

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

Н. В. Грунтович

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности**

**1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2012

УДК 621.311.017(075.8)
ББК 31.19я73
Г90

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 8 от 28.06.2011 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Грунтович, Н. В.
Г90 Основы энергосбережения : курс лекций по одной дисциплине для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» днев. и заоч. форм обучения / Н. В. Грунтович. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 246 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит основные разделы, касающиеся вопросов эффективности использования топливно-энергетических ресурсов; функционирования системы управления энергоэффективностью; современных энергосберегающих технологий.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.311.017(075.8)
ББК 31.19я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2012

Тема 1. СТРАТЕГИЯ И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Вопросы лекции:

- Основные понятия и определения
- Исторический аспект энергосбережения. Мировой энергетический кризис 70-х годов. Национальные и региональные программы энергосбережения: Япония – «Закон о рациональном использовании энергии» (1979 г.), Франция – «Свод законов об экономии энергии» (1980 г.), Голландия – «Меморандум об энергосбережении» (1990 г.)
- Прогнозы спроса на нефть и газ. Ресурсная база мировой нефтегазовой промышленности

1.1 Основные понятия и определения

Энергосбережение, энергоэффективность, энергоменеджмент, энергоаудит, энергоконсалтинг... Что стоит за этими понятиями, почему они так важны сегодня?

Для Беларуси приход этих понятий в повседневную жизнь связан, с одной стороны, с переходом экономики на рыночные отношения, с более тесной интеграцией нашей страны в европейский и мировой экономический процесс, с другой – зависимостью от импорта энергоносителей (нефти, газа).

Почему проблема энергосбережения стоит сегодня так остро?

Человечество с давних времен использует энергию в той или иной форме. И для обеспечения своего развития, поддержания и повышения жизненного уровня ему необходимо добывать (получать, производить) и использовать энергии все больше. Именно поэтому столько интеллектуальных и физических усилий, материальных и финансовых средств человечество направило на освоение новых и усовершенствование существующих способов, методов, технологий производства полезной энергии.

Вместе с тем очевидно, что:

- *запасы полезных ископаемых на Земле постепенно истощаются;*
- *возобновляемые источники энергии при нынешнем развитии технологий и оборудования не в состоянии покрыть возрастающие потребности населения;*

- *атомная энергетика пока не может обеспечить достаточную степень надежности;*
- *в результате жизнедеятельности человека, и в основном при производстве необходимых ему энергии и продуктов, происходит загрязнение окружающей среды.*

В связи с этим возникают немаловажные вопросы: насколько эффективно мы используем энергию; надо ли нам ее так много; возможно ли, не повышая уровня производства энергии (или повышая его незначительно), существенно повысить эффективность ее использования и тем самым повысить уровень развития и благосостояния общества; возможно ли снизить воздействие на окружающую среду, используя новые, более чистые, технологии и способы получения энергии и продуктов?

Опыт развития мирового сообщества последних двух-трех десятилетий свидетельствует, что в наших силах найти положительные ответы на эти вопросы.

Понятия «энергосбережение» и «энергоэффективность» очень взаимосвязаны. Само по себе энергосбережение не является самоцелью. Никто сейчас не ставит задачу сберегать энергию любой ценой. Это было бы равносильно призыву к прекращению развития человечества. Кроме того, с философской точки зрения, энергия – «...общая количественная мера движения и взаимодействия всех видов материи. Энергия не возникает из ничего и не исчезает, она может только переходить из одной формы в другую». То есть энергия подчиняется закону сохранения, а следовательно ее нельзя сберечь. Тем не менее, понятие «энергосбережение» широко используется в мировой практике – «Energy saving».

Например, снижение удельного расхода твердого топлива для производства 1 кВт·ч приводит к сохранению топлива в недрах земли, и его можно использовать для этой же цели в более отдаленной перспективе, тем самым этот энергоресурс сохраняется на определенный период времени.

В Беларуси принят в 1997 г. и действуют Закон «Об энергосбережении». Приведем некоторые, на наш взгляд, наиболее важные понятия:

***Энергосбережение** – деятельность (организационная, научная, практическая, информационная), направленная на рациональное использование и экономное расходование первичной и преобразованной*

энергии, природных энергетических ресурсов в национальном хозяйстве, которая реализуется с использованием технических, экономических и правовых методов.

Рациональное использование ТЭР – достижение максимальной эффективности использования ТЭР при существующем уровне развития техники и технологии и одновременном снижении техногенного воздействия на окружающую природную среду.

Топливо-энергетические ресурсы – совокупность всех природных и преобразованных видов топлива и энергии, используемых в народном хозяйстве.

1.2 Исторический аспект энергосбережения. Мировой энергетический кризис 70-х годов. Национальные и региональные программы энергосбережения: Япония – «Закон о рациональном использовании энергии» (1979 г.), Франция – «Свод законов об экономии энергии» (1980 г.), Голландия – «Меморандум об энергосбережении» (1990 г.)

Впервые неизбежность реализации политики энергосбережения, как одно из условий существования цивилизации, Западные государства осознали в 1972 г., с началом первого энергетического кризиса. Кризисные явления 1973 и 1979-1980 гг. привели к многократному (до семикратного, без учета инфляции) возрастанию цен на нефть. В Европе, не без усилий стран ОПЭК и СССР, цены на нефть в период 1970-1980 гг. достигли отметки 350 долларов США за тонну, т.е. возросли в 17 раз. Такой уровень цен в 10-20 раз превышал себестоимость ее добычи на Ближнем Востоке – одном из основных ее поставщиков.

Энергетические кризисы стимулировали принятие и реализацию национальных и региональных программ энергосбережения. В результате выполнения этих программ удельные затраты топливно-энергетических ресурсов на производство продукции уменьшились на 20-40%, был снижен абсолютный уровень потребления топлива. Например, в Дании в 1990 г. общее потребление топливно-энергетических ресурсов осталось на уровне 1973 года, а производство валового национального продукта увеличилось на 40%. В то же время в странах Восточной Европы и в СССР, потребление энергии в конце 80-х годов по сравнению с 1973 годом увеличилось на 55%.

Необходимость принятия экстренных мер на правительственном уровне была осознана практически во всех высокоразвитых странах (Япония, США, Канада, Германия, Франция, Великобритания и др.), были приняты соответствующие законопроекты по организации и управлению энергосбережением. Во многих странах была создана система законодательства по стимулированию мероприятий по энергосбережению и охране окружающей среды. Например, в Японии вся деятельность по энергосбережению проводится на основании «Закона о рациональном использовании энергии» (1979 г.), во Франции – на основании «Свода законов об экономии энергии» (1980 г.), в Голландии – «Меморандума об энергосбережении» (1990 г.).

Стратегия и проблемы энергосбережения

Таким образом, страны с рыночной экономикой уже много лет успешно реализуют программы, направленные на эффективное использование топливно-энергетических ресурсов. Для этого используются информационные кампании, образовательные программы, финансовое стимулирование, научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы, демонстрационные проекты, разрабатываются нормы и стандарты.

Научная оценка экономического и технического потенциала энергосбережения и практическая реализация конкретных мероприятий позволили развитым странам достаточно успешно преодолеть энергетический кризис. ***Этому способствовали и значительные финансовые инвестиции, направленные на реализацию мероприятий по энергосбережению, было убедительно, на конкретных примерах, доказано, что 1 доллар, вложенный в программы энергосбережения, дает доход, равный 3-4 долларам в год.***

Согласно «Основным направлениям экономического и социального развития СССР на 1986-1990 гг. и на период до 2000 года», одним из важнейших факторов интенсификации производства и превращения ресурсосбережения в главный источник удовлетворения растущих потребностей народного хозяйства должно было стать последовательное усиление режима экономии. Потребности народного хозяйства в топливе, энергии, сырье и материалах на 75-80% должны были удовлетворяться за счет их экономии. В период до 2000 г планировалось снизить энергоемкость национального продукта не менее чем в 1,4 раза и металлоемкость – почти в 2 раза. Если в 1960 г. СССР добывал столько нефти, сколько, как США за пять месяцев и пять дней, то в 1987 г. годовую норму добычи углеводного сырья для США со-

ветские нефтедобытчики выполняли за восемь месяцев и три дня. Гораздо более низкими были достижения в использовании этой нефти.

Уровень годовой экономии ТЭР в СССР за пять лет (даже подсчитанный на основании завышенных официальных данных о росте национального дохода) снизился с 145 млн. т у.т. в 1970 г. до 80 млн. т у.т. в 1980 г., 55 млн. т у.т. в 1985 г. и 5 млн. т у.т. в 1990 г., а его отношение к годовому энергопотреблению снизилось с 12,9% в 1970 г. до 3% в 1985 г. и 0,3% в 1990 г. В период с 1970 г. по 1990 г. установленные в СССР цены на топливо были в 2,5-3 раза ниже полных затрат.

Причинами неэффективного проведения политики в области энергосбережения были бесплатные государственные инвестиции в ТЭК и низкая стоимость энергоносителей для субъектов хозяйствования. Например, удельный вес стоимости электроэнергии в себестоимости продукции был равен: в угледобыче – 4,3-5,8%; в машиностроении – 1-2%; в производстве проката – 0,5-1%, чугуна – 0,09-2%, стали – 0,22-1,03%, электростали – 5,3-10,9%, цемента – 5,9-10,8%, кокса – 4,3-5,8%.

В бывшем Советском Союзе экономика опиралась децентрализованное планирование и практически не ощущалось *влияние* международной конкуренции. Для руководителей предприятий главным было выполнение плановых заданий, а не контроль расходов и финансовая эффективность. На энергию выделялись большие *субсидии*, а для промышленных предприятий она отпускалась по ценам, значительно ниже цен мирового рынка. В результате цены на энергию не покрывали расходов, что способствовало расточительности и неэффективному использованию энергии во всех отраслях экономики. После того как Беларусь стала независимым государством, были проведены исследования, выявившие основные проблемы энергетического сектора:

- ***высокий уровень энергоемкости;***
- ***значительная зависимость от импорта газа, нефти от России;***
- ***низкая эффективность использования энергии.***

Таким образом, актуальным стало решение ряда фундаментальных проблем энергетического сектора, причем следует учитывать ряд обстоятельств:

- *местные (собственные) природные источники энергии ограничены запасами бурого угля, нефти и газа, небольшими запасами гидроресурсов;*
- *государство вынуждено закупать энергоносители по ценам, близким к мировым.*

Мировой опыт реализации энергетической политики

Нефтяной кризис 1973 г., больно ударив по Японии, остро поставил вопрос о необходимости сбережения энергии. После 1973 г. энергосбережение стало одним из основных направлений энергетической политики японского государства. О том, насколько эффективны усилия в этом направлении, можно судить на примере производства стали, поглощающего 12% всей вырабатываемой в стране энергии.

Правительство поставило перед сталеплавильными компаниями цель добиться к 2010 г. сокращения потребляемой энергии на 10% от уровня 1990 г. Предполагается, что на это придется потратить 3 трлн. иен (более 22 млрд. долл.). Японские инженеры разрабатывают новые типы сталеплавильных печей; технологии по повторному использованию энергии, выделяемой в процессе производства кокса; применяют турбины высокого давления, действующие на отработанных газах и т.д. В результате затраты энергии, необходимой для производства 1 т. стали, сократились в 1995 г. на 20% по сравнению с 1973 г. Сегодня в Японии – самый низкий нормативный показатель использования энергии в мировой сталеплавильной промышленности.

Определенных успехов в области энергосбережения добились и электронные компании. Например, SONY сумела за последние годы почти наполовину сократить потребление электроэнергии своими телевизорами и различной аудиопродукцией по сравнению с моделями 1990 г.

В персональных компьютерах все чаще используются экономные дисплеи на жидких кристаллах. В электротехнической промышленности на подходе находятся диоды, наполовину сокращающие потребление электроэнергии в лампах дневного света.

Прилагаются усилия по снижению энергоемкости новых жилых домов. Принятые в 1980 г. нормативы энергосбережения для жилых и общественных зданий предусматривали сокращение на 40% потребления энергии на отопление и кондиционирования воздуха за счет изменений в конструкции зданий, которые позволяют лучше проветривать помещения в жаркий период и сохранять тепло в холодное

время. А в 1997 г. было принято решение ужесточить нормативы энергосбережения еще на 20%. Строительные компании, соблюдающие эти нормы, стимулируются более выгодными условиями кредитования.

Тем не менее, не все в деле энергосбережения развивается гладко. Остаются две важные сферы, где расходы энергии продолжают увеличиваться. Это транспорт и бытовой сектор (включая использование автомашин). На транспорте потребление энергии составило 250% от уровня 1973 г., а в бытовом секторе удвоилось.

Поэтому сегодня в Японии уделяется большое внимание обучению граждан способам сбережения энергии. Приведем два примера. Совет потребительских организаций Осаки отобрал группу из 200 семей, которым были предложены 6 способов сбережения энергии. Среди них был отказ от пультов дистанционного управления электронной аппаратурой (аппаратура, находящаяся в положении «stand-by» продолжает потреблять электричество, хотя и в меньших масштабах), а также ежедневные добровольные выключения кондиционеров на 1 час в августе – месяце, на который приходится пик потребления электричества. Подсчеты показали, что в ходе эксперимента экономия составила 14,2% от обычно потребляемой электроэнергии. В ходе аналогичного эксперимента в токийском районе Сэтагая, охватившем 1500 семей, выяснилось, что большую экономию электроэнергии дал отказ от поддержания высокой температуры воды в электрочайниках в течение ночи с тем, чтобы сэкономить время для приготовления пищи утром перед уходом на работу.

С 1973 г., одновременно с разработкой мер по энергосбережению, в Японии начались активные работы по развитию гелиоэнергетики. Тогда 1 ватт выработанной солнечной батареей энергии обходился в 30 тыс. иен. К 2000 г. этот показатель удалось снизить до 140 иен. Такой уровень себестоимости делает целесообразным использование солнечных батарей в быту. По данным на конец 1997 ф. г. солнечные батареи были установлены на 8 тыс. жилых домов, причем правительство оплачивало треть стоимости установки батарей. К 2010 г. предполагается установить солнечные батареи на 1 млн. жилых домов.

Средняя площадь крыши типичного японского дома составляет 120 кв.м. Если половину этой площади покрыть солнечными батареями, то можно получить 6 тыс.кВт-час энергии в год в каждом доме

даже при том, что батареи имеют КПД только 10%. В пересчете на нефтепродукты, это означало бы сжечь 558 литров нефти.

И в заключение стоит упомянуть, что помимо солнечной энергии в качестве альтернативного источника энергии в Японии разрабатываются также аппараты, использующие энергию, выделяемую биомассой. Разработка способов использования энергоресурсов биомассы получает в последнее время в Японии все большее распространение.

1.3 Прогнозы спроса на нефть и газ. Ресурсная база мировой нефтегазовой промышленности

До 2020 г. мировое потребление энергии может достичь 10-17 млрд. т н.э., а до 2050 г. возрастет до 12,5-26 млрд. т. н.э. (8,7 млрд. т н.э. в 1990 году).

При этом быстрее будет увеличиваться потребление энергии в развивающихся странах. Если на долю развитых стран в 1990 г. приходилось около 42% мирового потребления энергии, то ожидается, что к 2020 г. оно снизится до 35-40%, а в 2050 г. будет составлять 21-27%.

Это вызвано тем, что развитые страны прежде всего уделяют огромное внимание энергосбережению, техническому и технологическому прогрессу в энергопотреблении, а также переводу (передаче) энергоемких производств из развитых в развивающиеся страны.

Самые умеренные (консервативные, не обязательно достоверные или оптимальные) прогнозы предполагают, что к 2020-2030 гг. около 50% мирового энергопотребления будет обеспечиваться жидким и газообразным топливом.

Сегодня добыча нефти в мире достигает 3,5 млрд. т в год: 29,2% – на страны Ближнего Востока); около 25% нефти добывается в развитых странах: в США – 11,4%, в Европе – 9,8%. Быстро растет уровень добычи в Южной и Центральной Америке (9,3%), а также в Китае (4,7%).

Согласно оценкам добыча сырой нефти к 2020 г. может составить 4-5 млрд. т в год (прежде всего за счет увеличения потребления в развивающихся странах).

Спрос на природный газ в мире останется стабильно высоким. Не исключено, что к **2020** году потребление природного газа в мире по сравнению с современным уровнем **увеличится в 1,5-2 раза.**

Россия продолжает лидировать, хотя ее доля сократилась с 30% в 1990 г. до 25% в 1996 г.

Второе место занимает США с приблизительно 25% мировой добычи.

В других регионах мира уровень добычи газа значительно ниже, чем в этих двух странах.

На долю Европы приходится всего 13%, хотя в последние годы здесь наблюдается значительное увеличение добычи. Но можно ожидать, что уже в начале XXI века добыча газа в Европе начнет сокращаться. Страны Ближнего Востока, имеющие большие запасы природного газа, медленно будут наращивать его добычу. Из-за отдаленности от основных центров потребления газа значительное увеличение добычи в этих странах станет целесообразным только в случае, если у России возникнут трудности с поставками газа в Европу и страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР: Япония, Южная Корея и Китай).

Прогнозы спроса на нефть и газ

Спрос на сырую нефть формируется на трех крупных рынках. Около 30% мировой добычи нефти поступает в Северную Америку (986,3 млн. т в 1996 г.). Вторым рынком формируют страны АТР (26,8%), в частности Япония (8,1%), Китай (5,2%) и Южная Корея (3,1%). Третий – в Европе, где потребляется более 22% мировой добычи нефти. На мировом рынке вращается около 57% всей добываемой сырой нефти, образуя огромные межрегиональные потоки. По прогнозам Международного энергетического агентства ожидается, что к 2010-2020 гг. мировая торговля нефтью увеличится еще на 75-80% по сравнению с 1995 г.

При этом к 2015 г. импорт нефти развитыми странами увеличится на 425 млн. т, т.е. в 2,8 раза. Вследствие этого доля ОПЭК в мировой торговле нефтью увеличится с 69% до 79% к концу периода. По оценкам международных экспертов, страны СНГ могут увеличить свой экспорт в 1,6 раза: с 130 млн. т в 1995 г. до 210 млн. т в 2015 г.

Что касается природного газа, то на сегодняшний день около 20% мировой потребности в нем удовлетворяется за счет импорта.

При этом доля импорта в США составляет около 13%, в странах Европы – 60%, Японии – практически 100%. Более 75% импортного газа перекачивается по газопроводам; реже – в сжиженном состоянии.

В ближайшие десятилетия будут доминировать три главных развивающихся региональных рынка природного газа – *США, Европа и часть АТР*.

Европа и Япония не имеют своих больших запасов газа, однако быстро наращивают его потребление. Среднегодовые темпы роста уровня потребления газа в этих регионах в 90-х гг. составляли 4,2-4,3%. Для России, главного экспортера природного газа, первоочередное значение в ближайшие годы и в перспективе будут иметь два рынка – европейский и тихоокеанский.

Ресурсная база мировой нефтегазовой промышленности

Ресурсная база традиционной нефти составляет приблизительно 300 млрд. т, из которых 50% приходится на разведанные запасы. Запасы природного газа оцениваются еще выше около 420 млрд. т н.э., из которых 1/3 составляют разведанные запасы. За последние десять лет запасы нефти увеличились на 70% и существенно превысили ее потребление, которое возросло всего на 15%. Более чем в два раза увеличились запасы нефти на Ближнем Востоке и более чем в три раза – в Южной и Центральной Америке. В то же время сократились запасы в странах СНГ и Европы.

В 1998 г. почти 2/3 мировых разведанных запасов нефти приходилось на Ближний Восток (91,6 млрд. т). Остальная часть равномерно распределена между всеми регионами мира, кроме Европы. На ее долю приходится всего 2% мировых запасов нефти. Обеспеченность разведанными запасами, как отношение количества разведанных запасов к годовому объему добычи, во всем мире – около 42 лет.

Однако расчет мировых запасов традиционной нефти не стоит слишком обольщаться, поскольку с 50% вероятностью можно утверждать, что ресурсов хватит только до середины следующего века (даже с учетом значительного увеличения коэффициента добычи традиционной нефти, который сейчас не превышает 40%). Скорее всего, мировая добыча традиционной нефти начнет сокращаться после 2010-2015 гг., что потребует большего внимания к использованию нетрадиционных видов нефти.

Следовательно, можно сделать два важных вывода:

- 1) необходимо ускорить разработку и промышленное освоение технологий добычи и производства нетрадиционных видов нефти;
- 2) следует ожидать неминуемого повышения цен на сырую нефть после 2005-2010 гг. из-за истощения месторождений дешевой

нефти и перехода к производству значительно более дорогостоящих видов нефти из нетрадиционных источников.

При этом возможны варианты повышения цен и в более ранние сроки, но причины этих случаях будут скорее не технические, а политические. Например, увеличение стоимости барреля нефти (1 нефтяной баррель = 0,158987 м³) к 2000 г. составило 30 долларов США, поскольку страны ОПЭК договорились между собой о введении ограничительных квот на добычу нефти, а через три месяца стоимость барреля снизилась до 25 долларов США вследствие частичного снижения ограничений.

Задержка в освоении новых технологий может привести к значительной напряженности на рынках нефти уже через 10-15 лет. Уже в ближайшие 10-15 лет можно ожидать появления проблем с удовлетворением потребностей в дешевой нефти.

Мировые разведанные запасы природного газа достигли к концу 1996 г. 141 трлн. м³, увеличившись более чем в два раза по сравнению с 1976 г. Из них 10% приходится на развитые страны, 40% – на страны бывшего СССР (Россия – 34,4%), а остальные 50% – на развивающиеся страны.

Около трети мировых запасов находится в странах Ближнего Востока (Иран, Катар, Объединенные Арабские Эмираты). Запасы газа в перерасчете на нефтяное топливо приближается к запасам традиционной нефти (90% в 1996 г. по сравнению с 70% в 1976г.).

Эффективность использования урана в значительной степени зависит от технологии переработки, но потенциально она очень высока. Будущее урана будет зависеть, кроме всего прочего, от того, как будут решаться текущие проблемы безопасности и утилизации отходов. Успешное развитие новых технологий, которые решат эти проблемы, играет гораздо более важную роль в будущем атомной энергетике, чем недостаток ресурсов.

Ситуация с нетрадиционными ресурсами отличается от ситуации с ископаемыми энергоресурсами. Возобновляемые ресурсы огромны, но, за некоторым исключением, нетрадиционные ресурсы предлагают энергию в концентрации, значительно более низкой, чем у ископаемого топлива: Земля ежегодно получает около 130 тыс. Гт н.э. солнечной энергии.

Для сравнения: суммарное глобальное потребление энергии в 1990 г. составляло 9 Гт н.э.

У возобновляемых ресурсов есть три главных преимущества:

- *во-первых, они могут обеспечить поставку энергии в неограниченных количествах;*
- *во-вторых, их можно использовать без существенных изменений глобальных геохимических циклов,*
- *и в-третьих, они могут обеспечить энергией следующие поколения.*

Тема 2. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ. УСЛОВНОЕ ТОПОЛИВО. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Вопросы лекции:

- Основные понятия и определения
- Энергетическая безопасность как один из компонентов национальной безопасности страны
- Факторы, ослабляющие энергетическую безопасность Республики
- Оценка уровня энергетической безопасности страны с использованием индикативного анализа
- Мероприятия по повышению энергетической безопасности Республики Беларусь
- Директива Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. №3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства».

2.1 Основные понятия и определения

В Законе «Об энергосбережении» был принят 15 июля 1998 г. № 190-З.

В нем применяются следующие основные понятия:

- ***энергосбережение*** – организационная научная, практическая, информационная деятельность государственных органов, юридических и физических лиц, направленная на снижение расхода (потерь) топливно-энергетических ресурсов в процессе их добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации;
- ***топливно-энергетические ресурсы*** – совокупность всех природных и преобразованных видов топлива и энергии, используемых в республике.

- **эффективное использование топливно-энергетических ресурсов** – использование всех видов энергии экономически оправданными, прогрессивными способами при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении законодательства;

Энергетика – область человеческой деятельности, связанная с производством, передачей потребителям и использованием энергии.

В мире наиболее развито производство электроэнергии, что обусловлено совершенством и сравнительной простотой преобразователей этой энергии в механическую, тепловую и другие виды энергии, управляющей ее мощностью аппаратуры, возможностью транспортировки и дробления для использования многими разнородными потребителями, а также экологической чистотой использования электроэнергии в подавляющем большинстве производств.

Поскольку большая часть электроэнергии вырабатывается на теплоэлектростанциях, к энергетике относят и топливодобывающие предприятия. Обычно рассматривают топливно-энергетический комплекс страны. Энергосбережение направлено на экономное расходование топливно-энергетических ресурсов, запасы которых на земле ограничены.

ТОПЛИВО

Органическое топливо состоит из горючих веществ, негорючих минеральных примесей и влаги.

Древесное топливо представляет собой в основном клетчатку 50-70%, лигнина – 20-30 %, остальное – воски, смолы.

Ископаемые твердые топлива характеризуются общностью происхождения горючей части. Они произошли в основном из растительной массы, но содержат также большее или меньшее количество белковых и жировых веществ животного происхождения.

Начальные стадии разложения в толще отмершей многоклеточной растительности, происходящие в заболоченных местах, где слой воды препятствует свободному доступу воздуха, называются оторфенением. Процесс оторфенения приводит к образованию темно-бурой массы – торфа, в котором встречаются остатки неразложившихся частей растений (листьев, стеблей).

Дальнейшие процессы преобразования торфяной массы приводят к образованию бурых углей. Продуктами последующих процессов

преобразования бурых углей являются каменные угли и антрацит. Антрацит – ископаемый уголь в высшей стадии углефикации. Плотность 1500-1700 кг/м³, теплота сгорания – 33,9-34,8 мДж/кг. Содержание углерода составляет 93,5-97%, 9% - летучие вещества.

К твердым ископаемым топливам относятся и горючие сланцы. Они представляют собой минеральные породы, пропитанные органическими веществами.

Естественным жидким топливом является нефть – смесь жидких углеводородов различных молекулярных весов и групп. Кроме того, в ней содержится некоторое количество жидких кислородных, сернистых и азотистых соединений.

Природный газ чисто газовых месторождений состоит в основном из метана (95-98 % CH₄). В искусственных газообразных топливах (газ доменных и коксовых печей, генераторный газ) метана содержится мало. Горючими составляющими в них являются в основном водород H; и окись углерода CO.

Горючая часть топлива содержит углерод C, водород H, кислород O, азот N и серу S.

Основным элементом горючей части всех видов топлива является углерод C.

При сгорании водород выделяет на единицу веса примерно в 4,4 раза больше тепла, чем углерод.

Кислород и азот в топливе – органический балласт. Кислород, находясь в соединении с водородом или углеродом топлива, снижает количество теплоты, выделяющейся при сгорании. Азот при сжигании топлива в атмосфере воздуха не окисляется и переходит в продукты сгорания в свободном виде.

Вредная примесь топлива – сера. В твердых топливах она встречается в трех видах – органическая S_{ор} (входит в состав сложных высокомолекулярных соединений), колчеданная S_к (железный колчедан FeS₂), сульфатная S_с (сульфаты CaSO₄, MgSO₄). При горении серы теплоты выделяется примерно в 3,5 раза меньше, чем при горении углерода. Содержание серы в топливе приводит к сильной коррозии низкотемпературных поверхностей нагрева.

Негорючие минеральные примеси – балласт топлива.

В газообразных топливах это углекислый газ CO₂, азот N; и водяные пары H₂O.

В твердых топливах (кроме сланцев) примеси состоят в основном свободного кремнезема SiO₂ и железного колчедана FeS₂.

В горючих сланцах примеси – в основном карбонаты.

В нефти негорючие примеси – это различные соли и окислы железа.

Второй составляющей балласта топлива является влага. Влага может попадать в топливо при его добыче и при транспортировке. Разновидностью влаги является капиллярная влага – она заполняет капилляры и поры твердого топлива. В твердых топливах содержится также коллоидная и гидратная влага. Последняя химически связана с минеральными примесями топлива ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) и глиной.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания топлива.

Высшей теплотой сгорания топлива Q_v^p называется количество тепла, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого (жидкого) или 1 м³ нормального газообразного топлива. В высшую теплоту сгорания входит тепло, выделяющееся при конденсации водяных паров, которые содержатся в продуктах сгорания топлива.

При температуре уходящих газов котельных агрегатов влага в продуктах сгорания находится в парообразном состоянии. Поэтому при тепловом расчете котельных агрегатов обычно пользуются низшей теплотой сгорания топлива Q_n^p , которая не учитывает скрытую теплоту парообразования водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания топлива.

Теплоту сгорания топлива определяют экспериментально. Для этого служат специальные приборы – калориметры.

Теплота сгорания основных видов органического топлива колеблется от 6200-7500 кДж/кг (многозольные сланцы, высоковлажный торф, бурый уголь) до 25000-29000 кДж/кг (высококалорийный каменный уголь) и 33000-42000 кДж/кг (нефтепродукты и газ). В расчетах широко используется понятие условного топлива с теплотой сгорания 29309 кДж/кг (7 000 ккал/кг).

Для экономических расчетов, сравнения показателей топливоиспользующих устройств друг с другом и планирования расхода ТЭР необходима единая база. Поэтому введено понятие «условного топлива».

Условное топливо представляет собой единицу учета органического топлива. В качестве единицы условного топлива применяется 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг (29,3 МДж/кг), что со-

ответствует хорошему малозольному сухому углю. Соотношение между условным топливом и натуральным выражается формулой

$$B_{\text{т}} = \mathcal{E} \cdot B_{\text{н}} = \left(Q_{\text{н}}^{\text{р}} / 7000 \right) \cdot B_{\text{н}},$$

где $B_{\text{т}}$ – масса эквивалентного количества условного топлива, кг;

$B_{\text{н}}$ – масса натурального топлива, кг (твердое и жидкое топливо) или м^3 – газообразного;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания данного натурального топлива, ккал/кг или ккал/ м^3 .

Соотношение $\mathcal{E} = Q_{\text{н}}^{\text{р}}/7000$ называется *калорийным коэффициентом* (или *коэффициенты пересчета натурального топлива в условное*), и его принимают для:

Тепловая энергия, Гкал	0,175
Электрическая энергия, тыс. кВт.ч	0,28
Торф, т	0,34-0,41 (в зависимости от влажности)
Торфобрикеты, т	0,45 -0,6 (в зависимости от влажности)
Природный Газ, Тыс.м3	1,15
Мазут, т	1,37
Нефть, т	1,43
Дизтопливо, т	1,45

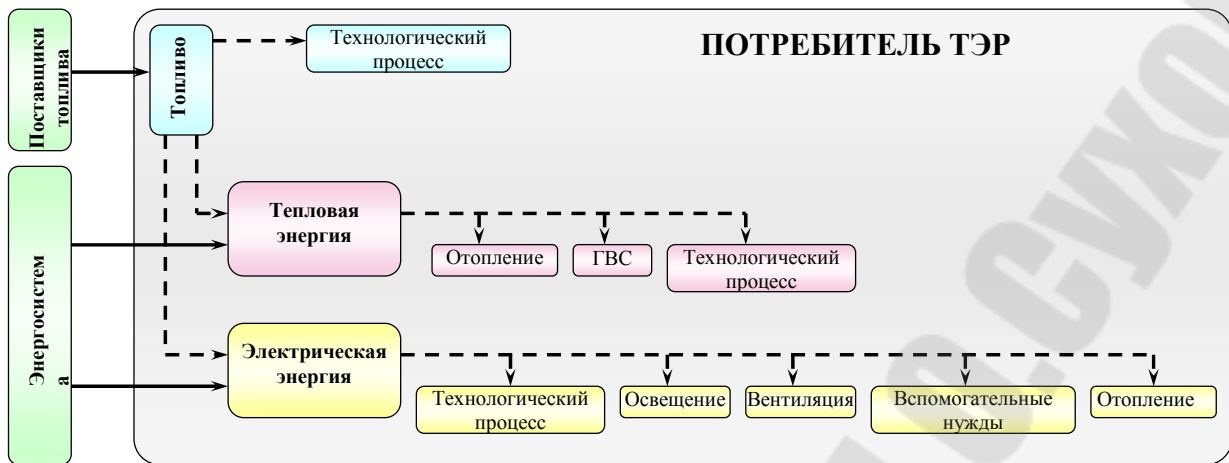
Расход топлива, тепловой и электрической энергии, необходимый для производства единицы продукции (работ, услуг), выражается в следующих единицах:

- топливо (котельно-печное топливо) - в тоннах условного топлива (т у.т.);
- тепловая энергия – в гигакалориях (Гкал);
- электрическая энергия – в тысячах киловатт-часах (тыс.кВт.ч);

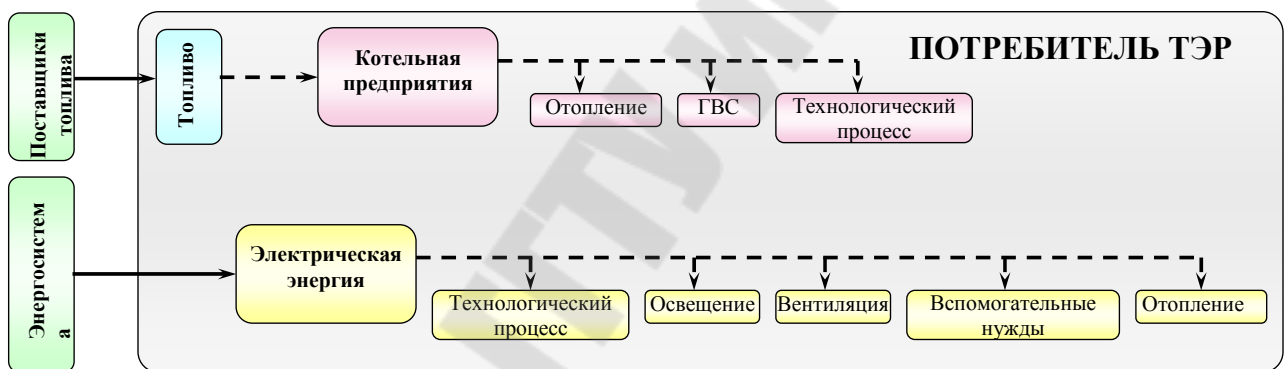
Обобщенные энергозатраты – первичная энергия в тоннах условного топлива (т у.т.).

Натуральные виды топлива переводятся в условное топливо через средние тепловые эквиваленты перевода натурального топлива в условное.

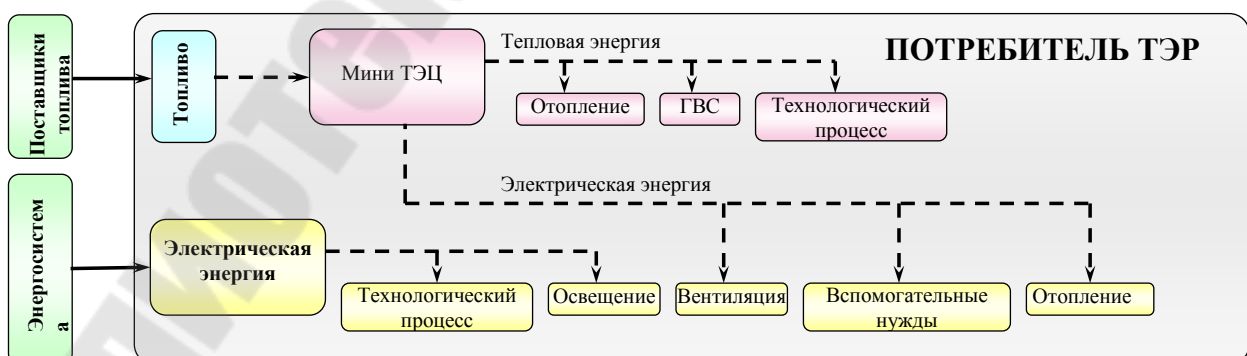
Для оценки обобщенных энергозатрат промышленного предприятия (потребителя ТЭР) учитываются все первичные энергоресурсы, поступающие на предприятие.



Общая структурная схема распределения топливно-энергетических ресурсов поступающих к промышленным потребителям



Частная структурная схема при выработке тепловой энергии собственной котельной



Частная структурная схема при выработке тепловой и электрической энергии на собственной мини ТЭЦ

Пример 2.1. Оценка обобщенных энергозатрат топливно-энергетических ресурсов условным предприятием.

Дано: предприятие за год потребило тепловой энергии (на технологические нужды, отопление, горячее водоснабжение) – 4500 Гкал, электрической энергии – 750 тыс.кВт.ч.

Рассчитаем обобщенные энергетические затраты предприятия:

$$ОЭЗ_{\text{сум}} = ОЭЗ_{\text{тэ}} + ОЭЗ_{\text{э}} = 4500 \cdot 0,175 + 750 \cdot 0,28 = 787,5 + 210 = 997,5 \text{ т у.т.}$$

2.2 Энергетическая безопасность как один из компонентов национальной безопасности страны

Энергетическая безопасность – один из важнейших компонентов национальной и экономической безопасности.

Национальная безопасность – это способность государства противостоять внутренним и внешним деструктивным воздействиям.

Различают военный, экономический, социальный, политический и экологический аспекты национальной безопасности.

Экономическая безопасность – комплекс экономических, геополитических, экологических, правовых и иных условий, обеспечивающих:

- предпосылки для его выживания в условиях кризиса и будущего развития;
- защиту жизненно важных интересов страны в отношении ее ресурсного потенциала, сбалансированности и динамики развития и роста;
- создание внутренней и внешней защищенности от дестабилизирующих воздействий;
- конкурентоспособность страны на мировых рынках и устойчивость ее финансового положения;
- достойные условия жизни граждан.

Для Беларуси роль энергетического фактора в обеспечении национальной и экономической безопасности является более значительной, чем для других государств, вследствие недостаточности собственных ТЭР.

Энергетическая безопасность – это комплекс мер и условий, обеспечивающих достаточное и надежное энергообеспечение страны

для устойчивого развития экономики в нормальных условиях и минимизацию ущерба в чрезвычайных ситуациях.

Под устойчивым развитием экономики в нормальных условиях понимается удовлетворение в полном объеме обоснованных потребностей граждан и общества, в чрезвычайных ситуациях – гарантированное удовлетворение минимально необходимого уровня жизненно важных потребностей.

2.3 Факторы, ослабляющие энергетическую безопасность Республики

В настоящее время основными дестабилизирующими факторами, ослабляющими энергетическую безопасность республики, являются:

- *низкая обеспеченность собственными ТЭР;*
- *высокая доля природного газа в ТЭБ страны;*
- *высокая степень износа основных фондов в ТЭК страны;*
- *импорт ТЭР преимущественно из одной страны (России);*
- *большие затраты на импортируемые энергоресурсы;*
- *дефицит инвестиций в ТЭК страны;*
- *высокая энергоемкость экономики республики.*

Принципы обеспечения энергетической безопасности:

- рациональное использование ТЭР и проведение активной энергосберегающей политики;
- диверсификация используемых энергоресурсов по видам и их поставщикам;
- экономически и экологически обоснованное увеличение доли местных и возобновляемых ресурсов в ТЭБ страны;
- развитие энергетики на базе современных технологий;
- создание стратегических запасов ТЭР, а также систем их хранения и доставки потребителям;
- учет возрастающих требований охраны окружающей среды.

