением теплоты, а в охлаждаемой зоне или зоне конденсации пар, перетекающий из зоны испарения, конденсируется с выделением теплоты. Движение пара в тепловой трубе происходит за счет разности давления насыщенного пара, определяемой разностью температур в зонах. Возвращение жидкости в зону испарения происходит за счет внешних воздействий (например, силы тяжести) или под действием разности капиллярных давлений по капиллярной структуре (фитилю), расположенной чаще всего на стенках.

Эффективность тепловой трубы часто определяется с помощью понятия «эквивалентная теплопроводность» (отношение плотности потока через тепловую трубу к падению температуры на единицу длины трубы), которая в десятки тысяч раз больше, чем теплопроводность Cu, Ag или Al и достигает примерно 10^7 Вт/м·К.

2.5. Биомасса как энергетическое топливо

2.5.1. Использование древесного топлива в Республике Беларусь

Древесное топливо и биомасса остаются важнейшими источниками энергии, в особенности, в развивающихся странах. Поэтому использование биомассы для производства тепловой и электрической энергии в настоящее время привлекает внимание специалистов даже промышленно-развитых стран, так как оно является возобновляемым и управляемым источником энергии.

В промышленно-развитых странах древесное топливо используется для обогрева помещений и получения электроэнергии.

Основными потенциальными источниками биомассы являются древесные отходы биомассы со специальных энергетических плантаций и сельскохозяйственные отходы, в первую очередь, солома. Считается, что на сегодняшний день древесные отходы используются лишь на 10–20 % от потенциально возможного уровня их использования, что открывает перспективы в будущем.

Применение биомассы вместо ископаемого топлива позволит снизить загрязнение окружающей среды, так как в биомассе содержится меньшая концентрация вредных веществ.

Использование древесины в качестве сырья для производства биотоплива обусловлено целым рядом ее достоинств: выход продукции в пересчете на гектар очень высок; из древесины получается значительно больше биомассы, чем из любого другого источника; разведение лесов требует гораздо меньших капитальных вложений, чем других культур. Кроме того, древесина обладает рядом недостатков, к числу которых следует отнести длительность роста до зрелости, а также тот факт, что главный компонент древесины – лигноцеллюлоза

очень сложна для переработки. Поэтому в ближайшем будущем наиболее удобным и доступным источником биотоплива будут отходы деревообрабатывающей промышленности, но при этом возрастет также роль выращивания энергетического топлива. В этом случае основные затраты будут связаны с очисткой земли и посадкой быстрорастущего твердодревесинного леса, который позволял бы получать годовую продукцию через 5 лет. Подсчитано, что лесоводческая «энергоферма» может ежегодно давать около 30–40 т у.т. с гектара.

Для Республики Беларусь основой биотопливного потенциала могут являться мелкотоварная (дровяная) древесина, которая заготавливается при необходимых лесных вырубках, очистке лесов от захламленности с выборкой сухостойной древесины, отходы лесозаготовок, деревообработки и лесопиления. По прогнозам общий потенциал древесного топлива в виде отходов к 2015 году составит около 7 млн. м³ в год. Однако при использовании низкокачественной древесины и древесных отходов в энергетических целях возникают значительные проблемы, вызванные отсутствием технологии и соответствующих машин и механизмов для сбора и транспортировки лесосечных отходов к местам потребления. Кроме того, отсутствуют соответствующие топливопотребляющие устройства по использованию древесных отходов. Поэтому в промышленно развитых странах разрабатываются новые и совершенствуются существующие эффективные технологии биохимической и термохимической конверсии биомассы с целью получения энергии или ценных производных энергоносителей и продуктов (кокс, сорбенты, синтезгаз, легкие и тяжелые жидкие топлива). Но биомасса имеет низкую теплотворную способность, высокую влажность, что препятствует также ее использованию. С целью устранения указанных недостатков предложен способ денсификации биотоплива, благодаря которому происходит гранулирование древесного биотоплива, находящего широкое распространение. Гранулирование древесных

отходов осуществляется с помощью специальных пресс – грануляторов. В отличие от брикетов древесные гранулы обычно имеют диаметр 5–15 мм и отношение длины к диаметру не более 4, что позволяет легче механизировать процессы загрузки и разгрузки гранул при транспортировке, используя пневмотранспорт, а также автоматически регулировать подачу топлива в топочное устройство. Древесное брикетированное и гранулированное биотопливо может успешно экспортироваться в другие государства, так как оно имеет высокие теплотехнические характеристики.

Гранулированное топливо изготавливается также из шелухи, соломы, макулатуры, твердых бытовых отходов.

Экономическими показателями биобрикетного производства являются капитальные затраты на строительство завода, себестоимость продукции, производительность труда, расход топлива и электроэнергии на изготовление 1 т брикетов, срок окупаемости капиталовложений.

Используя данные по торфобрикетным заводам можно предположить, что для предприятия с производственной мощностью около 30 тыс. тонн в год удельные капиталовложения составят около 30 долл./т, удельный расход электроэнергии 70–90 кВт·ч/т, срок окупаемости 5–6 лет.

Себестоимость биобрикетов или биогранул может составить 20–15 долл./т. При этом следует отметить, что технико-экономические показатели предприятия по выпуску биобрикетов или биогранул в значительной степени зависят от качеств перерабатываемого биосырья, главным образом, от влажности и плотности.

Себестоимость брикетов или гранул можно представить в виде

$$s = B + \frac{A}{10^3 (a - b \cdot W_H + c\gamma)}, \text{ долл./т,}$$

где A – условно постоянные расходы, долл./т;

B – условно переменные расходы, долл./т;

W_n – начальная влажность сырья, %;

γ – насыпной вес сырья, кг/м³;

a – постоянный коэффициент;

b и c – коэффициенты, показывающие на сколько изменяется выпуск продукции в результате изменения соответственно влажности на 1 % и насыпного веса на 1 кг/м³.

В таблице представлена структура затрат на производство брикетов по отдельным статьям, выраженных в процентах, от себестоимости для пневмопароводяных и пневмогазовых сушилок.

Таблица

Структура себестоимости биобрикетов и биогранул

Статьи затрат	Затраты, %, от типа сушилок	
	Пневно-пароводяные	Пневногазовые
Сырье и топливо (включительно в ...)	50,8	50,3
Электроэнергия	11,1	6,6
Заработная плата	8,0	14,0
Амортизация	8,1	5,8
Текущий ремонт	7,1	4,7
Цеховые	6,2	8,0
Общепроизводственные	8,0	10,1
Прочие производственные	0,7	0,5
Итого	100	100

Таким образом, из таблицы видно, что 50 % затрат на производство брикетов или гранул составляют затраты на сырье и топливо, включая технологический пар. Затраты на топливо и пар составляют около 50 %.

Отметим, что у нас цена древесных отходов в виде опилок, кусковых отходов лесопиления в зависимости от вида деревьев находится в пределах 3–10 долл./м³.

При изготовлении древесных биобрикетов или биогранул можно использовать смеси, состоящие как из разных видов древесных отходов, так из различных добавок, улучшающих качественные показатели топлива. Например, теплотворную способность, а также экономические показатели завода-изготовителя можно обеспечить за счет составления смеси, состоящей из топлив разной калорийности.

Ниже приведен расчет себестоимости производства 1 т древесных брикетов, при этом использованы некоторые данные по производству торфяных брикетов на торфобрикетных заводах.

Себестоимость производства S_{Σ} древесных брикетов включает следующие затраты:

$$S_{\Sigma} = S_{\text{м}} + S_{\text{q}} + S_{\text{э}} + S_{\text{зп}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{тр}} + S_{\text{ц}} + S_{\text{оз}} + S_{\text{пр}},$$

где $S_{\text{м}}$ – затраты на сырье;

S_{q} – затраты на тепловую энергию;

$S_{\text{э}}$ – затраты на электроэнергию;

$S_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату;

$S_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления;

$S_{\text{тр}}$ – затраты на текущий ремонт;

$S_{\text{ц}}$ – цеховые затраты;

$S_{\text{оз}}$ – общезаводские затраты;

$S_{\text{пр}}$ – прочие затраты.

2.5.2. Эффективность производства биобрикетов

Будем считать, что удельные капиталовложения при производстве древесных отходов, а также все остальные составляющие затрат, кроме затрат на сырье, не будут превышать затрат на производство торфяных брикетов.

По прейскуранту цен среднюю стоимость древесных отходов примем 5 долл./т. Удельные капиталовложения $K = 30$ долл./т; удельный расход электроэнергии $\mathcal{E} = 70$ кВт·ч/т; удельный расход тепловой энергии $Q = 1$ ГДж/т; удельная составляющая по заработной плате $S_{зп} = 2,4$ долл./т.