2.4 Оценка уровня энергетической безопасности страны с использованием индикативного анализа

Для оценки уровня энергетической безопасности республики использовался индикативный анализ, т.е. система оценок ситуации –

индикаторов, количественно характеризующих состояние и степень угроз энергетической безопасности.

Сущность индикативного анализа в следующем:

- сопоставлении текущих и ожидаемых значений индикаторов с некоторыми заранее определенными пороговыми (предельно допустимыми) уровнями, периодически пересматриваемыми;
- определении качественного состояния (уровней) критичности энергетической безопасности, которые можно характеризовать как нормальное (Н), предкритическое (ПК), критическое (К);
- принятии комплекса мер по нейтрализации угроз и повышению энергетической безопасности.

Для оценки состояния энергетической безопасности использовался набор из 12 индикаторов, которые характеризуют обеспеченность собственными ТЭР и варианты выработки электроэнергии на собственных источниках; диверсифицированность энергоресурсов; надежность энергообеспечения; инвестиции в ТЭК и возможность воспроизводства основных производственных фондов.

2.5 Мероприятия по повышению энергетической безопасности Республики Беларусь

Мероприятия по повышению энергетической безопасности Республики Беларусь:

- максимально возможное с точки зрения экономической и экологической целесообразности вовлечение в ТЭБ собственных топливных ресурсов (нефти и попутного газа, торфа и лигнина, дров и древесных отходов, возобновляемых источников энергии, вторичных энергоресурсов;
- снижение импорта ТЭР;
- диверсификация первичных энергоресурсов по их видам и поставщикам;
- использование альтернативных природному газу энергоносителей и источников энергии – **угля, гидроэнергии, нефти, импортной электроэнергии;**
- расширение стран - поставщиков энергоресурсов;
- использование экономически целесообразного потенциала энергосбережения, включая повышение энергетической эффективности систем энергоснабжения и энергоиспользования;

- модернизация и реконструкция имеющихся мощностей, в том числе внедрение современных парогазовых технологий мощностью 2880–3000 МВт;
- ввод новых генерирующих мощностей на альтернативных газомазутному топливу источниках, в том числе ГЭС – 200 МВт, ТЭС на угле - до 800 МВт, ТЭЦ на дровах и местных видах топлива – до 265 МВт;
- реконструкция существующих и строительство новых ЛЭП;
- внедрение новых энергетических технологий;
- увеличение объема стратегических запасов основных ТЭР, в том числе:
 - доведение объемов хранения газа в Прибугском ПХГ до 1,35 млрд. м³;
 - создание Василевичского ПХГ с активным объемом газа до 3,5 млрд. м³;
 - развитие магистральных и распределительных систем газоснабжения;
 - разработка совместных со странами – партнерами программ повышения коллективной энергетической безопасности;
 - уточнение тарифной политики для создания благоприятного инвестиционного климата;
 - разработка системы мониторинга энергетической безопасности и составление средне- и долгосрочных прогнозов развития энергетического комплекса республики.

2.6 Директива Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. №3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства»

Организационно-правовая структура законодательства Республики Беларусь в сфере энергосбережения приведена на *рис. 2.1*.



Рис. 2.1 Организационно-правовая структура законодательства Республики Беларусь в сфере энергосбережения

Государственная политика энергосбережения с учетом требований Директивы Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. №3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства».

Основные задачи государственной политики энергосбережения на 2006-2010 годы представлены на рис. 2.2.

Задачи на 2006-2010 гг.

Снижение энергоёмкости ВВП	31%
Экономия топливно-энергетических ресурсов	9 7550 тыс.тут
Увеличение потребления МВТ и ВЭР	1850,2 тыс.тут
Ввод электрогенерирующего оборудования	1624 МВт



Рис. 2.2 Основные задачи энергосбережения на 2006-2010 гг.

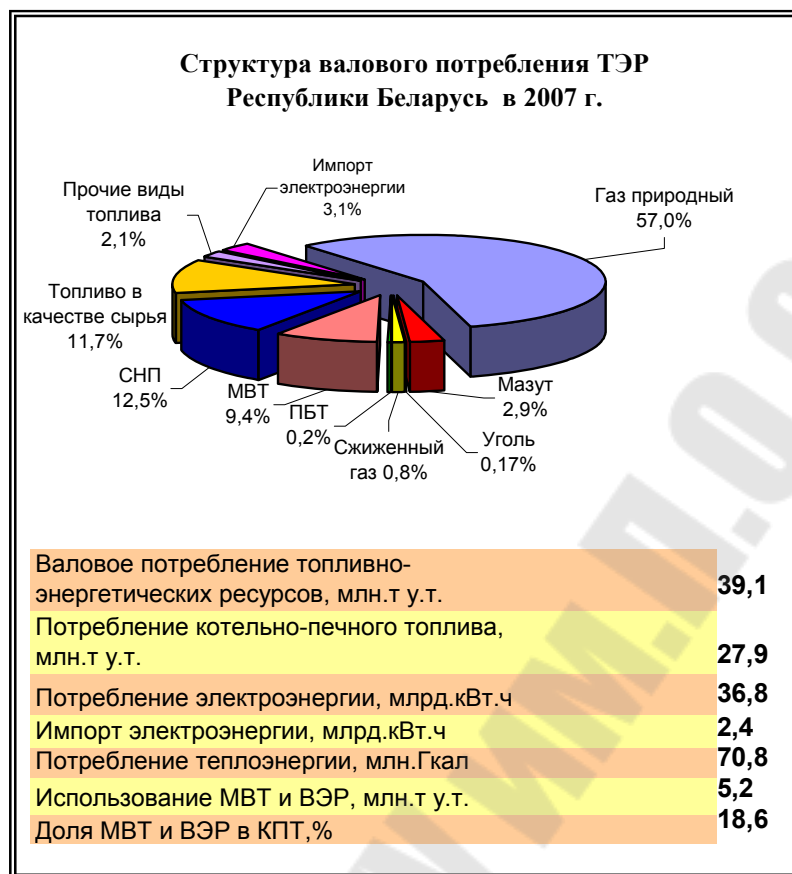


Рис. 2.3 Структура валового потребления ТЭР Республики Беларусь в 2007 г.

Реализация государственной политики в сфере энергосбережения:

1. Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 15 июля 1998 года №190-З.
2. Директива Президента Республики Беларусь «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства» от 14 июня 2007 года №3.
3. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь (Указ Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007г.№ 433).
4. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года (Указ Президента Республики Беларусь от 15 ноября 2007 г №575).

5. Республиканская программа энергосбережения на 2006-2010 годы (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 2 февраля 2006 г. №137).

6. Постановление Совета Министров Республики Беларусь «Об утверждении Республиканской программы по преобразованию котельных в мини-ТЭЦ» от 28 сентября 2007 г. № 1225.

Принятые в 2010 году и разрабатываемые нормативные правовые акты в сфере энергосбережения

1. Постановление Совета Министров Республики Беларусь «**О дополнительных мерах по рациональному и эффективному использованию топливно-энергетических ресурсов в 2010 году**» от 25 января 2010 года №92.

2. Постановление Совета Министров Республики Беларусь «**О дополнительных мерах по рациональному и эффективному использованию топливно-энергетических ресурсов до 2012 года**» от 22 февраля 2010 года №248.

3. Постановление Совета Министров Республики Беларусь «**Об утверждении перечня объектов, на которых предусматривается строительство энергоисточников на местных видах топлива**» от 19 апреля 2010 года №588.

4. Изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь «**Об утверждении Программы технического переоснащения и модернизации литейных, термических, гальванических и других энергоемких производств на 2007 – 2010 годы**» от 31 октября 2007 года №1421.

5. Постановление Совета Министров Республики Беларусь «**Об утверждении Программы строительства установок, работающих на биогазе, получаемом из отходов сельскохозяйственного и промышленного производства, коммунальных и бытовых отходов, иловых осадков в 2010 – 2012 годах**»

6. Проект Закона Республики Беларусь «**О возобновляемых источниках энергии**» (принят в первом чтении Палатой представителей Национального собрания Беларуси 6.05.2010г.)

7. Республиканская программа энергосбережения на 2011 – 2015 годы (разрабатывается)

Задачи в сфере повышения энергоэффективности, использования местных и возобновляемых энергоресурсов в Республике Беларусь

1. Снизить энергоемкость ВВП к уровню 2005 года:

- не менее чем на 31 процент в 2010 году;
- не менее чем на 50 процент в 2015 году;
- не менее чем на 60 процент в 2020 году

2. Обеспечить экономию энергоресурсов (в сопоставимых условиях):

- не менее 7,55 млн. т у.т. в 2006-2010 годах;
- не менее 7,0 млн. т у.т. в 2011-2015 годах;
- не менее 5,2 млн. т у.т. в 2016-2020 годах.

3. Обеспечить использование собственных энергоресурсов в балансе энергоресурсов для производства тепловой и электрической энергии:

- не менее 20,5% в 2010 году;
- не менее 25,0% в 2012 году;
- не менее 26,6% в 2020 году.

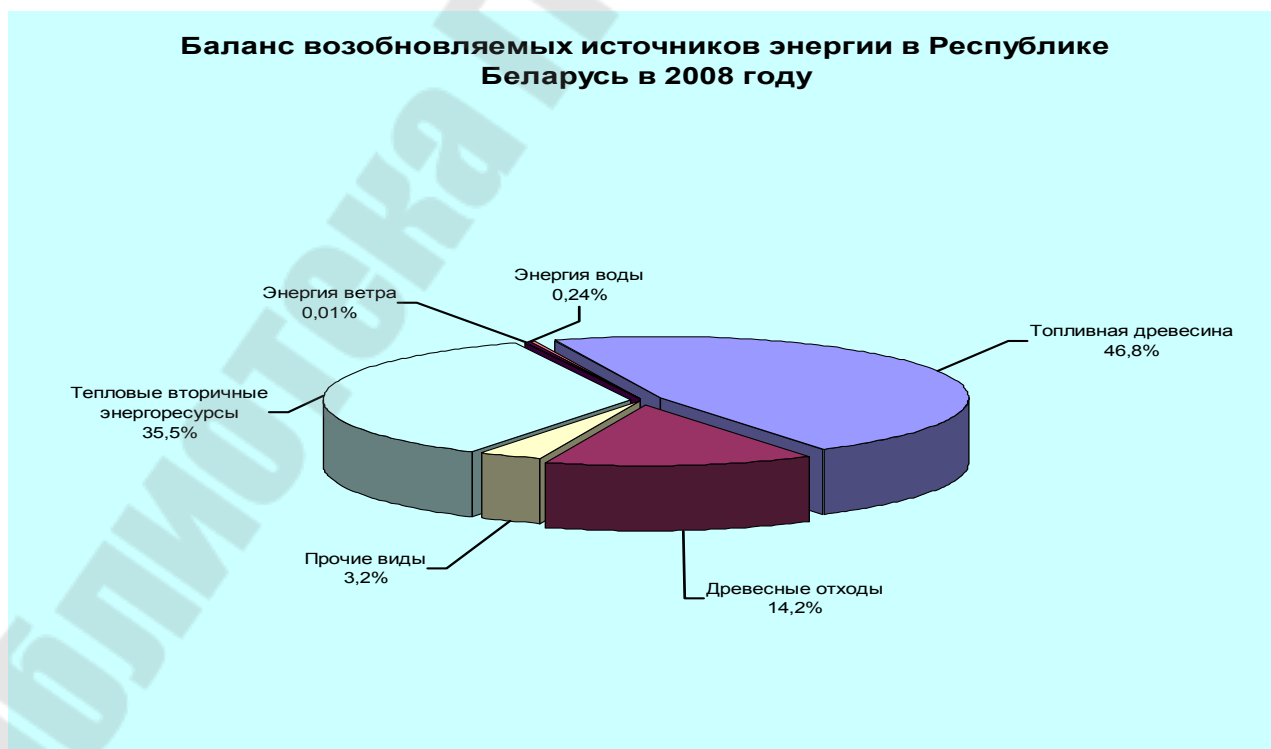


Рис. 2.4 Баланс возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь в 2008 г.

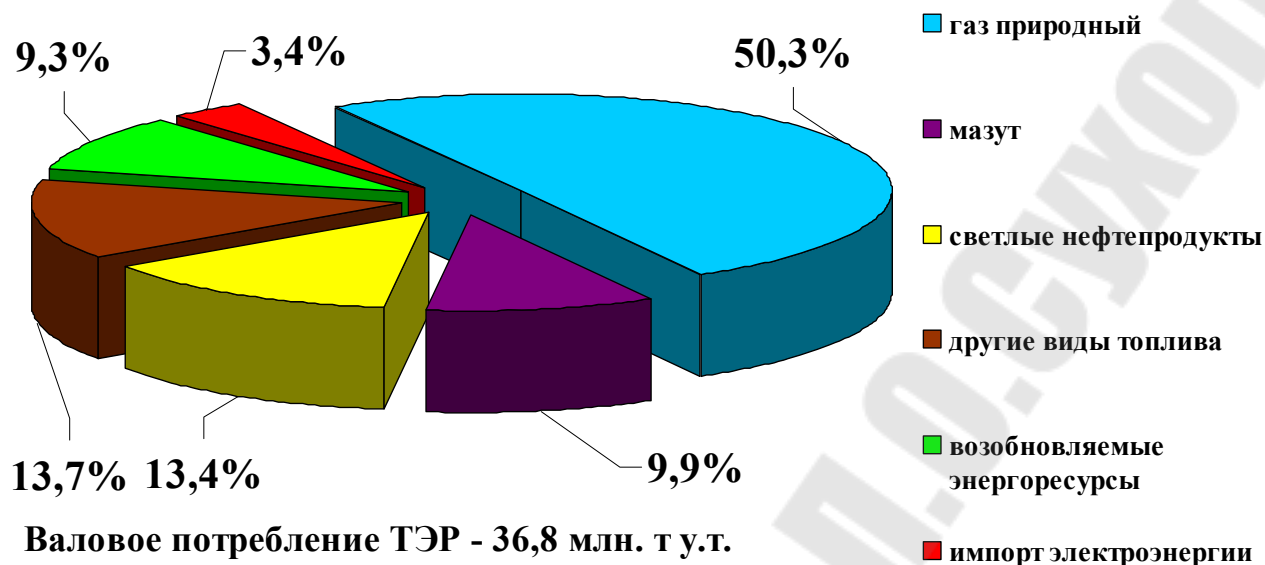
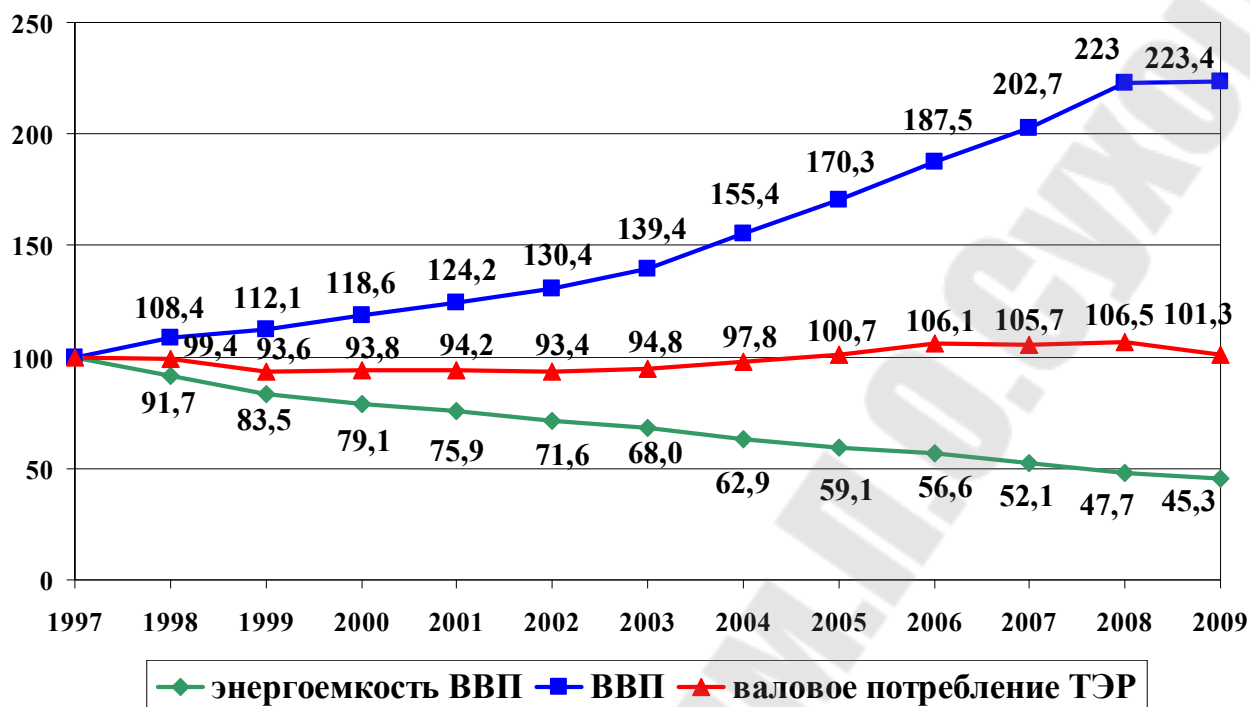


Рис. 2.5 Структура потребления ТЭР в Республике Беларусь в 2009 году

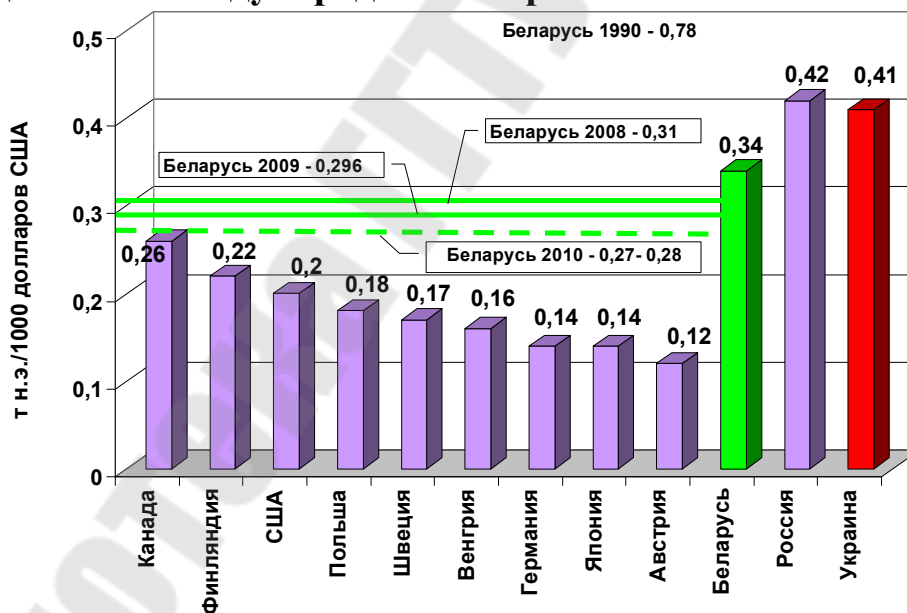
Основные задачи в сфере повышения энергоэффективности в Беларуси на 2006-2010 годы

1. Снижение энергоемкости ВВП не менее чем на 31 процент.
2. Достижение экономии ТЭР 9,14 – 9,87 млн.тонн условного топлива (снижение выбросов парниковых газов в атмосферу не менее чем на 12 млн.тонн (в эквиваленте CO₂))
3. Использование МВТ, ВЭР и НВИЭ не менее 20,5% в объеме производства тепловой и электрической энергии в 2010 году.
4. Ввод в эксплуатацию электрогенерирующих источников суммарной электрической мощностью более 1570,6 МВт.

Динамика ВВП, валового потребления ТЭР и энергоемкости ВВП в 1997-2009 гг. (%)



Показатели энергоемкости ВВП в 2007 году в странах мира (по данным Международного энергетического агентства)



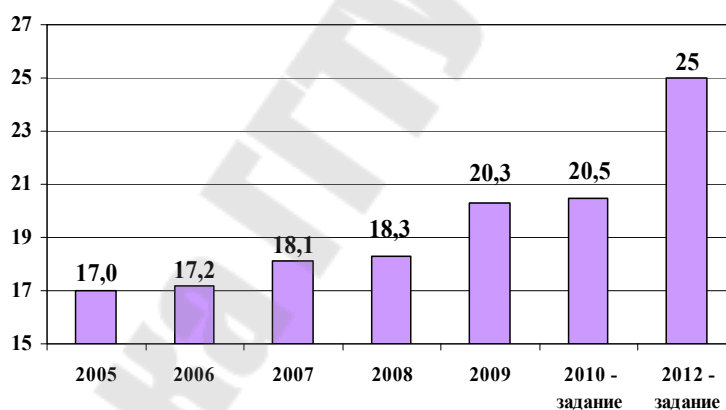
Показатель энергоемкости ВВП в ряде стран		
Страна	1990 год	2007 год
Россия	0,58	0,42
Украина	0,55	0,41
Беларусь	0,78	0,34

Динамика энергоемкости ВВП в 2006-2009 гг.

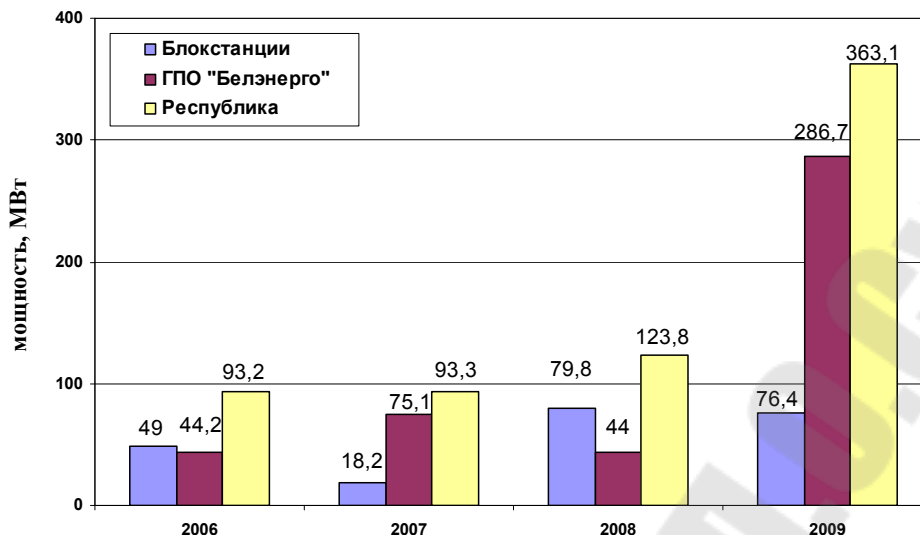
задание на 2010 год по снижению энергоемкости ВВП - 8 -10%
при темпах роста ВВП 111-113%



Доля потребления собственных энергоресурсов (в том числе возобновляемых источников энергии) в балансе энергоресурсов для производства тепловой и электрической энергии в 2005-2012 гг., %



Ввод электрогенерирующих мощностей в 2006-2009 годах



Экономия энергоресурсов по приоритетным направлениям энергосбережения.

В целом по республике суммарная экономия энергоресурсов с учетом прочих статей экономии, не нашедших отражения в отчетности по форме 1-энергосбережение, по предварительным данным, составила 1780 тыс.тут.

По приоритетным направлениям экономия энергоресурсов распределилась следующим образом:

внедрение новых энергосберегающих технологий - 398,5 тыс. тут;

оптимизация теплоснабжения – 149,7 тыс. тут;

ввод эксплуатацию электрогенерирующего оборудования – 27,6 тыс.тут;

передача тепловых нагрузок от ведомственных котельных на ТЭЦ – 31 тыс. тут;

повышение эффективности работы котлов и технологических печей и внедрение частотно-регулируемых электроприводов – 115,8 тыс.;

увеличение термосопротивления ограждающих конструкций зданий, сооружений и жилищного фонда – 38,1 тыс. тут;

применение автоматических систем управления освещением и энергоэффективных осветительных устройств, секционного разделения освещения – 30,7 тыс. тут;

внедрение приборов группового, индивидуального учета и автоматического регулирования в системах, тепло- и водоснабжения – 32,5 тыс. тут;

перевод котлов и другого топливоиспользующего оборудования на местные виды топлива и увеличение использования тепловых вторичных энергоресурсов – 294,8 тыс. тут.

Структура производства электроэнергии в Белорусской энергосистеме

Наименование	2008 год		2009 год	
	Выработка, млрд. кВтч	Норма расхода ТЭР, г у.т./кВт ч	Выработка, млрд. кВтч	ра г
Производство электрической энергии на конденсационных энергоисточниках ГПО «Белэнерго», в том числе:	20,5	317,4	16,3	
Лукомльская ГРЭС	13,9	311,8	10,8	
Березовская ГРЭС	4,6	338,2	3,3	
Минская ТЭЦ-5	2	308,4	2,2	
Количество электроэнергии, полученной при комбинированной выработке на ТЭЦ	13,2	184	12,3	
Выработка электроэнергии на блок-станциях республики	1,3	160-180	1,5	

Преимущества комбинированной выработки электроэнергии

Наименование	Выработка	Норма расхода ТЭР
Лукомльская ГРЭС	13,9 млрд. кВт*ч	311,8 г у.т./кВт*ч
Березовская ГРЭС	4,6 млрд. кВт*ч	338,2 г у.т./кВт*ч
ТЭЦ-5 г. Минск	2 млрд. кВт*ч	308,4 г у.т./кВт*ч

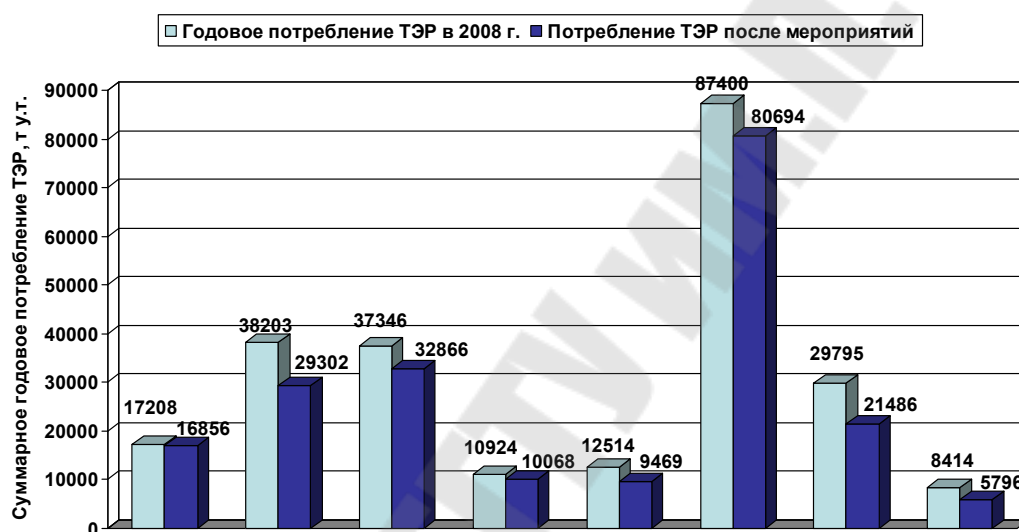
Количество электроэнергии, полученной при комбинированной выработке	13,2 млрд. кВт*ч	184 г у.т./кВт*ч
Количество тепла, участвующего в комбинированной выработке электроэнергии	26,9 млн. Гкал	165 кг у.т./Гкал

Библиотека ГГТУ им.П.О.Скрябина

Новые тенденции в сфере энергосбережения в Республике Беларусь:

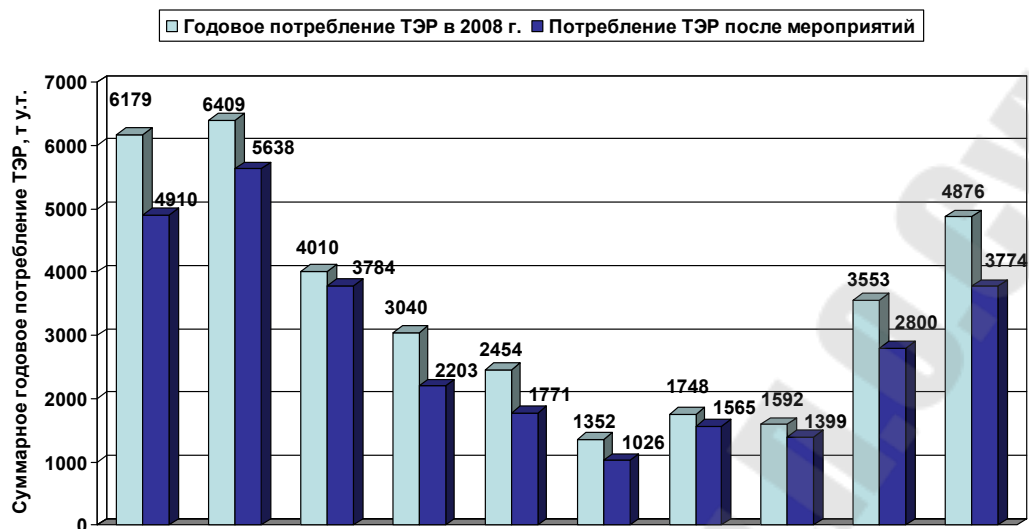
1. Ускорение темпов энергосбережения.
2. Развитие малой энергетики.
3. Увеличение использования МВТ.
4. Совершенствование топливного баланса.
5. Увеличение объемов финансирования.
6. Использование новых технологий.

Результаты проведения обязательных энергоаудитов предприятий Витебской области за 2009 г.



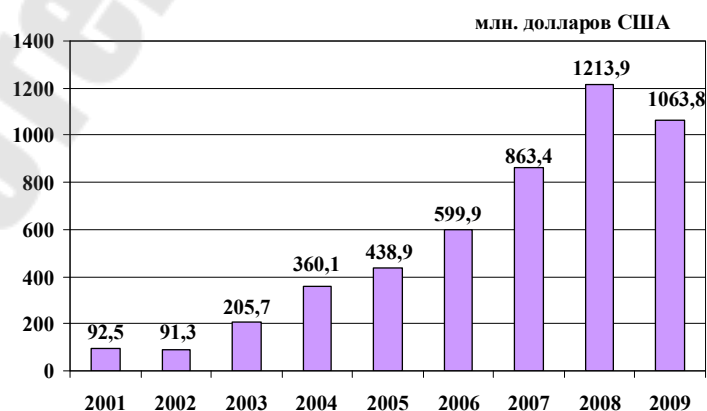
<u>Экономия ТЭР</u>	Белорусская ГРЭС	ВПКИТС	Полоцкая ТЭЦ	РСУП «Агрокомбинат «Юбилейный»	ОАО «Лепельский молочноконсервный комбинат»	Ф-л Витебские тепловые сети РУП «Витебскэнерго»	РУПП «Оршанский льнокомбинат»	ОАО «КИМ»
т. у.т.	352	8901	4480	856	3045	6706	8309	2618
% к годовому потреблению ТЭР	2,04	23,3	11,9	7,8	24,3	7,7	27,9	31,1

Результаты проведения обязательных энергоаудитов предприятий Витебской области за 2009 г.

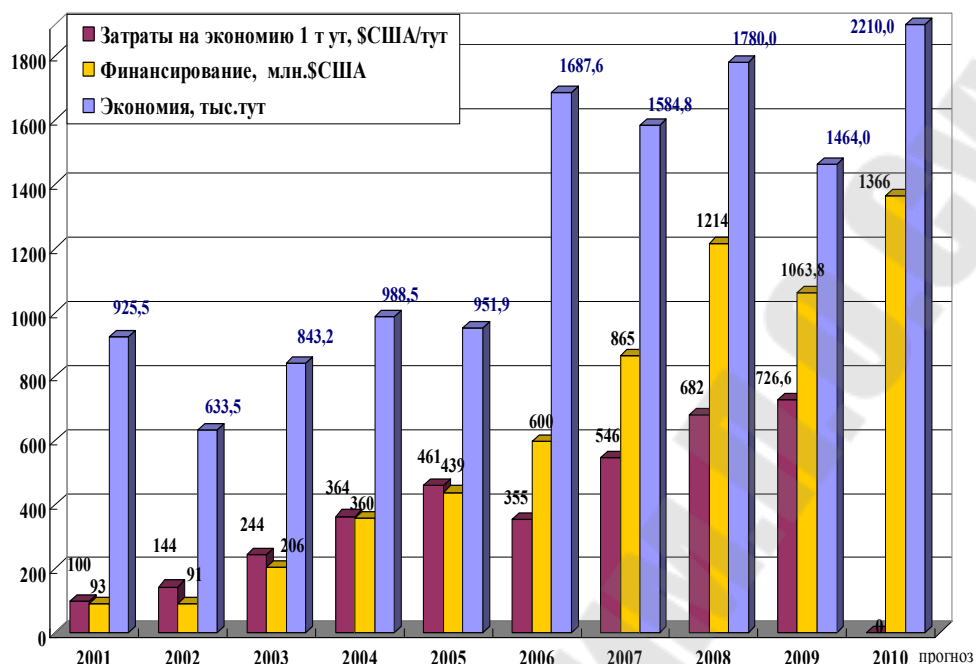


Экономия ТЭР	ЖКХ Миорского р-на	РУП «Лынтупский спиртзавод»	РУПП «Витебск хлебпром»	УП «Лес»	Локомотивное депо г. Орша	Войсковая часть 52287 г. Витебск	Витебский ф-л РУП «Белпочта»	Ф-л «Оршанский хлебозавод»	Витебский ф-л «Белтелеком»	ОАО «Витебский маслоэкстракционный завод»
т. у. т.	1269	771,3	226	837	683	326	183	194	753	1102
% к годовому потреблению ТЭР	20,5	12,1	5,6	27,5	27,8	24,1	10,5	12,2	21,2	22,6

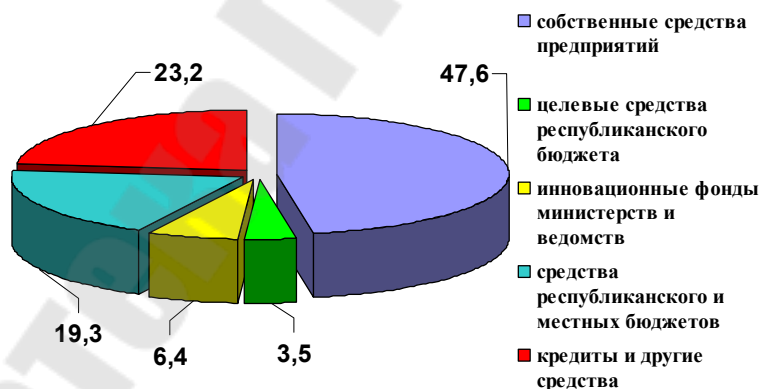
Финансирование мероприятий по энергосбережению и использованию собственных энергоресурсов в Беларуси в 2001-2009 годах



Динамика финансирования энергосберегающих мероприятий и полученный эффект в 2001-2009 годы



Удельный вес источников финансирования мероприятий по энергосбережению и использованию собственных энергоресурсов в Беларуси в 2009 году, %



Приоритетные направления энергосбережения

- внедрение новых высокоэффективных энергосберегающих технологий и оборудования
- оптимизация схем теплоснабжения с установкой индивидуальных теплоисточников

- ввод эксплуатацию электрогенерирующего оборудования
- передача тепловых нагрузок от ведомственных котельных на ТЭЦ
- повышение эффективности работы котлов и технологических печей и внедрение частотно-регулируемых электроприводов
- увеличение термосопротивления ограждающих конструкций зданий, сооружений и жилищного фонда
- применение автоматических систем управления освещением и энергоэффективных осветительных устройств, секционного разделения освещения
- внедрение приборов группового, индивидуального учета и автоматического регулирования в системах, тепло- и водоснабжения
- перевод котлов и другого топливоиспользующего оборудования на местные виды топлива и увеличение использования тепловых вторичных энергоресурсов

Тема 3. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Вопросы лекции:

- Генерирующие источники Республики Беларусь, их структура
- Развитие энергоисточников концерна «Белэнерго» на период до 2020 г.
- Прогнозная оценка выработки электрической и тепловой энергии в Республике Беларусь
- Модернизация генерирующих источников республики
- Развитие электрических сетей страны. Внешние электрические связи с соседними странами.
- Система теплоснабжения республики. Основные направления модернизации системы теплоснабжения, перспективы ее развития.
- Системы обеспечения страны газом и нефтью, ее модернизация и перспективы развития

Структура топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь представлена на *рис. 3.1*.

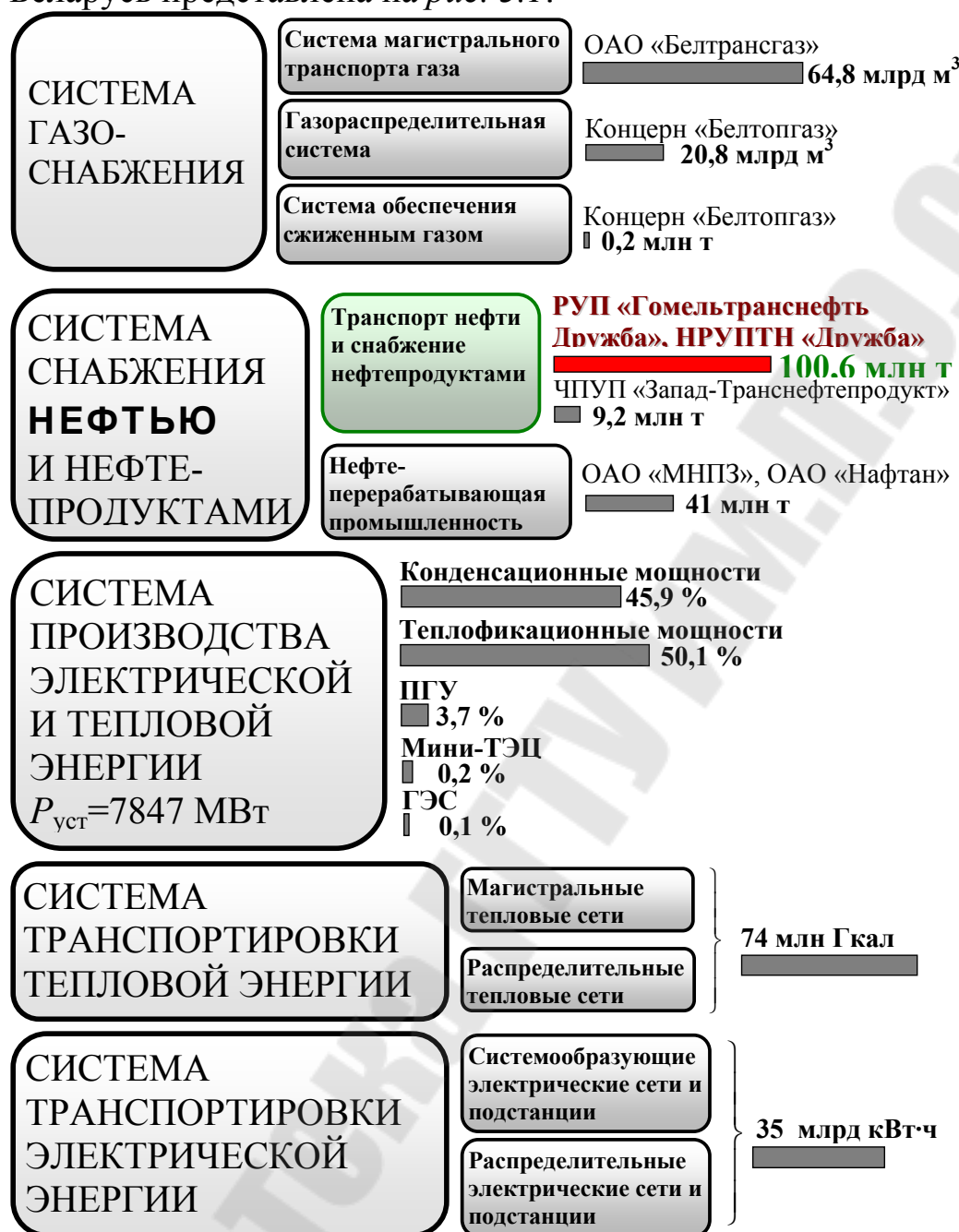


Рис. 3.1 Топливо-энергетический комплекс РБ

3.1 Генерирующие источники Республики Беларусь, их структура

Электроэнергетика играет в ТЭК ключевую роль, является в ней интегрирующей подсистемой. В стратегическом плане электроэнергетика решающим образом влияет на формирование условий для подъема экономики страны и укрепления ее экономической безопасности.

Электроэнергетика – базовая отрасль экономики, обеспечивающая жизненно важные потребности республики в электрической и тепловой энергии.

Стратегическими целями развития электроэнергетики в рассматриваемой перспективе являются:

- ♣ надежное энергоснабжение потребителей электроэнергией и теплом;
- ♣ повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития энергетической системы на базе новых современных технологий;
- ♣ снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Исходя из прогнозируемых объемов спроса на электроэнергию при прогнозируемых темпах развития экономики суммарное производство электроэнергии может возрасти к 2005 г. до 34,4 млрд. кВт·ч, к 2010 г. до 36,8 млрд. кВт·ч и в 2020 г. до 41 млрд. кВт·ч. (рис. 3.2)

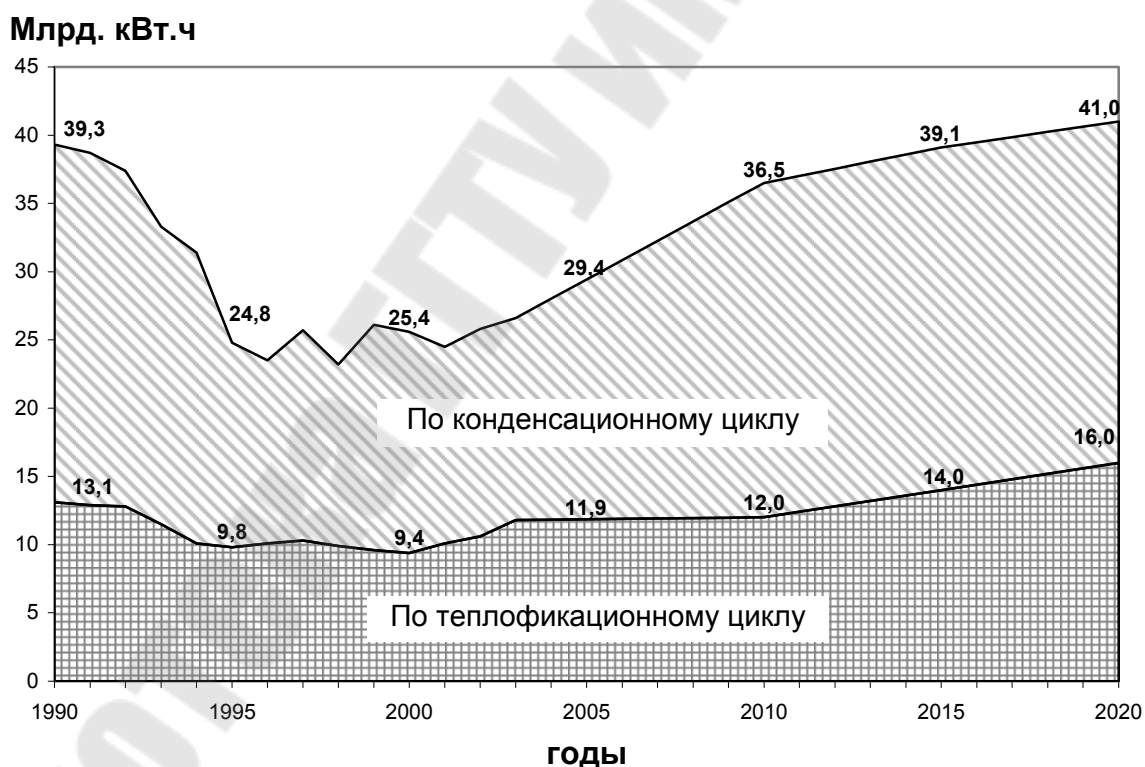


Рис. 3.2 Базовая структура выработки электроэнергии

Обеспечение этих уровней электропотребления требует решения ряда проблем, которые носят системный характер: старение основного энергетического оборудования, технологическая отсталость, нерациональная структура топливного баланса и др.

Сложившаяся структура топливного баланса обусловлена проводившейся политикой цен на первичные энергоносители для электростанций. Цены на уголь в среднем в 1,5 раза превышали цены на газ. При таких условиях, учитывая большую капиталоемкость угольных электростанций, они были не конкурентоспособными и не могли развиваться.

Износ активной части фондов в электроэнергетике составляет в целом 60-65%, в т.ч. в сельских распределительных сетях – свыше 75%. Оборудование, составляющее техническую основу электроэнергетики, морально и физически устарело. Поэтому необходимо не только поддержание работоспособности, но и существенное обновление основных производственных фондов на базе новой техники и технологий производства и распределения электроэнергии и тепла.

В настоящее время производственный потенциал Белорусской энергосистемы представлен 27 крупными электростанциями, 38 районными котельными, около 7 тыс. км системообразующих линий электропередачи высокого напряжения и 2,4 тыс. км тепловых сетей в двухтрубном исчислении.

3.2 Развитие энергоисточников концерна «Белэнерго» на период до 2020 г.

Установленная мощность генерирующих источников республики на 01.01.2004 г. составила 7847 МВт, в том числе электростанций концерна «Белэнерго» 7663 МВт.

Основную долю генерирующей мощности 99,9% обеспечивают тепловые электростанции (ТЭС), использующие органическое топливо – газ, мазут.

Мощность ТЭС делится между теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) и конденсационными электростанциями (КЭС) с некоторым преимуществом в пользу ТЭЦ.

По структуре генерирующие мощности концерна «Белэнерго» подразделяются следующим образом:

конденсационные мощности	– 3515 МВт (45,9%)
теплофикационные мощности	– 3842 МВт (50,1%)
мини-ТЭЦ	– 13 МВт (0,2%)
парогазовые установки	– 284 МВт (3,7%)
ГЭС	– 9 МВт (0,1%)

Тепловая мощность энергосистемы составляет 17,9 тыс. Гкал., в том числе отборы от теплофикационных турбин – 8,9 тыс. Гкал., водогрейные котлы – 9,0 тыс. Гкал.

В 2003 году выработка электроэнергии составила 26,6 млрд. кВт·ч, в том числе концерном «Белэнерго» 25,9 млрд. кВт·ч, из них по теплофикационному циклу 11,8 млрд. кВт·ч. Отпуск тепла составил 35,6 млн. Гкал, в том числе из отборов теплофикационных турбин 27,7 млн. Гкал. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии 267,0 г/кВт·ч и на отпуск теплоэнергии 169,7 кг/Гкал.

Более 51 % основного оборудования выработало свой ресурс (60 % котлоагрегатов, 70 % турбин, 45 % станционных трубопроводов).

Развитие генерирующих источников на период до 2020 года будет осуществляться на основе прогнозируемого топливного баланса республики, исходя из необходимости:

- замещения выбывающих генерирующих мощностей и строительство новых в объеме до 4,0 млн. кВт для поддержания уровня самообеспечения электроэнергией;
- увеличения доли производства электроэнергии на основе теплофикации;
- повышения эффективности и маневренности генерирующих мощностей;
- развитие генерирующих мощностей ТЭЦ с учетом обеспечения перспективных тепловых нагрузок при оптимальном коэффициенте теплофикации;
- достижения числа часов использования установленной электрической мощности 5000-5500 часов в году.

Учитывая прогнозируемую структуру топливного баланса в электроэнергетике республики, где доля использования природного газа к 2020 году составит порядка 70%, основным направлением будет применение наиболее эффективных и экологически чистых парогазовых установок. Однако тенденции быстрых и значительных изменений цен на газ предполагает в ближайшем будущем вернуться к рассмотрению возможности использования ядерных энергоисточников в Республике Беларусь.

С учетом требований обеспечения энергетической безопасности на основе диверсификации поставок топлива определен вариант развития генерирующих мощностей, который представлен в *табл. 3.1.*

Таблица 3.1
Развитие энергоисточников концерна «Белэнерго» на период до 2020 года,
МВт

Наименование энергоисточников	Мощность на 01.01.2002	2001-2005 годы		Мощность на конец 2005 года	2006-2010 годы		Мощность на конец 2010 года	2011-2015 годы	
		демонтаж	ввод		демонтаж	ввод		демонтаж	ввод
Зельвенская ГРЭС		-	-	0	-	-	0	-	330
Лукомльская ГРЭС	2405	-	30	2435	-	22	2457	300	23
Березовская ГРЭС	930	310	100	720	320	-	400	-	-
Минская ТЭЦ-5	330	-	-	330	-	-	330	-	450
Минская ТЭЦ-4	1030	-	5	1035	-	-	1035	-	-
Минская ТЭЦ-3	420	50	-	370	50	230	550	-	-
Новополоцкая ТЭЦ	505	50	-	455	150	-	305	-	-
Могилевская ТЭЦ-2	345	-	-	345	100	80	325	-	-
Гродненская ТЭЦ-2	170	50	-	120	60	80	140	-	110
Бобруйская ТЭЦ-2	180	-	-	180	60	80	200	60	110
Мозырская ТЭЦ	195	-	-	195	-	-	195	135	110
Гомельская ТЭЦ-2	540	-	-	540	-	-	540	-	-
Светлогорская ТЭЦ	260	-	-	260	135	-	125	-	-
Витебская ТЭЦ	70	35	40	75	35	40	80	-	-
Оршанская ТЭЦ	73	6	-	67	-	-	67	-	-
Брестская ТЭЦ на угле			-	-	-	100	100	-	-
Итого по крупным ТЭС	7453	501	175	7127	910	632	6849	495	1133
ТЭЦ менее 50 МВт	165,1	21,7	60,0	203,4	93,4	192,0	302,0	39,0	62,0
Итого по ТЭС	7618,1	522,7	235,0	7330,4	1003,4	824	7151,0	534	1195
в том числе:									
по ГРЭС	3665	310	130	3485	320	22	3187	300	803
по ТЭЦ	3953	213	105	3845	683	802	3964	234	392
мини-ТЭЦ (кот. Белэнерго)	13,5	-	12	25,5	-	122	147,5		26,5
ГЭС	9,4	-		9,4	-	40	49,4		91
блокстанции	135,8	-	5	140,8	-	6	146,8		7
ТЭЦ на дровах		-			-	20	20		50
Установленная мощность на конец года – всего	7776,8	523	252	7506	1003	1012	7515	534	1370

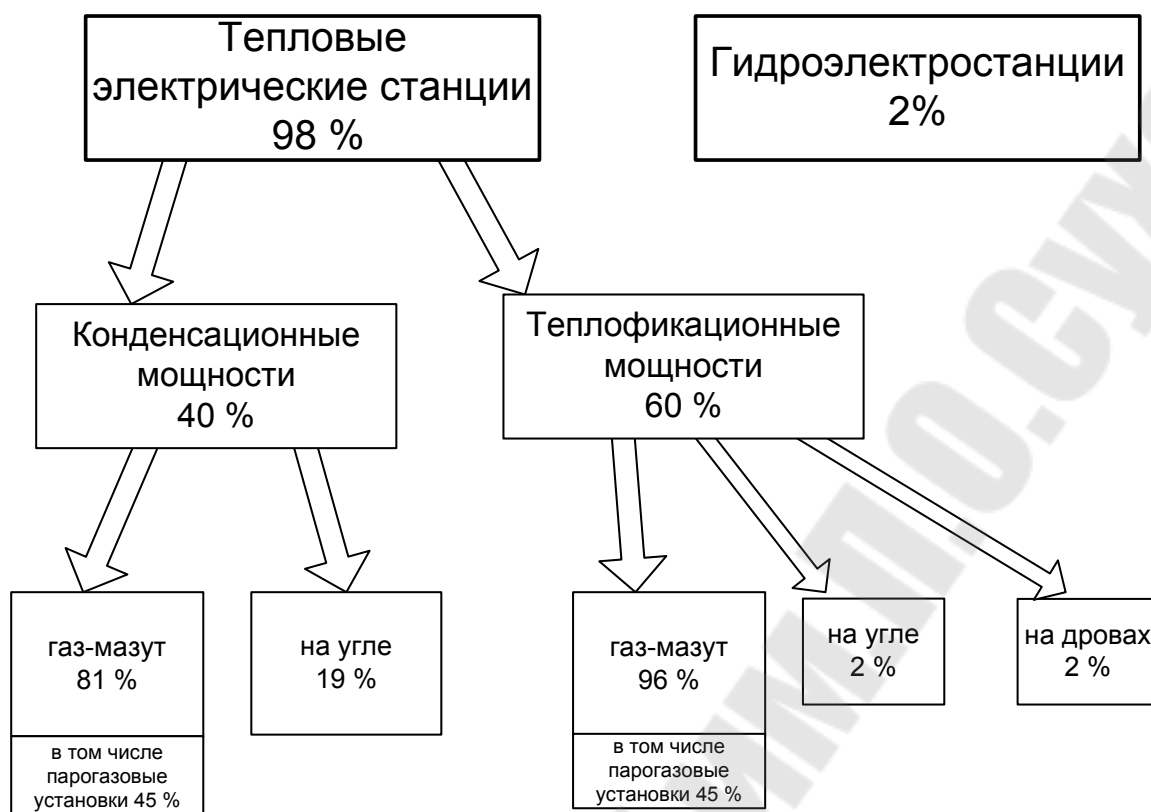
Из данных *табл.3.1* следует, что в период времени до 2020 года производится, в основном, замена электрических мощностей, отслуживших нормативный парковый ресурс, новыми мощностями.

Предусматривается строительство новой ТЭЦ на угле мощностью 100 МВт в г.Бресте, конденсационной электростанции на угле - 660 МВт., ТЭЦ на дровах единичной мощностью 10-40 МВт, общей суммарной мощностью до 95 МВт к 2020 году.

Наряду с электростанциями на органическом топливе получат развитие гидроэлектростанции (ГЭС). При этом планируется ввести в эксплуатацию 24 ГЭС общей установленной мощностью около 200-210 МВт, которые обеспечат производство более 1 млрд. кВт·ч электроэнергии. Выработанная электроэнергия на этих ГЭС позволит заместить 215-225 тыс.т у.т. экспортируемого органического топлива. Наибольшая эффективность будет достигнута за счет сооружения каскадов из четырех ГЭС на реке Западная Двина и двух на реке Неман

К концу прогнозируемого периода в структуре генерирующих мощностей сохранятся ТЭС на органическом топливе, но их доля уменьшится до 98%, уменьшится доля КЭС (40%), увеличится доля ТЭЦ до 60%, снова получат развитие в энергетике республики технологии по сжиганию угля, торфа, а также новая технология по сжиганию в энергетических котлах древесных отходов.

В 2020 г. структура генерирующих мощностей будет выглядеть следующим образом:



Из приведенного видно, что структура генерирующих мощностей изменяется: по потребляемому топливу, по соотношению в энергосистеме конденсационных, теплофикационных и гидравлических мощностей, по внедрению парогазовых установок.

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии определен с учетом характеристик оборудования, на основании расчетных удельных расходов топлива на выработку электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, а результаты расчета представлены в *табл. 3.2*.

Таблица 3.2

Выработка электроэнергии и расход топлива по принятому варианту

Показатель	2010	2015	2020
Выработка электроэнергии – всего, млн. кВт·ч	36800	39400	41000
в том числе:			
теплофикационный цикл, млн. кВт·ч	12000	14000	16000
то же, %	33	36	39
конденсационный цикл, млн. кВт·ч	24800	25400	25000
то же, %	67	64	61
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	255	252	254

Показатель	2010	2015	2020
Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии, тыс. т у.т	9384	9929	10414

Библиотека ГГТУ им. Д.О.Сукго

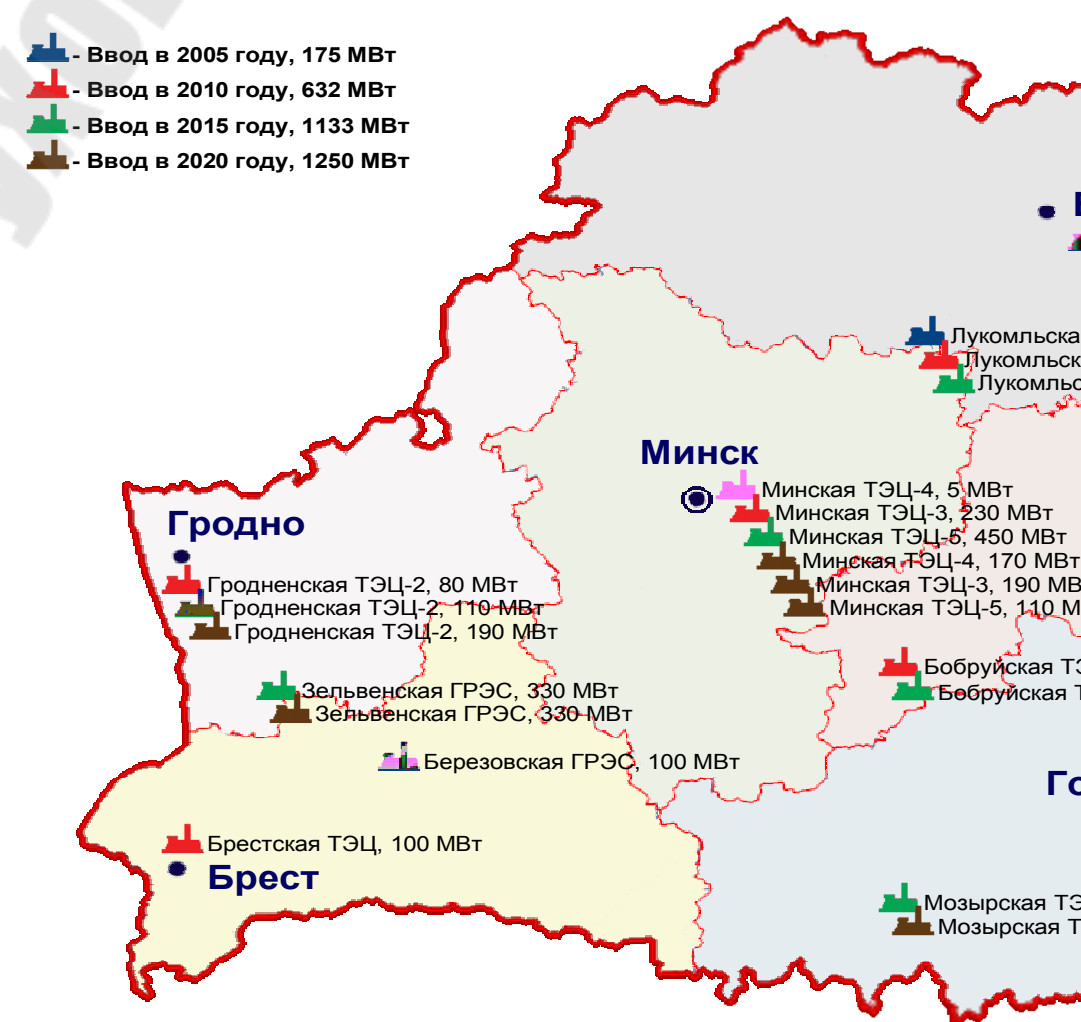


Рис. 3.3. Развитие энергоисточников концерна «Белэнерго» на период до 2020 года

3.3 Прогнозная оценка выработки электрической и тепловой энергии в Республике Беларусь

Электрические сети, линии электропередачи и подстанции энергосистемы по своему функциональному назначению делятся на две группы:

- **системообразующие электрические сети** для транспортировки (транзита) электроэнергии как внутри республики, так и по межгосударственным линиям электропередачи. К этой группе относятся сети напряжением 220-330-750 кВ. При этом, сети напряжением 220 кВ во многом утратили свое системообразующее значение и по мере выхода из строя будут заменяться на сети напряжением 330 кВ, либо переводиться в разряд распределительных сетей напряжением 110 кВ. Сети напряжением 750 кВ будут развиваться в качестве системообразующих достаточно ограничено;
- **распределительные электрические сети** для транспортировки электроэнергии потребителям.

Вторая группа электрических сетей – распределительная представлена сетями напряжением 0,4-10-35-110 кВ. При этом напряжение 35 кВ является неперспективным, новое строительство сетей этого класса напряжения не ведется и в дальнейшем не предусматривается.

Следовательно, основными в качестве распределительных сетей в настоящее время и на перспективу будут сети напряжением 0,4-10-110 кВ.

3.4 Модернизация генерирующих источников республики

3.5 Развитие электрических сетей страны. Внешние электрические связи с соседними странами.

Основными направлениями развития системообразующей сети является следующее:

- поэтапный отказ от сети напряжением 220 кВ;
- развитие сети напряжением 330 кВ в западном регионе энергосистемы;
- строительство ВЛ 330 кВ с максимально возможным использованием трасс действующих ВЛ 220 кВ;
- поэтапная реконструкция опорных ПС 330 кВ в связи с моральным и физическим износом оборудования;

• усиление существующих и развитие новых межгосударственных ЛЭП, по которым осуществляется связь с соседними энергосистемами.

Задачи развития распределительных сетей

К категории распределительных сетей относятся радиальные электрические сети напряжением 110 кВ и ниже, включая сети 0,4 кВ, к которым непосредственно подключаются потребители электрической энергии.

Опыт эксплуатации, проведенные обследования ряда ВЛ различного класса напряжения свидетельствуют о том, что в 2005-2010 годах значительное количество (более 60%) ВЛ 35-330 кВ достигнет предела физического износа, в основном по причине разрушения железобетонных опор. Поддержание их в работоспособном состоянии потребует значительных материальных и финансовых затрат.

Реконструкция сети 0,4-10 кВ, выполняемая в последнее время, значительно ниже темпов физического и морального старения данных ВЛ. В целях решения данной проблемы необходимо:

1. Разработать новые технические нормы по применению современных надежных элементов сети 0,4-10 кВ.

2. Разукрупнение сети 0,4-10 кВ путем сооружения дополнительных ТП и ПС.

3. Шире применять сооружение ПС «глубокого ввода» для приближения потребителей к источникам питания.

4. При строительстве сетей 0,4-10 кВ шире использовать современное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы), материалы (изолированные провода, полимерные изоляторы, высокопрочные стойки опор, кабели с полимерной изоляцией), микропроцессорные системы и устройства защиты и контроля.

Внешние электрические связи с Россией.

С Россией Беларусь связывают 3 воздушные линии (ВЛ) напряжением 330 кВ и одна ВЛ 750 кВ:

- ВЛ 750 кВ «Смоленская АЭС – ПС «Белорусская»;
- ВЛ 330 кВ «Рославль – ПС «Кричев»;
- ВЛ 330 кВ «Талашкино – Витебск»;
- ВЛ 330 кВ «Полоцк – Новосokolьники»;

суммарной пропускной способностью этих ВЛ 2000 МВт.

Внешние электрические связи с Литвой.

Суммарная пропускная способность внешних связей с Литвой составляет 2200 МВт. Для Беларуси очень важно, чтобы все ранее построенные линии 330 кВ могли использоваться, причем как в ближайшем будущем, так и позднее. Это возможно, если на базе ОРУ Игналинской АЭС будет создана межсистемная транзитно-распределительная подстанция 750/330 кВ, к которой будет подведена линия из России. Тогда очень перспективным выглядит перевод на напряжение 750 кВ ВЛ 330 кВ «Белорусская – Игналинская АЭС», построенной в габаритах 750 кВ.

Внешние электрические связи с Украиной

Суммарная пропускная способность существующих связей с Украиной составляет 800÷900 МВт. Белорусскую энергосистему связывают с Украиной две линии 330 кВ: «Гомель – Чернигов» и «Мозырь – Чернобыль». По условиям совместной синхронной работы ЕЭС России, ОЭС Украины и Беларуси обе линии находятся в отключенном состоянии.

Возможные перспективы увеличения импорта энергии из Украины открываются в связи с планируемым расширением Ровенской АЭС. В качестве варианта технической схемы поставки электроэнергии из Украины целесообразно рассмотреть строительство одной – двух наиболее эффективных ВЛ 330 кВ (750 кВ) от Ровенской АЭС в республику Беларусь, что позволит импортировать из Украины электроэнергию в объеме 2,5 – 3,0 млрд. МВт·ч в год.

Внешние электрические связи с Польшей

Соединение ОЭС Беларуси с ОЭС Польши возможно через вставку постоянного тока (ВПТ). Как показали предварительные проработки, для организации двухсторонней связи энергосистем Польши и Беларуси рассматривается вариант строительства переходной подстанции 330/400 кВ с ВПТ. Требуемые параметры ВПТ подлежат уточнению. Для практического осуществления указанной связи предполагается построить две ВЛ 330 кВ «Россь – ВПТ» и двухцепную ВЛ 400 кВ «Нарев – ВПТ» с использованием трассы 220 кВ «Россь – Белосток». Предполагаемая пропускная способность ВПТ – 500 МВт. В результате между энергосистемами Республики Польша и Республики Беларусь сможет осуществляться обмен энергии в объемах 2,5 – 3 млрд. МВт·ч в год.

3.6 Система теплоснабжения республики. Основные направления модернизации системы теплоснабжения, перспективы ее развития

Теплофикационный комплекс республики включает 21 ТЭЦ, 4 мини-ТЭЦ концерна «Белэнерго» суммарной электрической мощностью 3990 МВт, тепловой 8900 Гкал, и 38 котельных мощностью 9000 Гкал, а также 10 блок-станций других ведомств суммарной электрической мощностью 138,5 МВт. Кроме котельных концерна «Белэнерго» в республике имеется около 6,5 тысячи ведомственных котельных мощностью от 0,1 до 10 Гкал/час и 750 котельных мощностью свыше 10 Гкал.

В 14 городах республики функционируют централизованные системы теплоснабжения на базе ТЭЦ и котельных и в 20 городах – на базе районных отопительных и промышленных котельных. Суммарная протяженность магистральных тепловых сетей, подведомственных концерну «Белэнерго», составляет более 4,5 тыс. км (в однострубно́м исчислении), а Минжилкомхозу – 7,8 тыс. км. Незначительная часть сетей принадлежит промышленным предприятиям.

Теплоснабжение малых городов, поселков городского типа, сельских населенных пунктов на 75-80 % осуществляется от децентрализованных источников и индивидуальных систем отопления.

Основной причиной препятствующей повышению эффективности работы систем теплоснабжения является технологическое несовершенство схем теплоснабжения – они работают, в основном, по зависимым схемам, которые характеризуются следующими основными недостатками:

- значительная часть систем теплоснабжения, будучи единым технологическим контуром, расчленена балансовой принадлежностью различных субъектов хозяйствования (владельцев). При этом многие годы не решаются финансово-экономические и технические межведомственные проблемы совместной их эксплуатации. Кроме того, балансовая расчленённость зависимых систем теплоснабжения не позволяет эффективно использовать инвестиции в реконструкцию и модернизацию её составляющих элементов;
- большая протяжённость и разветвлённость тепловых сетей не позволяет обеспечить устойчивый гидравлический режим теплосети и провести качественную его наладку. Кроме того, директивное снижение в последние годы параметров теплоносителя ниже необходимых

по температурному графику теплосети привело к разрегулировке систем теплоснабжения.

В качестве *основных направлений развития и совершенствования систем централизованного теплоснабжения* предусматривается:

- развитие централизованных систем теплоснабжения на основе перспективных схем теплоснабжения городов и населенных пунктов республики;
- максимальное применение газотурбинных, парогазовых и газомоторных технологий для комбинированного производства электрической и тепловой энергии;
- расширение зон теплоснабжения ТЭЦ за счет максимально возможного переключения на них потребителей нагрузок котельных;
- соблюдение оптимальных температурных графиков отпуска тепловой энергии с учетом социальных стандартов у потребителей в системах отопления и горячего водоснабжения;
- внедрение схем и режимов аккумулирования теплоэнергии;
- создание и внедрение современных многоуровневых систем учета отпуска и потребления тепловой энергии, автоматизированных систем управления технологическими процессами и гидравлическими режимами теплоснабжающих комплексов;
- гидравлическое разделение теплоснабжающего и теплоиспользующего контуров, т.е. переход на независимые схемы присоединения потребителей;
- переход с качественной на количественно-качественную систему регулирования отпуска тепловой энергии;
- применение предизолированных труб для бесканальной прокладки и систем оперативной диагностики влажности теплоизоляции, современных типов компенсаторов и запорной арматуры;
- улучшение качества сетевой воды;
- повсеместное внедрение качественной диагностики состояния трубопроводов;
- замена стальных оцинкованных трубопроводов систем горячего водоснабжения на стеклопластиковые, полипропиленовые, полиэтиленовые и т.п.;
- поэтапная реабилитация существующих домовых сетей отопления для индивидуального регулирования и учета потребления тепла в квартирах.

3.7 Системы обеспечения страны газом и нефтью, ее модернизация и перспективы развития

В настоящее время газоснабжение потребителей Республики Беларусь осуществляется от газотранспортной системы, подведомственной ОАО «Белтрансгаз», которая включает в себя:

- более 6,9 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов (в однострубно́м исполнении);
- 8 КС с установленной мощностью 729,7 тыс. кВт, в том числе:
 - 6 линейных КС;
 - 2 КС, установленные на подземных хранилищах газа (ПХГ);
 - 2 ПХГ, в том числе:
 - Осиповичское ПХГ – проектная мощность 0,36 млрд. м³ активного газа;
 - Прибугское ПХГ – проектная мощность 1,35 млрд. м³ активного газа, находящееся в настоящее время в опытно-промышленной эксплуатации;
 - 218 газораспределительных станций (ГРС) с фактической годовой подачей газа 17,6 млрд. м³ в 2002 году (суммарная проектная производительность более 93,4 млрд. м³ в год);
 - 24 автогазонаполняющие компрессорные станции и другие объекты.

Основные направления развития газификации на прогнозируемый период:

- строительство газопроводов в районах, не охваченных газификацией;
- строительство распределительных газовых сетей от существующих ГРС к крупным потребителям природного газа;
- опережающее строительство распределительных газопроводов от намечаемых к строительству ГРС и обеспечение готовности потребителей к приему газа в первый год эксплуатации ГРС в объеме не менее 5 % производительности ГРС;
- перевод жилищного фонда городов и других населенных пунктов со сжиженного на природный газ, что сократит дотации государства на возмещение убытков газоснабжающих организаций и повысит безопасность жизнедеятельности населения.

В ходе реализации указанных направлений должно быть обеспечено снижение стоимости и продолжительности строительства систем и объектов газоснабжения на основе:

- широкого **внедрения полиэтиленовых труб** и соединительных деталей из полиэтилена;
- газификации жилых домов от сетей газоснабжения среднего давления с применением **комбинированных домовых регуляторов давления газа**;
- внедрения **ГРС** для газификации сельскохозяйственных потребителей и населенных пунктов, находящихся вблизи трасс магистральных газопроводов и газопроводов-отводов.

В мировой практике для обеспечения энергетической безопасности **объем газовых хранилищ должен включать до 30 % годового потребления газа, что для Беларуси, при условии реализации диверсификации потребляемых энергоресурсов по видам, составит к 2020 году 5 млрд.м³.**

Потребность республики в объемах природного газа, требуемых для удовлетворения сезонной неравномерности, может быть обеспечена за счет действующего Осиповичского ПХГ – 0,36 млрд.м³, Прибугского ПХГ – 1,35 млрд.м³ и находящегося в стадии предпроектных изысканий Василевичского ПХГ – 3,1 млрд.м³. **Для сооружения Василевичского ПХГ потребуется около 200 млн. долларов США инвестиций при себестоимости хранения 7 долларов США/тыс.м³ и стоимости услуг по хранению 16,3 доллара США/тыс.м³.**

Альтернативой создания собственных газохранилищ может служить вариант закачки излишков природного газа, возникающих в летний период, в подземные хранилища, расположенные на территории Украины и Латвии.

Имеется техническая возможность хранения белорусского природного газа в ПХГ УМГ «Львовтрансгаз» (Украина) с последующей его подачей обратным ходом в зимнее время в Беларусь по газопроводу «Ивацевичи-Долина». Ориентировочная стоимость такого хранения без транспортных затрат – 10-12 долларов США/1000 м³.

Объекты, требующие реконструкции в течение рассматриваемого периода, включают:

- о магистральные газопроводы:
 - v Дашава-Минск;
 - v Ивацевичи-Вильнюс-Рига;

- v Торжок-Минск-Ивацевичи - 1н;
 - v Ивацевичи-Долина - 1н;
 - v Щорс-Гомель;
 - v Минск-Гомель;
- o газопроводы-отводы, подключенные к вышеперечисленным магистральным газопроводам;
 - o компрессорные станции, введенные в эксплуатацию в период с 1975 года по 1983, а также оборудование компрессорных станций, а именно электрооборудование со сроком эксплуатации более 20 лет.

Необходимо будет провести реконструкцию более 50 ГРС, 7 компрессорных станций с установкой на них более 40 газоперекачивающих агрегатов, 7 автогазонаполняющих компрессорных станций и других объектов.

Развитие газораспределительных систем

В настоящее время протяженность газовых распределительных сетей составляет 25,7 тыс. км, что по отношению к 1998 году составляет 135,8 %, ежегодный прирост – около 1,35 тыс. км.

Ситуация с распределительными сетями на текущий момент относительно благоприятная – по срокам службы 15 % сетей имеют возраст менее 25 лет, 47 - менее 15 лет, 26 % - менее 5 лет.

Основным приоритетным направлением развития газификации на период до 2020 года должно быть строительство распределительных газовых сетей от существующих малозагруженных ГРС к крупным потребителям топлива и перевод их на использование природного газа. Кроме того, должно продолжаться строительство газопроводов-отводов и ГРС в негазифицированных от сетей природного газа районных центрах, перевод на природный газ жилого фонда, газификация отопительных котельных, энергоемких промышленных предприятий и объектов энергетики, однако все это должно реализовываться при отсутствии экономически оправданных вариантов использования альтернативных видов энергоресурсов. Общая протяженность распределительных сетей природного газа по годам составляет: 2003 – 25700 км, 2005 – 28000 км, 2010 – 33000 км, 2015 – 38000 км, 2020 – 43000 км.

Система снабжения нефтью и нефтепродуктами Республики Беларусь

Нефтеперерабатывающая промышленность

Переработкой нефти в Беларуси занимаются два нефтеперерабатывающих предприятия – открытое акционерное общество «Мозырский нефтеперерабатывающий завод» и открытое акционерное общество «Нафтан». К 2020 году прогнозируется переработка нефти до 21,7 млн.т.

Мозырский нефтеперерабатывающий завод

Введен в действие в январе 1975 г. В 1994 году вошел в состав первой российско-белорусской транснациональной нефтегазовой компании «Славнефть». Основными акционерами ОАО «Мозырский НПЗ» являются Правительство Республики Беларусь – 42,7 % акций, ОАО «НГК «Славнефть» – 42,5, физические лица и работники завода – 14,8 %.

Проектная мощность завода по переработке – 16 млн. т сырья в год, в 2003 году переработал около 7,6 млн. т нефти.

На Мозырском НПЗ производится до 30 видов продукции. Основными товарными продуктами являются бензин, дизельное топливо, мазут.

Нефть поступает на завод по двум нефтепроводам: российская - по нефтепроводу «Дружба», белорусская – по нефтепроводу с речичских месторождений.

Новополоцкий нефтеперерабатывающий завод

Построен в феврале 1963 г., задуман по технологической схеме топливного варианта НПЗ с объемом переработки нефти 25 млн.т в год. Основу завода составили установки первичной переработки нефти, гидроочистки, каталитического реформинга бензина. С течением времени в объединении развивались и другие направления нефтепереработки: установки по производству ароматики, комплекс по производству смазочных масел, установки по производству присадок к маслам, битумные установки.

Основной комплекс технологических установок объединения построен в 70-х годах, затем реконструирован и приближен к соответствующим стандартам технологических процессов.

Нефть поступает в объединение по нефтепроводу «Дружба», а отправка готовой продукции (70 наименований) производится железнодорожным и автомобильным транспортом.

Прогнозируемые объемы переработки нефти на обоих НПЗ составят, млн.т: 2010 – 21,6; 2015 – 21,6; 2020 год – 21,7.

Транспорт нефти и снабжение нефтепродуктами

Эксплуатация нефтепроводов в Беларуси осуществляется двумя предприятиями: Новополоцким предприятием по транспорту нефти «Дружба» на севере и Гомельским предприятием по транспорту нефти «Дружба» на юге.

По южной ветке нефть поставляется из Самары через Брянск на Мозырский НПЗ. Часть нефти поступает транзитом на Дрогобычский НПЗ (Украина) и через Брест на Плоцкий НПЗ (Польша). По северной ветке нефть поступает из Ярославля на Новополоцкий НПЗ, а затем на Мяжейкяйский НПЗ (Литва) и в Вентспилский порт (Латвия).

Нефтепродуктопроводы связывают Полоцк-Вентспилс, а также Мозырь-Дрогобыч и Мозырь-Брянск.

Суммарная пропускная способность двух веток составляет 133 млн.т в год (северная 50 млн т, южная – 83 млн.т). Фактическое использование трубопроводов в последние годы значительно снизилось. В 2003 году было прокачено по северной ветке 24,1 млн.т нефти, по южной - 76,5 млн.т.

Объем резервуарного парка НРУПТН «Дружба» г. Новополоцк составляет 315 тыс.м³, РУП "Гомельтранснефть «Дружба» – 309 тыс. м³.