Удельные амортизационные отчисления $S_{ам} = 0,1 \cdot K = 0,1 \cdot 30 = 3$ долл./т; удельные затраты на текущий ремонт $S_{тр} = 0,6$ долл./т; удельные цеховые затраты $S_{ц} = 2,1$ долл./т; удельные общезаводские затраты $S_{оз} = 2,7$ долл./т; удельные затраты по электроэнергии $S_3 = C_3 \cdot \mathcal{E} = 0,04 \cdot 70 = 2,8$ долл./т; удельные затраты по теплоэнергии $S_q = C_q \cdot Q = 3 \cdot 1 = 3$ долл./т. Прочие удельные производственные затраты $S_{пр} = 0,2$ долл./т, тогда себестоимость 1 т древесных брикетов

$$S = 5 + 2,8 + 3 + 2,4 + 3 + 0,6 + 2,1 + 2,7 + 0,2 = 21,8 \text{ долл./т.}$$

Определим цену древесных брикетов, приняв рентабельность предприятия 20 %

$$C_{бр} = \frac{S}{1 - R} = \frac{21,8}{1 - 0,2} = 27,25 \text{ долл./т.}$$

Тогда прибыль, получаемая предприятием при выпуске 30000 т древесных брикетов в год будет равна

$$Pr = (27,25 - 21,8)30000 = 163500 \text{ долл./год.}$$

Общие капиталовложения в предприятие

$$K = 30 \cdot 30000 = 900000 \text{ долл.}$$

Срок окупаемости предприятия

$$T_{ок} = K / Pr = 900000 / 161400 \approx 6 \text{ лет.}$$

С помощью экономического критерия чистой текущей стоимости оценки эффективность предприятия по производству древесных брикетов равна

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF}{(1+r)^t} - K > 1,$$

где $CF = \text{Пр}$ – денежные поступления;

r – норма дисконтирования, равная 0,1;

K – капитальные вложения;

t – срок службы предприятия, равный 20 годам:

$$NPV = \sum_{t=1}^{20} \frac{163500}{(1+0,1)^t} - 900000 > 1.$$

Из этой формулы имеем, что уже через 9 лет NPV будет положительной величиной.

2.6. Применение ГТУ и ПГУ – эффективный метод энергосбережения

Одним из актуальных направлений в современной энергетике является надстройка генерирующих мощностей на действующих и строящихся тепловых электростанциях, газотурбинных и парогазовых установок, а на действующих производственных и отопительных котельных – перевод их на когенерацию, что увеличит коэффициент полезного использования топлива на 10–15 %.

Перевод котельных на когенерацию может осуществляться за счет установки газопоршневых установок (ГПУ) – двигатели, работающие на газовом топливе, газотурбинных установок (ГТУ), некоторые варианты ПГУ – ТЭЦ и ГТУ – ТЭЦ, создаваемые на базе котельных, обеспечивают КПД по отпуску электроэнергии в теплофикационном режиме до 76–79 %.

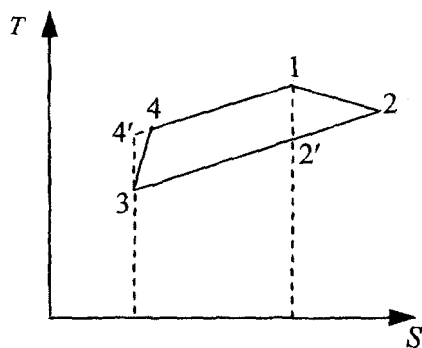
Относительный внутренний КПД турбины рассчитывается по формуле

$$\eta_{oi} = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_2'}$$

где T_1 – температура газа на входе в турбину;

T_2 – температура газа (реальная) в конце расширения на выходе из турбины.

На рис. 2.4 в T - S -диаграмме показаны совмещенные термодинамические и действительные циклы ГТУ со сгоранием при постоянном давлении.



Мощность на валу ГТУ

$$N_T = \frac{GH_T}{3600} \eta_{oi}$$

где G – расход газа;

H_T – адиабатический теплоперепад;

η_{oi} – относительный КПД турбины.

Внутренняя мощность, потребляемая осевым компрессором ГТУ с учетом охлаждения воздухом, определяется по формуле

$$N_{ik} = \frac{G_{kc} H_k}{\eta_k}$$

где H_k – работа сжатия воздуха компрессором, кДж/кг:

$$H_k = T_{нв} C_p (\pi_k^{R_b / C_{pm}} - 1);$$

где $T_{нв}$, C_p – температура, К, и теплоемкость, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, наружного воздуха;

$R_B = 0,287 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$ – газовая постоянная воздуха;

C_{pm} – среднеарифметическое значение среднелогарифмических теплоемкостей воздуха в интервале температур $T_{HB} - T_{KK}$;

η_K – КПД компрессора;

G_{KC} – расход воздуха, поступающего в камеру сгорания ГТУ, кг/с.

$\eta_K = 0,8 - 0,88$ – КПД компрессора (изоэнтропный).

Температура сжатого воздуха за компрессором, К:

$$T_{KK} = T_{HB} \left[1 + \frac{(\pi_K^{R_B/C_{pm}} - 1)}{\eta_K} \right],$$

где $\pi_K = \frac{P_{KK}}{P_{HK}}$ – степень повышения давления.

Электрическая мощность ГТУ (с учетом сжатия воздуха)

$$N^э = (N_{ГТ} \cdot \eta_{ГТ} - \frac{N_{iK}}{\eta_{MK}}) \eta_{ЭГ},$$

где $\eta_{ГТ}$, η_{MK} – КПД ГТ и компрессора с учетом механических потерь;

$\eta_{ЭГ} = 0,3 - 0,35$ – КПД производства электроэнергии ГТУ.

Удельный расход топлива ГТУ $b = \frac{0,123 \text{ кг}}{\eta_{ЭГ} \text{ кВт} \cdot \text{ч}}$.

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии ГТУ

$$q_i = \frac{3600 \text{ кДж}}{\eta_i \text{ кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$\eta_i = \frac{T_1 \left[\left(1 - \frac{1}{\pi_k^{\frac{k-1}{k}}}\right) \eta_{oi} - \frac{1}{\eta_k \cdot \frac{T_1}{T_3}} (\pi^{k-1/k} - 1) \right]}{(T_4 - T_1) \frac{1}{\eta_{kc}^T}},$$

где η_{kc}^T – тепловой КПД камеры сгорания;

k – показатель адиабаты;

T_4 – температура газа в конце сжатия;

T_3 – температура газа на входе в компрессор.

Надстройка существующего оборудования газовыми турбинами.

1. Мощность, обеспечиваемая выхлопными газами от ГТУ:

$$N_{вг} = \frac{N_{гту} \cdot (1 - \eta_{гту})}{\eta_{гту}}, \text{ МВт},$$

где $\eta_{гту}$ – электрический КПД газовой турбины;

$N_{гту}$ – электрическая мощность ГТУ, МВт.

2. Полезная мощность выхлопных газов

$$N_{вг}^{\text{пол}} = N_{вг} \cdot \eta_{ку} \cdot \eta_{пп} \cdot \eta_{пту}, \text{ МВт},$$

где $\eta_{ку}$, $\eta_{пп}$, $\eta_{пту}$ – КПД котла-утилизатора, паропровода, паровой турбины.

3. Мощность, необходимая для обеспечения номинальной работы паровой турбины, т.е. дополнительное сжигание природного газа в котле-утилизаторе:

$$N_{\text{доп}} = N_{пту} - N_{вг}^{\text{пол}}, \text{ МВт}.$$

4. Суммарная мощность парогазовой установки

$$N_{\text{пгу}} = (N_{\text{пгу}} + N_{\text{гту}}), \text{ МВт.}$$

5. Энергия, подводимая к газотурбинной установке:

$$N_{\text{подв}}^{\text{гту}} = \frac{N_{\text{гту}}}{\eta_{\text{гту}}}, \text{ МВт.}$$

6. Количество условного топлива, необходимое для получения данного количества энергии при сжигании в камере сгорания ГТУ:

$$B_{\text{гту}}^{\text{ээ}} = \frac{N_{\text{подв}}^{\text{гту}} \cdot 3600}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{кс}}} = N_{\text{подв}}^{\text{гту}} \frac{0,123}{\eta_{\text{кс}}} \text{ т у.т./ч,}$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания условного топлива 29300 кДж;
3600 – коэффициент перевода кВт·ч в кДж;
 $\eta_{\text{кс}}$ – КПД камеры сгорания.

7. Удельный расход топлива ГТУ на выработку 1 кВт·ч:

$$b_{\text{гту}}^{\text{ээ}} = \frac{B_{\text{гту}}^{\text{ээ}}}{N_{\text{гту}} + N_{\text{вг}}^{\text{пол}}}, \text{ г у. т./кВт·ч.}$$

8. Удельный расход парогазового блока на выработку 1 кВт·ч

$$b_{\text{пгу}}^{\text{ээ}} = \frac{b_{\text{гту}}^{\text{ээ}} \cdot (N_{\text{гту}} + N_{\text{вг}}^{\text{пол}}) + b_{\text{пгу}}^{\text{ээ}} \cdot (N_{\text{пгу}} - (N_{\text{гту}} + N_{\text{вг}}^{\text{пол}}))}{N_{\text{пгу}}} \text{ г у.т./кВт·ч,}$$

где $b_{\text{пгу}}^{\text{ээ}}$ – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии паротурбинной установкой, г у.т./кВт·ч.