Поставка нефтепродуктов потребителям осуществляется в основном через нефтебазы концерна и транзитом. На территории республики действуют 6 областных предприятий по обеспечению нефтепродуктами с 23 филиалами, ОАО «Лиданефтьпродукт», ОАО «Пуховичинефтьпродукт» с поставкой нефтепродуктов по железной дороге.

Объем резервуарного парка нефтебазового хозяйства в 2003 году составил 779,5 тыс.м³.

Реализация бензинов и дизельного топлива осуществляется на 381 автозаправочной станции, принадлежащих предприятиям концерна. На рынке республики присутствуют и частные компании (дочерние компании НК «Лукойл», «Славнефть»), прочие юридические лица, количество АЗС которых составляет более 200. Суммарная мощность АЗС в 2002 году составила 249500 заливок в сутки.

Сеть АЗС, ориентированная по направлениям движения основных транспортных потоков, оптимально распределена по всей территории республики.

В качестве основных транспортных потоков рассмотрены направления Брест-Москва, Брест-Гомель, Санкт-Петербург-Одесса. Плотность АЗС на этих направлениях фактически полностью соответствует нормам (нормативное расстояние при размещении АЗС составляет не менее 1 станции на 50 км трассы).

Тема 4. МЕСТНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА

Вопросы лекции:

- Обеспеченность республики собственными энергоресурсами: нефть, попутный газ, торф. Нефть и попутный газ: динамика потребления, передовые способы освоения нефтяных месторождений.
- Оценка запаса торфа на территории страны, основные месторождения, современные технологии переработки торфа.
- Оценка стратегических запасов горючих сланцев и бурых углей.

4.1 Обеспеченность республики собственными энергоресурсами: нефть, попутный газ, торф. Нефть и попутный газ: динамика потребления, передовые способы освоения нефтяных месторождений

Собственные энергоресурсы республики:

- нефть,
- попутный газ,
- торф,
- дрова,
- гидроэнергия

в 2002 году составила 15,1 %, что соответствует 5,2 млн. т у.т.

Нефть и попутный газ

Разведанные месторождения нефти - Припятская впадина. Площадь составляет около 30 тыс. км².

Начальные извлекаемые ресурсы нефти 355,56 млн.т.

В промышленные категории переведено 46 % указанных ресурсов.

В период с 1965 года по 2002 были открыты 185 месторождений с залежами нефти, 64 из которых имеют суммарные запасы 168 млн.т.

Неразведанные ресурсы нефти оцениваются **187,56** млн.т.

С начала разработки добыто **108** млн.т нефти и **11,3** млрд.м³ попутного газа,

остаточные запасы нефти промышленных категорий составляют **58** млн.т, попутного газа – **34,3** млн.м³.

Основная часть нефти (96 %) добывается (в последнее время более 1,8 млн. т в год) из активных остаточных запасов, которые составляют 26 млн. т (41 %). Обеспеченность активными запасами составляет 15 лет, а вместе с трудноизвлекаемыми (низкопроницаемые коллекторы, обводненность более 80 % и высокая вязкость)

Спад добычи:

1. крупные месторождения нефти истощились, а запасы по вновь открываемым небольшим залежам не восполняли объемы извлекаемой нефти.

2. спад усугубляется ростом доли трудноизвлекаемой нефти.

Перспективным в нефтегазоносном отношении является Оршанская и Подляско-Брестская впадины. Однако промышленная нефтеносность установлена только в Припятском прогибе.

Перспективы Оршанской и Подляско-Брестской впадин весьма проблематичны, но однозначно пока не определены.

Прогнозируемые объемы годовой добычи нефти в млн. т составят:

в 2010 – 1,58; 2015 – 1,36; 2020 году – 1,17.

Уровень добычи попутного газа 2005 составил 230 млн.м³,

в 2010 снизится до **204** млн.м³,

в 2015 – до **177** млн.м³,

а в 2020 году – до **150** млн.м³.

Передовые технико-технологические средства поиска, разведки и добычи нефти направлены на:

– повышение степени достоверности структур (объектов), подготавливаемых к бурению сейсморазведкой (расширение применения пространственных сейсморазведочных работ, совершенствование способов обработки и интерпретации материалов);

– улучшение проходки, крепления и испытания скважин, обеспечивающих сохранение коллекторных свойств продуктивных пластов при первичном и вторичном вскрытии (первооружение буровых установок, внедрение современного породоразрушающего инструмента и промывочной жидкости);

– повышение эффективности геофизических и геохимических исследований скважин по выявлению коллекторов и их нефтегазоносности (техническое переоснащение промыслово-геофизических и скважинных сейсмических исследований);

– интенсификацию нефтедобычи и увеличение нефтеотдачи пластов (приобретение установок для бурения вторых стволов, применение физико-химических методов воздействия на пласт, внедрение системы контроля СКАД за работой электропогружных установок, развитие системы ППД посредством приобретения высоконапорных установок);

– добычу высоковязкой нефти (испытание различных технологий).

Для осуществления этих мероприятий в 2003-2020 годах планируется освоить около 830 млн. долларов США капитальных вложений.

Финансирование будет производиться за счет собственных средств по периодам в млн. долларов США: *2006-2010 – 250; 2011-2015 – 200; 2016-2020 годы – 200.*

4.2 Оценка запаса торфа на территории страны, основные месторождения, современные технологии переработки торфа.

9000 торфяных месторождений общей площадью 2,54 млн. га и первоначальными запасами торфа 5,65 млрд. т.

К настоящему времени оставшиеся геологические запасы оцениваются в 4 млрд. т, что составляет 70 % от первоначальных.

Основные запасы залегают в месторождениях, используемых сельским хозяйством (1,7 млрд. т, или 39 % оставшихся запасов) или отнесенных к природоохранным объектам (1,6 млрд. т, или 37 %).

Ресурсы торфа, отнесенные в разрабатываемый фонд, оцениваются в 250 млн. т, что составляет 5,5 % оставшихся запасов.

Извлекаемые при разработке месторождений запасы оцениваются в 100-130 млн. т.

Учитывая имеющиеся ресурсы торфа и то, что брикеты относительно дешевый вид топлива, можно говорить о **целесообразности поддержания их производства на достигнутом уровне.** Однако в связи с выработкой запасов на ряде действующих брикетных заводов в ближайшей перспективе **ожидается снижение объемов выпуска**

топливных брикетов. Частичная компенсация этого возможна за счет добычи кускового торфа, а также строительства мобильных заводов мощностью 5-10 тыс. т.

Для повышения коэффициента использования залежей торфа и, таким образом, увеличения извлекаемых его запасов, необходимо широкое внедрение новых направлений использования выработанных торфяных месторождений - выработка запасов торфа с оставлением 0,2-0,3 метра защитного слоя, повторное заболачивание выработанных месторождений.

4.3 Оценка стратегических запасов горючих сланцев и бурых углей

Горючие сланцы

Запасы горючих сланцев (Любанское и Туровское месторождения) оцениваются в 11 млрд. т, промышленные – 3 млрд. т.

Туровское месторождение: шахтное поле с запасами 475-697 млн. т

1 млн. т таких сланцев эквивалентен примерно 220 тыс. т у.т..

Горючие сланцы не являются эффективным топливом из-за высокой их зольности и низкой теплоты сгорания:

- теплота сгорания – 1000-1510 ккал/кг,
- зольность – 75 %,
- выход смол – 6-9,2 %,
- содержание серы – 2,6 %.

Не пригодны для прямого сжигания. Требуют предварительной термической переработки с выходом жидкого и газообразного топлива. Стоимость получаемых продуктов (*коксовый газ и сланцевое масло*) на 30 % выше мировых цен на нефть с учетом ее доставки на территорию республики. Получаемая после термической переработки черная зола не пригодна для дальнейшего использования в сельском хозяйстве и строительстве, а из-за неполного извлечения органической массы в золе прослеживается содержание канцерогенных веществ.

Бурые угли

В Беларуси 3 месторождения бурых углей: Житковичское, Бриневское и Тонежское с общими запасами 151,6 млн. т.

Разведаны детально и подготовлены для промышленного освоения две залежи Житковичского месторождения: Северная (23,5 млн. т) и Найдинская (23,1 млн. т), две другие (Южная - 13,8 млн. т и Кольменская - 8,6 млн. т) разведаны предварительно.

На базе Житковичского месторождения с учетом предварительно разведанных запасов возможно строительство бурогоугольного карьера годовой мощностью 2 млн. т (0,37 млн. т у.т.). Ориентировочная стоимость строительства первой очереди разреза мощностью в 1,2 млн. т в год (0,22 млн. т у.т.) составит 57 млн. долларов США, при увеличении мощности до 2-2,4 млн. т потребуется дополнительно 25,7 млн. долларов США.

Угли низкокалорийные – низшая теплота сгорания рабочего топлива 1500-1700 ккал/кг,

- влажность – 56-60 %,
- средняя зольность – 17-23 %, **пригодны для использования как коммунально-бытовое топливо после брикетирования совместно с торфом.**

Разработка угольных месторождений возможна открытым способом, однако в ближайшей перспективе не рекомендована республиканской экологической комиссией, поскольку в результате вынужденного резкого снижения грунтовых вод возможный экологический ущерб из-за гибели лесных угодий, рыбных прудов, снижения урожайности сельхозугодий, запыленности территорий значительно превысит получаемые выгоды.

Тема 5. НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Вопросы лекции:

- Малые гидроэлектростанции, древесное топливо, ветроэнергетика, биоэнергетика, гелиоводонагреватели, установки для брикетирования и сжигания отходов растениеводства и др.
- Древесное топливо. Гидроэнергетические ресурсы. Ветроэнергетический потенциал
- Мировой опыт использования ветроэнергетики. Гелиоэнергетика и перспективы ее использования в стране

- Геотермальные ресурсы. Биоэнергетика
- Использование биогазовых установок в Западной Европе и Китае. Топливный этанол и биодизельное топливо

5.1 Малые гидроэлектростанции, древесное топливо, ветроэнергетика, биоэнергетика, гелиоводонагреватели, установки для брикетирования и сжигания отходов растениеводства и др.

Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии:

- Энергия Солнца (солнечное излучение);
- Энергия Земли (геотермальная энергия);
- Энергия планетарного движения (гравитация, орбитальное движение).

Виды возобновляемых энергоресурсов:

1. Установки солнечной энергетики и преобразователи тепловой энергии океана;
2. Гидроэнергетические установки;
3. Волно- и ветроустановки;
4. Биотопливо;
5. Геотермальные установки;
6. Приливные станции.

Преимущества:

- Экологически чистые;
- Повышают энергетическую безопасность страны;
- Дают реальную экономию топлива;
- Стимулируют развитие собственных технологий и производства оборудования.

Особенности нетрадиционных источников по сравнению с традиционными невозобновляемыми: периодичность действия; низкие плотности потоков энергии и рассеянность их в пространстве; необходимость комплексного подхода к применению; экономическая целесообразность применения должна определяться в зависимости от природных условий, географических особенностей, потребностей в энергии.

В качестве *нетрадиционных источников энергии* с учетом природных, географических и метеорологических условий республики рассматриваются *малые ГЭС (МГЭС), ВЭУ, БЭУ или установки по*

производству биогаза, гелиоводонагреватели, установки для брикетирования и сжигания отходов растениеводства и др.

Хотя эти источники могут в совокупности обеспечивать не более 5 % всей расчетной экономии топлива их скорейшее широкое применение в республике очень важно по нескольким причинам.

Во-первых, работы по их использованию будут способствовать развитию собственных технологий и оборудования, которые впоследствии могут стать предметом экспорта, **во-вторых**, эти источники, как правило, являются экологически чистыми, **в-третьих**, их применение само по себе обеспечивает воспитание людей к переходу от расточительной к рациональной экономике.

5.2 Древесное топливо. Гидроэнергетические ресурсы. Ветроэнергетический потенциал

В качестве возобновляемых и нетрадиционных источников энергии с учетом природных, географических и метеорологических условий республики рассматриваются дрова, гидроресурсы, ветроэнергетический потенциал, биогаз из отходов животноводства, солнечная энергия, фитомасса, твердые бытовые отходы, отходы растениеводства, геотермальные ресурсы. Их динамичное широкое применение в республике очень важно по нескольким причинам. Во-первых, работы по их использованию будут способствовать развитию собственных технологий и оборудования, которые впоследствии могут стать предметом экспорта; во-вторых, эти источники, как правило, являются экологически чистыми; в-третьих, развитие таких источников повышает энергетическую безопасность государства.

Для обеспечения быстрой окупаемости затрат на нетрадиционную энергетику во всех случаях предпочтение следует отдать техническим решениям с использованием оборудования, выпускаемого на предприятиях республики и с максимальным использованием местных материалов.

Древесное топливо

Беларусь обладает значительными лесными ресурсами. Общая площадь лесного фонда на 1 января 2001 года составила 9248 тыс. га, запас древесины 1340 млн. м³. Ежегодный текущий прирост составляет 32,37 млн. м³, средний прирост за вычетом отпада - 25 млн. м³.

Прогнозируется систематический и устойчивый рост ресурсов лесного сырья (до 1,8 раза к 2020 году) при одновременном улучшении возрастного и породного состава лесов.

В целом по республике годовой объем централизованных заготовок дров и отходов лесопиления составляет около 1 млн. т у.т. Часть дров поступает населению за счет самозаготовок, объем которых оценивается на уровне 0,3-0,4 млн. т у.т. Промышленное потребление древесного топлива и отходов не превышает 700-750 тыс.м³ (около 200 тыс. т у.т. в год). Основной отраслью, утилизирующей древесные отходы, является концерн «Беллесбумпром» и его предприятия с объемом использования отходов на топливные нужды на уровне 130 тыс.м³ в год.

Возможности республики по использованию дров в качестве топлива можно определить исходя из естественного годового прироста древесины, который приблизительно оценивается в 6,6 млн. т у.т. в год (если сжигать весь прирост), в т.ч. в загрязненных районах Гомельской области - 20 тыс.м³, или 5,3 тыс. т у.т. Для использования древесины из данных районов в качестве топлива необходимо разработать и внедрить технологии и оборудование по газификации и параллельной дезактивации. Сырьевые ресурсы отрасли могут обеспечить в настоящее время поставку 1,5 млн. т у.т. древесного топлива в год с ростом поставок до 3,7 млн. т у.т. в год на период до 2020 года, при этом следует отметить, что древесно-топливными ресурсами обладают все области Беларуси и они рассредоточены по всем лесохозяйствам Министерства лесного хозяйства.

К этой категории топлива могут быть отнесены древесные отходы гидролизных заводов – лигнин, запасы которого составляют около 1 млн. т у.т., а возможный ежегодный объем использования оценивается в 50 тыс. т у.т.

Прогноз использования древесины в качестве топлива в млн. т у.т. следующий: *в 2005 – 1,3; 2010 – 2,33; 2015 – 3,2; в 2020 году – 3,7.*

Гидроэнергетические ресурсы

Установленная мощность 20 ГЭС составляет 10,4 МВт.

За год за счет использования гидроресурсов было выработано 28,2 млн. кВт·ч электроэнергии, что эквивалентно вытеснению импортного топлива в 7,9 тыс. т у.т.

Потенциальная мощность всех водотоков Беларуси составляет 850 МВт, в том числе технически доступная - 520 МВт, а экономиче-

ски целесообразная – 250 МВт. *За счет гидроресурсов к 2020 г. возможна выработка 0,8-0,9 млрд. кВт·ч, и, соответственно вытесненные, 250 тыс. т у.т.*

Основными направлениями развития малой гидроэнергетики являются:

- сооружение каскада ГЭС на реках Западная Двина - Витебской (50 МВт), Бешенковичской (30,5 МВт), Полоцкой (28 МВт), Верхнедвинской (29 МВт), Неман-Гродненской (17 МВт) и Немановской (20,5 МВт);
- восстановление ранее существовавших малых ГЭС (МГЭС) путем капитального ремонта и частичной замены оборудования;
- сооружение новых МГЭС на водохранилищах неэнергетического (комплексного) назначения;
- сооружение МГЭС на промышленных водосбросах;
- сооружение бесплотинных (русловых) ГЭС на реках со значительными расходами воды.

Единичная мощность гидроагрегатов планируется в диапазоне от 50 до 500 кВт. Предпочтение будет отдаваться быстроремонтируемым гидроагрегатам капсульного типа. При мощностях гидроагрегатов от 50 до 150 кВт в качестве гидрогенераторов предполагается широко использовать асинхронные генераторы, как более простые и надежные в эксплуатации. Как правило, все восстанавливаемые и вновь сооружаемые МГЭС должны работать параллельно с энергосистемой, что позволит значительно упростить схемные и конструктивные решения.

Особого рассмотрения требуют вопросы сооружения каскадов ГЭС на реках Сож, Днепр, Припять общей мощностью 200-215 МВт, т.к. возможные масштабы затопления прилегающих территорий ограничены зоной загрязнения радионуклидами.

5.3 Мировой опыт использования ветроэнергетики. Гелиоэнергетика и перспективы ее использования в стране

Современные методы генерации электроэнергии из энергии ветра

Мощность ветрогенератора зависит от площади, заметаемой лопастями генератора, высотой над поверхностью: турбины мощностью

3 МВт (V90) производства датской фирмы Vestas имеют общую высоту 115 метров, высоту башни 70 метров и диаметр лопастей 90 метров.

Ветрогенератор производит ток при ветре 3 м/с, отключается при ветре более 25 м/с. Максимальная мощность достигается при ветре 15 м/с. Отдаваемая мощность не пропорциональна скорости ветра: при увеличении ветра вдвое, от 5 м/с до 10 м/с, мощность увеличивается в десять раз.

Мощности ветрогенераторов и их размеры			
Параметр	1 МВт	2 МВт 2,3 МВт	
Высота мачты	50 м — 60 м	80 м	80 м
Длина лопасти	26 м	37 м	40 м
Диаметр ротора	54 м	76 м	82,4 м
Вес ротора на оси	25 т	52 т	52 т
Полный вес машинного отделения	40 т	82 т	82,5 т

Источник: [Параметры действующих ветрогенераторов. Пори, Финляндия](#)

В 2002 г. компания Enercon построила ветрогенератор E-112 мощностью 4,5 МВт.

В 2004 г. компания REpower Systems ветрогенератор мощностью 5,0 МВт. Диаметр ротора этой турбины 126 метров, вес гондолы - 200 тонн, высота башни - 120 м.

В 2005 г. Enercon увеличил мощность своего ветрогенератора до 6,0 МВт. Диаметр ротора составил 114 метров, высота башни 124 метра.

Компания Clipper Windpower разрабатывает ветрогенератор мощностью 7,5 МВт для офшорного применения. В 2009 г. турбины класса 1,5 - 2,5 МВт. занимали 82 % в мировой ветроэнергетике.

Наибольшее распространение в мире получила конструкция ветрогенератора с тремя лопастями и горизонтальной осью вращения.

Были попытки построить ветрогенераторы так называемой ортогональной конструкции, то есть с вертикальным расположением оси вращения. Они имеют преимущество из-за очень малой скорости ветра, необходимой для начала работы ветрогенератора. Главная проблема таких генераторов - механизм торможения. Из-за этого ортогональные ветроагрегаты не получили практического распространения в ветроэнергетике.

Наиболее перспективными местами для производства энергии ветра считаются прибрежные зоны. Стоимость инвестиций по сравнению с сушей выше в 1,5 - 2 раза.

В море, на расстоянии 10-12 км от берега (а иногда и дальше), строятся офшорные ветряные электростанции. Башни ветрогенераторов устанавливаются на фундаменты из свай, забитых на глубину до 30 метров, либо плавающего основания. Первый прототип плавающей ветряной турбины построен компанией H Technologies BV в 2007 г. Ветрогенератор мощностью 80 кВт установлен на плавающей платформе в 10,6 морских милях от берега Южной Италии на участке моря глубиной 108 метров. 5 июня 2009 года компании Siemens AG и норвежская Statoil объявили об установке первой в мире коммерческой плавающей ветроэнергетической турбины мощностью 2,3 МВт, производства Siemens Renewable Energy.

Использование энергии ветра

В 2008 г. суммарные мощности ВЭУ выросли в мире до 120 ГВт.

ВЭУ в 2007 году произвели около 200 млрд кВт·ч, что составляет примерно 1,3 % мирового потребления ЭЭ.

В 2008 г. в индустрии ветроэнергетики было занято более 400 тысяч человек.

В 2008 г. мировой рынок оборудования для ветроэнергетики вырос до 36,5 миллиардов евро, или около 46,8 миллиардов американских долларов.

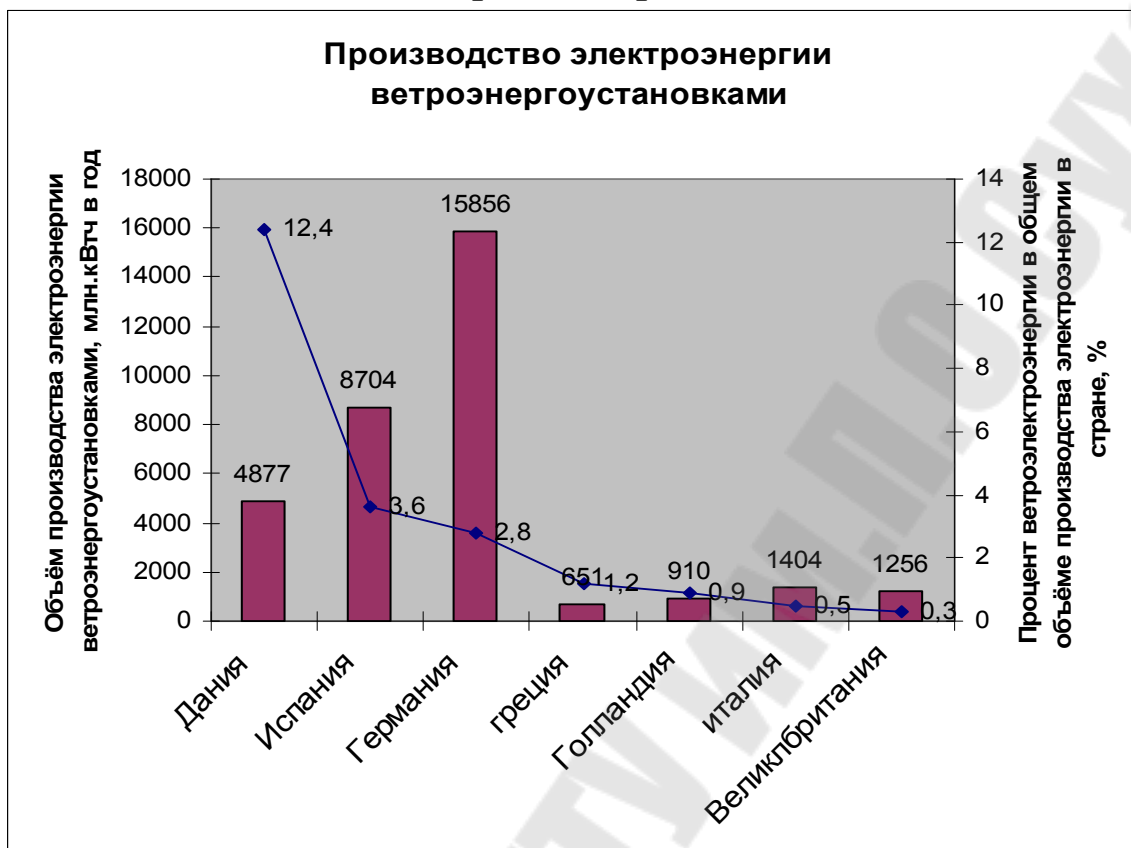
В 2007 г. в Европе было сконцентрировано 61 % установленных ВЭУ, в Северной Америке - 20 %, Азии - 17 %.

Суммарные установленные мощности, МВт, по странам мира 2005-2007 г.

Страна	2005 г., МВт.	2006 г., МВт.	2007 г., МВт.	2008 г., МВт.	2009 г., МВт.
США	9149	11603	16818	25170	35159
Германия	18428	20622	22247	23903	25777
Китай	1260	2405	6050	12210	25104
Испания	10028	11615	15145	16754	19149
Индия	4430	6270	7580	9645	10833
Италия	1718	2123	2726	3736	4850
Франция	757	1567	2454	3404	4492
Великобритания	1353	1962	2389	3241	4051
Португалия	1022	1716	2150	2862	3535
Дания	3122	3136	3125	3180	3465
Канада	683	1451	1846	2369	3319
Нидерланды	1224	1558	1746	2225	2229
Япония	1040	1394	1538	1880	2056
Австралия	579	817	817,3	1306	1668
Швеция	510	571	788	1021	1560
Ирландия	496	746	805	1002	1260
Австрия	819	965	982	995	995
Греция	573	746	871	985	1087
Турция	20,1	50	146	433	801
Польша	73	153	276	472	725
Бразилия	29	237	247,1	341	606
Бельгия	167,4	194	287	384	563
Норвегия	270	325	333	428	431
Египет	145	230	310	365	430
Венгрия	17,5	61	65	127	201
Чехия	29,5	54	116	150	192
Болгария	14	36	70	120	177
Финляндия	82	86	110	140	146
Эстония	33	32	58	78	142
Украина	77,3	86	89	90	94
Иран	23	48	66	85	91
Литва	7	48	50	54	91
Люксембург	35,3	35	35	-	-
Аргентина	26,8	27,8	29	29	-
Латвия	27	27	27	27	28
Россия	14	15,5	16,5	-	-

Данные Европейской ассоциации ветроэнергетики и GWEC.

Производство электроэнергии ветроустановками в странах Европы



Индия в 2005 г. получила из энергии ветра около 3 % всей ЭЭ.

В 2007 году в США из энергии ветра было выработано 48 млрд. кВт·ч ЭЭ, что составило более 1 % ЭЭ, произведённой за год.

В 2009 году в Китае ветряные электростанции вырабатывали около 1,3 % суммарной выработки электроэнергии в стране. В КНР с 2006 года действует закон о возобновляемых источниках энергии. Предполагается, что к 2020 году мощности ветроэнергетики достигнут 80-100 ГВт.

Перспективы

Запасы энергии ветра более чем в 100 раз превышают запасы гидроэнергии всех рек планеты.

Мощность высотных потоков ветра (на высотах 7-14 км) примерно в 10-15 раз выше, чем у приземных. Эти потоки обладают постоянством, почти не меняясь в течение года. Возможно использование потоков, расположенных даже над густонаселёнными территориями (например - городами), без ущерба для хозяйственной деятельности.

Правительством Канады поставлена цель к 2015 г. производить 10 % ЭЭ из энергии ветра.

Германия планирует к 2020 г. производить 20 % ЭЭ из энергии ветра.

Европейским Союзом установлена цель: к 2010 г. установить 40 тыс. МВт ВЭУ, а к 2020 году - 180 тыс. МВт.

В Испании к 2011 г. будет установлено 20 тыс. МВт ВЭУ.

В Китае принят Национальный План Развития. Планируется, что установленные мощности Китая должны вырасти до 5 тыс. МВт к 2010 г. и до 30 тыс. МВт к 2020 г.

Индия к 2012 г. увеличит свои ветряные мощности в 4 раза по сравнению с 2005 г. К 2012 г. будет построено 12 тысяч МВт новых ветряных электростанций.

Новая Зеландия планирует производить из энергии ветра 20 % электроэнергии.

Великобритания планирует производить из энергии ветра 10 % электроэнергии к 2010 г.

Египет - к 2010 г. установит 850 МВт новых ветрогенераторов.

Япония планирует к 2010 — 2011 г. увеличить мощности своих ветряных электростанций до 3000 МВт.

Венесуэла за 5 лет с 2010 г. планирует построить 1500 МВт ветряных электростанций.

Международное Энергетическое Агентство International Energy Agency (IEA) прогнозирует, что к 2030 г. спрос на ветрогенерацию составит 4800 ГВт.

Экономические аспекты ветроэнергетики



Экономия топлива

Ветряные генераторы в процессе эксплуатации практически не потребляют ископаемого топлива. Работа ВЭУ мощностью 1 МВт за 20 лет позволяет сэкономить примерно 29 тыс. тонн угля или 92 тыс. баррелей нефти.

Себестоимость электроэнергии

Скорость ветра - Себестоимость (для США, 2004 г.):

7,16 м/с -4,8 цента/кВт·ч;

8,08 м/с- 3,6 цента/кВт·ч;

9,32 м/с -2,6 цента/кВт·ч.

Для сравнения: себестоимость электричества, производимого на угольных электростанциях США, 4,5-6 цента/кВт·ч. Средняя стоимость электричества в Китае 4 цента/кВт·ч.

При удвоении установленных мощностей ВЭУ себестоимость производимой ЭЭ падает на 15 %. В начале 80-х годов стоимость ветряного электричества в США составляла \$0,38.

В марте 2006 г. Earth Policy Institute (США) сообщил о том, что в двух районах США стоимость ветряной электроэнергии стала ниже стоимости традиционной энергии. Осенью 2005 г. из-за роста цен на газ и уголь стоимость ветряного электричества стала ниже стоимости ЭЭ, произведённой из традиционных источников. Компании Austin Energy из Техаса и Xcel Energy из Колорадо первыми начали продавать электроэнергию, производимую из ветра, дешевле, чем электроэнергию, производимую из традиционных источников.

Другие экономические проблемы

Ветроэнергетика является нерегулируемым источником энергии.

Выработка ветроэлектростанции зависит от силы ветра - фактора, отличающегося большим непостоянством. Выдача ЭЭ с ветрогенератора в ЭЭС отличается большой неравномерностью как в суточном, так и в недельном, месячном, годовом и многолетнем разрезе. Учитывая, что ЭЭС имеет неоднородности нагрузки (пики и провалы энергопотребления), регулировать которые ветроэнергетика не может, введение значительной доли ветроэнергетики в энергосистему способствует снижению ее устойчивости. Ветроэнергетика требует резерва мощности в ЭЭС (например, в виде газотурбинных электростанций), а также механизмов сглаживания неоднородности их выработки (в виде ГЭС)

Энергосистемы с большой неохотой подключают ветрогенераторы к энергосетям.

Проблемы в сетях и диспетчеризации энергосистем из-за нестабильности работы ВЭУ начинаются после достижения ими доли в 20-25 % от общей установленной мощности системы.

Небольшие единичные ВЭУ могут иметь проблемы с сетевой инфраструктурой, поскольку стоимость ЛЭП и распределительного устройства для подключения к ЭЭС могут оказаться слишком большими. Проблема решается, если ВЭУ подключается к местной сети, где есть энергопотребители. В этом случае используется существующее силовое и распределительное оборудование, а ВЭУ создаёт некоторый подпор мощности, снижая мощность, потребляемую местной сетью извне. Трансформаторная подстанция и внешняя линия электропередачи оказываются менее нагруженными, хотя общее потребление мощности может быть выше.

Крупные ВЭУ испытывают значительные проблемы с ремонтом, поскольку замена крупной детали (лопасти, ротора и т. п.) на высоте более 100 м является сложным и дорогостоящим мероприятием.

Экономика малой ветроэнергетики

Применение ВЭУ в быту для обеспечения ЭЭ нецелесообразно из-за:

- Высокой стоимости инвертора ~ 50 % стоимости всей установки (применяется для преобразования переменного или постоянного тока получаемого от ветрогенератора в ~ 220В 50Гц (и синхронизации его по фазе с внешней сетью при работе генератора в параллель));
- Высокой стоимости аккумуляторных батарей - около 25 % стоимости установки (используются в качестве источника бесперебойного питания при отсутствии или пропадании внешней сети);
- Для обеспечения надёжного электроснабжения к такой установке иногда добавляют дизель-генератор, сравнимый по стоимости со всей установкой.

В настоящее время экономически целесообразно получение с помощью ВЭУ получение ЭЭ постоянного или переменного тока (переменной частоты) с последующим преобразованием его с помощью ТЭНов в тепло для обогрева жилья и получения горячей воды.

Эта схема имеет несколько преимуществ:

1. Отопление является основным энергопотребителем любого дома;

2. Схема ветрогенератора и управляющей автоматики кардинально упрощается;

3. Схема автоматики может быть в самом простом случае построена на нескольких тепловых реле;

4. В качестве аккумулятора энергии можно использовать обычный бойлер с водой для отопления и горячего водоснабжения.

5. Потребление тепла не требовательно к качеству и бесперебойности: температуру воздуха в помещении можно поддерживать в широких диапазонах 19-25 °С, а в бойлерах горячего водоснабжения 40-97 °С без ущерба для потребителей.

Экологические аспекты ветроэнергетики

Выбросы в атмосферу

Ветрогенератор мощностью 1 МВт сокращает ежегодные выбросы в атмосферу 1800 тонн CO₂, 9 тонн SO₂, 4 тонны оксидов азота.

По оценкам **Global Wind Energy Council** к 2050 году мировая ветроэнергетика позволит сократить ежегодные выбросы CO₂ на 1,5 миллиарда тонн.

Влияние на климат

ВЭУ изымают часть кинетической энергии движущихся воздушных масс, что приводит к снижению скорости их движения. При массовом использовании ветряков (Европа) это замедление теоретически может оказывать влияние на локальные (и даже глобальные) климатические условия местности. В частности, **снижение средней скорости ветров способно сделать климат региона чуть более континентальным: движущиеся воздушные массы успевают сильнее нагреться летом и охладиться зимой.** Отбор энергии у ветра может способствовать **изменению влажностного режима прилегающей территории.**

Вентиляция городов

В современных городах выделяется большое количество вредных веществ, в том числе от промышленных предприятий и автомобилей. Естественная вентиляция городов происходит с помощью ветра. Снижение скорости ветра из-за массового использования ВЭУ может снижать и вентилируемость городов.

Особенно неприятные последствия это может вызвать в крупных мегаполисах: смог, повышение концентрации вредных веществ в воздухе и, как следствие, повышенная заболеваемость населения. В

связи с этим установка ветряков вблизи крупных городов нежелательна.

Шум

Ветряные энергетические установки производят две разновидности шума:

- **механический шум** - шум от работы механических и электрических компонентов (для современных ВЭУ практически отсутствует, но является значительным в ВЭУ старших моделей);
- **аэродинамический шум** - шум от взаимодействия ветрового потока с лопастями установки (усиливается при прохождении лопасти мимо башни ВЭУ).

В непосредственной близости от ВЭУ у оси ветроколеса уровень шума достаточно крупной ВЭУ может превышать 100 дБ.

Примером подобных конструктивных просчётов является ветрогенератор Гровиан. Из-за высокого уровня шума установка проработала около 100 часов и была демонтирована.

Законы, принятые в Великобритании, Германии, Нидерландах и Дании, ограничивают уровень шума от работающей ветряной энергетической установки до **45 дБ в дневное время и до 35 дБ ночью**. Минимальное расстояние от установки до жилых домов - **300 м**.

Низкочастотные вибрации

Низкочастотные колебания, передающиеся через почву, вызывают ощутимый дребезг стекол в домах на расстоянии до 60 м от ВЭУ мегаваттного класса.

Жилые дома располагаются на расстоянии не менее 300 м от ВЭУ. На таком расстоянии вклад ВЭУ в инфразвуковые колебания уже не может быть выделен из фоновых колебаний.

Обледенение лопастей

При эксплуатации ВЭУ в зимний период при высокой влажности воздуха возможно образование ледяных наростов на лопастях. При пуске ВЭУ возможен разлёт льда на значительное расстояние. Как правило, на территории, на которой возможны случаи обледенения лопастей, устанавливаются предупредительные знаки на расстоянии 150 м от ВЭУ.

Использование земли

Турбины занимают только 1 % от всей территории ветряной станции. На 99 % площади станции возможно заниматься сельским хозяйством или другой деятельностью, что и происходит в таких густонаселённых странах, как Дания, Нидерланды, Германия. Фундамент

ВЭУ, занимающий место около 10 м в диаметре, обычно полностью находится под землёй, позволяя расширить сельскохозяйственное использование земли практически до самого основания башни. Земля сдаётся в аренду, что позволяет станциям получать дополнительный доход. В США стоимость аренды земли под одной турбиной составляет \$3000-\$5000 в год.

Вред, наносимый животным и птицам. Данные AWEA.

Причины гибели птиц (из расчёта на 10 000) штук	
<u>Дома/ окна</u>	5500
<u>Кошки</u>	1000
<u>Другие причины</u>	1000
<u>ЛЭП</u>	800
<u>Механизмы</u>	700
<u>Пестициды</u>	700
<u>Телебашни</u>	250
<u>Ветряные турбины</u>	Менее 1

Популяции летучих мышей, живущие рядом с ВЭС на порядок более уязвимы, нежели популяции птиц. Возле концов лопастей ветрогенератора образуется область пониженного давления, и млекопитающее, попавшее в неё, получает баротравму. Более 90 % летучих мышей, найденных рядом с ветряками обнаруживают признаки внутреннего кровоизлияния. По объяснениям учёных, птицы имеют иное строение лёгких, а потому менее восприимчивы к резким перепадам давления и страдают только от непосредственного столкновения с лопастями ветряков

Использование водных ресурсов

В отличие от традиционных тепловых электростанций, ветряные электростанции не используют воду, что позволяет существенно снизить нагрузку на водные ресурсы.

Радиопомехи

Металлические сооружения ВЭУ, особенно элементы в лопастях, могут вызвать значительные помехи в приёме радиосигнала. Чем крупнее ВЭУ, тем большие помехи она может создавать. В ряде случаев для решения проблемы приходится устанавливать дополнительные ретрансляторы.

Ветроэнергетика Беларуси

Ветроэнергетика, как отрасль хозяйствования, должна обладать тремя обязательными компонентами, обеспечивающими ее функционирование:

- 1) ветроэнергетическими ресурсами,
- 2) ветроэнергетическим оборудованием,
- 3) развитой ветротехнической инфраструктурой.

1. Для ветроэнергетики Беларуси энергетический ресурс ветра практически неограничен. В стране имеется развитая централизованная электросеть и большое количество свободных площадей, не занятых субъектами хозяйственной деятельности. Поэтому размещение ветроэнергетических установок (ВЭУ) и ветроэлектрических станций (ВЭС) обуславливается только грамотным размещением ветроэнергетической техники на пригодных для этого площадях.

2. Возможности приобретения зарубежной ветротехники весьма ограничены вследствие отсутствия достаточного выбора именно того оборудования для ВЭУ и ВЭС, которое соответствует климатическим условиям Беларуси, а также мощного противодействия ответственных административных работников от официальной энергетики.

3. Отсутствие инфраструктуры по проектированию, внедрению и эксплуатации ветротехники и, соответственно, практического опыта и квалифицированных кадров можно преодолеть только в ходе активного сотрудничества с представителями развитой ветроэнергетической инфраструктуры зарубежья.

Хорошо зарекомендовавшие себя в эксплуатации ВЭУ внутриконтинентального базирования немецких фирм начинают работу со скоростей ветра **3,0-4,0 м/с** и достигают номинальной мощности при скоростях **10-13 м/с**. Освоение ветроэнергетики в Беларуси необходимо вести, ориентируясь на ВЭУ зарубежного производства внутриконтинентального базирования.

Ветроэнергетический потенциал

На территории республики выявлено 1840 площадок для размещения ветроустановок с теоретически возможным энергетическим потенциалом 1600 МВт и годовой выработкой электроэнергии 6,5 млрд.кВт·ч.

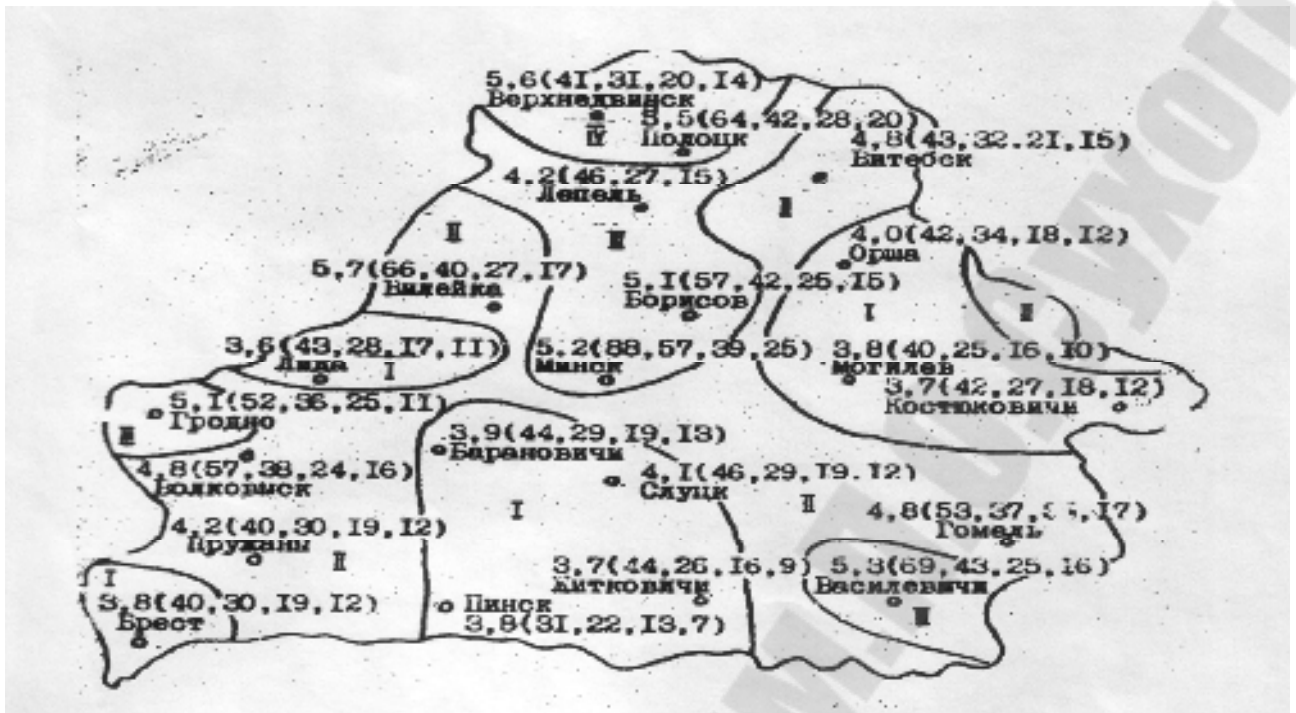
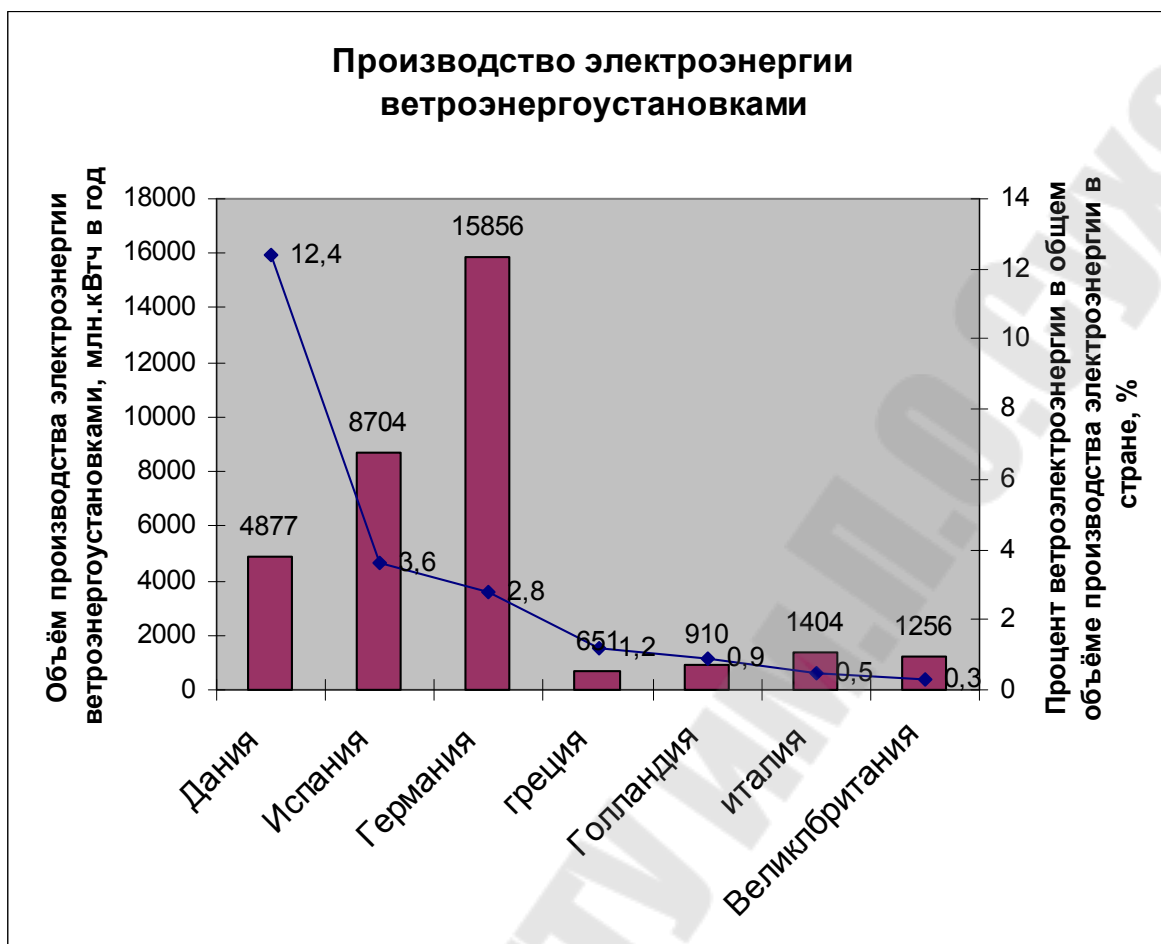


Рис. 5.1 Среднегодовое распределение скорости ветра на территории Беларуси I, II, III, IV – среднегодовые скорости ветра до 4 м/с; от 4 до 5 м/с; от 5 до 5,5 м/с; свыше 5 м/с, соответственно; 5,6 (41, 31, 20, 14) – характеристики ветровых режимов для конкретного объекта внедрения ветроагрегата, где 5,6 – среднегодовая скорость ветра, м/с; (41, 31, 20, 14) – доли времени (%), когда скорость ветра превышает 3; 4; 5; 6 м/с, соответственно.

Существующие способы преобразования энергии в электроэнергию с помощью традиционных лопастных ВЭУ в условиях Беларуси экономически неоправданны, во-первых, из-за необходимости высокой пусковой скорости ветра (4-5 м/сек), высокой номинальной скорости (8-15 м/сек) и небольшой годовой производительности в условиях слабых континентальных ветров, характерных для Беларуси, - 3-5 м/сек, во-вторых, стоимость ВЭУ составляет 1000-1500 долларов США/кВт установленной мощности.

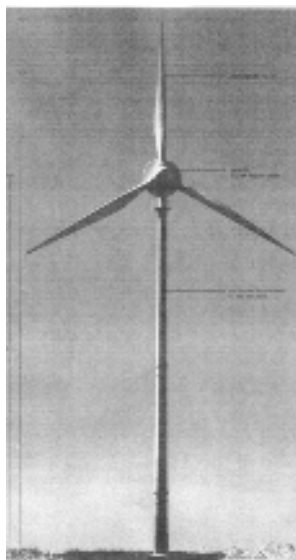
Ветроэнергетический потенциал: анализ ветроэнергетической стратегии в странах Европы



Характеристики ВЭУ предлагаемые для внедрения на территории РБ зарубежными компаниями

Год	Модель ВЭУ	Руст, кВт	Рсргод кВт	Выр.ЭЭ тыс.кВт.ч	Стоим. кВт Руст, Евро	Ориент. Затр. тыс. Евро	Ср.стоимость кВт.час, Евро	Окуп., лет	Пред. Выр., тыс.Евро/год
1989	Wind World	150	38	340	325	49	0,02	4	13
1988	Micon	250	55	450	240	60	0,02	4	18
1991	VestasV27	225	31,2	273	311	70	0,02	6	11
1993	Enercon 33	300	60	525	250	75	0,025	4,1	18
1995	Enercon 40	500	102	1060	220	110	0,03	3,5	32
2001	Jacobs	600	114	1000	933	560	0,04	28	27
1999	Nordex	250	40	333	800	260	0,04	30	6

Ветроустановка Enercon-40 изображена на *рис.5.2.*



Руст=500 кВт
Ветроустановка с переменной скоростью вращения ротора
Нуст=70 м.

Перспективы ВЭУ

Предполагается, что при благоприятных экономических условиях и решенных технологических проблемах установленная мощность ветроустановок в Беларуси может составить к 2015 году около 30 МВт, а к 2020 году – 50 МВт.

Рис. 5.2

Гарантированная выработка утилизируемой энергии ветра с 7% территории Беларуси составит 14,65 млрд. кВтч. Использование же зон с повышенной активностью ветра гарантирует выработку энергии ВЭУ до 6,5-7,5 млрд. кВтч с окупаемостью затрат в течение 5-7 лет.

Для первоначального этапа развития ветроэнергетики Беларуси определены 1840 площадок для строительства как одиночных ВЭУ, так и ВЭС с потенциалом более 200 млрд. кВтч. Выявленные на территории Беларуси площадки под ветроэнергетику - это, в основном, гряды холмов высотой от 20 до 80 м с фоновой скоростью ветра 5 м/с и более, на которых можно возвести от 5 до 20 ВЭУ.

Исходя из ветроэнергетического потенциала в Минской области насчитывается 1076 строительных площадок под размещение на каждой от 3 до 10 ВЭУ континентального базирования мощностью до 1000 кВт. Среднегодовая выработка только 10% этих ВЭУ в статистическом распределении времени работы в номинальном режиме от 2500 до 3300 часов в год на срок эксплуатации установок составляет около 2676 млн. кВтч.

Мядельский район Минской области: «Nordex-250» и «Jacobs-600».

Стабильно работающие с 2002 г вырабатывают по 1025 тыс.кВтч. и 330 тыс.кВтч.

Опыт республики Беларусь и предпосылки дальнейшего внедрения ВЭУ в РБ.

Ветроэнергетический потенциал РБ составляет 1830 площадок, где среднегодовые скорости ветра соответствуют эффективному ис-

пользованию ВЭУ. В результате чего возможно выработать 6,5 млрд.кВт ч. (потребление РБ 34 млрд.кВт ч)

Стабильно работающие в течение 2002-2004 годов вырабатывающих соответственно по 1025 тыс.кВтч. и 330 тыс.кВтч.

ООО «Аэрола» (г. Минск) разработана ВЭУ роторного типа , мощностью 250 кВт , рассчитанная на потоки ветра 4-8 м/с характерные для РБ.

В результате внедрения потенциала ВЭУ, возможно в РБ обеспечить выработку электрической энергии, технически возможную, а по оценкам специалистов она оценивается около 3 млрд.кВт ч год, что составляет почти 10% от общего потребления всей республики. В части реализации данного потенциала в республике необходимо создать нормативную базу, способствующую внедрению нетрадиционных и возобновляемых источников энергии и разработать ВЭУ работающую на потоках ветра со скоростью ветра в 4-6 м/с.

5.4 Геотермальные ресурсы. Биоэнергетика

Геотермальные ресурсы

Температурные условия недр территории республики изучены недостаточно. По предварительным данным наиболее благоприятные условия для образования термальных вод имеются в Припятской впадине.

Большая глубина залегания термальных вод, сравнительно низкая их температура, высокая минерализация и низкий дебет скважин (100-1150 м³/сутки) *не позволяют в настоящее время рассматривать термальные воды республики в качестве заслуживающего внимания источника энергии.*

Биомасса. Биогаз.

Современные проблемы энергетики могут быть решены только при рациональном использовании всех существующих на Земле и околоземном пространстве источников топлива и энергии. Среди них биомасса, как постоянно возобновляемый источник топлива, занимает существенное место.

Биомасса – термин, объединяющий все органические вещества растительного и животного происхождения. Биомасса делится на первичную (растения, животные, микроорганизмы и т.д.) и вторичную – отходы при переработке первичной биомассы и продукты жизнедеятельности человека и животных. В свою очередь, отходы также де-

ляются на: первичные – отходы при переработке первичной биомассы, такие как солома, ботва, опилки, щепа, спиртовая барда и т.д. и вторичные – продукты физиологического обмена животных и человека.

Энергия, запасенная в первичной и вторичной биомассе, может конвертироваться в технически удобные виды топлива и энергии следующими путями:

- получение растительных углеводов – растительные масла, высокомолекулярные жирные кислоты и их эфиры, предельные непредельные углеводороды и т.д.;
- термохимическая конверсия биомассы, (твердой, с влажностью до 60 %), в топливо: прямое сжигание, пиролиз, газификация, сжижение, флест-пиролиз;
- биотехнологическая конверсия биомассы, при влажности исходного сырья выше 75 %, в топливо: биогаз, низкоатомные спирты, жирные кислоты и т.д.

При биотехнологической конверсии, как правило, используется биомасса и, прежде всего, разнообразные органические отходы с влажностью не менее 75 %, хотя в России разработаны научные основы биоконверсии биомассы с влажностью менее 75 % - твердофазная метан-генерация осадков сточных вод и твердых бытовых отходов.

Биологическая конверсия биомассы развивается по двум основным направлениям:

- **ферментация с получением этанола, низших жирных кислот, углеводов, липидов** – это направление давно и успешно используется на практике;
- **получение биогаза.**

В настоящее время получение биогаза прежде всего связано с переработкой и утилизацией отходов животноводства, птицеводства, пищевой, спиртовой промышленности, коммунально-бытовых стоков и осадков.

Биогаз - это продукт жизнедеятельности целого сообщества микробов, находящихся в биомассе. Одни микробы расщепляют клетчатку, другие сложные органические вещества, богатые энергией, и вырабатывают из них низкомолекулярные соединения. Низкомолекулярные соединения, в свою очередь, служат субстратом для других микробов, которые превращают их в газы – углекислоту и метан, из которых и состоит биогаз.

Современные технологии получения биогаза основаны на анаэробном, (без доступа кислорода) сбраживании биологической массы.

В сельском хозяйстве предпочтение отдается получению биогаза из навоза животноводческих ферм и птицеводческих хозяйств, в том числе с добавлением измельченного до 3-5 см растительного сырья, например соломы, ботвы, кукурузы.

Существует достаточно большое количество технических решений по выработке биогаза из навоза, с последующим сжиганием его для генерации тепловой и электрической энергии. Однако все решения объединены технологической схемой изображенной на *рис.5.3*.

Навоз с фермы предварительно скапливается в навозохранилище, а из него подается в биогазовый ферментатор (реактор, метантенк), в котором органические вещества под воздействием метановых бактерий подвергаются сбраживанию с образованием биогаза, содержащего до 70 % горючего газа метана.

Выход метана зависит в основном от соблюдения анаэробных условий, концентрации питательных веществ, температурного режима и его продолжительности. Специалистами установлено, что практически сбраживание происходит при температуре 5-8 °С. Однако при температуре 35-38 °С происходит развитие мезофильной бактериальной флоры, что сопровождается значительно более интенсивным выделением биогаза, а при температурах 48-55 °С происходит развитие термофильной бактериальной флоры, что так же ведет к увеличению выхода биогаза. Единого мнения о том, какая из форм результативнее не существует, однако большинство биогазовых установок Германии, Австрии и ряда Западных стран используют мезофильный режим работы установки.

Существенным моментом в технологии сбраживания является правильное определение продолжительности периода брожения, который зависит от состава и качества биомассы. Процесс сбраживания с образованием метана вызывает послойное разделение биомассы в ферментаторе: сверху – пенообразующий слой, ниже – иловая вода и сбраживаемая масса, у днища – остаточный шлам. Для ускорения сбраживания, предотвращения образования плотного слоя на дне и удаления пены сбраживаемую пену периодически перемешивают.

Различают биогазовые установки, работающие по схеме непрерывного и периодического сбраживания.

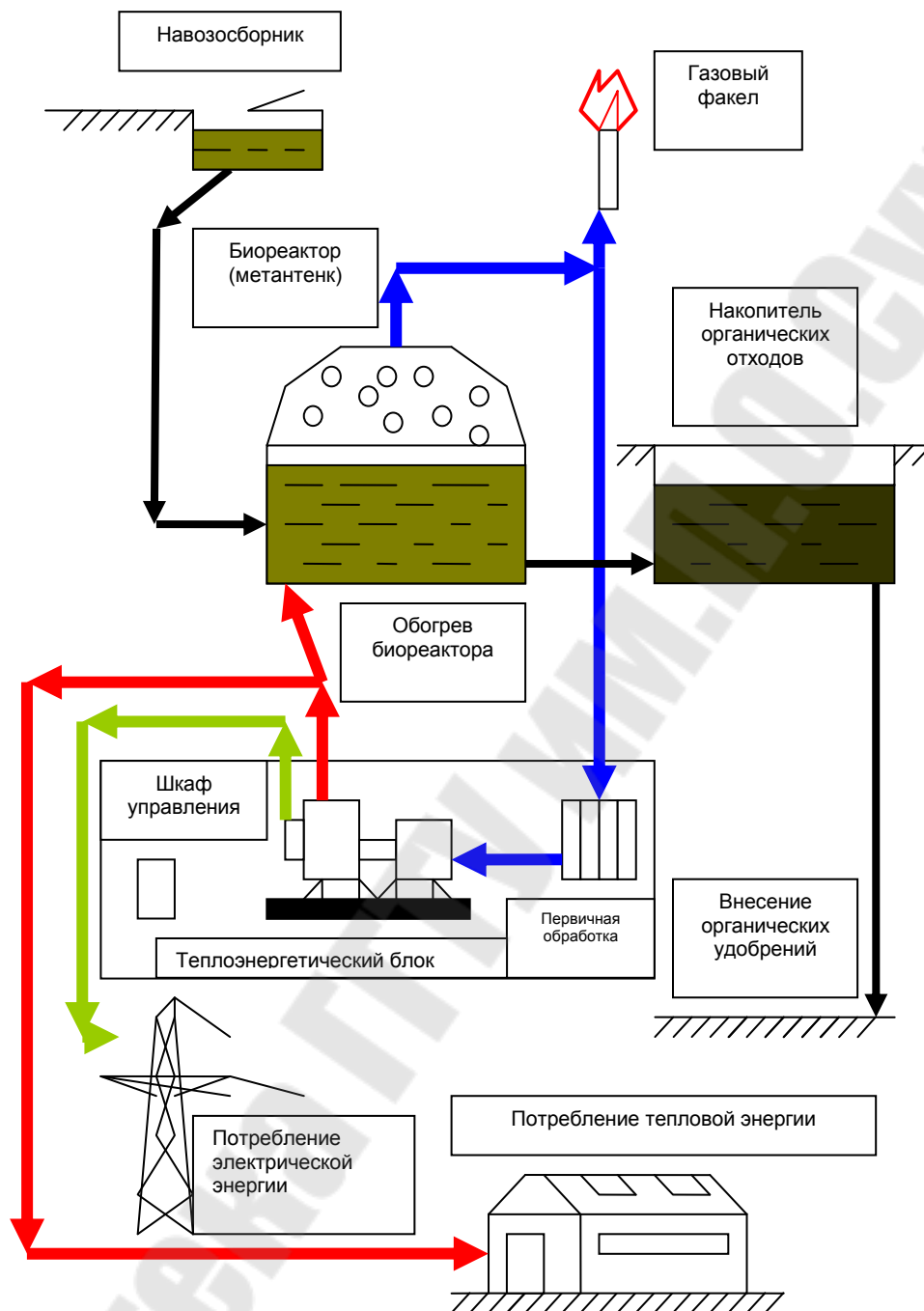


Рис. 5.3 Технологическая схема выработки биогаза

При непрерывной схеме субстрат загружают в камеру сбраживания непрерывно или через определенные промежутки времени, 2-10 раз в сутки, удаляя при этом такое же количество сброженной массы. Наибольшая интенсивность разложения достигается, когда количество органического вещества добавляемого в единицу времени к находящемуся в ферментаторе субстрату, соответствует количеству его, разложившемуся к данному моменту.

При периодической схеме камеры сбраживания, их обычно две, загружают по очереди. При этом свежий субстрат смешивают с остатками сброженного. Газ начинает образовываться через 5-10 суток и при достижении максимального выхода его далее происходит снижение до минимума. После этого выгружают шлам и снова загружают субстрат. При периодической схеме работы полезный объем камер используется менее эффективно. Для такой схемы, с учетом порожнего объема во время заполнения, требуется в два раза больше камер, чем для непрерывной схемы, и значительные запасы навоза для их заполнения.

Биогазовые установки периодического действия применяются в основном на мелких фермах, с выходом навоза до 1 т/сут. На средних, с выходом навоза до 60 т/сут., и крупных, с выходом навоза свыше 60 т/сут. животноводческих комплексах используют установки непрерывного действия.

Получаемый биогаз собирается под куполом ферментатора, а оттуда по трубопроводам поступает к оборудованию для его доработки. При подготовке газа к использованию, его предварительно очищают от сероводорода и углекислого газа.

Сероводород удаляют для предотвращения коррозии оборудования. Наибольшее распространение получил биологический способ очистки биогаза от сероводорода. Заключается он в том, что к биогазу примешивают незначительное 3-4 % воздуха, в результате ряда биохимических реакций основная часть сероводорода превращается в обыкновенную серу и оседает. Способ добавления воздуха в газовый резервуар реактора представляет собой наиболее экономичный способ удаления серы, поскольку требует незначительных технических затрат и вовсе не требует применения дополнительных химикалий. Еще одно преимущество заключается в том, что сохраняется сера, как питательный микроэлемент для удобрения растений. Однако следует помнить, что высокая концентрация воздуха в биогазе может привести к взрыву, так как в биогазе содержится метан.

Удаление окиси углерода повышает теплоту сгорания биогаза и степень сжатия. Наиболее простым способом избавления от окиси углерода является пропуск биогаза через воду. В отличие от метана окись углерода растворяется в воде поэтому, после прохода через воду в биогазе сокращается содержание окиси углерода.

Для сушки биогаза применяют как механические (пропускают биогаз по трубам со специальным уклоном), так и химические (про-

пускают биогаз через специальные химикаты, поглощающие влажность) способы.

После очистки и сушки биогаз сжимают до нужного давления и подают непосредственно на генераторную установку. Как правило, генераторная установка представляет собой двигатель внутреннего сгорания и сочлененный с ним генератор электрической энергии. Двигатели внутреннего сгорания могут использоваться, как обыкновенные дизельные, небольшой мощности (до 150 кВт), с незначительными изменениями для работы на газообразном топливе, так и специализированные, большой мощности (свыше 330кВт), спроектированные для работы на биогазе. Тепловая энергия в таком случае забирается из системы охлаждения двигателя внутреннего сгорания в виде низкопотенциальной воды с температурой около 80 оС.

Необходимым условием, для обеспечения постоянного давления биогаза на входе в двигатель внутреннего сгорания, является круглосуточное горение факела, что ведет к незначительному увеличению расхода биогаза на выработку тепловой и электрической энергии.

Для поддержания определенной температуры внутри реактора, используется часть тепловой энергии вырабатываемой самой установкой. Расход тепловой энергии зависит от температуры окружающей среды, для биогазовых установок расположенных на территории Германии, потребление на собственные нужды не превышает 25 % от вырабатываемой тепловой энергии, для зимнего периода.

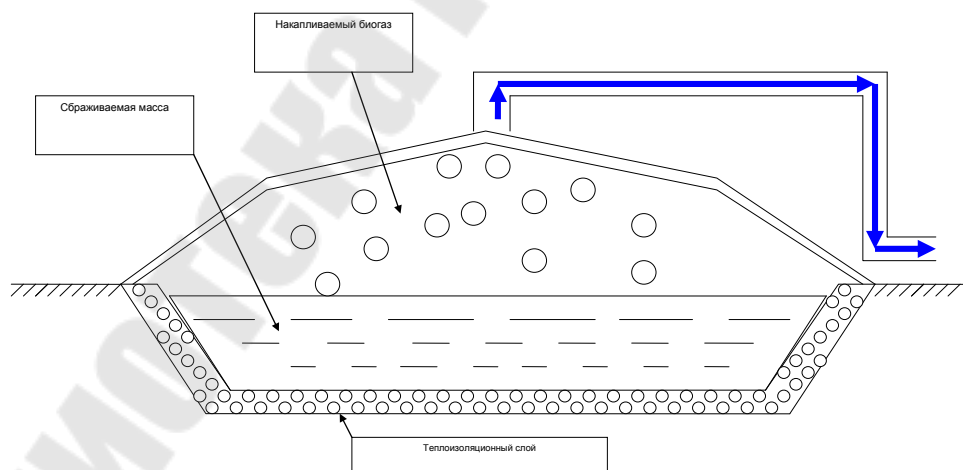


Рис. 5.4 Лагунный способ производства биогаза

Для уменьшения потерь тепла в окружающую среду, американскими специалистами был разработан лагунный способ производства биогаза (рис.5.4).

Лагунный способ получения биогаза предусматривает использование вместо метантенков искусственно создаваемых в грунте углублений в форме лагун. Такая технология получения биогаза уже практикуется на животноводческих фермах США. Помимо уменьшения тепловых потерь, такая установка имеет и ряд недостатков. Например, значительное, по сравнению с метантенками, увеличение площади занимаемой биогазовой установкой, а так же затруднения для контроля прохождения процесса ферментации навоза и т.д.



Помимо получения тепловой и электрической энергии, биогазовые установки позволяют перерабатывать навоз в высококачественное, экологически чистое удобрение, не требующее дополнительной дезинфекции, без каких либо дополнительных затрат.

Статистика сельского хозяйства:

- поголовье крупного рогатого скота в сельскохозяйственных организациях на 2004 год :1,512 млн. голов;
- поголовье свиней в сельскохозяйственных организациях на 2004 год : 0,9 млн. голов.

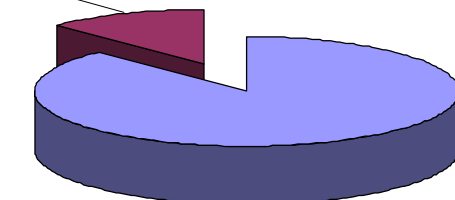
Объемы потенциально генерируемого БИОГАЗА:

- В сельскохозяйственных организация с крупным рогатым скотом: 3,1млн.м³/сут.
- В сельскохозяйственных организация специализирующихся на выращивании свиней: 0,3 млн.м³/сут.

Энергетические возможности упущенного БИОГАЗА

доля электроэнергии полученной от БИОГАЗА
в общем потреблении Республики Беларусь

Энергия от
упущенного
газа
12%



Имея поставки БИОГАЗА на уровне 3,4 млн.м³/сут. Можно генерировать 4,2 тыс ГВт·ч в год

Общее потребление электроэнергии по Беларуси составляет 33,7 тыс ГВт·ч

Результаты испытаний биогазовых установок для производства биогаза из отходов животноводческих комплексов подтвердили требование комплексной оценки их эффективности, т.к. их использование только для получения биогаза экономически невыгодно в сравнении с другими видами топлива. Основная составляющая эффекта состоит в том, что без дополнительных энергетических затрат можно получить экологически чистое высококачественное органическое удобрение и вследствие этого пропорционально сократить энергоемкое производство минеральных удобрений. Попутное применение биогазовых установок позволит существенно улучшить экологическую обстановку вблизи крупных ферм и животноводческих комплексов, а также на посевных площадях, куда в настоящее время сбрасываются отходы животноводства.

Принципиально новым направлением может быть использование биогазовых установок на канализационных станциях крупных населенных пунктов и тем самым на 60-70 % сократить собственные нужды этих станций в энергоносителях.

Потенциально возможное получение товарного биогаза от всех источников оценивается в 160 тыс. т у.т. в год.

Структура и потенциал биотоплива в Республике Беларусь

Вид биотоплива	Потенциал
Древесное топливо, включая отходы лесопользования и переработки	Около 3,0 млн. ту.т. в год (2,1 млн. т.н.э в год) +экологический эффект
Отходы растениеводства, фитомасса	До 2,0 млн. ту.т. в год (1,4 млн. т.н.э в год) +экологический эффект
Бытовые органические отходы	Около 472 тыс. ту.т. в год (2,1 тыс.т.н.э в год)
Технически возможный потенциал (без выращивания специальных быстрорастущих деревьев и высокоурожайных растений) 7,05млн. ту.т. в год (4,93 млн. т.н.э в год)	
Экономически целесообразный потенциал в настоящий период (в основном древесное топливо) 3,58 млн. ту.т. в год (2,5 млн. т.н.э в год)	

Солнечная энергия: основные направления использования

Гелиоустановки для интенсификации процессов сушки и подогрева воды автономные источники питания мощностью от нескольких Вт до 3-5 кВт (бытовая аппаратура, освещение, энергообеспечение жилого дома, линий связи и т.д.) модульные фотоэлектрические установки для сельскохозяйственных потребителей мощностью 0,5 и 1 кВт на элементах нового поколения. ***За счет использования солнечной энергии в прогнозируемом периоде возможно замещение около 5 тыс. т у.т. в год органического топлива.***

По метеорологическим данным в Республике Беларусь в среднем 250 дней в году пасмурных, 185 с переменной облачностью и 30 ясных, а среднегодовое поступление солнечной энергии на земную поверхность с учетом ночей и облачности составляет 243 кал на 1 см² в сутки, что эквивалентно 2,8 кВт·ч, а с учетом КПД преобразования 12 % - 0,3 кВт·ч/сутки.

Для удовлетворения потребности республики в электроэнергии в объеме 45 млрд. кВт·ч потребуется 450 км² гелиостатов, что при их стоимости 450 долларов США/м² соответствует стоимости 202,5 млрд. долларов США без учета затрат на эксплуатацию выпрямителей, строительно-монтажные работы, конструкцию, кабели, системы управления, технические средства для обслуживания, инфраструктуру-

ру и т.п. Учет перечисленных составляющих удвоит названную сумму.

Твердые бытовые отходы (ТБО)

Содержание органического вещества в бытовых отходах составляет 40-75%, углерода - 35-40%, зольность - 40-70%, горючие компоненты в бытовых отходах составляют 50-88%, теплотворная способность ТБО - 800-2000 ккал/кг.

В мировой практике получение энергии из ТБО осуществляется несколькими способами: сжиганием, активной и пассивной газификацией. Наиболее перспективна газификация, т.к. в случае прямого сжигания возникают экологические проблемы, для решения которых требуются инвестиции, двукратно превышающие стоимость самих сжигающих установок.

В Республике Беларусь ежегодно накапливается около 2,4 млн.т твердых бытовых отходов, которые направляются на свалки и два мусороперерабатывающих завода (Минский и Могилевский), на которые ежегодно вывозится, тыс.т в год: бумаги - 648,6; пищевых отходов - 548,6; стекла - 117,9; металла - 82,5; текстиля - 70,8; дерева - 54,2; кожи и резины - 47,2; пластмассы - 70,8.

Потенциальная энергия, заключенная в твердых бытовых отходах, образующихся на территории Беларуси, равноценна 470 тыс.т у.т. При их биопереработке с целью получения газа эффективность составит не более 20-25%, что эквивалентно 100-120 тыс.т у.т. Кроме того, необходимо учитывать многолетние запасы ТБО, которые имеются во всех крупных городах и создают проблемы их складирования. Только по областным городам переработка ежегодных ТБО в газ позволила бы получить биогаза около 50 тыс.т у.т., а по г.Минску до 30 тыс.т у.т. Эффективность данного направления следует оценивать не только по выходу биогаза, но и по экологической составляющей, которая в данной проблеме будет основной. Конкретные показатели эффективности могут быть получены на основании детальнейших проектных проработок, создания и эксплуатации опытно-промышленного полигона. К 2005г. возможно получение до 20 тыс.т у.т.

Фитомасса

В качестве сырья для получения жидкого и газообразного топлива можно применять периодически возобновляемый источник энергии - фитомассу быстрорастущих растений и деревьев. В климатических условиях республики с 1 га энергетических плантаций собирается масса растений в количестве до 10 т сухого вещества, что эквивалентно примерно 5 т у.т. При дополнительных агроприемах продуктивность гектара может быть повышена в 2 раза. Из этого количества фитомассы можно получить 5-7 т жидких продуктов эквивалентных нефти. Наиболее целесообразно использовать для получения сырья площади выработанных торфяных месторождений, на которых отсутствуют условия для произрастания сельскохозяйственных культур. Площадь таких месторождений в республике составляет около 180 тыс.га, которая может стать стабильным, экологически чистым источником энергетического сырья в объеме до 1,3 млн.т у.т. в год. Отсутствие опыта массового использования фитомассы для энергетических целей не позволяет сделать оценку затрат и будущих цен на топливо, т. к. для этой цели потребуются разработка специальной техники, дорожная инфраструктура, перерабатывающие предприятия и т.д. Однако по укрупненным расчетам цена составит около 35\$/т у.т. За счет названного источника к 2005 г. может быть получено 200-400 тыс.т у.т. и более. Вопросы цены и объемов требуют уточнения после освоения опытных площадей, которые засеяны в Гомельской области.

Отходы растениеводства

Использование отходов растениеводства в качестве топлива является принципиально новым направлением энергосбережения. Практический опыт их применения в качестве энергоносителя накоплен в Бельгии и Скандинавских Странах, а в нашей республике опыт массового применения отсутствует. Общий потенциал отходов растениеводства оценивается до 1,46 млн.т у.т. в год. Целесообразные объемы их сжигания для топливных целей следует решать в сопоставлении с конкретными нуждами хозяйств в индивидуальном порядке, а к концу прогнозируемого периода эта величина оценивается на уровне 20-30 тыс.т у.т.

5.5 Использование биогазовых установок в Западной Европе и Китае. Топливный этанол и биодизельное топливо

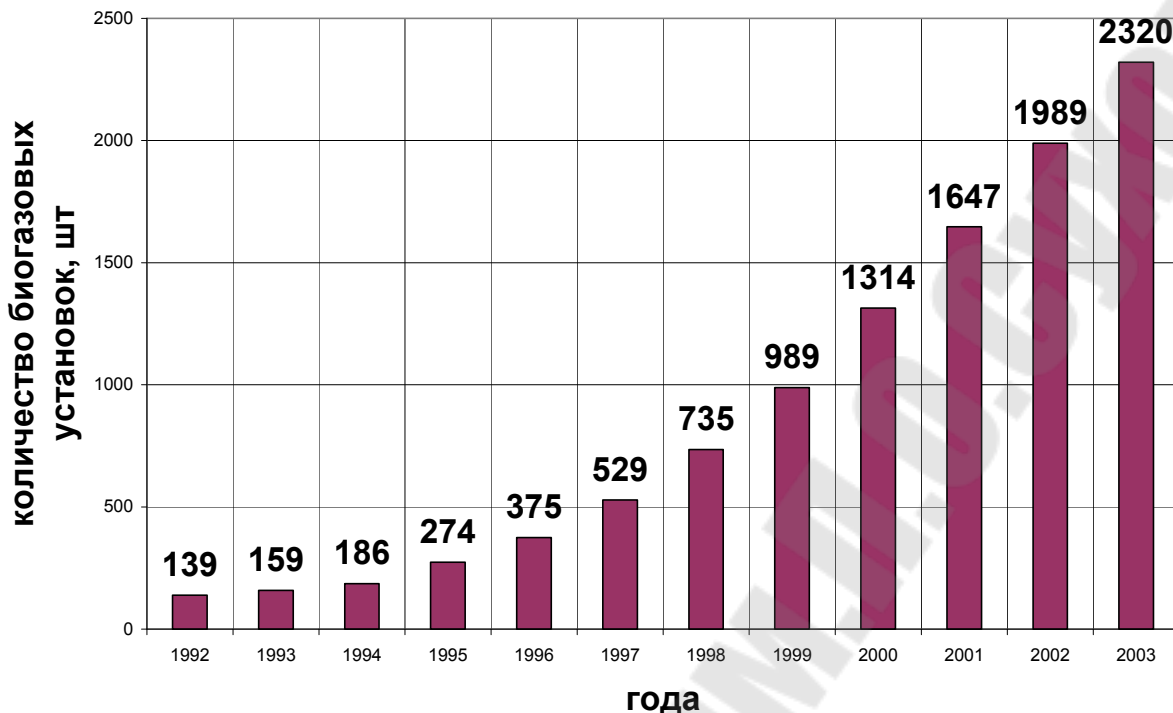
Самым большим опытом в части эксплуатации биогазовых установок обладает Китай. Еще в начале 70-х годов руководством КНР был подписан приказ о совершении «Большого биогазового скачка». В результате, в 1999 г в стране насчитывалось более 7 миллионов биогазовых установок. Сегодня в Китае 60 % всего автобусного парка работает на биогазе, в том числе, около 80 % в сельской местности, помимо этого страна экспортирует биогаз и биогазовые установки более чем в 20 стран мира. Однако китайские специалисты отказываются от применения крупных биогазовых установок с объемом метантенков свыше 3000 м³, в результате чего, основная масса установок, свыше 85 %, установлены на частных сельских подворьях и имеют объемы метантенков до 20 м³. Такое положение вещей приводит к неполному использованию потенциала биогаза в Китае.

В Западной Германии уже в 80-х годах исследовались различные системы использования биогаза для нужд сельскохозяйственного производства. Интерес представляют системы, обеспечивающие тепло- и электроснабжение.

В качестве сырья для производства электроэнергии использовался, в частности, куриный навоз. Биогазовая установка, емкостью 152 м³, способна перерабатывать отходы 1200 кур-несушек. При ежедневном поступлении жидкого навоза, содержащего 400 кг сухой массы, при температуре сбраживания 32 °С и выдержке 30 дней, можно получить 83 м³ биогаза в год с содержанием метана 57 %. Электрогенераторный агрегат мощностью 30 кВт, с рекуператором тепла, обеспечивает потребности в тепле и электроэнергии производственных и жилых помещений птицеводческого хозяйства.