Экономия топлива в данном случае складывается из двух частей. Первая – это эффект, обусловленный снижением удельного расхода топлива с $b_{\text{пту}}^{\text{эз}}$ на $b_{\text{пту}}^{\text{зз}}$. Вторая часть – ввод новой мощности, равной $N_{\text{гту}}$ с меньшим расходом топлива, чем на замещающей КЭС. Принимая потери электроэнергии в сетях $\Delta\mathcal{E}_{\text{эс}}$ от отпущенной мощности в сеть, полная величина экономии топлива найдется по формуле

$$\Delta B_{\text{у}} = \left[(b_{\text{пту}}^{\text{эз}} - b_{\text{пту}}^{\text{зз}}) \cdot N_{\text{пту}} \cdot h_{\text{и}} + (b_{\text{кэс}}^{\text{эз}} - b_{\text{пту}}^{\text{зз}}) N_{\text{гту}} \cdot h_{\text{и}} \right] \times \\ \times (1 - \Delta\mathcal{E}_{\text{эс}}) = \Delta b_1 \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{пту}} + \Delta b_2 \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{гту}}, \text{ т у.т.},$$

где $h_{\text{и}}$ – число часов использования установленной мощности, ч;
 $b_{\text{пту}}^{\text{эз}}$ – удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч на замещающей КЭС равен 320 г у.т./кВт·ч.

3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ

3.1. Энергетические ресурсы

Энергетическими ресурсами называются выявленные и учтенные природные источники и запасы различных видов энергии, пригодных для использования их в различных сферах. Энергетические ресурсы отличаются от природных запасов энергии, которые практически бесконечны. Энергетические ресурсы разделяются на топливные (уголь, торф, дрова, нефть и др.), нетопливные (гидроэнергия, энергия ветра, воды и др.), возобновляемые и невозобновляемые, первичные и вторичные.

Потенциал запасов энергоресурсов определяется показателями их получения и использования. Для соизмерения ресурсов и определения действительной экономичности и расходования

чаще всего используются понятия «условного топлива». Его низшую теплоту сгорания Q_H^P принимают равной $29300 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ (7000 ккал/кг) или тонна нефтяного эквивалента (ТНЕ) с теплотой сгорания Q_H^P равной 40000 кДж/кг (10000 ккал/кг).

Задача № 1

Пласт бурого угля залегают на глубине 50 м от уровня земли. Средняя толщина пласта составляет $h = 3$ м. Общая протяженность пласта $L = 10$ км, ширина пласта $S = 5$ км. Плотность органической массы $\gamma = 1,100 \frac{\text{т}}{\text{м}^3}$.

Средняя низшая теплота сгорания угля $Q_H^P = 8000 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Определить запасы угля в условном топливе.

Решение.

Величина запасов угля определяется по формуле

$$B = \frac{L \cdot S \cdot h \cdot \gamma Q_H^P}{Q_{\text{НУ}}^P} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 1,1 \cdot 8000}{29300} = 41 \cdot 10^6 \text{ т у.т.}$$

Задача № 2

Прогнозные запасы горючих сланцев оцениваются в 11 млрд.т.

Низшая теплота сгорания сланцев $Q_H^P = 6000 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Определить запасы сланцев в условном топливе.

Решение.

$$B_y = \frac{B_c \cdot Q_H^P}{Q_{\text{НУ}}^P} = \frac{11 \cdot 10^9 \cdot 6000}{29300} \cong 2,25 \cdot 10^9 \text{ т у.т.}$$

Задача № 3

Площадь торфяного массива $F = 5000$ га. Средняя глубина залегания $h = 2$ м. Возможный коэффициент использования залежи $\eta_{\text{исп}} = 0,75$. Плотность торфяной массы $\gamma = 0,9 \frac{\text{т}}{\text{м}^3}$. Влажность торфяной массы в залеже $W_1 = 80$ %, расчетная влажность товарного фрезерного торфа $W_2 = 40$ %. Низшая теплота сгорания фрезерного торфа $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = (4650 - 52,5W_2)4,19 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Определить запасы торфа в условном топливе.

Решение.

Запасы торфа в условном топливе составят

$$B = Fh\gamma \cdot \eta_{\text{исп}} \left(\frac{100 - W_1}{100 - W_2} \right) \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}} = 5000 \cdot 10^{-12} \cdot 0,9 \cdot 0,75 \times \\ \times \left(\frac{100 - 80}{100 - 40} \right) \cdot \frac{(4650 - 52,5 \cdot 40) \cdot 4,19}{29300} \approx 0,82 \cdot 10^7 \text{ т у.т.}$$

Задача № 4

Энергоресурсы реки определяются по участкам с маломежняющимся уклоном. Длина i -го участка $L_i = 30$ км.

Средний многолетний расход воды в начале участка $V_1^i = 18 \text{ м}^3/\text{с}$, в конце участка $V_2^i = 20 \text{ м}^3/\text{с}$. Среднее удельное падение на 1 км участка реки $h_{\text{уд}} = 0,1$ м. Потенциальные гидроэнергоресурсы условно определяются за период $T^{\Sigma} = 20$ лет.

Определить потенциальные энергоресурсы участка реки (в т.у.т.).

Решение.

Из уравнения

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭ}}^{\text{пот}} = 9,81 \frac{V_1^i + V_2^i}{2} \cdot \eta_{\text{ГЭ}} L^i 8760 T^{\Sigma}$$

определим выработку энергии на участке реки

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭ}}^{\text{пот}} = 9,81 \frac{18 + 20}{2} \cdot 0,1308760 \cdot 20 = 97966584 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Перевод $\mathcal{E}_{\text{ГЭ}}^{\text{пот}}$ в условное топливо осуществим прямым пересчетом исходя из удельного расхода условного топлива на 1 кВт·ч при $b_3 = 0,35 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

$$B_{\text{ГЭ}}^{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭ}}^{\text{пот}} \cdot b_3 \eta_i = 97966584 \cdot 0,35 \cdot 0,9 = 30859474 \text{ кг у.т.},$$

где η_i – коэффициент использования гидроресурсов при пре-
вращении их в электрическую энергию.

3.2. Энергетический баланс

Баланс представляет собой систему взаимосвязанных показателей, характеризующих наличие (возможности получения) каких-либо ресурсов и их использование по целевому назначению.

Энергетический баланс имеет целью обоснование путей и средств наиболее целесообразного, взаимоувязанного развития всех звеньев топливно-энергетического комплекса страны, района, отрасли, предприятия.

Баланс состоит из расходной и приходной частей. В расходной части баланса дается комплексная характеристика структуры потребления и необходимых масштабов производства всех

видов энергии. Приходная часть баланса характеризует структуру и необходимые масштабы получения энергоресурсов.

Задача № 5

В энергосистеме произведено в год 31,2 млрд. кВт·ч электроэнергии, импорт составил 3,78 млрд. кВт·ч, экспорт – 1,12 млрд. кВт·ч. Определить общий баланс потребления электроэнергии в энергосистеме.

Решение.

$$\mathcal{E}_{\text{потр}} = \mathcal{E}_{\text{пр}} + \mathcal{E}_{\text{экс}} - \mathcal{E}_{\text{имп}} = 31,2 + 3,78 - 1,12 = 33,86 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Задача № 6

Совмещенный максимум нагрузки на вводах внутренних потребителей энергосистемы $P_{\text{max}}^n = 5000$ МВт. Энергосистема во время максимума нагрузки получает от соседней энергосистемы $N_{\text{вх}} = 500$ МВт. Мощность, выдаваемая данной энергосистемой в другую смежную энергосистему, $N_{\text{вых}} = 800$ МВт. Средний расход мощности на собственные нужды энергосистемы $\Delta N_{\text{сн}} = 5,5\%$. Потери мощности в электрических сетях, связанные с обеспечением внутренних потребителей $\Delta N_{\text{пс}} = 10\%$. Потери мощности в электрических сетях, связанные с передачей мощности соседним энергосистемам, $\Delta N'_{\text{чс}} = 5\%$, и с транзитом мощности, $\Delta N''_{\text{пс}} = 6\%$. Суммарный резерв мощности, предусмотренный в энергосистеме во время максимума нагрузки, $N_{\text{р}} = 200$ МВт. Суммарная установленная мощность электростанций $N_4^{\text{КЭС}} = 3600$ МВт, $N_4^{\text{ГЭЦ}} = 3300$ МВт, $N_4^{\text{ГЭС}} = 74$ МВт.

Составить баланс электрической мощности в целом по энергосистеме.

Решение.

Определяем максимальный переток мощности от данной энергосистемы в соседнюю

$$N_{\Pi}^c = N_{\text{вых}} \frac{100}{100 - \Delta N'_{\text{пс}}} - N_{\text{вх}} = 800 \frac{100}{100 - 5} - 500 = 342 \text{ МВт.}$$

Транзит мощности через энергосистему

$$N_{\text{тр}} = N_{\text{вх}} = 500 \text{ МВт.}$$

Потери мощности в электросетях системы, связанные с внутренним потреблением:

$$N'_{\text{пс}} = P_{\text{мак}}^{\Pi} \left(\frac{100}{100 - \Delta N_{\text{пс}}} - 1 \right) = 5000 \left(\frac{100}{100 - 10} - 1 \right) = 555 \text{ МВт.}$$

Потери, связанные с отпуском мощности внешним энергосистемам:

$$\begin{aligned} N''_{\text{пс}} &= (N_{\text{вых}} - N_{\text{вх}}) \left(\frac{100}{100 - \Delta N'_{\text{пс}}} - 1 \right) = \\ &= (800 - 500) \left(\frac{100}{100 - 5} - 1 \right) = 16 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Потери, связанные с транзитом мощности:

$$N'''_{\text{пс}} = N_{\text{вх}} \left(\frac{100}{100 - \Delta N''} - 1 \right) = 500 \left(\frac{100}{100 - 6} - 1 \right) = 32 \text{ МВт.}$$

Расход мощности на собственные нужды во время максимума нагрузки

$$N_{\text{сн}} = (P_{\text{max}}^{\text{п}} \frac{100}{100 - \Delta N_{\text{пс}}} + N_{\text{п}}^{\text{с}}) (\frac{100}{100 - \Delta N_{\text{сн}}} - 1) =$$

$$= (5000 \frac{100}{100 - 10} + 342) (\frac{100}{100 - 5,5} - 1) = 537 \text{ МВт.}$$

В таблице представлен баланс электрической мощности.