Излишки электрической энергии, при установке соответствующего оборудования, как правило, продаются в общую электрическую сеть.

На данный момент, благодаря субсидиям и стимулированию со стороны правительства, в стране создана целая отрасль по разработке и внедрению биогазовых установок. Результатом работы этой отрасли является выход Германии как экспортера на международный рынок биогазовых установок.



Непрерывное энергоснабжение завода по производству сахара и бумажной фабрики в Варнанагаре (Индия) обеспечивается с помощью трех газовых двигателей [10]. Необходимый для этого газ на 75 % получается из отработанной воды сахарной фабрики. Остальные 25 % газа вырабатываются из сточных вод бумажной фабрики. Биогаз, получаемый из отработанной воды сахарной фабрики, содержит большое количество сероводорода (H_2S), который удаляется на установке десульфурации. Оба газа соединяются в газонакопителе. Таким образом, ежедневно получают приблизительно 22 тыс.м³ биогаза.

На биогазовую установку в Лахольме (Швеция) ежегодно поступает приблизительно 30 000 т навоза и 5000 т органических отходов со скотобоев и других промышленных предприятий.

Для подавления возбудителей болезней биомасса пастеризуется нагревом в течение часа при температуре 70 °С. Пастеризованная масса подается в метантенк емкостью 2250 м³, где происходит процесс ферментации и выработки биогаза с содержанием метана 60 – 70 %.

Содержащийся в газе сероводород удаляется в процессе химической очистки. После чего, газ сжимается до давления около 1 бара и сушится. Таким образом, в течение суток получают приблизительно 3-4 тыс.м³ биогаза.

По газопроводу, длиной примерно в 2 км, биогаз подается в район новостроек. Электроэнергия на напряжении 20 кВ генерируется в общественную энергосеть. При перерыве в подаче биогаза, бесперебойное энергоснабжение может осуществляться с помощью природного газа.

В 1996 году на одном из заводов Стокгольма по очистке канализационных вод была построена опытная установка для производства биогаза. Установка позволяла получать 1000 м³ газа в день, что энергетически эквивалентно примерно 1000 литрам бензина. В основном газ использовался на котельной, а 150 м³ применялись на заводских газобаллонных машинах.

Муниципалитет Стокгольма утвердил программу строительства еще двух заводов по переработке отходов и получению биогаза на 1,5 и 3 миллиона м³ в год. При этом городские власти решают задачу снижения вредных выбросов в атмосферу.

В том же 1996 году универсальной топливной аппаратурой, способной работать на биогазе и на бензине, были оборудованы 20 автобусов. В конце 1997 года фирма «Скания» разработала передвижную газозаправочную станцию. Она оборудована 30 баллонами с рабочим давлением 250 атмосфер и общей вместимостью 1600 м³ биогаза.

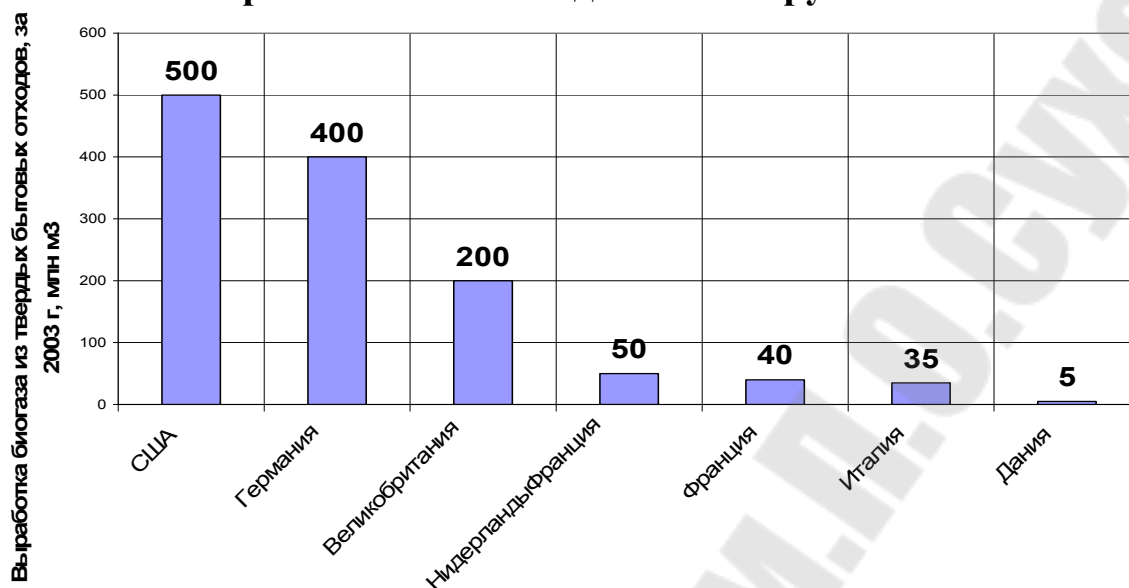
К 2000 году в Стокгольме на биогазе работало более 300 автомобилей, заправку которых осуществляли четыре газозаправочных станции. Всего власти Стокгольма планируют перевести на биогаз 3000 городских автомобилей. В программе принимают непосредственное участие компании «Вольво», «Фольксваген», и «БМВ».

Использованием биогаза занимаются не только в Стокгольме. Например, в Швеции, в городе Линчопинг, в 1990 году переоборудовали для работы на биогазе 64 городских автобуса и два таксопарка. В городе Евле биогаз используется для выработки тепла, электричества и в качестве топлива на 10 автобусах.

Во Франции в Туре с 1994 года работает установка получения и компримирования биогаза, обслуживающая 30 легковых автомобилей. В Лиле на этом топливе работают 100 автобусов, а в Тулузе – 6.

В Рейкьявике (Исландия) с загородной свалки органических отходов собирают до 500 м³ газа в час. После чистки, обогащения и компримирования газ, содержащий до 98 % метана, заправляется в транспортные контейнеры с давлением до 260 атмосфер. Контейнеры перевозят к потребителю, а затем заправляют газом автомобили.

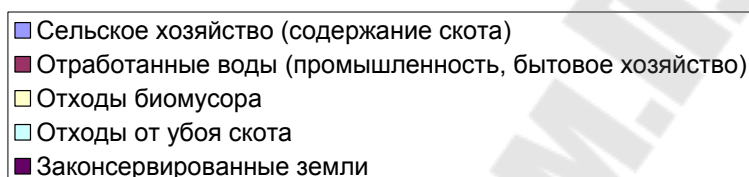
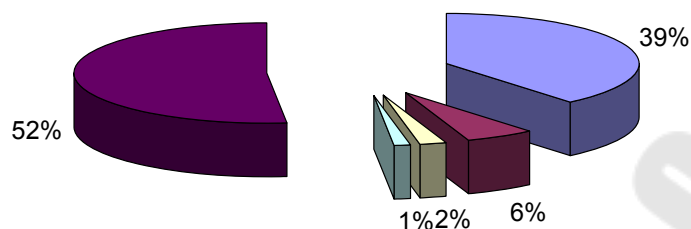
Выработка биогаза из твердых бытовых отходов в некоторых странах ближнего и дальнего зарубежья



Следует отметить, что в 1990 г. в США, благодаря использованию биомассы, полученной с животноводческих хозяйств, было произведено 31 млрд. кВт·ч электроэнергии. За счет использования твердых бытовых отходов было получено еще 10 млрд. кВт·ч. В государственной программе США на 2010 г. планируется выработка соответственно 59 и 54 млрд. кВт·ч электроэнергии за счет использования потенциала биомассы.

Анализ имеющегося технического потенциала для ферментации биогаза показал, что в Австрии ежегодно можно получать до 5,6 млрд. кВт·ч.

Состав оцениваемого потенциала по источнику сырья для производства биогаза в Австрии



Рассмотрев опыт ряда стран по внедрению и эксплуатации биогазовых установок, можно сделать вывод о том, что для Республики Беларусь с учетом климатических условий и существующей структуры промышленности, наибольший интерес представляет использование биогазовых установок в сельском хозяйстве с целью переработки отходов животноводческих хозяйств, получения высококачественного, экологически чистого удобрения, увеличения энергетической безопасности республики за счет использования местных видов топлива.

Отраслевые решения



Биогазовая установка на ферме



Биогазовая установка на помете



Биогазовая установка на барде



Биогазовая установка на силосе



Биогазовая установка на сахарной жоме



Биогазовая установка на твердых бытовых отходах

Биогазовая установка на навозе



Биогазовые установки стандартизованы. По модельному можно выбрать установку соответствующей производительности. Для того чтобы сделать такой выбор нужно определить:

- 1) тип навоза и влажность;
- 2) количество.

Существуют следующие типы свиного навоза:

Тип навоза	Наименование	Способ удаления навоза	Влажность, %
I	Подстилочный	Механически сезонно	60
II	Самосплав	Щелевые полы, накопление навоза в ванной, смыв минимальным количеством воды (1:1)	94-96
-	Гидросмыв	Уборка навоза в канал, постоянный смыв большим количеством воды (1:10)	99

Большинство ферм имеют «самосплавную систему» 94-96% влажность. Эта система предусматривает щелевые полы и пробочную ванну. Смыв навоза производится от раза в 3 дня до нескольких недель. Обычно раз 1-2 недели. При самосплавной системе количество навозных стоков с вл.95% рассчитывается как 1,7-1,8 от количества навоза.

Иногда применяется старая технология «гидросмыв». При такой системе навозоудаления идет повышенных расход воды и вода смывается постоянно. Влажность стоков при этом 99%. При такой системе лучше отказаться от идеи строительства биогазовой станции вовсе. Ведь вода будет занимать полезный объем реакторов и не давать биогаза.

Подстилочный навоз и натуральный бывает в основном на небольших фермах молочного и мясного направления, а также из-под телят. Подстилочный навоз имеет более высокое содержание сухого вещества, однако это сухое вещество в сонном за счет подстилки, ко-

торая не дает биогаза. Поэтому в расчетах в первом приближении эти два вида навоза относятся к одному типу.

Большие промышленные фермы в большинстве используют систему удаления навоза «Flesh-flow». При разбавлении водой по системе «Flesh-flow» считают добавление воды 1:1.

Животные	Выход навоза 88% вл., кг/сутки
Дойные коровы	45-70
Нетели и телята	15-20

Биогазовые установки для спиртовых, пивных и биоэтанольных заводов

Из 1 м³ зерновой барды, вл. 93%, можно получить 40 м³ биогаза. При переработке 1 м³ пивной дробины, вл. 80%, можно получить 110 м³ биогаза.

В основном на технологические нужды завод потребляет природный газ. Если на предприятии для сжигания газа используются регулируемые горелки, то на этих горелках можно сжигать биогаз без дополнительной доочистки. Если же горелки нерегулируемые, биогазовую установку необходимо укомплектовать системой дополнительной очистки биогаза от СО₂ до газа по ГОСТ 5542-87.

Если предприятие не заинтересовано в реализации жидких удобрений, хотя это может приносить дополнительные прибыли, для полного избавления от стоков потребуются дополнительное оборудование по доочистке. Например, мембранные системы очистки стоков понижают уровни ХПК и БПК до приемлемых для слива в канализацию, открытые водоемы или существующие заводские очистные.

Биогазовая установка для птицекомплексов



Птичий помет является идеальным сырьем для биогазовой станции и дает высокий выход газа.

При проектировании и строительстве биогазовых станций учитываются особенности помета:

- влажность (помет сухой);
- большое содержание белка, который является источником азота N;
- наличие подстилки.

Идеальная влажность в реакторе 88-90%. Влажность помета же 60-75%. Поэтому помет разжижается. При первой загрузке реактора используется вода от внешнего источника. Когда биогазовая станция выходит на рабочий режим для разжижения используется уже не внешний источник воды, а жидкая фракция, оставшаяся после сепарации перебродившей массы.

Для выравнивания соотношения C:N некоторые производители биогазовых станций требуют добавление большого количества кукурузного силоса как единственный способ. Если у промышленных птицефабрик нет такой возможности, предлагается более экономичный способ. Это 2-х стадийная технология с реактором гидролиза плюс добавление недорогих минеральных веществ. Технология отлично работает.

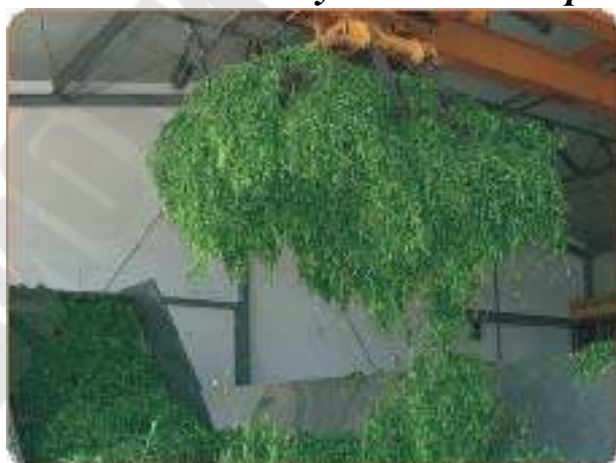
В составе станции предусматривается измельчение помета. После разбавления до оптимальной влажности и размокания измельченная подстилка уже не представляет проблему и просто проходит балластной массой.

Статистика

- Влажность подстилочного бройлерного помета 60%.
- Влажность клеточного помета несушек и бройлеров на клетке 75%.
- Бройлер дает 190 гр помета/сутки.
- Несушка дает 80 гр помета/сутки.

Пример. Бройлерная птицефабрика с годовым выходом бройлеров 45 млн. голов ежедневно производит 240 т помета 60% вл.

Биогазовая установка на растительном сырье



растительных культур в биогазовых установках. В этом направлении сельскохозяйственными культурами являются так называемые энергетические культуры. Энергетическая культура сменяется зеленой массой два раза в год, позволяя экономить средства предпри-

ятия. Так же выращивают по две культуры на одном поле одновременно, например кукурузу и подсолнечник или кукурузу и просо, это позволяет увеличить содержание питательных веществ в силосе и стабилизировать урожайность в засушливые годы.

Выход газа:

Субстрат	Выход биогаза м ³ /т
Кукурузный силос и свежая трава	170-220
Зерно	500-560

Урожайность силосной кукурузы 30-40 тон с 1 га.

Биогазовая установка для сахарного завода

Сахарные заводы имеют сезонный режим организации работы (90-120 дней). Учитывая этот фактор оборудование по получению биогаза можно использовать в два сезона. В период работы завода биогазовая установка будет перерабатывать жом, а для того, что бы комплекс ни простаивал оставшиеся 8-9 месяцев, для производства биогаза можно использовать силосованный жом или же выращивать специально энергетические культуры. Например, силосовать кукурузу. На этих субстратах биогазовая установка может работать в период когда завод не работает. Биогаз можно как вариант очищать до метана и подавать в сеть. Другим вариантом является установка дополнительного модуля теплоэлектростанции.

Зачастую предприятия решают проблему отходов путем производства сухих кормов. Такое производство очень энергозатратно, себестоимость кормов очень высокая. Вместо кормов можно производить биогаз и биоудобрения. За счет собственных отходов покрываются потребности завода в энергоносителях. Биоудобрения полезно использовать на собственных полях для улучшения почв и повышения урожайности культур.

Выход газа:

Субстрат	Выход биогаза, м3/ т
Свекольный жом, вл. 75%	110

Особенности:

Отходы завода попадают в приемный резервуар, он рассчитан на 2-5 суток накопления субстрата. Из приемного резервуара отходы подаются в реактор гидролиза, где находятся в течение 8-10 дней при температуре +25...+28°C. В этом реакторе проходит первый этап брожения - гидролиз, и начинается второй - окисление. Для поддержания уровня рН в реактор гидролиза частично загружается переброженная масса. В ферментатор отходы подаются дозированно, что помогает четко контролировать процесс метанообразования. Используется гидравлическая система перемешивания отходов. Произведенный биогаз собирается во внешних газгольдерах, из них идет непрерывная подача биогаза к модулю очистки либо же к электростанции.

Сооружений предназначенных для переработки отходов сахарного производства будет достаточно для переработки энергетических культур. Их период брожения в два раза больше чем у жома и мелассы, но суточная загрузка будет значительно меньше. Потому объема ферментаторов будет достаточно для 60-80-дневного сбраживания растительного сырья.

В сезон работы сахарные заводы потребляют большое количество газа и электроэнергии, зачастую у них есть свои собственные котельные и электростанции. По желанию предприятия очищенный биогаз можно использовать для производства электроэнергии, либо же для получения теплоносителя. Очищенный на специальном оборудовании биогаз - это аналог природного газа.

Биогазовая установка на твердых бытовых отходах

Основные источники прибыли мусоросортировочного завода:

- от платежей за утилизацию мусора;
- от реализации вторсырья (бумага, металл, пластик и прочее).

При сортировке мусора, среди прочего, образовывается большое количество пищевых отходов до 30%-35% от общего объема. Пищевые отходы при анаэробном сбраживании дают биогаз.

Таким образом, мусороперерабатывающий завод может извлекать дополнительно выгоду в виде биогаза или электричество при сжигании биогаза.

Биогазовые установки - это самый эффективный способ полной переработки пищевых отходов в экологические биоудобрения. Технология конверсии органических фракций пищевых отходов происходит путем биохимического расщепления (гидролиза) высокомолекулярных соединений на простейшие низкомолекулярные органические соединения. Поскольку при сбраживании достигается до 50-60% распада биологически нестабильных органических соединений, перебродженный субстрат лишен свойственного ему неприятного запаха и является экологически чистым биоудобрением.

Из одной тонны пищевых отходов можно получить 160-200 м³ биогаза.

Особенности технологии и принцип работы

Пищевые отходы полученные после отделения на мусороперерабатывающем заводе имеют некоторые отличия от других органических отходов:

1. Наличие неорганических соединений до 15% от общего объема.
2. Морфология и размер фракций.

Особенность заключается в наличии дополнительного участка предварительной подготовки пищевых отходов. После разделения пищевые отходы с разным фракционным составом транспортируются к механическому измельчителю. Образованная в результате измельчения однородная масса с остатками неорганических и минеральных включений поступает на следующий участок удаления неорганических включений. Удаление неорганических фракций (с плотностью меньше чем вода) обеспечиваются с помощью гидравлического отстаивания в специальном резервуаре. Неорганические включения плотностью менее 800 кг/м³ всплывают в верхний слой и отводятся специальным устройством. Нейтрализация водного раствора органических соединений от вирусов и бактерий производится в трубчатом стерилизаторе при температуре около 70 °С в течение 1 часа.

Насосом из резервуара водный раствор транспортируется в крытый резервуар, который является аккумулятором на период стерилизации. Из аккумулятора раствор насосом подается на трубчатый сте-

рилизатор на входе которого установлен теплообменник. Нагрев раствора происходит в теплообменнике и выдерживается необходимое время в трубчатом стерилизаторе. Таким образом раствор циркулирует в течение 1 часа по замкнутому контуру аккумулятор - насос - стерилизатор. Во время нагрева в крытом резервуаре водный раствор снижает плотность до 850 кг/м^3 , что делает более качественным процесс осаждения фракций с большей плотностью. Для реализации этого процесса направление потока меняется под углом 90° и в нижней части собираются мелкие частицы тяжелых фракций. Эти частицы выгружаются шнековым транспортером, который установлен в нижней части резервуара.

Подготовленный водный раствор органических веществ приобретает качество питательного субстрата для микроорганизмов. Далее субстрат после выдержки на участке стерилизации транспортируется насосом на участок гидролиза (реактор гидролиза), в котором он находится 8-10 суток. Там создаются специальные температурные условия, повышается влажность и контролируется уровень pH. Из реактора гидролиза идет дозированная подача в ферментатор, что является важнейшим фактором для сохранения бактериального баланса. Биогаз собирается во внешних газгольдерах, изготовленных из прочного растяжимого материала. Необходимым условием протекания реакции является температура раствора $25-28^\circ\text{C}$ и тщательное перемешивание. Поэтому резервуар оборудован внутренним настенным радиатором отопления и системой механического перемешивания.

Субстрат содержит простейшие спирты и ацетат, которые растворимы в воде. Полученный субстрат под давлением загружается в герметичный ферментатор брожения, где проходит окончательная стадия переработки помёта в биогаз и биоудобрения в течение 30 суток.

Необходимым условием протекания реакции является температура раствора $36-38^\circ\text{C}$ и равномерная загрузка субстрата по всей площади реактора. Подача сырья в ферментатор происходит 8-12 раз в сутки в программно-временном режиме с помощью насоса.

Ферментатор является газонепроницаемым, полностью герметическим резервуаром из высококачественного железобетона. Для поддержания стабильной температуры он оборудуется внутри системой подогрева днища и стенок. Эта система проходит обязательное гидравлическое испытание. Для меньшей потери тепла реактор теплоизолируется снаружи. Внутри реактора находится система смешива-

ния, которая гарантирует полное и бережное перемешивание. Выгрузка переброженного субстрата происходит автоматически с такой же периодичностью, как и загрузка. Управление работой всей биогазовой станции производится по командам от центрального программного модуля в программно-временном режиме и по датчикам предельных значений.

Произведенный биогаз собирается в газгольдере. Газгольдер используется в качестве перекрытия ферментатора биогазовой установки и выполняет функцию хранения газа. Мембрана имеет высокую стойкость к ультрафиолету и озону, и низкую пропускную способность биогаза. Материал устойчив к поджогу и является чрезвычайно растяжимым. Отведение биогаза происходит по трубопроводу, который оснащен устройствами автоматического отвода конденсата и предохранительными устройствами, которые защищают газгольдер от превышения допустимого давления. Устройства работают по датчикам предельных значений.

Из газгольдера идет непрерывная подача биогаза на когенерационную установку или систему очистки газа. Переработанный субстрат после установки подается на сепаратор. Система механического разделения работает от 8-12 раз в сутки в программно-временном режиме и разделяет остатки брожения после ферментатора на твердые и жидкие биоудобрения.

Транспортировка твердой фракции биоудобрения производится погрузчиком, а транспортировка жидкой фракции - с помощью насоса и трубопровода в лагуну для хранения. Твердые удобрения можно использовать на собственных полях или подсушивать, запаковывать в мешки и продавать.

Топливный этанол и биодизельное топливо

Беларусь имеет значительный потенциал для внедрения технологий производства топливного этанола и биодизельного топлива из рапса и сои.

Объем использования этанола будет определяться внутренней потребностью его как антидетонационной добавки в бензин, целесообразностью его использования непосредственно как моторного топлива в автотракторной технике и объемами возможного экспорта.

Производство биодизельного топлива из рапса и сои в перспективе будет рассматриваться с точки зрения его конкурентоспособности по отношению к традиционным видам топлива, т.к. на сегодня его

себестоимость больше, чем традиционного дизельного топлива, а его использование в развитых странах обуславливается значительно низким негативным влиянием на окружающую среду.

Для внедрения технологий производства топливного этанола требуется главным образом соответствующая реконструкция спиртовых заводов, что обеспечит минимальный объем необходимых инвестиций.

Производство биодизельного топлива предвидится в первую очередь на небольших установках для обеспечения нужд транспорта малых сельскохозяйственных предприятий – производителей сои или рапса, а также на экспорт. В ближайшие 3-5 лет необходимо создание демонстрационных проектов по производству топливного этанола и переработке растительного масла на моторное топливо.

Учитывая необходимость создания соответствующего парка автотракторной техники в целях непосредственного использования этанола и биодизельного топлива для широкого потребления его в качестве моторного топлива, на период ближайших 10-15 лет оно главным образом будет выступать в качестве добавки к традиционным видам топлива. В дальнейшей перспективе предвидится его использование как полноценного вида моторного топлива при общем возрастании объемов использования, что должно способствовать повышению качества традиционного топлива и его экологических показателей.

Общий потенциал оценивается *до 1 млн. т у.т. в год*, а при активном инвестировании и внедрении данного направления к 2020 году объем замещения традиционных топлив может составить *110 тыс. т у.т. в год*.

За счет всех составляющих возобновляемых и нетрадиционных источников энергии к 2020 году возможно ее получение до 5,1 млн. т у.т. в год, а с учетом нефти, попутного газа и торфа объем местных энергоносителей оценивается в 7,5-8,1 млн. т у.т. в год.

Тема 6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Вопросы лекции:

- Понятие энергетической эффективности

- Показатели энергетической эффективности: абсолютная величина электропотребления; удельная величина электропотребления; целевой показатель по энергосбережению
- Нормирование расхода ТЭР

6.1 Понятие энергетической эффективности

Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов есть использование всех видов энергии экономически оправданными, прогрессивными способами при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении законодательства. Между эффективным и экономным использованием ТЭР нельзя ставить знак равенства: экономия ТЭР может быть достигнута простым отключением потребителей от источников энергоснабжения.

Контроль за эффективным использованием ТЭР на ПП осуществляется с использованием показателей ЭЭФ. Законом об энергосбережении показателями энергоэффективности определены *научно обоснованные абсолютная или удельная величина потребления ТЭР на производство единицы продукции, установленные нормативными документами*. С 1998 г. в республике введен еще один показатель, позволяющий оценивать ЭЭФ использования ТЭР – *целевой показатель по энергосбережению*. Все перечисленные показатели ЭЭФ являются отчетными и контролируются органами Государственного управления

6.2 Показатели энергетической эффективности: абсолютная величина электропотребления; удельная величина электропотребления; целевой показатель по энергосбережению

Показатели энергетической эффективности (на примере электрической энергии).

Абсолютная величина электропотребления (W) за отчетный период. Данный показатель отражает изменение общего электропотребления ПП, не раскрывая при этом факторов, влияющих на его изменение, при этом снижение электропотребления может быть обусловлено снижением объемов производства (Π), так как производственная программа ПП формирует величину суммарного электропотребления. Например, для ПП, специализирующегося на выпуске

швейных изделий (рис. 6.1), в течение двух лет наблюдалось снижение суммарного электропотребления, что обуславливалось снижением объемов производства, а не внедрением энергосберегающих мероприятий. Абсолютная величина электропотребления как показатель ЭЭФ может использоваться для потребителей, не производящих продукцию, например, объектов соцкультбыта.

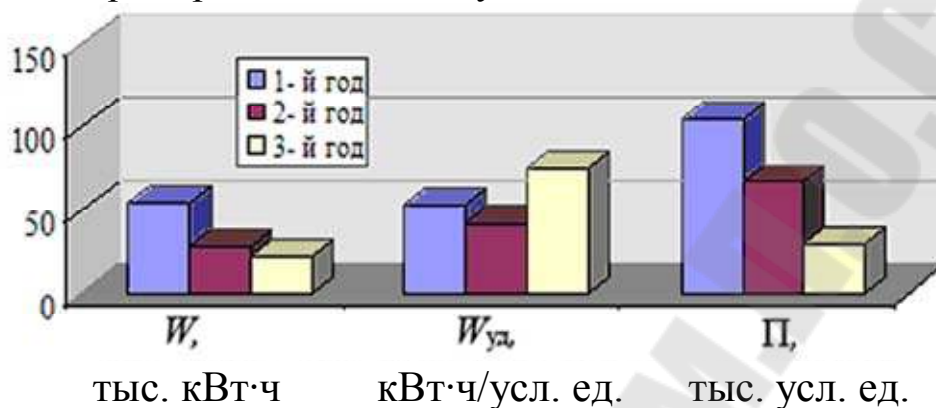


Рис. 6.1 Диаграмма изменения суммарного (W) и удельного ($W_{уд}$) расхода ЭЭ по годам для швейного производства

Удельная величина электропотребления на производство единицы продукции. Данный показатель является основным для ПП республики и, в соответствии с положением о нормировании, определяется из выражения:

$$W_{уд.i} = \frac{W_i}{\Pi_i}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/ед. прод.}, \quad (6.1)$$

где W_i – общезаводской объем потребленной ЭЭ на производство i -го вида продукции, кВт·ч;

Π – объем производства i -го вида продукции, ед. прод.

Общезаводской удельный расход ЭЭ (УРЭ) является показателем ЭЭФ *отдельного* вида выпускаемой продукции. Для большинства ПП общезаводской УРЭ при увеличении объемов выпуска продукции снижается, что указывает на улучшение ЭЭФ. Это обусловлено высокой долей условно-постоянной составляющей затрат ЭЭ в общепроизводственном (общезаводском) электропотреблении при практически неизменном технологическом УРЭ. Однако существуют ПП, у

которых УРЭ возрастает с ростом объемов произведенной продукции, что определяется особенностями формирования технологического процесса (например, предприятия транспорта нефти, работающие в условиях высокой загрузки нефтепровода). Для таких предприятий формальный подход к оценке их ЭЭФ указывает на ее ухудшение в условиях роста производственной программы.

Требование высокой точности оценки УРЭ по видам продукции обуславливается необходимостью их учета при формировании себестоимости продукции. Затраты ЭЭ на производство конкретного вида продукции зависят от большого числа объективных и субъективных факторов. К *объективным* факторам относятся: производственная программа выпуска продукции, характеристики используемого сырья и окружающей среды, состояние технологического оборудования. К *субъективным* факторам относятся: внедрение энергосберегающих мероприятий, квалификационные навыки производственного персонала, выбор того или иного состава технологического оборудования для выполнения заданной производственной программы.

Конъюнктура рынка формирует производственную программу большинства ПП. Поэтому изменение производственной программы носит вероятностный характер. Оценка энергоэффективности ПП при изменении производственной программы должна производиться в сопоставимых условиях путем сравнения УРЭ, соответствующих, прежде всего, одинаковым объемам выпуска продукции сравниваемых периодов.

Значение УРЭ на производство продукции за отчетный период (квартал, год) отражает лишь единичное – среднее значение из всей совокупности возможных значений. Например, для ПП, производящего изделия из пластмасс, среднее значение УРЭ за рассматриваемый период составило 821 кВт·ч/т. Однако реальный УРЭ изменялся за рассматриваемый период от 595 до 1215 кВт·ч/т (рис. 6.2).

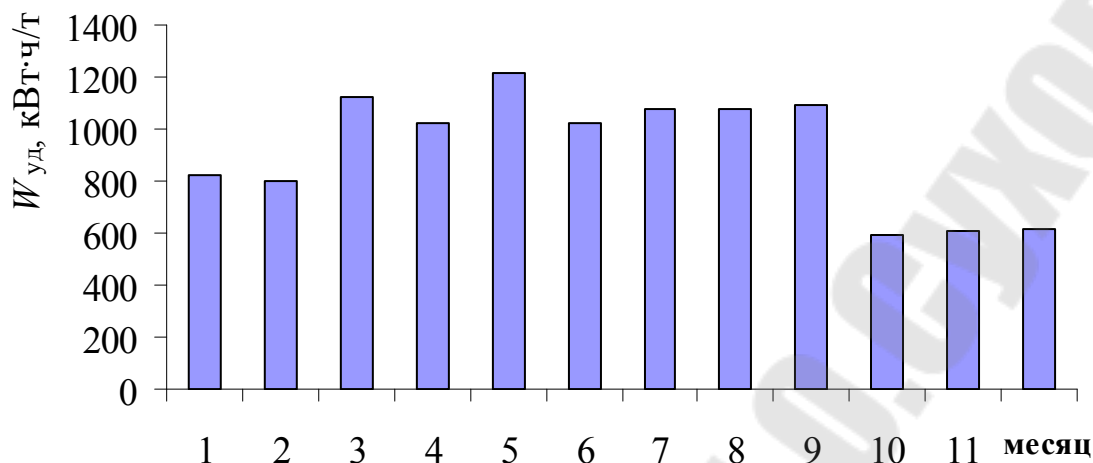


Рис. 6.2 Динамика среднемесячных УРЭ на производство изделий из пластмасс

Судить однозначно об эффективности использования ЭЭ по динамике УРЭ за различные промежутки времени не представляется возможным, так как причины, обуславливающие изменение УРЭ, не могут быть определены и не зависят в большинстве случаев от работы энергетических служб ПП.

Оценка ЭЭФ с использованием УРЭ за отчетный период возможна только для ПП со стабильной производственной программой. *Для большинства ПП, работающих в условиях изменяющейся производственной программы, оценка ЭЭФ с помощью данного показателя должна производиться с учетом приведения значений УРЭ предыдущего периода к сопоставимым условиям отчетного периода.*

Целевой показатель по энергосбережению – интегральный показатель ЭЭФ, характеризующий производственную деятельность всего ПП по реализации мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование ТЭР на всех стадиях его потребления, определяется из выражения:

$$\text{ЦП} = \frac{\text{ОЭЗ}^0}{\text{ОЭЗ}_{\text{с.у}}^6} \cdot 100 - J_{\text{ПП}}, \% \quad (6.2)$$

где ОЭЗ^0 – обобщенные энергозатраты отчетного периода, т у. т.;

$\text{ОЭЗ}_{\text{с.у}}^6$ – обобщенные энергозатраты базисного периода, приведенные к сопоставимым условиям отчетного периода, т у. т.;

$J_{\text{ПП}}$ – темпы изменения объемов производства промышленной продукции в сопоставимых ценах, %.

Для объективной оценки ЦП обобщенные энергозатраты базисного периода приводятся к сопоставимым условиям отчетного периода. Сопоставимые условия представляют собой совокупность факторов отчетного периода, связанных с изменением энергопотребления, но не отражающих работу по энергосбережению. При расчете в выражении (6.2) величины $OЭЗ_{с.у}^б$ изменение объемов промышленной продукции не учитывается.

Для обеспечения сопоставимости условий функционирования ЦП в основном необходимо учитывать:

- температуру окружающей среды;
- изменение характеристик сырья;
- изменение состава и мощностей технологического оборудования.

Физический смысл ЦП состоит в том, что при сопоставимых условиях отчетного и базисного периодов значение данного показателя равно достигнутой экономии или перерасходу ТЭР (в процентах относительно потребления ТЭР отчетного периода). Поэтому задание по выполнению ЦП всегда задается со знаком «–». Отчетное положительное значение ЦП свидетельствует об ухудшении ЭЭФ в анализируемом периоде. Выполнение ЦП должно быть подтверждено реальными мероприятиями по энергосбережению.

Необходимость введения ЦП обуславливается следующими причинами:

- ***во-первых, ЦП позволяет оценивать ЭЭФ использования всех ТЭР ЦП в целом в отличие от удельного расхода ТЭР, относящегося к конкретному виду энергоресурса и конкретному виду продукции;*** например, для предприятия с несколькими видами выпускаемой продукции удельный расход ТЭР по отдельному виду продукции может возрасти, что укажет на снижение ЭЭФ производства данного вида продукции, а ЦП при этом может принять положительное или отрицательное значение в зависимости от доли затрат ТЭР на производство данного вида продукции в общем объеме потребленных ТЭР;
- ***во-вторых, ЦП используется для оценки ЭЭФ всех без исключения потребителей ТЭР, а не только производящих продукцию, как в случае удельного расхода ТЭР;***

– в-третьих, в отличие от общего потребления ТЭР, не раскрывающего причин изменения расхода энергоресурсов в отчетном периоде, учет сопоставимости условий при расчете ЦП позволяет выявить факторы, оказавшие влияние на потребление ТЭР.

ЦП ежегодно устанавливается Советом Министров Республики Беларусь в качестве одного из основных показателей социально-экономического и производственного развития республики. Значение ЦП доводится в виде задания республиканским органам управления и ПП.

ЦП при приведении к сопоставимым условиям с учетом реальных зависимостей между потреблением ТЭР и объемом выпуска продукции более объективно отражает работу ПП в области энергосбережения и достигнутую ЭЭФ.

6.3 Нормирование расхода ТЭР

Нормирование потребления ТЭР необходимо для определения энергетической составляющей затрат в структуре себестоимости продукции (при калькуляции себестоимости), с одной стороны, и для оценки эффективности использования ТЭР, с другой. Нормирование расхода ТЭР является одним из элементов экономической части политики энергосбережения, способствует устранению бесхозяйственного использования ТЭР и внедрению энергосберегающих мероприятий, призвано регулировать деятельность ПП в области энергосбережения.

Под нормой расхода ЭЭ понимают меру потребления ЭЭ на производство единицы продукции определенного качества в планируемом периоде (квартал, год). Наиболее важными требованиями, предъявляемыми к разрабатываемым нормам, являются:

- учет условий производства и внедрения мероприятий по энергосбережению;*
- способствование максимальной мобилизации резервов экономики ЭЭ;*
- взаимосвязанность с другими показателями хозяйственной деятельности ПП.*

Нормы систематически пересматриваются с учетом планируемого развития производства продукции, изменения структуры производства, достижения наиболее экономичных показателей использования ЭЭ (отечественных и зарубежных).

Для стимулирования ПП к внедрению энергосберегающих мероприятий предусмотрено использование *прогрессивных* норм.

Система прогрессивных норм расхода ЭЭ включает соответствующие текущие и перспективные нормы для *технологических процессов, установок, оборудования, продукции*. Текущая норма расхода ЭЭ, то есть норма, утвержденная на текущий квартал или год, устанавливается для квартального и годового планирования и контроля за фактическими расходами ЭЭ. *Перспективная годовая норма* расхода ЭЭ используется для перспективного планирования и прогнозирования потребности в ТЭР в процессе достижения прогрессивных норм.

При установлении величины прогрессивной нормы существует двойной стандарт. С одной стороны, определено, что прогрессивные нормы расхода ЭЭ на производство продукции определяются расчетным путем. С другой стороны, прогрессивные нормы определяются административно-территориальными единицами Республики Беларусь с учетом лучших отечественных и зарубежных показателей. Второй подход, на первый взгляд, наилучшим образом стимулирует ПП внедрять энергосберегающие мероприятия, однако на практике для ПП могут быть поставлены невыполнимые задачи. Невозможность установления прогрессивных норм расхода ЭЭ на выпуск продукции по наименьшему уровню УРЭ в отрасли определяется следующими причинами.

1. Уникальность каждого предприятия по своей структуре. Это различие закладывается на стадии проектирования, а в условиях постоянной реконструкции и модернизации оборудования усиливается. Даже если в отрасли будут выделены предприятия со схожей номенклатурой выпускаемой продукции и объемами производства, но различными УРЭ на выпуск продукции, то полный перенос технологических решений с менее энергоемкого производства на более энергоемкое производство в большинстве случаев невозможен. Равно как и внедрение одного и того же технологического энергосберегающего мероприятия на различных предприятиях может потребовать различных проектных решений.

2. Различные условия функционирования ПП, обусловленные неритмичностью выпуска продукции, различной загрузкой производственных мощностей, отличием качества и источников сырья, параметрами окружающей среды. На увеличение УРЭ при неритмичном

производстве влияют частые запуски технологического оборудования, а также поддержание работоспособности последнего во время вынужденного простоя. Для большинства ПП на увеличение УРЭ при низкой загрузке производственных мощностей влияет величина условно-постоянной составляющей расхода ЭЭ, не зависящая от объемов выпускаемой продукции. При снижении объемов производства доля условно-постоянной составляющей расхода ЭЭ в производстве единицы продукции возрастает, и одно лишь изменение объемов производства влечет за собой изменение УРЭ в несколько раз, что может вывести ПП из разряда энергоэффективных по отрасли в разряд неэнергоэффективных.