Баланс электрической мощности

Расходная часть баланса	Приходная часть баланса
<p>1. Совмещенный максимум на вводах внутренних потребителей $P_{\text{тах}}^{\text{п}} = 5000 \text{ МВт}$</p> <p>2. Отпуск мощности из данной энергосистемы в соседнюю во время максимума нагрузки $N_{\text{вых}} = 800 \text{ МВт}$</p> <p>3. Потери мощности в сетях $N_{\text{пс}} = N'_{\text{пс}} + N''_{\text{пс}} + N'''_{\text{пс}} =$ $= 889 + 16 + 32 = 937 \text{ МВт,}$ где $N'_{\text{пс}} = 889 \text{ МВт}$ – потери мощности с внутренним электропотреблением; $N''_{\text{пс}} = 16 \text{ МВт}$ – потери мощности с внешним отпуском; $N'''_{\text{пс}} = 32 \text{ МВт}$ – потери мощности с транзитом</p> <p>4. Расход мощности на собственные нужды электростанций $N_{\text{сн}} = 537 \text{ МВт}$ необходимый резерв мощности в энергосистеме $N_{\text{р}} = 200 \text{ МВт}$</p> <p>Итого: расход мощности $N_{\text{max}} = 7474 \text{ МВт}$</p>	<p>1. Суммарная располагаемая мощность электростанций $N_{\text{расп}}^{\Sigma}$:</p> <p>а) установленная мощность КЭС $N_4^{\text{КЭС}} = 3600 \text{ МВт}$</p> <p>б) установленная мощность ТЭЦ $N_4^{\text{ТЭЦ}} = 3300 \text{ МВт}$</p> <p>в) установленная мощность ГЭС $N_4^{\text{ГЭС}} = 74 \text{ МВт}$</p> <p>г) мощность, полученная из соседней энергосистемы: $N_{\text{вх}} = 500 \text{ МВт}$</p> <p>Итого: $N_{\text{расп}}^{\Sigma} = 7474 \text{ МВт}$</p>

Задача № 7

КПД газовой плиты $\eta_{\text{ГП}} = 0,55$; КПД электрической плиты $\eta_{\text{ЭП}} = 0,85$. Теплота сгорания природного газа

$$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 34300 \text{ кДж/нм}^3.$$

Тариф на газ для бытовых нужд

$$T_{\text{Г}} = 0,1 \text{ долл./нм}^3,$$

тариф на электроэнергию

$$T_{\text{Э}} = 0,06 \text{ долл./кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определить эквивалент газа по электроэнергии, стоимость 1 ГДж, полезно отпущенного потребителю за счет газа и электроэнергии, соотношение затрат потребителя при электроэнергии и газе для получения одного и того же полезного количества тепла.

Решение.

Эквивалент природного газа по электроэнергии равен

$$E_{\text{Э}} = \frac{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ГП}}}{3600 \eta_{\text{ЭП}}} = \frac{34300 \cdot 0,55}{3600 \cdot 0,85} = 6,16 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{нм}^3}.$$

Стоимость 1 ГДж для приготовления пищи за счет газа

$$C_q^{\text{Г}} = \frac{10^6 \cdot T_{\text{Г}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \eta_{\text{ГП}}} = \frac{106 \cdot 0,1}{34300 \cdot 0,55} = 5,3 \frac{\text{долл.}}{\text{ГДж}}.$$

За счет электроэнергии

$$C_q^э = \frac{10^6 \cdot T_э}{3600 \cdot \eta_{эп}} = \frac{106 \cdot 0,06}{3600 \cdot 0,85} = 19,6 \frac{\text{долл.}}{\text{ГДж}}.$$

Соотношение затрат потребителя при электроэнергии и газе

$$\frac{C_q^э}{C_q^г} = \frac{19,6}{5,3} \approx 3,7.$$

3.3. Энергосбережение за счет повышения эффективности использования энергоресурсов

Эффективность использования энергоресурсов в процессе производства энергии с помощью паросиловых установок характеризуется особенностями термодинамических циклов. Цикл Карно обладает наибольшим термическим КПД, который не зависит от природы рабочего тела и определяется температурами источника и холодильника по формуле

$$\eta_t = 1 - \frac{T_2}{T_1},$$

где T_1 – абсолютная температура источника тепла;

T_2 – абсолютная температура холодильника.

Термический КПД паросиловой установки зависит от начальных и конечных параметров рабочего тела и определяется по формуле

$$\eta_t = \frac{i_1 - i_2}{i_1 - i_2'},$$

где i_1 – энтальпия острого пара при давлении P_i и температуре t ;

i_2 – энтальпия отработавшего пара при давлении P_2 ;

i_2' – энтальпия конденсата.

Задача № 8

На заводской ТЭЦ установлены две паровые турбины с противодавлением 4000 кВт каждая. Весь пар из турбины направляется на производство, откуда он возвращается обратно в котельную в виде конденсата. Турбины работают с полной нагрузкой при следующих параметрах пара:

$$P_1 = 3,5 \text{ МПа}; \quad t_1 = 435 \text{ }^\circ\text{C}; \quad P_2 = 0,12 \text{ МПа}.$$

Турбины работают по циклу Ренкина. Определить часовой расход топлива, если КПД котельной $\eta_k = 0,88$, а теплота сгорания топлива $Q_H^p = 28500 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

$$Q_H^p = 28500 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Решение.

По диаграмме i - S находим параметры процесса энтальпии пара $i_1 = 3306 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$; $i_2 = 2552 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$; энтальпия конденсата

$i_2^k = 437,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$. Определим удельный расход пара на турбину

на производство электроэнергии

$$d_0 = \frac{3600}{i_1 - i_2} = \frac{3600}{3306 - 2552} \approx 4,78 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Часовой расход пара, потребляемого турбиной:

$$D_0 = d_0 N = 4,78 \cdot 8000 = 38240 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Так как все тепло пара направляется на производство, а от туда возвращается в виде конденсата, то количество тепла, сообщаемого пару в котельной, равно

$$Q_k = D_0(i_1 - i_2^k) = 38240(3306 - 437,5) = 109700000 \text{ кДж/ч.}$$

Расход топлива на котельной определяется из уравнения

$$B_{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_k}{Q_{\text{H}}^p \cdot \eta_k} = \frac{109700000}{28500 \cdot 0,88} = 4374 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Задача № 9

Для условий предыдущей задачи подсчитать расход топлива в случае, если вместо комбинированной выработки электрической и тепловой энергии будет осуществляться раздельная выработка электроэнергии на конденсационной установке, а тепловой энергии – в котельной низкого давления. Конечное давление в конденсационной установке $P_k = 0,004$ МПа. КПД котельной $\eta_k = 0,88$, КПД турбоагрегата $\eta_{\text{та}} = 0,45$.

Решение.

По диаграмме i - S находим $i_1 = 3306 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$. При давлении в конденсаторе энтальпия пара перед конденсатором $i_k = 2095 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$. Энтальпия конденсата после конденсатора $i_k^1 = 120 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Удельный расход пара турбиной

$$d_0 = \frac{3600}{i_1 - i_k} = \frac{3600}{3306 - 2095} = 2,973 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Полный расход пара

$$D_0 = d_0 N = 2,973 \cdot 8000 = 23782 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Количество тепла, сообщаемого пару в котельной КЭС:

$$Q_k = D_0 (i_i - i_k) = 23782 (3306 - 120) = 75769452 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}.$$

Расход топлива в котельной КЭС

$$B_{\text{КЭС}} = \frac{Q_k}{Q_{\text{H}}^p \eta_k \eta_{\text{та}}} = \frac{75769452}{28500 \cdot 0,88 \cdot 0,45} = 6713,6 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Количество тепла потребляемого производством и сообщаемого пару в котельной низкого давления:

$$Q_{\text{пр}} = \pi_0 (i_2 - i_2^k) = 38240 (2552 - 437,5) = 80858480 \text{ кДж/ч}.$$

Расход топлива в котельной низкого давления

$$B_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{H}}^p \eta_k} = \frac{80858480}{28500 \cdot 0,88} = 3224 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Суммарный расход топлива в обеих котельных

$$B_{\Sigma} = 6713,6 + 3224 = 9938 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}.$$

Экономия топлива на ТЭЦ в сравнении с отдельным производством тепловой и электрической энергии

$$\Delta B_0 = \frac{B_{\Sigma} - B_{\text{ТЭЦ}}}{B_{\Sigma}} = \frac{9938 - 4374}{9938} = 0,55.$$

Коэффициент использования теплоты топлива в случае комбинированного производства тепловой и электрической энергии

$$K_k = \frac{3600N + Q_{\text{пр}}}{B_{\text{ТЭЦ}} Q_{\text{н}}^p} = \frac{3600 \cdot 8000 + 80858480}{4374 \cdot 28500} = 0,88.$$

Коэффициент использования теплоты топлива в случае раздельного производства тепловой и электрической энергии

$$K_p = \frac{3600 \cdot 8000 + 80858480}{9938 \cdot 28500} \approx 0,39.$$

Задача № 10

Паросиловая установка работает по циклу Ренкина. Параметры пара $P_1 = 2,0$ МПа, $t_1 = 300$ °С. Давление в конденсаторе $P_2 = 0,004$ МПа.