Перечисленные выше объективные факторы приводят к тому, что удельные расходы на выпуск продукции на различных предприятиях могут значительно отличаться, и *установление прогрессивных норм расхода ЭЭ на выпуск продукции по наименьшему уровню УРЭ в отрасли не представляется возможным, поскольку при этом не будут учтены условия конкретного производства.*

Задача расчета (планирования) норм расхода ТЭР должна решаться на основе прогнозных значений квартального расхода ТЭР с учетом энергетической эффективности запланированных мероприятий по энергосбережению (потенциал энергосбережения за счет управления электрооборудованием, за счет реконструкции и модернизации технологического оборудования и внедрения энергосберегающих мероприятий). При нормировании расхода ЭЭ ПП, работающих в условиях изменяющейся производственной программы, необходимо учитывать изменения технологических факторов. Формирование системы нормирования (лимитирования) расхода ЭЭ произошло фактически с началом индустриализации страны (планом ГОЭЛРО (1920 г.) и решением об индустриализации (1926 г.), когда темпы нового строительства, дефицит электроэнергии, недостаток кадров сформировали базовые принципы создания потребительского электроснабжения, внедрили уверенность в возможность всё нормировать (а нормы по-стахановски перевыполнять). Развитие промышленной энергетики объективно привело к тому, что 18 мая 1944 г. постановлением Государственного Комитета Обороны была организована Государственная инспекция по промышленной энергетике и энергонадзору при Наркомате электростанций СССР. Уже в ноябре 1945 г. Госэнергонадзором были выпущены «Инструктивные указа-

ния по методике установления и порядку утверждения удельных норм расхода электрической энергии в промышленности», а в 1951 г. утверждены «Правила пользования электрической и тепловой энергией» (переутверждение – 1969 г.).

Нормы расхода ЭЭ всегда являлись рычагом воздействия на ПП и стимулом к экономии ЭЭ. Система нормирования, ее подходы, как и принятые единицы нормирования, развивались параллельно с развитием ПП и во многом определялись условиями функционирования ПП. Нормирование потребления ТЭР необходимо для определения энергетической составляющей затрат в структуре себестоимости продукции (при калькуляции себестоимости), с одной стороны, и для оценки эффективности использования ТЭР, с другой. Нормирование расхода ТЭР является одним из элементов экономической части политики энергосбережения, способствует устранению бесхозяйственного использования ТЭР и внедрению энергосберегающих мероприятий, призвано регулировать деятельность ПП в области энергосбережения.

Расчеты электрических нагрузок и нормирование, опирающееся на отдельные электроприёмники (станки, компрессоры и др.), методически возникли вместе с необходимостью знать расчётную мощность P_p для нескольких электроприёмников (первоначально – электроламп), питающихся от одного источника. Тогда их режимы стали описывать коэффициентами загрузки K_z , использования $K_{и}$, одновременности K_o , максимума K_m , спроса K_c и др. Одновременно начал распространяться статистический подход и было показано, что в наиболее общем виде энергетическая характеристика может быть представлена уравнением:

$$W = w_{уд} \cdot П + W_{усл.пост} , \quad (6.3),$$

где W – расход электрической энергии за данный отрезок времени, зависящий от вида цеха, пролёта и т. д.;

$W_{усл.пост}$ – постоянная часть расхода электрической энергии, в основном, не зависящая от нагрузки;

$w_{уд}$ – переменная часть на единицу продукции, в основном зависящая от нагрузки;

$П$ – размер продукции за соответствующее время.

Обширные исследования проводили при выплавке электростали. В частности, в первых публикациях по нормированию была показана зависимость удельного расхода электроэнергии $w_{уд}$ от загрузки и точной производительности ДСП. Из *табл. 6.1* видно, что $w_{уд}$ значи-

тельно (ценологически) зависит от марки стали и их числа: обычная плавка – 4–5 раз в сутки, скоростная – 11 плавков (25.09.1943 г.), скорая – 13 плавков в сутки (09.10.1943 г. на ГАЗе). При обычных 3–4 плавках в сутки удельный расход электроэнергии составил 1200–1400 кВтч/т (на Горьковском автозаводе – 602–670); при скоростных разливах – 1000 кВтч/т. При суточной выплавке 50 т стали удельный расход составлял 80 % от обозначенных величин, при 25 т – 100 %; при 10 т – 108 %. При ёмкости печи 5 т (мощность $S=2250$ кВА) время обычной плавки 5 часов (заводы Электросталь, Верх-Исетский, Златоустовский).

Таблица 6.1

Значения удельных расходов электроэнергии при выплавке электростали

Марка стали	$w_{уд}$, кВтч/т, в зависимости от вида плавки		
	обычная	скоростная	скорая
Углеродистая	1033	697	597
Сталь Годфилда	920	545	516
Жароупорная	609	500	490

Однако в том же 1944 г. заместитель Наркома НКЭС СССР Карасев И.П., подчеркнув, что «техническое обоснование нормирования энергопотребления является тем главным звеном, без которого борьба коллективов энергетиков, технологов, металлургов, механиков за экономию электричества и тепловой энергии не может быть поднята на высокий уровень», осудил статистический метод, на годы запретив его.

Наиболее полно идеологию НКЭС, новую для того времени (1947 г.), отражает статья Авилова-Карнаухова Б. Н., неоднократно цитируемая. Рассмотрим *табл. 6.2* взятую из нее.

Таблица 6.2

Определение нормы удельного расхода электрической энергии на добычу угля

Элементы работы	Характеристика потребителя электроэнергии	Характеристика объекта и условий работы	Технологическая норма
I. Удельный расход электроэнергии на добычу 1 т угля			
Зарубка угля	Врубовая машина ГТК-3 с баром 1800 мм	Мощность пласта 1,8 м, уголь средней крепости	0,28 кВтч/м ²
		Мощность пласта 0,8 м, уголь крепкий	0,42 кВтч/м ²
Бурение по углю	Ручное электросверло ЭР-4	Мощность пласта 1,8 м, уголь мягкий (прослойка)	0,017 кВтч/пог. м
		Мощность пласта 0,8 м, уголь крепкий	0,075 кВтч/ пог. м
Транспорт	Качающийся конвейер ДК ₂ -15 на деревянных катках	Длина лавы до 90 м, при большей длине конвейера удельный расход удваивается	0,14 кВтч/т
Подъём	Электроподъёмная установка	Подъём угля	5,3 кВтч/т·км
	Электроподъёмная установка	Подъём людей	2,2–1,33–0,38 кВтч/т·км
	Электроподъёмная Установка	Спуск леса и оборудования	0,017 кВтч/т·км
II. Расход энергии на выемку 1 т породы			
Бурение колонковым электросверлом	Колонковое электросверло типа ЭБК	Порода: глинистые сланцы	0,09 кВтч/пог. м
Электровозная откатка	Электровозы П-ГР-2	Уклоны средние 0,015	0,52 кВтч/т·км
	Электровозы П-ТР-3	Уклоны средние 0,017	0,26 кВтч/т·км
III. Расход электроэнергии на откачку 1 м³ воды			
Откачка воды	Центробежные насосы		5,2 кВтч/10 ³ м ³
IV. Расход электроэнергии на подачу воздуха, отнесённый к 1 т добытого угля			
Подача воздуха (при депрессии в среднем 20 мм. вод. ст.)	Центробежный вентилятор		0,62 кВтч/10 ³ м ³
V. Расходы на вспомогательные нужды, потери в сетях и трансформаторах на 1 т угля			
Вспомогательные нужды (мастерские, освещение и пр.)	Станки, освещение поверхности и пр.		0,5–1,0 кВтч/т

Такой подход при расчете норм стал классическим и обычным: для определения чистой работы прокатки, например, учитывали содержание углерода, температуру (снижение на 50 °С от 1150 °С увеличивает $w_{уд}$ на 8 %; на 100 °С – на 35 %), калибровку валков и число проходов, скорость прокатки, плотность графика, трение в подшипниках; полезную мощность для станков рассчитывали в зависимости от скорости резки, глубины резки, подачи, числа операций, времени обработки (если холостой ход достигал 50 %, то $w_{уд}$ увеличивался в 2,1 раза; для штучного производства (например, паровоз) каждый из 17 станков и производств (кузнечные, литьё и др.) детализировали к единице. Выделяли и составляющую, которая не зависит от производственной нагрузки.

Все это основывалось на директиве 1945 г., которая в развёрнутом виде была утверждена в 1966 г. Госпланом СССР как «Основные положения по нормированию расхода топлива, электрической и тепловой энергии в производстве». Все промышленные наркоматы обязаны были два раза в году пересматривать действующие удельные нормы. Была принята следующая структура удельных норм расхода электроэнергии: а) технологические; б) цеховые нормы; в) общезаводские. Рассмотрим важные моменты «Основных положений».

Технологические удельные нормы включают расходы электроэнергии, затрачиваемые только непосредственно на проведение технологического процесса или операции, – привод рабочих машин, электронагрев, электролиз, электросварка и т. п. Технологическая удельная норма складывается из расхода электроэнергии на основные и непосредственно с ними связанные физико-химические процессы (полезный расход энергии) и различного рода потерь, обусловленных характером применяемого оборудования (механические потери на трение в машинах, тепловые потери в электропечах, электрохимические потери при электролизе, электрические потери в токоприёмниках и т. п.).

Цеховые удельные нормы включают все расходы энергии, имеющие место в цехе, как на основные производственные, так и на вспомогательные нужды (внутрицеховой транспорт, вспомогательные механизмы, цеховая вентиляция, местное освещение и т. п.). Цеховые удельные нормы расхода энергии устанавливаются как для основных производственных цехов, так и для энергетических и вспомогательных цехов предприятия. Например, на металлообрабатывающих и машиностроительных заводах удельные нормы устанавливаются по

литейным, сталеплавильным, электротермическим и механическим цехам, по компрессорным, карбидным, кислородным и газогенераторным установкам и т. д. Для алюминиевых заводов цеховые удельные нормы устанавливаются по глинозёмным и по электролизным цехам, на производство анодной массы, на получение криолита и т. д. Если в цехе основное потребление электроэнергии охвачено технологическими нормами, то все остальные расходы цеха относятся на единицу продукции под названием «вспомогательные расходы». Например, по сталеплавильному цеху при наличии технологической удельной нормы на тонну годной (жидкой) стали или слитков все прочие расходы (краны, вентиляция и пр.) относятся на эту же единицу продукции под названием «вспомогательные расходы».

Общезаводские удельные нормы включают все расходы электрической энергии, имеющие место на предприятии (заводе), в том числе вспомогательные и подсобные нужды, связанные с выпуском продукции, а также потери электроэнергии во внутривоздушных сетях. К подсобным и вспомогательным нуждам предприятия относятся расходы электроэнергии на внутреннее и наружное освещение, вентиляцию, отопление, внутривоздушный транспорт, компрессорные и насосные установки, ремонтные мастерские, производство подсобных материалов и инструмента и т. п.

Удельная норма расхода энергии должна быть отнесена на натуральную единицу готовой годной продукции, наиболее полно отражающей энергоёмкость производства и соответствующей производственно-материальному учёту. Такие показатели для установления удельных норм, как станко-час, норма-час, человеко-час и 1000 руб. валовой продукции, являются неудовлетворительными, так как они недостаточно отражают энергетику процессов и объём производства.

На металлообрабатывающих предприятиях с массовым и серийным производством может найти применение метод нормирования электропотребления на отдельные операции или готовые изделия в целом, исходя из объёма подлежащей снятию стружки при соблюдении нормальной технологии, а также нормальных припусков и допусков.

Рациональное нормирование должно базироваться на специальных энергобалансах и экспериментально проверенных энергетических характеристиках оборудования, а также на специальных технических расчётах. Первичной элементарной нормой, которая может быть и должна быть технически обоснована, является технологиче-

ская удельная норма на отдельный процесс или операцию. Технологическая удельная норма складывается из полезного расхода энергии и потерь. Такой метод нормирования известен нам как *расчетно-аналитический*.

В практике нормирования электропотребления в Республике Беларусь в настоящее время признанными являются следующие методы: *опытный, расчетно-аналитический, отчетно-статистический, расчетно-статистический или их сочетание (рис. 6.3)*.

Из перечисленных методов нормирования наиболее старейшими являются опытный и расчетно-аналитический. Эти методы предполагали необходимость и возможность рассчитать все точно, основываясь на исследовании каждой отдельной технологической операции, конкретного ЭП. Таким образом, на основе однозначных расчетов, выполняемых по жестким детерминированным формулам, создавалась концепция нормирования и лимитирования (концепция энергосбережения). Качественные и количественные изменения структуры ЭП ПП в 50-60-х годах привели к необходимости отказа от расчетов, основанных на исследовании единичного, и перехода к вероятностным (статистическим) представлениям. В системе нормирования расхода ЭЭ появились отчетно-статистический, расчетно-статистический методы.

Рассмотрим методы нормирования подробнее.

Опытный метод разработки норм расхода ЭЭ заключается в определении УРЭ по данным, полученным в результате *эксперимента*. Для проведения эксперимента оборудование должно быть в технически исправном состоянии и отлажено, а технологический процесс должен осуществляться в режиме, предусмотренном технологическими регламентами и инструкциями. При этом загрузка энергетического и технологического оборудования по мощности и производительности должна соответствовать проектной. Кроме того, в нормы расхода ЭЭ не должны включаться затраты ресурса, вызванные «нестандартными» ситуациями. Из условий проведения эксперимента по определению норм видно, что норма расхода ЭЭ *будет представлять лишь одну реализацию из всей совокупности ее значений*. Норма расхода ЭЭ должна быть реальной, поэтому во избежание отрыва планируемых показателей от реальных обязательно необходимо учитывать в нормах фактический УРЭ. Для повышения эффективности опытного метода необходим запланированный многофакторный эксперимент. Проведение такого эксперимента в условиях изменяющейся произ-

водственной программы, фактического состояния технологического оборудования ПП практически невозможно. Опытный метод может использоваться для нормирования расхода ЭЭ мощными единичными технологическими установками, например, компрессорами, насосами и др.

Отчетно-статистический метод предусматривает определение норм расхода ЭЭ на основе анализа данных форм статистической отчетности о фактических УРЭ и факторов, влияющих на их изменение, за ряд предшествующих лет. При этом необходимо учитывать изменения в технологии и выполнение заданий по экономии энергоресурсов. Плановая величина нормы расхода устанавливается ниже по сравнению с отчетной за счет предполагаемых организационно-технических мероприятий.

Данный метод разработки норм расхода ЭЭ широко использовался в период плановой экономики 70-х конца 80-х годов. Плановые показатели выпуска продукции росли из года в год, причем при значительном опережении роста потребления ЭЭ, что обеспечивало высокие отчетные показатели экономии ЭЭ. Такая ситуация во многом определялась принятыми единицами нормирования. Для предприятий с широкой номенклатурой выпускаемой продукции нормы расхода ЭЭ устанавливались на 1000 рублей продукции (валовой, товарной или нормативно-чистой). Поскольку стоимостная единица измерения продукции практически не связана с ее энергоемкостью и сильно подвержена влиянию неэнергетических и нетехнологических факторов, то и норма, и фактические УРЭ отличались до нескольких десятков процентов. ПП, у которых существовала значительная положительная разница между нормой и фактическим удельным расходом, находились в более выгодных условиях функционирования: такие потребители хорошо отчитывались за экономию ЭЭ. Естественно, что «отчетная» экономия ЭЭ для различных уровней управления ЭЭФ от предприятия до министерства носила случайный характер (*табл. 6.3*).



Рис. 6.3 Существующие методы нормирования

Таблица 6.3

Динамика отчетной экономии ЭЭ в процентах от годового электропотребления

Уровень управления ЭЭФ	1980 г.	1981 г.	1982 г.	1983 г.	1984 г.	1985 г.	1986 г.
Промышленность области	3,31	3,53	2,22	2,08	1,42	0,97	1,4
Промышленность района города	5,69	4,41	1,97	5,86	1,95	1,85	2,48
Завод сельхозмашин	3,59	3,34	7,96	5,31	1,85	3,27	0,72
Нефтеперерабатывающий завод	2,77	3,24	4,38	2,68	2,05	1,16	1,51

Норма, определенная с использованием отчетно-статистической информации при существующем объеме производства, в случае увеличения загрузки производства в последующем при падающей зависимости УРЭ от роста объемов выпуска продукции, будет выше фактического УРЭ. ПП будет иметь отчетную экономию ЭЭ, не внедряя энергосберегающих мероприятий. В обратном случае, снижение загрузки производства приведет к росту фактического УРЭ и к положительной разнице между нормой расхода ЭЭ и фактическим удельным расходом. В этой ситуации ПП вынужден обратиться к корректировке норм расхода ЭЭ.

При расчете норм учитываются изменения в технологии и задание по экономии ЭЭ. Задание по экономии ЭЭ не учитывает реальный потенциал энергосбережения на предприятии и задается в виде процентного снижения удельного расхода от достигнутого значения в отчетном периоде.

На *рис. 6.4* приведено изменение УРЭ и общего электропотребления ПП, выпускающего мебельную фурнитуру из пластмассы. При планировании УРЭ на второй год по результатам работы в первом году ПП отчиталось за экономию ЭЭ, которая подтверждается снижением общего расхода ЭЭ. При планировании на третий год по данным предыдущего года предприятие должно было бы снизить достигнутый УРЭ в соответствии с заданием. Как видно из *рис. 6.4*, фактический УРЭ увеличился в третьем году при снижении общего расхода ЭЭ. Это снижение связано с уменьшением объемов выпуска продукции, а значительное увеличение УРЭ (64 %) объясняется введением дополнительного технологического оборудования: на предприятии был установлен роторный измельчитель мощностью 35 кВт, который перерабатывает отходы производства и позволяет экономить дорогостоящее сырье, на крыше цеха установлен вентилятор мощностью 4,5 кВт для обеспечения 100%-го обмена воздуха в помещении.

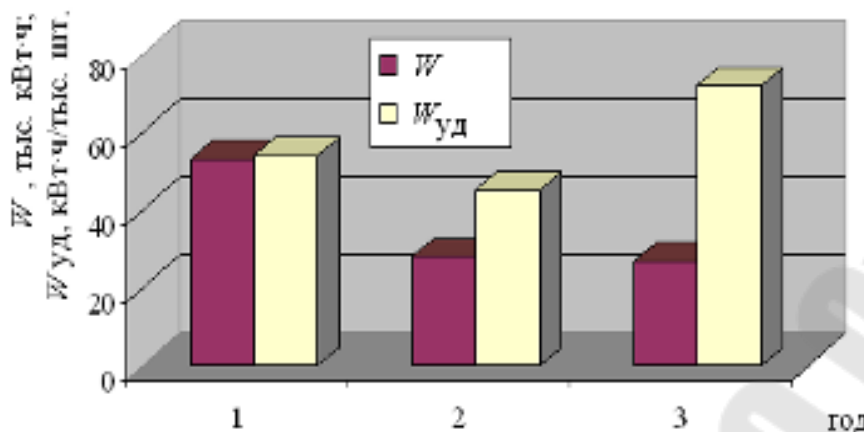


Рис. 6.4 Годовая динамика удельного ($W_{уд}$) и общего (W) расхода ЭЭ ПП, выпускающего мебельную фурнитуру из пластмассы

Отчетно-статистический метод нормирования может применяться для нормирования общих расходов ЭЭ предприятий социальной и культурно-бытовой сферы, годовой, квартальный объем электропотребления которых достаточно устойчив.

Расчетно-аналитический метод предусматривает определение норм расхода ЭЭ расчетным путем по статьям расхода этих ресурсов в производстве (на основе составления полного электрического баланса), или путем математического описания закономерности протекания процесса на основе учета нормообразующих факторов (аналитических зависимостей, связывающих расход ЭЭ с технологическими факторами). При разработке норм должны учитываться прогрессивные показатели использования ЭЭ.

Данный метод нормирования расходов ЭЭ предполагает расчет точного значения количества ЭЭ для каждой технологической операции, агрегата или вида продукции и возможность распространения результата на предприятие в целом. Предполагается также возможным переход от данных по отдельным электроприемникам (с учетом их режимов работы, видов выпускаемой продукции и ее количества) или по технологической линии к расходам ЭЭ по цеху и предприятию в целом за смену, сутки, месяц, квартал и год. Рассчитать расход ЭЭ современных промышленных предприятий, работающих в условиях изменяющейся производственной программы, практически невозможно.

УРЭ на единицу продукции одного предприятия не могут быть перенесены на другое из-за индивидуальных особенностей каждого ПП, заключающихся прежде всего в качественных и количественных характеристиках используемого оборудования, сырья и др. Фактиче-

ские удельные расходы на один и тот же вид продукции в рамках одной отрасли могут отличаться в 10 и более раз. Для предприятий черной металлургии УРЭ на тонну проката изменяются от 36,9 до 2538,0 кВт·ч/т при среднеотраслевой норме 112,6 кВт·ч/т. Для одного предприятия транспорта нефти УРЭ на транспортировку нефти в разрезе трех участков составляет минимум 0,39 кВт·ч/тыс. т·км, максимум – 57,2 кВт·ч/тыс. т·км. На такое различие УРЭ влияют прежде всего протяженность участка нефтепровода, его технологическая незавершенность, состав НА. В то же самое время, даже для одного участка нефтепровода, УРЭ может отличаться на 30 % и более, что определяется объемом транспортируемой нефти, ее физико-химическими параметрами (вязкостью, плотностью, температурой и др.), а также условиями транспортировки нефти (состав НА, эквивалентный диаметр нефтепровода, технологический режим передающей стороны и др.). Для ПП различие УРЭ определяется многими первичными параметрами технологического процесса и операций. К числу показателей отдельной операции, влияющих на УРЭ, относятся физико-химические, геометрические и весовые характеристики сырья, материалов и полуфабрикатов, используемых в производстве, и аналогичные характеристики продукции, получаемой в результате этой операции. УРЭ зависит также от выхода годной продукции, размеров брака, объема незавершенного производства, загрузки оборудования и режимов его работы, социальных факторов. УРЭ, как показатель эффективности производства, можно отслеживать по динамике для конкретного предприятия.

Для большинства ПП основой расчетно-аналитического метода определения УРЭ является составление *полного годового (квартально-го) электрического баланса* ПП, который предполагает учет влияния каждой единицы электрооборудования на суммарное электропотребление. Расход ЭЭ каждым ЭП определяется по известному выражению:

$$W = k_{и} \cdot P_{уст} \cdot T \cdot n \quad , \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}, \quad (6.4)$$

где $k_{и}$ – коэффициент использования установленной мощности оборудования, о. е.;

$P_{уст}$ – установленная мощность ЭП, кВт;

T – число часов работы оборудования, ч/год;

n – количество однотипного оборудования, шт.

Разработка электрического баланса предполагает однозначность определения количества работающего электрооборудования, режимов и продолжительности его работы. Коэффициент использования $k_{и}$, характеризующий загрузку оборудования по мощности и по времени, определяется либо по справочным материалам, либо по данным замеров. Значения $k_{и}$ в справочных материалах являются усредненными данными по группам однотипного технологического оборудования. Поэтому определение $k_{и}$ по справочным материалам вносит значительную ошибку при составлении электрического баланса конкретного ПП.

Другим фактором, вносящим погрешность при расчете электропотребления, является невозможность учета реально отработанного времени каждым ЭП. Вносимая погрешность увеличивается с ростом количества ЭП.

На современных промышленных предприятиях с большим количеством ЭП баланс ЭЭ разрабатывается под фактическое электропотребление методом «от обратного», а среднегодовой УРЭ определяется по выражению:

$$W_{уд} = \frac{W_{\phi}}{\Pi}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/ед. прод.}, \quad (6.5)$$

где W_{ϕ} – фактическое годовое электропотребление ПП, кВт·ч/год;

Π – фактический годовой объем выпуска продукции, ед. прод./год.

Рассчитанный УРЭ отражает среднее значение ($W_{уд.ср}$) при среднем объеме выпуска продукции ($\Pi_{ср}$) за рассматриваемый период и является единичным значением из множества его суточных реализаций на годовом интервале времени (рис. 6.5).

Индивидуальные нормы определяются на базе теоретических расчетов, экспериментально установленных нормативных характеристик технологических агрегатов и установок, с учетом достигнутых прогрессивных показателей УРЭ и внедряемых мероприятий по их экономии.

При расчете прироста или уменьшения УРЭ на элементы производственного процесса необходимо учитывать затраты, связанные с изменением условий производства, а также с проведением организационно-технических мероприятий по экономии ЭЭ.

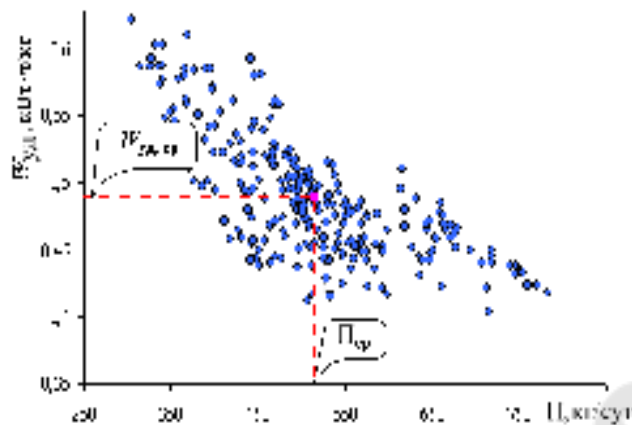


Рис. 6.5 Зависимость фактического суточного УРЭ от выпуска продукции на годовом интервале времени для ПП, специализирующегося на выпуске изделий из пластмассы

Особенности изменения удельных расходов многих ПП обусловлены целым рядом факторов, формирующих во многом случайный характер их изменения в условиях нестабильного производства. В связи с этим УРЭ, а значит, и норма будут представлять собой функцию значительного количества составляющих ее переменных, зависящих от режима энергопотребления, объемов выпуска продукции, характеристик исходного сырья, состава и характеристик работающего оборудования. Норма расхода, сформированная расчетно-аналитическим методом для определенных «прогрессивных» условий работы, будет единичной. Например, выражение для определения нормы расхода ЭЭ за какой-либо период может быть записано в следующем виде:

$$W_{\text{пл}} = W_{\text{уд.факт}} - \Delta W_{\text{уд.отм}} \pm \Delta W_{\text{уд.оп}} \pm \Delta W_{\text{уд.тех}} \pm \Delta W_{\text{уд.хс}}, \quad (6.6)$$

где $W_{\text{пл}}$ – норма расхода энергоресурса на планируемый период;

$W_{\text{уд.факт}}$ – УРЭ в отчетном периоде;

$\Delta W_{\text{уд.отм}}$ – снижение УРЭ за счет внедрения организационно-технических мероприятий;

$\Delta W_{\text{уд.оп}}$ – изменение УРЭ, учитывающее изменение объемов выпуска продукции;

$\Delta W_{\text{уд.тех}}$ – изменение УРЭ, учитывающее изменение состава технологического оборудования;

$\Delta W_{\text{уд.хс}}$ – изменение УРЭ, учитывающее изменение характеристик сырья.

Групповые нормы рассчитываются на основе индивидуальных норм расхода ЭЭ и соответствующих объемов производства или ис-

ходя из удельных расходов базисного периода с учетом достигнутых прогрессивных показателей энергопотребления и планируемых мероприятий по экономии ЭЭ, что вносит существенную погрешность в определение норм. Предлагается в ходе расчетов учитывать реальные условия производства, *осуществлять корректировку норм* с учетом фактического состояния оборудования и режима его работы, действительных параметров производственных процессов.

Вторым способом реализации расчетно-аналитического метода разработки норм является математическое описание физики протекания технологического процесса. Для предприятий транспорта нефти аналитически суточное потребление ЭЭ при турбулентном течении нефти в зоне Блазиуса может быть представлено как:

$$W = 4,964 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{P}{l}\right)^{2,75} \frac{v^{0,25}}{\rho^{1,25}} \frac{L}{d_3^{4,75} \eta} + 0,278 \cdot \Delta z \cdot g \frac{P}{l \eta}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (6.7)$$

где P – суточный грузооборот нефти по участку нефтепровода, тыс. т·км;

l – протяженность участка нефтепровода на территории Республики Беларусь, км;

v – кинематическая вязкость нефти, м²/с;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

L – протяженность нефтепровода, км;

d_3 – эквивалентный диаметр нефтепровода, м;

η – КПД участка нефтепровода, о.е.;

Δz – статический напор участка нефтепровода, м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Эквивалентный диаметр нефтепровода – условный диаметр сложного (по количеству ниток, наличию лупингов и последовательно соединенных участков нефтепровода различного диаметра) нефтепровода, представленного в виде однопиточного нефтепровода неизменного диаметра, обеспечивающего равенство гидравлических потерь при заданном расходе нефти по длине однопиточного и сложного нефтепроводов.

Выражение (6.7) весьма требовательно к точности определения эквивалентного диаметра нефтепровода, поскольку расход ЭЭ связан с эквивалентным диаметром d_3 через показатель степени 4,75 и ошибка в 1 % при определении только лишь эквивалентного диаметра d_3 многониточного нефтепровода увеличивает погрешность расчета ЭЭ примерно на 5 %. Весьма трудоемкой и зачастую невыполнимой

является задача достаточно точного определения КПД нефтепровода, поскольку при расчете используются КПД насосов, которые подвержены постоянным значительным изменениям (обточка рабочих колес, физический износ насосов) и значительно отличаются от паспортных величин. Следует отметить, что при расчете по данному выражению может быть найден технологический УРЭ, учет же расхода ЭЭ на вспомогательные нужды производства определяется из данных электрического баланса с использованием выражения (6.4) со всеми присущими ему недостатками. Источником внесения погрешности в расчет с использованием аналитических зависимостей является усреднение показателей режимов транспортировки нефти, включая планируемый грузооборот нефти и технологическую незавершенность участков нефтепровода. Доля потребленной ЭЭ белорусским предприятием от суммарного расхода ЭЭ на транспортировку нефти по всему участку нефтепровода непосредственно зависит от режимов работы и затрат ЭЭ российского предприятия. Так, в один день производительность нефтепровода может снизиться настолько, что в работе НА белорусского предприятия не будет необходимости. И, наоборот, потребность в увеличении производительности нефтепровода может вызвать необходимость ввода в работу промежуточной насосной станции. Суточная производительность нефтепровода зависит от многих параметров, включая загрузку резервуарного парка, конъюнктуру рынка, и практически непрогнозируема.

В методике нормирования предложено производить оценку точности расчета норм путем проведения дополнительного расчета норм для года, по которому имеются отчетные данные. В методике также указывается на необходимость учета результатов данной проверки при окончательном утверждении норм и на необходимость применения расчетно-статистического метода для разработки норм при невозможности использования расчетно-аналитического, хотя более правильно дать противоположную рекомендацию: необходимо использовать расчетно-аналитический метод лишь в тех случаях, когда применение расчетно-статистического метода затруднено. При отсутствии отчетных данных невозможна не только проверка точности расчета норм, разработанных расчетно-аналитическим методом, но также невозможно и применение самого расчетно-статистического метода разработки норм.

Расчетно-статистический метод основан на разработке экономико-статистической модели в виде зависимости фактического

УРЭ от воздействующих факторов. Порядок расчета норм следующий:

- определяются наиболее существенные факторы, от которых зависит УРЭ (производительность, загрузка оборудования, режим работы, параметры процесса и т.п.);
- формируется ИБД по данным статистической отчетности и оперативного учета о расходе ЭЭ и величинах исследуемых факторов (планирование эксперимента);
- с помощью регрессионного анализа определяются эмпирические зависимости расхода ЭЭ от влияющих факторов.

Расчет УРЭ расчетно-статистическим методом имеет ряд преимуществ перед расчетно-аналитическим методом:

- статистические данные, используемые для разработки моделей, несут информацию о существующих режимах работы ПП и соответствующих им потребностях ЭЭ;
- использование суточной (посменной) статистики позволяет учесть большее количество фактических режимов работы ПП по сравнению с использованием квартальной (годовой) статистики, что в конечном итоге повышает достоверность определения УРЭ;
- для построения моделей расхода ЭЭ используется интегральная характеристика режима электропотребления (суммарный расход ЭЭ ПП), что позволяет не учитывать режим работы каждого ЭП в отдельности.

Из перечисленных методов нормирования в нестабильных условиях функционирования ПП наиболее предпочтительным является расчетно-статистический метод, разработка которого может быть основана на данных, собираемых с помощью систем автоматизированного учета ЭЭ и технологических факторов.

Анализ текущего состояния дел в нормировании ЭЭ для 200 ПП Гомельской области показал, что основным методом для расчета УРЭ на выпуск продукции является расчетно-аналитический. При этом у 92 % ПП нормы разработаны без учета возможного изменения объемов выпускаемой продукции, что приводит к ежеквартальной корректировке утвержденных норм расхода ЭЭ на выпускаемую продукцию у более чем 50 % ПП в связи с изменениями производственной программы.

Это обстоятельство указывает на необходимость совершенствования системы нормирования ПП и развития, в первую очередь, рас-

четно-статистического метода, основанного на построении математических моделей электропотребления в зависимости от влияющих факторов, что позволяет учитывать при прогнозировании удельных расходов и нормировании ЭЭ изменение как производственной программы, так и других технологических факторов.

ПРИМЕР реализации расчетно-статистического метода нормирования

Формирование ЭП ПП

Электропотребление ПП зависит от большого количества факторов и является случайной величиной, может быть представлено:

$$W_{\text{пп}} = W_{\text{техн}} + W_{\text{общ}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6.8),$$

где: $W_{\text{техн}}$ – расход ЭЭ на реализацию технологического процесса, кВт·ч;

$W_{\text{общ}}$ – общепроизводственный и вспомогательный расход ЭЭ связанный с обеспечением деятельности ПП, является условно постоянной величиной и не зависит от выпуска продукции, кВт·ч.

Технологический расход ЭЭ

Рассмотрим ситуацию характерную для большинства ПП, когда параметры сырья являются неизменными, а состояние окружающей среды не оказывает влияния на величину технологического расхода ЭЭ, тогда:

$$W_{\text{техн}} = W_{\text{уд.техн}} \cdot P \quad \text{кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6.9),$$

где $W_{\text{уд.техн}}$ – удельный технологический расход ЭЭ на производство единицы продукции, кВт·ч/ед.прод.;

P – объем производства продукции, ед. прод.

Технологический расход ЭЭ определяется большим числом воздействующих факторов, таких как параметры сырья, состояние окружающей среды, производственная программа. Для большинства ПП последний из факторов оказывает наибольшее воздействие на величину технологического электропотребления.

Электропотребление ПП

Модель расхода ЭЭ ПП $W = w_{\text{уд}} \cdot P + W_{\text{усл.пост}}$, кВт·ч графически может быть представлена (рис. 6.6):

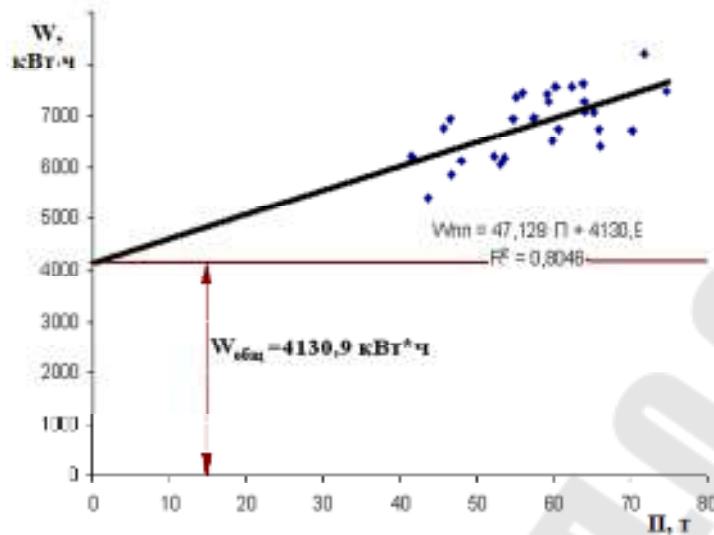


Рис. 6.6 Модель расхода ЭЭ ПП

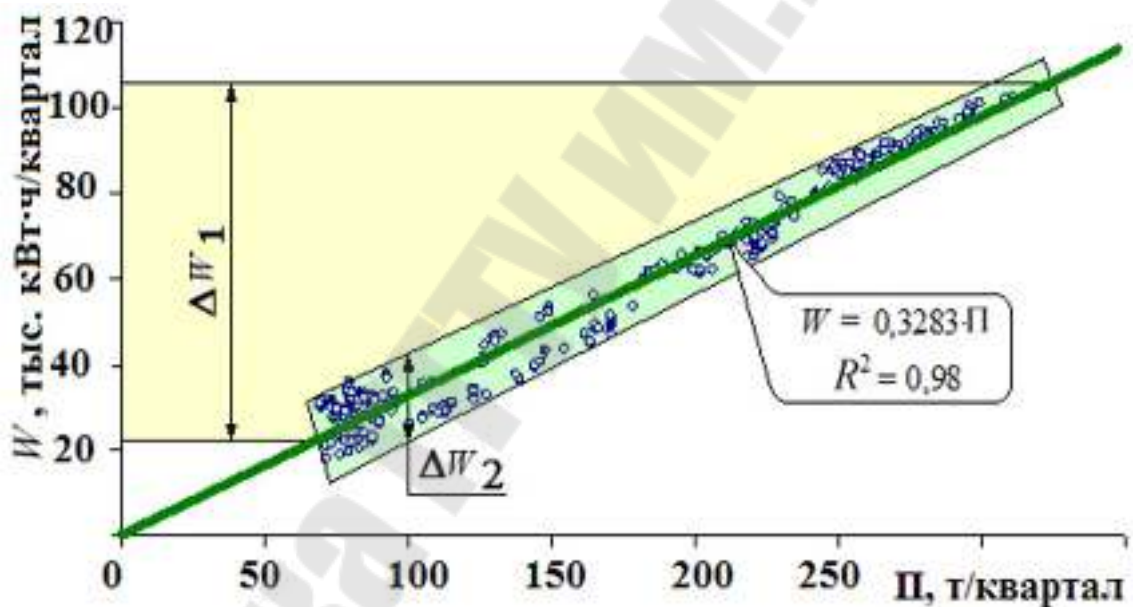


Рис. 6.7 Расход ЭЭ технологической линией производства полимерной пленки в зависимости от квартального объема выпуска продукции

Модель расхода ЭЭ общего вида:

Модель электропотребления в случае нескольких видов продукции принимает вид:

$$W = W_{\Sigma общ} + \sum_{j=1}^n (\Pi_j \cdot W_{уд.техн.j}), \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6.10),$$

где $W_{\Sigma общ}$ – суммарное общезаводское электропотребление, кВт·ч;
 n – количество видов выпускаемой продукции;
 Π_j – объем производимой продукции j -го вида, ед. прод.;

$W_{уд,техн,j}$ – удельный технологический расход ЭЭ на производство j -го вида продукции, кВт·ч/ед. прод.