Определить термический КПД цикла Ренкина.

Решение.

Термический КПД цикла Ренкина определяем по формуле

$$\eta_t = \frac{i_1 - i_2}{i_1 - i_2^1},$$

где i_1 и i_2 – начальное и конечное значение энтальпии пара в адиабатном процессе расширения пара;

i_2^1 – энтальпия кипящей жидкости (конденсата) при давлении P_2 .

По диаграмме i - S находим $i_1 = 3030 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$; $i_2 = 2036 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

$$i_2^1 = t_2 \approx 122 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$\eta_t = \frac{3030 - 2036}{3030 - 122} \approx 0,34.$$

Определить термический КПД цикла Ренкина при давлении $P_1 = 10$ МПа и температуре $t = 540^\circ\text{C}$, $P_2 = 0,004$ МПа и сравнить с предыдущим КПД.

3.4. Энергосбережение за счет использования возобновляемых источников энергии

К возобновляемым источникам энергии, т.е. к тем, ресурсы которых не уменьшаются в зависимости от деятельности человека, относятся: солнечная энергия, гидроэнергия, энергия ветра, энергия морских приливов и отливов, волн, геотермальная энергия, ресурсы которой практически неисчерпаемы, энергия биомассы и т.д.

Страны Европейского Сообщества получают от возобновляемых источников энергии около 16 % электроэнергии. Использование этих ресурсов снижает расход ископаемых топлив.

Задача № 11

Определить, какое количество тепла получит 2 м^2 горизонтальной поверхности, окрашенной черной краской, в ясный летний полдень, если $t_1 = 47^\circ\text{C}$; обратное излучение направлено в мировое пространство, среднеарифметическая температура которого может быть принята $t_2 = -53^\circ\text{C}$.

Решение.

Общее количество теплоты определяем по формуле

$$Q = \varepsilon C_0 F_1 \left[\left(\frac{T_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_2}{100} \right)^4 \right] - A_{iS} F_0 E_S.$$

По справочным таблицам находим $A_{iS} = 0,98$; $C_0 = 5,7 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{К}^4}$;

$$E_S = 947,845 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}; \quad \varepsilon = 0,9;$$

$$Q = 0,9 \cdot 5,7[(3,2)^4 - (2,2)^4] - 0,98 \cdot 2 \cdot 947,85 = -1022,622 \text{ Вт},$$

т.е. поверхность поглощает энергию.

Задача № 12

На реке намечено построить ГЭС. Расход воды через плотину составляет $Q = 30 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$, средний напор $H = 4$ м. Определить мощность ГЭС, себестоимость 1 кВт·ч. Предполагаемое число часов работы составляет 4000 в год, а удельные капитальные вложения $K_{\text{ГЭС}} = 1000$ долл./кВт. КПД турбины $\eta_T = 0,9$.

Решение.

Мощность на валу гидротурбины с учетом ее КПД равна

$$N_{\text{ГЭС}} = \eta_T g Q H = 0,9 \cdot 9,8 \cdot 30 \cdot 4 = 1050 \text{ кВт}.$$

Приняв величину нормы амортизационных отчислений $\alpha_{\text{ам}} = 0,02$, определим величину амортизационных отчислений:

$$\overline{s_{\text{ам}}} = \alpha_{\text{ам}} \overline{K_{\text{ГЭС}}} = 0,02 \cdot 1000 = 20 \frac{\text{долл.}}{\text{кВт}}.$$

При $h = 4000$ ч использования установленной мощности удельная величина амортизационных отчислений составит

$$\overline{s_{\text{ам}}} = \frac{S_{\text{ам}}}{h} = \frac{20}{4000} = 0,005 \frac{\text{долл.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Так как в структуре себестоимости энергии на ГЭС амортизационные отчисления составляют 80 %, то полная себестоимость составит

$$\overline{s}_{\text{ГЭС}} \approx 0,00625 \frac{\text{ДОЛЛ.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Приняв средний удельный расход условного топлива по энергосистеме

$$b = 0,3 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

получим величину годовой экономии топлива

$$\Delta B = b_3 N_{\text{ГЭС}} h = 0,3 \cdot 1050 \cdot 4000 = 1260000 \text{ кг/год} = 1260 \text{ т/год};$$

при среднем тарифе на электроэнергию $T_3 = 0,05 \frac{\text{ДОЛЛ.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

Общая годовая прибыль составит

$$\Pi_0 = \Delta s_T + (T - \overline{s}_{\text{ГЭС}}) N \cdot h.$$

Топливная составляющая себестоимости равна

$$\Delta s_T = \Delta B \cdot \Pi_T = 1200 \cdot 50 = 60000 \frac{\text{ДОЛЛ.}}{\text{год}}.$$

Принимаем цену условного топлива

$$\Pi_T = 50 \frac{\text{ДОЛЛ.}}{\text{т}}$$

полученная прибыль равна

$$\Pi_0 = 60000 + (0,05 - 0,00625) \cdot 1050 \cdot 4000 = 243750 \frac{\text{долл.}}{\text{год}}.$$

Срок окупаемости капитальных вложений составит

$$T_{\text{ок}} = \frac{\kappa N}{\Pi_0} = \frac{1000 \cdot 1050}{243750} \approx 4,3 \text{ года}.$$

Задача № 13

Базовая электростанция в период провала потребления нагрузки отдает часть электроэнергии на привод насоса гидротурбины, который перекачивает воду из нижнего резервуара (реки) в верхний. Во время пика электрической нагрузки вода из верхнего резервуара протекает обратно, приводя во вращение насос-гидротурбину. Соединенный электрический генератор вырабатывает электроэнергию, отдаваемую пиковым потребителям. Допустив, что в час ночного провала электрической нагрузки половина мощности тепловой электростанции ($N = 1$ млн. кВт) является избыточной. При этом насос в течение шести ночных часов перекачивает воду в верхний резервуар, тогда общая энергия, подводимая к аккумулирующей установке, составит

$$E_{\text{под}} = 0,5 N t_{\text{пр}} \cdot 3600 = 0,5 \cdot 100000 \cdot 6 \cdot 3600 = 10800 \text{ млн. кДж}.$$

При разности высот водозаборного и водоподъемного резервуаров $h = 200$ м энергия, необходимая для подачи 1 кг воды в верхний резервуар, равна

$$\bar{E}_{\text{под}} = gh = 9,81 \cdot 200 = 1960 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

а с учетом КПД насоса энергия на подъем воды

$$\overline{E}_{\text{под}} = \frac{\overline{E}_{\text{под}}}{\eta_{\text{н}}} = \frac{1960}{0,9} = 2178 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

следовательно, аккумуляирование всей провальной электро-энергии может обеспечить перекачку воды весом

$$G = \frac{E_{\text{под}}}{\overline{E}_{\text{под}}} = \frac{10800 \cdot 10^6}{2178} \approx 5 \text{ млн. кг}$$

или 5000 т, для размещения такого веса воды потребуется резервуар емкостью 5000 м^3 .

Определить количество энергии, полученной от ГАЭС во время пика нагрузки, а также экономию условного топлива за счет ГАЭС.

Решение.

От гидроаккумулирующей станции будет получена энергия

$$E_{\text{отд}} = E_{\text{под}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{турб}} = 10800 \cdot 10^6 \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 8262 \cdot 10^6 \text{ кДж}$$

или $2,295 \cdot 10^6$ кВт·ч, что позволит сэкономить при удельном расходе топлива на КЭС $b_3 = 0,32 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

$$\Delta B = b_3 \cdot E_{\text{отд}} = 0,32 \cdot 2,295 \cdot 10^6 = 0,73 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.} = 0,73 \cdot 10^3 \text{ т у.т.}$$

Задача № 14

Определить расчетную мощность двухлопастной горизонтально-осевой ВЭУ с размахом лопастей 12 м при $C_p = 0,3$; $V_{\text{в}} = 5 \text{ м/с}$, а также оптимальную быстроходность и частоту вращения ветроколеса, об/мин.

Решение.

Мощность, развиваемая ветроколесом:

$$P = C_p S \gamma_B V_B^3 / 2 = 0,3 \frac{\pi \cdot 12^2}{4} \cdot \frac{5^3}{2} \cdot 1,3 \approx 3,0 \text{ кВт};$$

$$S = \frac{\pi D^2}{4},$$

где D – диаметр ветра колеса;

γ_B – плотность воздуха.

Оптимальная быстроходность

$$Z_{\text{опт}} = \frac{4\pi}{N},$$

где N – число лопастей.

$$Z_{\text{опт}} = \frac{4 \cdot 3,14}{2} = 6,28.$$

Оптимальная угловая скорость вращения

$$\omega_{\text{опт}} = Z_{\text{опт}} \cdot V_{B/R} = 6,28 \cdot 5/6 = 5,2 \frac{1}{\text{с}}.$$

Частота вращения ветроколеса

$$n_{\text{опт}} = \frac{605,2}{2\pi} = \frac{605,2}{2 \cdot 3,14} \approx 50 \text{ об/мин};$$

частота вращения генератора 1500 об/мин.

При скорости ветра $V_B = 10$ м/с мощность составит ≈ 265 кВт.

3.5. Эффективность мини-ТЭЦ на биомассе и местных топливах

В связи с ростом цен на энергоносители и необходимостью диверсификации поставок топливно-энергетических ресурсов из-за рубежа в республике сложилась обстановка, требующая освоения производства тепловой и электрической энергии на основе собственных энергоэффективных технологий, оборудования и местных видов топлива. Для широкого внедрения отечественного энергетического оборудования, работающего на местных видах топлива (древесина, торф, уголь), следует провести оценку эффективности его работы.

Мини-ТЭЦ оборудована паровым котлом с кипящим слоем, тепловой мощностью 4-5 МВт и давлением пара 1,3 МПа, паровой противодавленческой турбиной марки ТРБ единичной мощностью 250 кВт на параметры пара 1,3/0,15 МПа.

Производительность котла определяем исходя из параметров пара турбины:

$$p = 1,3/0,15 \text{ МПа}, t = 225 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По диаграмме $i-s$ найдем энтальпию пара и определим удельный расход пара на турбину

$$i_1 = 2850 \text{ кДж/кг};$$

$$i_2 = 2710 \text{ кДж/кг};$$

$$d = \frac{3600}{i_1 - i_2} = \frac{3600}{2850 - 2710} = 25,17 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\text{Общий расход пара на турбину } D = d \cdot N = 25,17 \cdot 250 = 6293 \approx 6300 \text{ кг/ч}.$$

Так как турбина противодавленческая, то весь пар направляется на производство, откуда он возвращается в котел в виде воды при температуре 60–65 °С, тогда количество тепла, сообщаемого пару в котле, будет равно

$$Q_{ка} = D \cdot (i_s - i_k) = 6300 \cdot (2850 - 272) = \\ = 16240000 \text{ кДж/ч} = 16,24 \text{ ГДж/ч}$$

или 4,5 МВт.

Принимаем КПД котла с кипящим слоем 88 %.

Расход тепла на производство электроэнергии на мини-ТЭЦ

$$Q_э = D \cdot (i_1 - i_2) \cdot N = 6300 \cdot (2850 - 2710) \cdot 250 = \\ = 882000 \text{ кДж/ч} \approx 0,9 \text{ ГДж/ч.}$$

Отпуск тепла на производство

$$Q_g = Q_{ка} - Q_э = 16,24 - 0,9 = 15,34 \text{ ГДж/ч.}$$

Капитальные затраты в мини-ТЭЦ

Будем считать, что удельные капитальные затраты в мини-ТЭЦ, работающие на местных топливах, составляют в среднем 1000 долл./кВт, тогда общие капиталовложения будут равны

$$K_{ТЭЦ} = K_{уд} N = 1000 \cdot 250 \text{ долл.} = 250000 \text{ долл.}$$

Эксплуатационные расходы

Для обслуживания мини-ТЭЦ мощностью 250 кВт требуется 6 человек.

Годовые затраты на производство энергии на мини-ТЭЦ

$$S_{\Sigma} = S_T + S_{зп} + S_{ам} + S_{тр} + S_{пр},$$

где S_T – затраты на топливо;

$S_{зп}$ – затраты на заработную плату;

$S_{ам}$ – амортизационные отчисления;

$S_{тр}$ – затраты на текущий ремонт;

$S_{пр}$ – прочие затраты.

Амортизационные отчисления вычисляются исходя из 7 % нормы отчислений от капитальных затрат, тогда

$$S_{ам} = \alpha_{ам} \cdot K_{ТЭЦ} = 0,07 \cdot 250000 = 17500 \text{ долл./год.}$$

Затраты на текущий ремонт

$$S_{тр} = 0,2 \cdot S_{ам} = 0,2 \cdot 17500 = 3500 \text{ долл./год.}$$

Затраты на заработную плату

$$S_{зп} = n \cdot \Phi_{зп} = 6 \cdot 2400 = 14400 \text{ долл./год, } n = 6 \text{ чел.,}$$

$\Phi_{зп} = 2400$ долл./год – годовой заработок работающего.

Прочие затраты

$$S_{пр} = 0,3 \cdot (S_{ам} + S_{тр} + S_{зп}) = 0,3 \cdot (17500 + 3500 + 14400) = 10620 \text{ долл./год.}$$

а) топливо – древесные отходы. Цена топлива – 7 долл./т

$$Q_{нн}^p = 8000 \text{ кДж/кг.}$$

Расход топлива на ТЭЦ

$$B_{ка} = \frac{Q}{Q_{нн}^p \eta_{ка}} = \frac{16240000}{8000 \cdot 0,88} \approx 2300 \text{ кг/ч}$$

или 2,3 т/ч.

Затраты на топливо

$$S_T = B_{\text{ка}} \cdot \Pi_T \cdot h = 2,3 \cdot 7 \cdot 4000 = 64400 \text{ долл./год,}$$

$h = 4000$ – число часов работы мини-ТЭЦ.

Тогда суммарные затраты

$$S_{\Sigma} = 64400 + 17500 + 3500 + 14400 + 10620 = 110420 \text{ долл./год.}$$

Затраты на производство электроэнергии определим по формуле

$$S_3 = S_{\Sigma} \frac{B_3}{B_{\text{ка}}},$$

где B_3 – расход топлива на производство электроэнергии:

$$B_3 = b_3 \cdot N \cdot h, \text{ кг/г ;}$$

$$b_3 = \frac{0,123}{\eta_3} = \frac{0,123}{0,7} \approx 0,176 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} - \text{удельный расход услов-}$$

ного топлива;

$\eta_3 = 70\%$ – КПД турбогенераторной установки;
удельный расход натурального топлива

$$b_3 = b_3 \frac{Q_{\text{ну}}^p}{Q_{\text{нн}}^p} = 0,176 \frac{29300}{8000} \approx 0,645 \text{ кг/Вт} \cdot \text{ч}$$

или 161,25 кг/ч.

Затраты на производство электроэнергии составят

$$S_3 = 110420 \frac{161,25}{2300} = 7741 \text{ долл./год.}$$

Себестоимость электроэнергии будет равна

$$S_э = \frac{S_э}{Nh} = \frac{7741}{250 \cdot 4000} \approx 0,008 \text{ долл./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Затраты на производство тепла на мини-ТЭЦ определим по формуле

$$S_q = S_\Sigma \frac{B_q}{B_{ка}},$$

где B_q – расход топлива на отпуск тепла:

$$B_q = B_{ка} - B_э = 2300 - 161 = 2139 \text{ кг/ч.}$$

Затраты на производство тепла будут равны

$$S_q = 110420 \frac{2139}{2300} = 109690 \text{ долл./год.}$$

Себестоимость тепла

$$\bar{s}_q = \frac{S_q}{Q_q} = \frac{S_q}{(Q_{ка} - Q_э)h} = \frac{109690}{(16,24 - 0,9) \cdot 4000} = 1,8 \text{ долл./ГДж};$$

$$Q_э = D(i_i - i_{п}) = 6300(2890 - 2710) \approx 0,9 \text{ ГДж/ч.}$$

Определение денежной выручки от реализации энергии.

При тарифе электроэнергии $T_э = 0,04$ долл./кВт·ч денежная выручка от продажи электроэнергии составит

$$\Pi_э = (T_э - S_э)Nh = (0,04 - 0,008) \cdot 250 \cdot 4000 = 32000 \text{ долл./год};$$

$$\Pi_q = (T_g - S_g)Qgh = (3 - 1,8)15,34 \cdot 4000 = 73632 \text{ долл./год},$$

где Π_q – денежная выручка от реализации тепловой энергии.

Общая годовая выручка составит

$$\Pi = \Pi_3 + \Pi_q = 32000 + 73632 = 105632 \text{ долл./год,}$$

Срок окупаемости мини-ТЭЦ на древесных отходах составит

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi} = \frac{250000}{105632} = 2,36 \text{ года.}$$

Так как ежегодные поступления постоянные, то их суммарную величину можно определить

$$NPV = \sum_{i=1}^{\infty} \frac{\Pi}{(1+r)^t} - K > 1,$$

где $r = 0,1$ – уровень доходности при $T_{\text{ок}} = 3$ года.

$$NPV = \frac{105632}{(1+0,1)} + \frac{105632}{(1+0,1)^2} + \frac{105632}{(1+0,1)^3} - 250000 > 1.$$

Положительное значение критерия NPV говорит о выгодности проекта при принятой ставке дисконта.

Топливо – древесные гранулы (цена – 26 долл./т),

Расход топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{ка}} = \frac{Q_{\text{ка}}}{Q_{\text{нн}}^p \eta_{\text{ка}}} = \frac{16240000}{18500 \cdot 0,88} \approx 997,5 \text{ кг/ч;}$$

принимаем 1000.

Затраты на топливо

$$S_{\text{T}} = B_{\text{ка}} \cdot C_{\text{T}} \cdot h = 1,0 \cdot 26 \cdot 4000 = 104000 \text{ долл./год.}$$

Суммарные затраты.

Затраты на производство электроэнергии

$$S_э = S_Σ \frac{B_э}{B_{ка}};$$

$$b_э = \frac{0,123}{\eta_э} \cdot \frac{Q_{ну}^p}{Q_{нн}^p} = \frac{0,123}{0,7} \cdot \frac{29300}{18500} = 0,278 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

$$B_э = b_э \cdot N = 0,278 \cdot 250 = 69,5 \text{ кг/ч};$$

$$S_э = 150020 \frac{69,5}{1000} = 10426 \text{ долл./год.}$$

Себестоимость электроэнергии

$$\bar{s} = \frac{S_э}{Nh} = \frac{10426}{250 \cdot 4000} \approx 0,01 \text{ долл./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Затраты на производство тепловой энергии

$$S_q = 150020 \frac{1000 - 69,5}{1000} = 139594 \text{ долл./год.}$$

Себестоимость тепловой энергии

$$s_q = \frac{139594}{15,34 \cdot 4000} = 2,27 \text{ долл./ГДж.}$$

От реализации электроэнергии по цене 0,04 долл./кВт·ч прибыль составит

$$\Pi_э = (0,04 - 0,01) 250 \cdot 4000 = 30000 \text{ долл./год.}$$

От реализации тепловой энергии по цене 3 долл./ГДж прибыль составит

$$P_q = (3 - 2,27) \cdot 15,34 \cdot 4000 = 44793 \text{ долл./год.}$$

Общая годовая прибыль

$$\Pi = \Pi_3 + P_q = 30000 + 44793 = 74793 \text{ долл./год.}$$

Срок окупаемости мини-ТЭЦ на древесных гранулах составит

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi} = \frac{250000}{74793} = 3,34 \text{ года.}$$

При принятой ставке дисконта $r = 0,1$ чистая текущая стоимость в течение нормативного срока окупаемости равно, 5 годам, составит

$$NPV = \frac{74793 \left[1 - \frac{1}{(1 + 0,1)^5} \right]}{0,1} - 250000 = 33540 \text{ долл.}$$

Это говорит об эффективности проекта.

Топливо – фрезерный торф, цена – 9 долл./т,

$$Q_{\text{нн}}^p = 10000 \text{ кДж/кг.}$$

Расход топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{ка}} = \frac{Q_{\text{ка}}}{Q_{\text{нн}}^p \eta_{\text{ка}}} = \frac{16240000}{10000 \cdot 0,88} = 1845 \text{ кг/ч.}$$

Затраты на топливо

$$S_3 = 112620 \frac{0,143}{1,85} = 8705 \text{ долл./год.}$$

Себестоимость электроэнергии

$$s_3 = \frac{8705}{250 \cdot 4000} = 0,009 \text{ долл./кВт} \cdot \text{ч}.$$

Затраты на производство тепловой энергии

$$S_q = 112620 \frac{1,707}{1,85} = 10391 \text{ долл./год.}$$

Себестоимость тепловой энергии

$$\bar{s}_q = \frac{103915}{15,34 \cdot 4000} = 1,69 \text{ долл./ГДж}.$$

Прибыль от реализации электроэнергии

$$\Pi_3 = (0,04 - 0,009) \cdot 250 \cdot 4000 = 31000 \text{ долл./год.}$$

Прибыль от реализации тепловой энергии

$$\Pi_q = (3 - 1,69) \cdot 15,34 \cdot 4000 = 80381 \text{ долл./год.}$$

Общая прибыль

$$\Pi = \Pi_3 + \Pi_q = 31000 + 80381 = 111381 \text{ долл./год.}$$

Срок окупаемости

$$T_{\text{ок}} = \frac{250000}{111381} = 2,24 \text{ года}.$$

В таблице представлены основные показатели мини-ТЭЦ мощностью 250 кВт.

Основные показатели мини-ТЭЦ

Вид топлива	Теплотворная способность, кДж/кг	Цена топлива долл./т	Удельный расход топлива, кг/кВт·ч	Расход топлива, т/ч	Себестоимость энергии		Срок окупаемости
					долл./кВт·ч	долл./ГДж	
Древесные отходы	8000	7	0,645	2,3	0,008	1,8	2,36
Древесные гранулы	18500	26	0,278	1,0	0,01	2,27	3,34
Фрезерный торф	10000	9	0,572	1845	0,009	1,69	2,24

3.6. Энергосбережение за счет использования вторичных энергоресурсов

Вторичные (побочные) энергоресурсы (ВЭР) – энергетический потенциал отходов, конечной продукции побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических установках, который не используется в самой установке, но может быть частично или полностью использован для энергообеспечения в других установках. Использование ВЭР может быть топливным, тепловым и силовым.

Задача № 15

Определить удельную экономию условного топлива от замещения источником ВЭР котла с КПД, равным 0,84, и коэффициентом расхода теплоты на собственные нужды

$$\vartheta_{\text{сн}} = 0,025.$$

Решение.

Удельную экономию условного топлива определяем по формуле

$$b_{\text{эк}} = \frac{34,2}{\sum \eta_{ki}(1 - \vartheta_{\text{сн}}^i)},$$

где η_{ki} – КПД i -го котла, зависящий от его типа, вида сжигаемого топлива, соотношения фактической и номинальной паропроизводительности;

$\vartheta_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода теплоты на собственные нужды,
 $\vartheta_{\text{сн}} = 0,02 \dots 0,04$.

$$b_{\text{эк}} = \frac{34,2}{0,85(1 - 0,025)} \approx 41,3 \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}}.$$

Задача № 16

Определить часовой расход топлива для непрерывно действующей камерной печи. Топливо-мазут. Производительность печи – $741 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$. Угар металла – 1,3 % от массы нагреваемого металла, потеря от химического недожога $q_3 = 1,5\%$ от теплоты сгорания топлива. Температура уходящих газов $t_{\text{ух}} = 1300$ °С. Определить также экономию топлива в случае подогрева воздуха до 400 °С. Потеря тепла в окружающую среду равна $473470 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}$.

Теплота сгорания топлива $40000 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$. Температура мазута, поступающего на горение, $t_{\text{м}} = 90$ °С, температура возду-

ха, поступающего на горение, $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Расход воздуха, поступающего на горение, $V^0 = 10,7 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$, коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,15$. Объемная теплоемкость воздуха $c_{\text{в}} = 1,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3\text{ }^{\circ}\text{C}}$.

Решение.

Теплосодержание мазута при температуре $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ равно

$$q_{\text{М}} = c_{\text{М}} t_{\text{М}} = 2 \cdot 90 = 180 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Теплосодержание воздуха, поступающего на горение, при $t_{\text{в}} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ равно

$$q_{\text{в}} = c_{\text{в}} \cdot V^0 \alpha t_{\text{в}} = 1,3 \cdot 10,7 \cdot 1,15 \cdot 20 = 319 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потеря тепла от химического недожога

$$q_3 = 0,015 \cdot 40000 = 600 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потеря тепла с уходящими газами

$$q_2 = c_{\text{г}} \cdot V_{\text{г}} t_{\text{ух}} = 1,1 \cdot 16 \cdot 1300 = 24000 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Коэффициент использования топлива

$$\begin{aligned} \eta_{\text{исп}} &= 1 + \frac{q_{\text{М}} + q_{\text{в}}}{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}} - \frac{q_3 + q_4 + q_2}{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}} = \\ &= 1 + \frac{180 + 319}{40000} - \frac{600 + 0 + 24000}{40000} = 0,395. \end{aligned}$$

Тепло, выделяемое при сгорании металла:

$$Q_{\text{экз}} = 5650 \frac{1,3}{100} = 73,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Теплота сгорания металла – $5650 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$. Определяем технологический расход тепла $Q_{\text{техн}} = Q_{\text{м}} - Q_{\text{экз}} = 835 - 73,5 = 761,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Теплота металла при температуре 1250 °С.

$$Q_{\text{м}} = c_{\text{м}} t_{\text{м}} = 0,67 \cdot 1250 = 835 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потеря теплоты от рассеяния в окружающую среду (на 1 кг металла)

$$Q_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{п}}}{G} = \frac{473470}{741} = 639 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Удельный расход топлива

$$b = \frac{Q_{\text{техн}} + Q_{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{испт}}} = \frac{761,5 + 639}{40000 \cdot 0,395} \approx 0,09 \text{ кг/кг металла}.$$

Удельный расход условного топлива

$$b_{\text{у}} = \frac{b_{\text{м}} Q_{\text{ну}}^{\text{р}}}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}}} = \frac{0,09 \cdot 40000}{29300} = 0,129 \text{ кг/кг металла}.$$

Для повышения эффективности работы печи и снижения расхода топлива устанавливается рекуператор для подогрева воздуха, идущего на горение до температуры 400 °С. Сохранив прежние условия работы камерной печи эффективность использования топлива равна

$$\eta_{\text{исп}} = 1 + \frac{180 + 6398}{40000} - \frac{600 + 24000}{40000} \approx 0,55,$$

тогда удельный расход топлива:

$$b = \frac{Q_{\text{техн}} + Q_p}{Q_H \cdot \eta_{\text{исп}}} = \frac{761,5 + 639}{40000 \cdot 0,55} = 0,06 \text{ кг/кг металла}.$$

Энтальпия воздуха при температуре 400 °С равна 6398 кДж/кг.

Задача № 17

В котельной установлены два котла ПТВМ-100 (100 Гкал/ч) с КПД 85 %, один котел ПТВМ-50 (50 Гкал/ч) с КПД 87 %, один котел ПТВМ-50 (50 Гкал/ч) с КПД 90 %. Определить общий КПД котельной и удельный расход условного топлива.

Решение.

Общий КПД котельной равен

$$\eta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (E_i \eta_i),$$

где E_i – доля теплопроизводительности данного котла от общей теплопроизводительности;

η_i – КПД данного котла.

$$E_i = \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i};$$

$$\eta_{\Sigma} = \left(\frac{100}{300} \cdot 0,85 + \frac{100}{300} \cdot 0,85 + \frac{50}{300} \cdot 0,87 + \frac{50}{300} \cdot 0,9 \right) = 0,855.$$

Удельный расход условного топлива котельной равен

$$b = \frac{34}{\eta_{\Sigma}} = \frac{34}{0,855} \approx 39,8 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{ГДж}}.$$

Задача № 18

Для подачи сетевой воды установлен насос производительностью $500 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, напором 70 м, числом оборотов $3000 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$, КПД 82 %, мощностью 120 кВт. В результате реконструкции тепловой сети напор насоса целесообразно уменьшить на 10 м, а также снизить расход воды на 10 %. Определить расход энергии до реконструкции тепловой сети и после реконструкции, а также экономию топлива за счет реконструкции сети, если число часов работы насоса составляет 4000, а удельный расход условного топлива на производство электроэнергии

$b_0 = 0,3 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$. Регулировать производительность насоса и напора с помощью изменения числа оборотов насоса.

Решение.

Определить мощность насоса после реконструкции тепловой сети по формуле

$$N = \frac{g\gamma QH}{1000\eta},$$

где $g = 9,8 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$; Q – производительность насоса, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$; H – напор насоса, м; η – КПД насоса; γ – плотность воды, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

$$N_2 = \frac{98 \cdot 1000 \cdot 450 \cdot 60}{1000 \cdot 0,82} \approx 90 \text{ кВт.}$$

В соответствии с законом пропорциональности производительность, напор и мощность насоса связаны с числом оборотов следующим образом:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}; \quad \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2; \quad \frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3;$$

число оборотов насоса равно

$$n_2 = \frac{Q_2 \cdot n_1}{Q_1} = \frac{450 \cdot 3000}{500} = 2700 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

снижение расхода энергии составит

$$\Delta \mathcal{E} = (N_1 - N_2)h = (120 - 90) \cdot 4000 = 120000 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

тогда экономия топлива будет равна

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} \cdot b_n = 120000 \cdot 0,3 = 36000 \text{ кг т у.т.}$$

или 36 т у.т.

4. ТЕМЫ КОНТРОЛЬНЫХ РАБОТ

Вариант № 1

1. Классификация топливно-энергетических ресурсов.
2. Задачи нормирования энергоресурсов.

Вариант № 2

1. Виды возобновляемых энергоресурсов.
2. Показатели энергопотребления.

Вариант № 3

1. Виды электростанций.
2. Аккумуляирование энергии.

Вариант № 4

1. Методы прямого преобразования энергии.
2. Режим энергопотребления.

Вариант № 5

1. Топливо-энергетический баланс Республики Беларусь.
2. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций.

Вариант № 6

1. Транспорт энергоресурсов.
2. Задачи и цели энергосбережения.

Вариант № 7

1. Экологические аспекты энергосбережения.
2. Экономические и финансовые механизмы энергосбережения.

Вариант № 8

1. Энергетические аудиты и обследования.
2. Вторичные энергоресурсы.

Вариант № 9

1. Местные виды топлива.
2. Учет, контроль и управление энергопотреблением.

Вариант № 10

1. Ценовое и тарифное регулирование энергией.
2. Мини-ТЭЦ.

Вариант № 11

1. Газотурбинные и парогазовые электростанции.
2. Качество энергии.

Вариант № 12

1. Энергетический менеджмент.
2. Биомасса как источник энергии.

Вариант № 13

1. Ветряная энергетика.
2. Энергосбережение в быту.

Вариант № 14

1. Солнечная энергетика.
2. Энергосбережение в сельском хозяйстве.

Вариант № 15

1. Мини-ГЭС (мини-гидравлические станции).
2. Энергосбережение на транспорте.

Вариант № 16

1. Гидроэнергетика Беларуси.
2. Энергосбережение на транспорте.

Вариант № 17

1. Биоэнергетика.
2. Энергетический баланс.

Вариант № 18

1. Тепловые насосы и тепловые трубы и их роль в мероприятиях энергосбережения.
2. Единицы измерения запасов энергоресурсов и энергии.

Вариант № 19

1. Классификация норм расхода энергоресурсов.
2. Особенности определения себестоимости энергии.

Вариант № 20

1. Законодательные и нормативные документы в области энергосбережения.
2. Геоэнергетика (энергия Земли).

Вариант № 21

1. Производительность труда и ее определение в энергетике.
2. Резервы и принципы энергосбережения.

Вариант № 22

1. Международное сотрудничество в сфере энергосбережения.
2. Тепловые электрические станции и их технико-экономические показатели.

Вариант № 23

1. Техничко-экономическая оценка эффективности мероприятий по энергосбережению.
2. Роль энергосбережения в улучшении экологического состояния.

Вариант № 24

1. Роль энергетики в развитии общества.
2. Понятие энергии и основные виды энергии.

Вариант № 25

1. Тарифы на энергию.
2. Показатели эффективности энергетического оборудования.

Вариант № 26

1. Энергетический аудит.
2. Приборы учета тепловой и электрической энергии.

Литература

1. Андржиевский, А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент. – Минск, 2005.
2. Основы энергосбережения: курс лекций/ Под ред. Н.Г. Хутской. – Минск: Тэхналогія, 1999. – 100 с.
3. Бокун, И.А., Темичев, А.М. Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии. – Минск: ВУЗ-ЮНИТИ, 2004. – 199 с.
4. Дан, П., Рей, Д. Тепловые трубы. – М.: Энергия, 1979. – 271 с.
5. Данилов, О.Л., Леончик, Б.И. Экономия энергии при тепловой сушке. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 137 с.
6. Михеев, М.А. Основы теплопередачи. – М-Л.: ГЭИ, 1956. – 390 с.
7. Падалко, Л.П., Пекелис, Г.Б. Никольская, Н.Н. Сборник задач по экономике энергетики. – Минск: Выш. школа, 1979. – 190 с.
8. Поспелова, Т.Г. Основы энергосбережения. – Минск: Технопринт, 2000. – 351 с.
9. Северянин, В.С., Черников, И.А., Горбачев, М.Г. Основы энергосбережения. – Брест, 2003. – 55 с.
10. Рабинович, О.М. Сборник задач по технической термодинамике. – М.: Машгиз, 1959. – 303 с.
11. Сушон, С.П., Завалко, А.Г., Минц, М.И. Вторичные энергетические ресурсы промышленности СССР. – Минск: Энергостомиздат, 1972. – 320 с.
12. Стырикович, М.А. Шпильрайн, Э.Э. Энергетика: проблемы и перспективы. – М.: Энергия, 1981. – 192 с.
13. Самойлов, М.В., Паневчик, В.В., Ковалев, А.Н. Основы энергосбережения. – Минск: БГЭУ, 2003. – 198 с.
14. Об энергосбережении. Закон Республики Беларусь от 15 июля 1998 г. № 190-3.
15. Цанев, С.В., Буров, В.Д., Ремезов, А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М., 2002. – 574 с.
16. Шукин, А.А. Газовое и печное хозяйство. – М.: Энергия, 1966. – 231 с.

Содержание

Введение.	3
1. Политика Республики Беларусь в области энергосбережения.	5
2. Основные причины нерационального использования энергоресурсов.	13
2.1. Общие принципы энергосбережения.	15
2.2. Оценка энергетического совершенствования технологических установок.	19
2.3. Показатели использования энергии.	22
2.4. Использование энергоресурсов низкого потенциала.	25
2.4.1. Теплонасосная установка.	26
2.4.2. Тепловая труба.	29
2.5. Биомасса как энергетическое топливо.	30
2.5.1. Использование древесного топлива в Республике Беларусь.	30
2.5.2. Эффективность производства биобрикетов.	34
2.6. Применение ГТУ и ПГУ – эффективный метод энергосбережения.	36
3. Практические задачи.	41
3.1. Энергетические ресурсы.	41
3.2. Энергетический баланс.	44
3.3. Энергосбережение за счет повышения эффективности использования энергоресурсов.	49
3.4. Энергосбережение за счет использования возобновляемых источников энергии.	54
3.5. Эффективность мини-ТЭЦ на биомассе и местных топливах.	60
3.6. Энергосбережение за счет использования вторичных энергоресурсов.	69
4. Темы контрольных работ.	76
Литература.	80

Учебное издание

БОКУН Иван Антонович

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности

1-27 01 01 «Экономика и организация производства»

Редактор Н.В. Артюшевская
Компьютерная верстка Н.А. Школьниковой

Подписано в печать 20.06.2007.

Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 4,77. Уч.-изд. л. 3,73. Тираж 100. Заказ 223.

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0131627 от 01.04.2004.

220013, Минск, проспект Независимости, 65.