Расход ЭЭ на производство j -го вида продукции:

$$W_j = W_{уд,техн,j} \cdot \Pi_j + W_{\sum_{общ}} \cdot \Pi_j / \sum_{i=1}^n \Pi_i, \text{кВтч}, \quad (6.11)$$

Модель общезаводского УРЭ на производство j -го вида продукции будет иметь вид:

$$W_{уд,j} = W_{уд,техн,j} + W_{\sum_{общ}} / \sum_{i=1}^n \Pi_i, \text{кВтч/ед. прод}, \quad (6.12).$$



Рис. 6.8 Зависимость общезаводского УРЭ от объемов выпускаемой продукции

Задачи, решаемые с использованием однофакторной модели потребления ЭЭ в зависимости от объема выпуска продукции:

- анализ энергоэффективности существующих режимов производства;
- расчет плановой потребности ЭЭ в условиях изменяющейся производственной программы;
- оценка потенциала улучшения ЭЭФ за счет повышения загрузки технологического оборудования и наращивания объемов выпуска продукции;

- оценка эффективности внедрения энергосберегающих мероприятий;
- расчет ЦП в сопоставимых условиях.

Построение модели режима электропотребления ПП с помощью метода наименьших квадратов

Разработка и анализ расчетно-статистических моделей режимов электропотребления производится на основе методов математической статистики, включая регрессионный и корреляционный анализ. Одним из основных способов получения линейных регрессионных уравнений является метод наименьших квадратов (МНК).

Алгоритм построения регрессионной модели по данному методу представляет собой следующий порядок действий. Пусть имеется некоторая выборка экспериментальных данных объемом m опытов, содержащая независимые переменные x_1, x_2, \dots, x_k и зависимую переменную (отклик) y . В общем случае зависимых переменных может быть несколько и, как отмечалось ранее, их выбор часто зависит от целей исследования, наличия информации и организации системы учета на предприятии.

Для рассматриваемого случая выражение 6.11 можно записать в виде:

$$y = b_0 + b_1 z_1 + b_2 z_2 + \dots + b_k z_k, \quad (6.11),$$

где каждая из переменных z_i называемая в дальнейшем фактором, представляет собой функциональную зависимость произвольного вида от независимых переменных

$$z_i = z_i(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (6.12),$$

Параметр k определяет количество факторов в эмпирическом уравнении.

Задача определения коэффициентов уравнения регрессии по МНК сводится практически к определению минимума функции многих переменных: требуется выбрать b_0, b_1, \dots, b_k так, чтобы сумма квадратов отклонений, рассчитанных по уравнению (6.11), и экспериментальных значений функции отклика была минимальной

$$\Phi = \sum_{j=1}^m (y_j - f(z, b_0, b_1, \dots, b_k))^2 \rightarrow \min, \quad (6.13)$$

где j – номер эксперимента из общей выборки.

Если функция (6.13) дифференцируема, то необходимым условием минимума функции $\Phi(b_0, b_1, \dots, b_k)$ является выполнение равенств:

Так как целью построения модели режима электропотребления является прогнозирование расхода электрической энергии, то к качеству полученной модели предъявляются высокие требования. Критериями качества модели служит величина среднего абсолютного отклонения на перспективных данных.

Для определения среднего абсолютного отклонения необходимо определить величину дисперсии адекватности по выражению:

$$D_{abs} = \frac{\sum_{i=1}^m (y_i - \hat{y}_i)^2}{m - k - 1} \quad (6.17)$$

где \hat{y}_i - прогнозируемые значения результативного признака при заданных значениях факторных признаков; y_i – фактические значения результативного признака.

Величина среднего абсолютного отклонения является величина

$$\sigma = \sqrt{D_{abs}} \quad (6.18)$$

На практике получение перспективных данных для проверки модели занимает значительный промежуток времени, для ускорения процесса построения модели и адекватной оценки точности получаемых результатов рекомендуется при построении модели исключать из исходных данных часть статистики и проверять качество модели на исключенных данных. Наиболее эффективным считается исключение последних данных в объеме достаточном для контроля качества модели.

При использовании для построения модели суточных данных по режимам потребления электроэнергии проверку полученной модели можно производить на месячных и квартальных значениях.

Построение регрессионной модели с помощью Microsoft Excel

Табличный процессор Excel позволяет определять значения коэффициентов регрессии несколькими способами. Рассмотрим вариант определения коэффициентов с помощью инструмента анализа данных Регрессия.

1. Формируется база данных по электропотреблению и влияющим факторам (рис. 6.9);

В	С	Д	Е	Ф	Г
	Дата	Расход ЭЭ	Производство пленки		
		кВт·ч	ППП, кг	ППС, кг	
	01.01.2005	46494	25621	68399	
	02.01.2005	48762	25621	74476	
	03.01.2005	51132	25621	82369	
	04.01.2005	53448	25621	85232	
	05.01.2005	51330	25621	92129	
	06.01.2005	50106	25621	90238	
	07.01.2005	47694	25621	87871	

Рис. 6.9 Пример формирования базы данных по электрическим и технологическим показателям

2. В меню «Сервис» выбирается подменю «Анализ данных». В диалоговом окне «Анализ данных» в списке «Инструментов» выбирается «Регрессия» и нажимается кнопка «готово». Появляется диалоговое окно «Регрессии» (рис. 6.10);

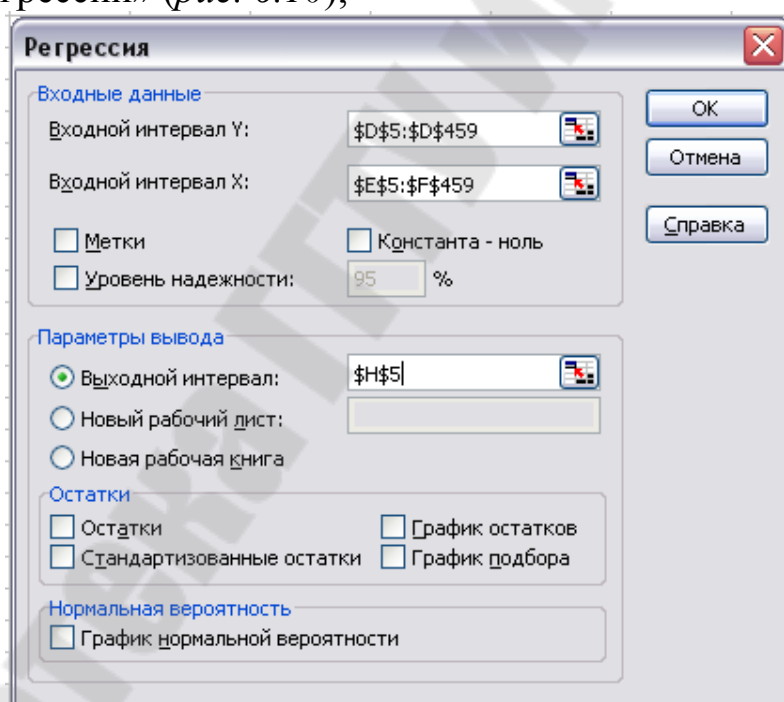


Рис. 6.10 Диалоговое окно регрессии

3. Указывается местоположение известных значений Y в строке ввода «Входной интервал Y», затем указывается местоположение известных значений X в строке ввода «Входной интервал X», производится проверка группировки данных по столбцам;

4. Нажав кнопку «Выходной интервал», указывается место для вывода результатов анализа;

5. После нажатия кнопки «ОК» на экран выводятся результаты регрессионного анализа (рис. 6.11).

Вывод итогов							
Регрессионный анализ							
Множественный	0,772761067						
Р-значение	0,554073622						
Нормированный	0,552276483						
Стандартная ошибка	8852,951001						
Наблюдения	495						
Дисперсионный анализ							
	df	SS	MS	F	Значимость F		
Регрессия	2	46147486209	23073743103	330,7498028	3,23092E-89		
Остаток	492	27632384297	56165415,2				
Итого	494	73779870506					
	Коэффициенты	Стандартная ошибка	Интервалы	t-Значения	Вероятность > t	Вероятность > t	Вероятность > t
Учредительские	10290,03285	1381,915012	7,58007898	2,42547E+13	7611,50845	1,296846885	7,61150845
Параметры X1	0,344370777	0,013613485	25,34037848	8,3255E+88	0,318217207	0,318217207	0,318217207
Параметры X2	0,1523938654	0,015962345	9,578578752	6,58874E+20	0,121526028	0,154265281	0,121526028

Рис. 6.11 Результат анализа регрессии

Помимо инструмента анализа данных, определение коэффициентов линейной регрессии возможно с помощью встроенной функции ЛИНЕЙН. Синтаксис задания функции следующий: ЛИНЕЙН (ряд известных значений Y; ряд известных значений X; константа; параметры уравнения регрессии). Данная функция возвращает коэффициенты регрессии, а так же основные параметры уравнения.

Пересчет выпускаемой продукции к базисному виду при выпуске однородной продукции:

Производится через трудоемкость либо материалоемкость изделий:

$$P_{\text{пр}} = \sum_{j=1, n} P_j \cdot T_{ji} / T_{\text{баз}}, \text{ усл. ед.}, (6.19),$$

где $P_{\text{пр}}$ – приведенный к базису объем выпускаемой продукции, усл. ед.;

j – количество видов однородной продукции;

P_j – фактический объем j -го вида продукции, ед.;

T_{ji} – трудоемкость (материалоемкость) j -го вида продукции в i -м году, н. ч/ед. (кг/ед.);

$T_{\text{баз}}$ – трудоемкость (материалоемкость) базисного вида продукции, н. ч/ед. (кг/ед.).

ПРИМЕР построения регрессионной модели электропотребления для ПП с однородной выпускаемой продукцией.

А) Формируется ИБД электропотребления предприятия :

Месяц	Расход ЭЭ тыс. кВт·ч	Объем произведенной продукции, тыс. усл. ед.
январь	49,03	215,00
февраль	32,97	147,67
март	36,67	172,33
апрель	42,60	152,33
май	46,40	181,00
июнь	45,17	190,67
июль	45,27	163,67
август	52,33	215,33
сентябрь	37,33	161,00
Октябрь	57,23	253,67
Ноябрь	55,43	215,33
Декабрь	59,67	243,00

Б) Строится регрессионная модель электропотребления.

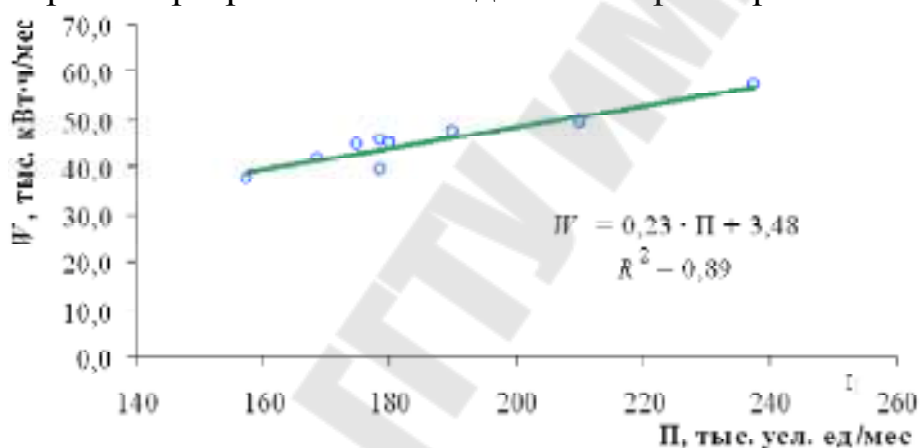
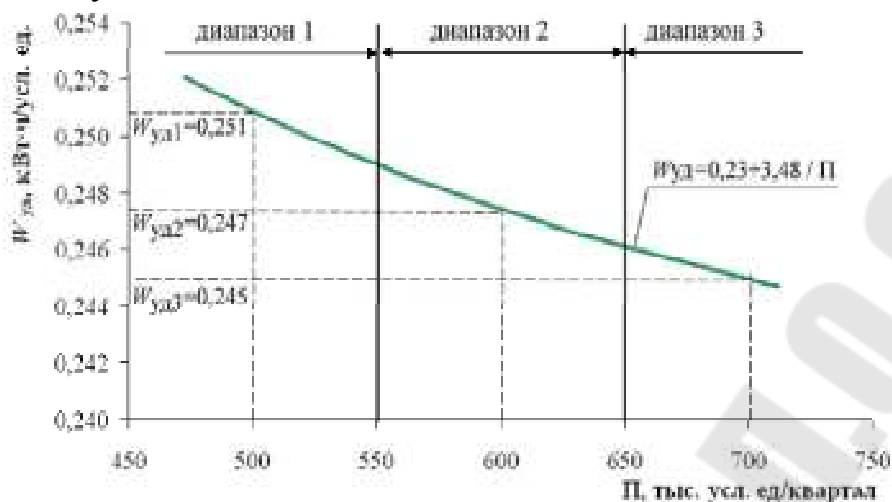


Рис. 6.11 Графическая интерпретация построенной регрессионной модели электропотребления

В) Проверяется качество модели:

Квартальный расход ЭЭ, тыс. кВт·ч	Квартальный объем произведенной продукции, тыс. усл. ед.	Прогнозное значение расхода ЭЭ, тыс. кВт·ч	Погрешность модели, %
118,7	535,0	133,5	-12,5 %
112,2	472,3	119,1	-6,1 %
125,7	505,7	126,7	-0,9 %
134,2	524,0	131,0	2,4 %
136,8	535,3	133,6	2,4 %
142,8	569,7	141,5	0,9 %
134,9	540,0	134,6	0,2 %
146,9	630,0	155,3	-5,8 %
150,0	630,0	155,3	-3,6 %
172,3	712,0	174,2	-1,1 %
Среднеквадратическое отклонение			4,46 %

Г) Производится выделение диапазонов выпуска продукции и соответствующих УРЭ:



Д) Разработанные нормы расхода ЭЭ на выпуск швейных изделий:

Вид продукции	Диапазон выпуска продукции, тыс. усл. ед/квартал	Норма расхода ЭЭ, кВт·ч/усл. ед.
Швейные изделия	до 550	0,251
	550–650	0,247
	свыше 650	0,245

Тема 7. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЭР

Вопросы лекции:

- Организация и проведение энергетических обследований потребителей ТЭР
- Экономия электрической энергии
- Оценка уровня энергетической эффективности промышленных потребителей на основе регрессионных моделей электропотребления
- Общие положения по энергоаудиту

7.1 Организация и проведение энергетических обследований потребителей ТЭР

В Республике Беларусь в настоящее время сформирована система управления ЭЭФ ПП. Система управления ЭЭФ ПП (рис. 7.1) может быть представлена в виде трех подсистем: подсистемы нормиро-

вания расхода ТЭР (государственного лимитирования и контроля расхода ТЭР); подсистемы энергетического обследования (энергоаудита), призванной выявлять потенциал энергосбережения у ПП с целью формирования программ энергосбережения (годовых, пятилетних); подсистемы нормирования ЦП, призванной стимулировать внедрение энергосберегающих мероприятий и отслеживать эффективность использования всех видов ТЭР.

Между подсистемами существует взаимосвязь и взаимное влияние. *Следует обратить внимание на ключевую роль подсистемы энергетического обследования в формировании всей системы управления ЭЭФ.* Основной задачей подсистемы энергетического обследования является выявление потенциала энергосбережения. Именно благодаря выявленному потенциалу энергосбережения возможно обоснование задания ЦП и появляется возможность разработки прогрессивных норм расхода ТЭР.

Эффективность использования ТЭР может рассматриваться с позиций производства электрической и тепловой энергии, их транспортировки и потребления. Задача управления ЭЭФ актуальна не только для потребителей, но и для производителей электрической и тепловой энергии. По оценкам специалистов экономить ЭЭ путем внедрения энергосберегающих технологий в промышленности в 3 и более раз дешевле, чем строить новые электростанции и развивать топливную базу. Поэтому в России и Беларуси принят Закон «Об энергосбережении», регламентирующий порядок и принципы государственного надзора за использованием ТЭР. Для этой цели служат учет всех производимых и расходуемых ТЭР и государственная статистическая отчетность с оценкой эффективности использования топлива, электрической и тепловой энергии.

Ключевую роль в повышении интенсивности энергосбережения следует отнести энергетическим аудитам как основному источнику информации для управления ЭЭФ.



АБСОЛЮТНАЯ ВЕЛИЧИНА РАСХОДА ЭЭ, W , кВт·ч.	ЦЕЛЕВОЙ ПОКАЗАТЕЛЬ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ, ЦП, %
УДЕЛЬНАЯ ВЕЛИЧИНА РАСХОДА ЭЭ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ, $W_{уд}$, кВт·ч/ тыс. т·км: $W_{уд} = W / P$	$ЦП = \left(\frac{ОЭЗ^0}{ОЭЗ_{с.у}^6} - 1 \right) \cdot 100, \%$
ПОКАЗАТЕЛИ ЭЭФ	

Рис. 7.1 Система управления энергоэффективностью

Энергетический аудит – энергетическое обследование предприятий, учреждений и организаций проводится в целях выявления потенциала энергосбережения для достижения максимальной эффективности использования ТЭР и обеспечения их экономии.

В Беларуси в соответствии с Законом «Об энергосбережении» для ПП обязательным является периодическое – раз в 5 лет – обследование (проведение энергоаудита) энергетического хозяйства предприятия с целью выявления резервов экономии ТЭР. Обязательному

энергетическому обследованию подлежат предприятия, учреждения и организации с годовым суммарным потреблением ТЭР более 1,5 тыс. тонн условного топлива. По результатам энергетического обследования разрабатывается программа энергосбережения ПП. В программу по энергосбережению включаются мероприятия по реализации основных направлений энергосбережения с указанием ожидаемых конечных результатов и их экономической эффективности (в том числе сроков окупаемости, планируемых затрат и источников финансирования, исполнителей мероприятий программы и сроков выполнения этих мероприятий).

Основной проблемой, сопровождающей проведение энергетического обследования, является *отсутствие методической базы, позволяющей как выявлять, так и количественно оценивать потенциал энергосбережения в технологическом процессе ПП*. С одной стороны, это связано с тем, что практический опыт в вопросах энергосбережения еще незначителен. С другой стороны, сложившийся стереотип мышления, согласно которому экономия ЭЭ является задачей и прерогативой энергетических служб ПП, привел к тому, что вопросы энергосбережения долгое время рассматривались *с позиций устранения потерь на разных уровнях системы электроснабжения* (источник – сеть – потребитель). Анализируя передачу ЭЭ от источников к ЭП, использование ее в технологических и сопутствующих процессах, а также организацию потребления ЭЭ на ПП, весь расход ее можно разделить на полезно используемый (теоретический) и потери, состоящие:

- из потерь в элементах систем электроснабжения (генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи, реакторах и т. д.);
- из потерь в ЭП (двигателях, нагревателях и других преобразователях ЭЭ);
- из потерь в технологических аппаратах;
- из потерь, обусловленных неэффективным использованием ЭП в технологических процессах, отдельных подразделениях предприятия. К этим потерям относится потребление ЭЭ так называемыми «лишними» в определенное время ЭП (это несовершенное формирование ГЭН относительно режима энергосистемы, работа ЭП на холостом ходу и другие).

Существуют методики, позволяющие при определенных параметрах режима работы ПП рассчитать достигнутую экономию ЭЭ за

счет мероприятия в отдельном элементе системы электроснабжения, в отдельном ЭП. Эффект от мероприятия в отдельной единице оборудования «растворяется» в общем электропотреблении ПП: при снижении объемов выпуска продукции показатели ЭЭФ могут ухудшаться, несмотря на проводимые мероприятия по энергосбережению, с другой стороны, увеличение загрузки технологического оборудования позволяет улучшать показатели ЭЭФ даже без реальных мероприятий по энергосбережению.

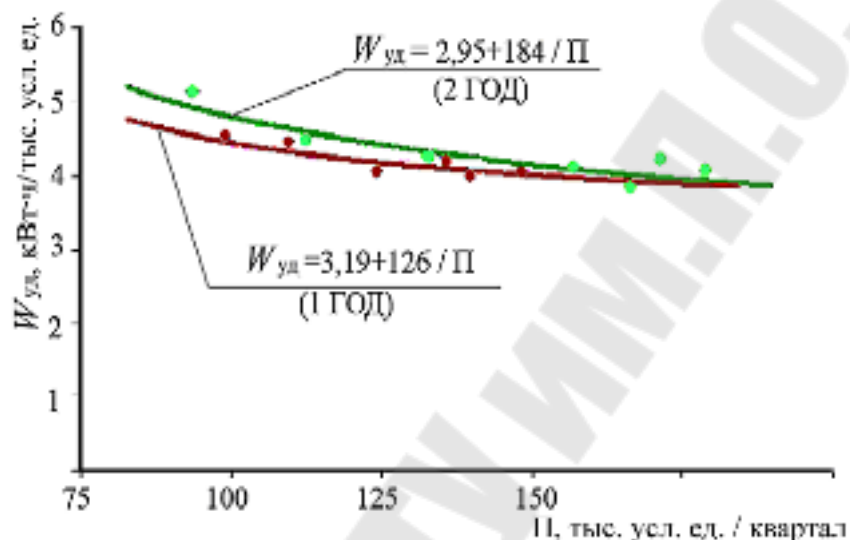


Рис. 7.2 Изменение энергоэффективности при внедрении энергосберегающих мероприятий

Выход из создавшейся ситуации видится в создании таких способов оценки ЭЭФ мероприятий в технологической системе, которые позволили бы объективно оценивать достигнутую экономию ЭЭ при изменении состояния технологической системы ПП, прогнозировать показатели ЭЭФ с учетом проводимых мероприятий.

Следует отметить, что в Республике Беларусь осознанная деятельность в области энергосбережения, выявления резервов экономии ТЭР начала проводиться в 80-х годах, когда была разработана и реализована программа «Энергия», которая действовала как в разрезе отраслей промышленности, так и отдельных областей, и охватывала достаточно широкий круг ПП. В этих работах выполнялся анализ фактического состояния энергоиспользования на основе изучения структуры потребления ЭЭ и ТЭ по подразделениям предприятия и по целевому назначению – статьям расхода.

Ключевым звеном в работе являлась разработка нормализованного баланса предприятия по электрической и тепловой энергии. Нормализованный баланс составляет основу разработки норм расхода ТЭР, выявления и формирования мероприятий по экономии энергоресурсов. Он представляется в виде матрицы, где по одной оси указываются статьи расхода, по другой – направления (резервы) экономии энергии, так, например, по ЭЭ: по статьям баланса (расхода); по резервам экономии ЭЭ (по каждой статье расхода в последней графе приводится величина полезно использованной энергии).

При таком способе декомпозиции системы потребления и использования энергоресурсов в местах пересечения координатных осей образуются ячейки, содержащие одно или несколько направлений (резервов) экономии ТЭР. Правильно выбранные системы координат (расход по подразделениям, по статьям расхода, объекты, области управления, функции управления, направления экономии энергоресурсов) гарантируют наибольшую полноту выявленных мероприятий по энергосбережению.

Условием успешной реализации указанного способа декомпозиции системы потребления и использования энергоресурсов является хорошо налаженная информационная база мероприятий по экономии энергоресурсов, методов решения и программного обеспечения оптимизационных и других задач энергосбережения. Проведенный с помощью способа декомпозиции анализ позволяет все мероприятия по экономии энергоресурсов классифицировать на несколько групп. К указанным группам относятся: мероприятия по нормативной базе; мероприятия по системам энергоснабжения; мероприятия по общепромышленным установкам; мероприятия по специальным технологическим установкам.

Разработка балансов электрической и тепловой энергии и на сегодняшний день остается ключевым моментом при проведении энергетических обследований.

В Республике Беларусь при проведении энергетического обследования ПП приняты два уровня обследования: предварительное энергетическое обследование и полное энергетическое обследование. Предварительное энергетическое обследование предполагает сбор данных об энергопотреблении, составление листов-опросников и, в конечном итоге, раскрывает: сколько потребляется энергии, где она используется и насколько эффективно.

При предварительном энергетическом обследовании устанавливаются наиболее очевидные энергетические потери, предлагаются мероприятия по энергосбережению, не требующие достаточного обоснования в связи с тем, что они имеют явный эффект. Предварительное энергетическое обследование дает первую опорную точку для начала энергоуправления на предприятии, основу для планирования энергопотребления.

При подробном энергетическом обследовании разделяются и выделяются электрические потоки по отдельным цехам, установкам. Анализ использования энергии базируется на измерениях, изучении графика и режимов работы оборудования.

Мероприятия по рациональному и экономному использованию ТЭР подразделяются: на низкочастотные, среднечастотные и высокочастотные. Любые мероприятия, особенно средне- и высокочастотные, должны быть экономически и технически обоснованными. В первой Республиканской программе энергосбережения ключевая роль отводилась оснащению ПП средствами технического учета энергоресурсов, нормированию их расхода, техническому состоянию энергоиспользующего оборудования, снижению потерь энергии, внедрению низкочастотных мероприятий.

Система энергетического обследования ПП Республики Беларусь фактически является моделью систем энергетического обследования Германии и Англии.

Немецкими и английскими специалистами разработана и используется модель процесса энергетического менеджмента, которая включает предварительное и подробное энергетическое обследование. При этом подчеркивается, что предварительное энергетическое обследование должно быть быстрым и дешевым мероприятием, направленным: на анализ структуры энергопотребления ПП; на оценку потенциала энергосбережения с учетом реально существующих режимов электропотребления; на определение приоритетных областей для принятия мер по устранению нерационального расходования ТЭР; на начало мониторинга и нанесение первой опорной точки на график удельного энергопотребления; на определение областей для подробного энергетического обследования. Для предварительного обследования собираются уже имеющиеся данные или получаемые самыми простыми замерами. Главная цель предварительного энергетического

ческого обследования – преобразовать эти данные в полезную и удобную для пользователя информацию. Для стран Запада одним из показателей энергетической эффективности является энергопотребление на единицу общей площади $J_{уд}$ (ГДж/м²). Он различен для стран Запада, но определение энергоэффективности потребителя по этому параметру помогает судить о целесообразности дальнейшего занятия энергосбережением. Например, для Ирландии указанный критерий ЭЭФ имеет следующую шкалу: отличное $J_{уд} < 0,5$, хорошее $J_{уд} = 0,5 \div 0,6$, удовлетворительное $J_{уд} = 0,6 \div 0,8$, плохое $J_{уд} = 0,8 \div 1$, очень плохое $J_{уд} = 1$. Для предварительного энергетического обследования зарубежными специалистами рекомендуется составлять листы-опросники, что способствует обобщению опыта производителей для оценки мест нерационального расходования ТЭР. Как правило, в результате проведения предварительного энергетического обследования выявляются низко и среднезатратные мероприятия, которые «лежат на поверхности» и не требуют значительных капитальных затрат на их проведение. Таким образом, предварительное энергетическое обследование является базисом для подробного энергетического обследования.

Подробное энергетическое обследование представляет собой более пристальный взгляд на проблему энергосбережения и может быть как полным (для всего предприятия), так и затрагивать те структурные подразделения предприятия, которые выявлены предварительным энергетическим обследованием как требующие детального обследования. Такое обследование включает детальный анализ энергетических потоков на основе измерений, изучения режимов работы оборудования, сопоставления паспортных и фактических данных оборудования. Подробное энергетическое обследование затрагивает технологию, поэтому обоснование энергетической эффективности мероприятий в технологическом процессе требует как *глубокого знания самого технологического процесса*, так и *знания способов оценки эффективности энергосберегающих мероприятий*.

Активная деятельность большинства ПП в области энергосбережения за последние 8 лет привела к тому, что резерв экономии от низко- и среднезатратных мероприятий исчерпан. В настоящее время требуется поиск резервов экономии энергоресурсов в технологических процессах ПП.

Проведенный анализ 123 энергетических обследований по предприятиям Гомельской области за период с 2000 по 2005 годы подтверждает сказанное.

При проведении анализа все рассмотренные в энергетических обследованиях мероприятия типологизировались по классам (*общетехнические, технологические и организационные*) и видам. К *общетехническим мероприятиям* относятся мероприятия, не связанные с технологическим процессом производства продукции.



Рис. 7.3 Структура энергосберегающих мероприятий (по типам)

К *технологическим мероприятиям* относятся мероприятия, связанные с изменениями технологического процесса или оборудования, участвующего в технологическом процессе. В зависимости от специфики производственной деятельности ПП одно и то же мероприятие для разных предприятий может быть отнесено к различным типам.

К *организационным мероприятиям* относятся мероприятия, которые либо не требуют капиталовложений, либо связаны с оптимизацией работы ПП (увеличение загрузки производственных мощностей, повышение эффективности работы отдела главного энергетика, перевод оборудования в зону минимальной оплаты и т. д.).

Анализ структуры энергосберегающих мероприятий (по типам) в зависимости от выявленного потенциала энергосбережения показал (рис. 7.3, что наибольший потенциал энергосбережения выявлен за счет технологических мероприятий (60,4 %), за ними следуют общетехнические мероприятия (30,9 %), организационные мероприятия приблизительно составляют одну десятую часть выявленного потенциала энергосбережения.

Несмотря на то, что наибольший потенциал энергосбережения может быть реализован за счет проведения именно технологических мероприятий по энергосбережению, не все аудиторы предлагают данные мероприятия. Однако можно отметить положительную динамику увеличения доли энергетических обследований, содержащих мероприятия в технологическом процессе (рис. 7.4).

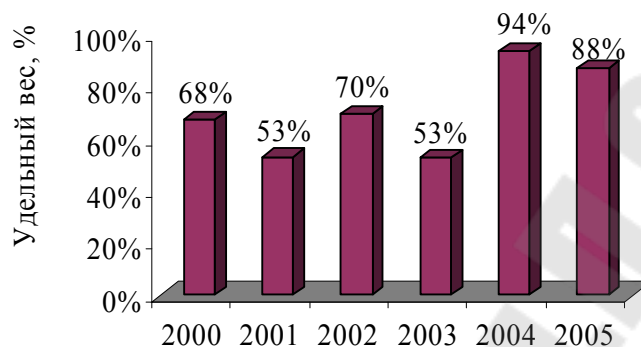


Рис. 7.4 Удельный вес энергетических обследований с технологическими мероприятиями

Динамика срока окупаемости мероприятий по годам (рассчитан как средневзвешенный срок окупаемости по капиталовложениям) и потенциал энергосбережения за счет мероприятий в технологическом процессе ПП (рис. 7.5, 7.6) показывают, что потенциал энергосбережения за счет низкзатратных общетехнических мероприятий практически исчерпан. Данный вывод подтверждается ростом удельного веса потенциала энергосбережения за счет мероприятий в технологическом процессе ПП (рис. 7.6).

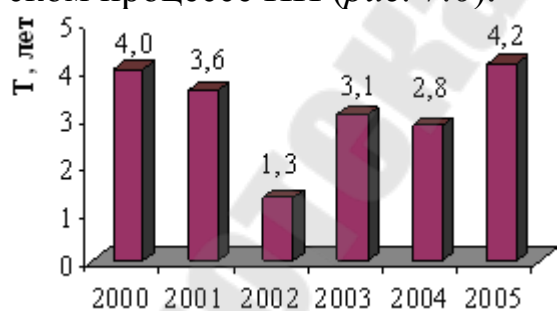


Рис. 7.5 Динамика срока окупаемости энергосберегающих мероприятий

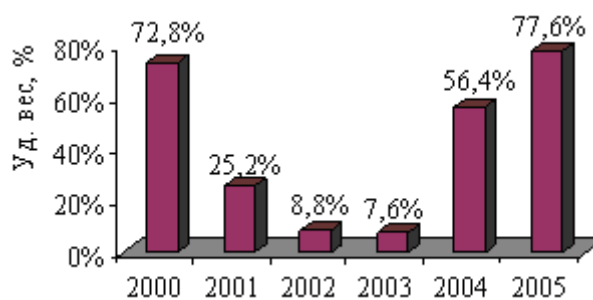


Рис. 7.6 Динамика удельного веса потенциала энергосбережения за счет проведения технологических мероприятий в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения

Выявленный потенциал энергосбережения в технологическом процессе ПП в 2000 г. в целом по региону обусловлен качественным

проведением энергетического обследования крупнейшего потребителя ТЭР в Гомельской области РУП «БМЗ».



Рис. 7.7 Срок окупаемости мероприятий по энергосбережению

Комитетом по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь эффективными признаются мероприятия со сроком окупаемости не более 3-х лет. При анализе энергетических обследований выявлено, что срок окупаемости мероприятий варьируется в пределах от нескольких месяцев до десятков лет. Средневзвешенный срок окупаемости по капиталовложениям составляет 3,4 года (рис. 7.7). При расчете средневзвешенного срока окупаемости не учитывались мероприятия со сроком окупаемости более 25 лет. Количество мероприятий со сроком окупаемости более 25 лет составило порядка 2 % от общего количества предложенных энергосберегающих мероприятий.

Средневзвешенный срок окупаемости технологических мероприятий выборки исследуемых энергетических обследований составил 3,2 года, что на 16 % меньше срока окупаемости общетехнических мероприятий. Наиболее быстрыми по окупаемости (1,6 года) явились организационные мероприятия.

В табл. 7.1 представлены наиболее часто встречаемые энергосберегающие мероприятия. Наиболее распространенными мероприятиями являются «Автоматизация оборудования и систем энергоснабжения» и «Замена оборудования на более экономичное».

Таблица 7.1

Популярность энергосберегающих мероприятий (по видам)

Вид мероприятия	Количество мероприятий, %
Перевод оборудования в зону минимальной оплаты за потребленную ЭЭ	0,1
Внедрение системы водоподготовки	0,2
Устранение утечек сжатого воздуха и теплоносителя	1,0
Снижение накипи на поверхностях нагрева, промывка тепловых сетей и систем отопления	1,1
Оптимизация технологического процесса производства продукции	1,3
Наладка систем отопления, вентиляции и кондиционирования, наладка тепловых сетей	1,6

Продолжение таблицы 7.1

Вид мероприятия	Количество мероприятий, %
Модернизация оборудования	1,6
Переход на менее энергоёмкую технологию	2,4
Переход на более дешёвый вид топлива	2,4
Снижение тепловых потерь трубопроводов и оборудования	2,7
Утилизация вторичных энергоресурсов	3,2
Оптимизация схем тепло-, водо-, воздухо- и электроснабжения	3,9
Термореновация зданий	4,0
Децентрализация систем тепло- и воздухо-снабжения, вентиляции и аспирации	4,0
Оптимизация режимов работы оборудования	4,4
Замена оборудования завышенной мощности	5,3
Внедрение приборов и систем учета потребления ТЭР	5,6
Организационные мероприятия	5,8
Автоматизация оборудования и систем энергоснабжения	21,3
Замена оборудования на более экономичное	28,1

Анализ динамики удельного веса потенциала энергосбережения по видам мероприятий в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения показал (табл. 7.1), что потенциал энергосбережения от проведения энергосберегающего мероприятия зависит от специфики обследуемого предприятия. Так, например, наибольшую экономию ТЭР в регионе за период с 2000 по 2005 годы обеспечивают такие мероприятия, как «Оптимизация схем тепло-, водо-, воздухо- и электроснабжения» и «Модернизация оборудования». Значительный потенциал энергосбережения по данным мероприятиям выявлен в 2000 г. за счет РУП «БМЗ». В целом можно отметить, что наиболее эффективными мероприятиями являются: оптимизация схем тепло-, водо-, воздухо- и электроснабжения; модернизация оборудования; замена оборудования на более экономичное; оптимизация режимов работы оборудования; внедрение приборов и систем учета потребления ТЭР; термореновация зданий; автоматизация оборудования и систем энергоснабжения; утилизация вторичных энергоресурсов. Мероприятиями, стабильно обеспечивающими высокую долю в потенциале энергосбережения, являются: замена оборудования на более экономичное, замена оборудования завышенной мощности. Данные мероприятия являются наиболее распространенными среди мероприятий, предложенных в 2000–2005 гг.

Таблица 7.2

Динамика удельного веса потенциала энергосбережения по видам мероприятий в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения

Виды энергосберегающих мероприятий	Удельный вес ПЭ по видам мероприятий в общем объеме выявленного ПЭ, %						
	Всего	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Оптимизация схем тепло-, водо-, воздухо- и электроснабжения	24,8	35,2	4,3	4,8	9,8	4,9	1,6
Модернизация оборудования	16,0	22,9	–	–	4,6	1,0	13,7
Замена оборудования на более экономичное	13,5	5,0	39,1	29,6	9,5	17,3	47,8
Оптимизация режимов работы оборудования	11,3	15,0	17,1	2,2	0,4	3,4	0,0
Внедрение приборов и систем учета потребления ТЭР	10,0	8,3	9,2	11,6	12,5	6,4	0,0
Термореновация зданий	6,9	–	0,4	6,6	19,4	12,7	4,8
Автоматизация оборудования и систем энергоснабжения	5,7	4,0	7,1	8,5	19,9	4,3	3,0
Утилизация вторичных энергоресурсов	4,4	6,1	2,1	1,0	2,0	0,4	0,9
Децентрализация систем тепло- и воздухо-снабжения, вентиляции и аспирации	1,9	0,1	5,5	27,6	4,8	1,0	0,8
Организационные мероприятия	1,2	0,5	2,7	0,6	8,3	–	0,1
Оптимизация технологического процесса производства продукции	1,1	1,5	–	0,1	–	0,1	0,3
Снижение тепловых потерь трубопроводов и оборудования	0,7	0,1	1,9	1,9	4,4	0,3	4,1
Замена оборудования повышенной мощности	0,7	–	7,1	3,1	1,2	0,5	0,1
Переход на менее энергоёмкую технологию	0,5	0,4	1,1	0,6	–	0,6	–
Перевод оборудования в зону минимальной оплаты за потребленную ЭЭ	0,4	0,7	–	–	–	–	–
Наладка систем отопления, вентиляции и кондиционирования, наладка тепловых сетей	0,4	0,1	0,5	0,2	2,7	30,9	0,9
Переход на более дешёвый вид топлива	0,1	–	0,8	0,4	0,1	11,1	21,7
Внедрение системы водоподготовки	0,1	–	–	1,0	–	0,2	–
Снижение накипи на поверхностях нагрева, промывка тепловых сетей и систем отопления	0,1	–	1,1	–	–	0,1	–
Устранение утечек сжатого воздуха и теплоносителя	0,1	–	–	–	0,3	4,9	0,4
Всего	100	100	100	100	100	100	100

На *рис. 7.8* представлена динамика удельного веса потенциала энергосбережения за счет замены оборудования завышенной мощности в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения. Она свидетельствует, что энергетики предприятий активно занимаются заменой оборудования завышенной мощности и потенциал энергосбережения от проведения данного мероприятия сокращается из года в год.

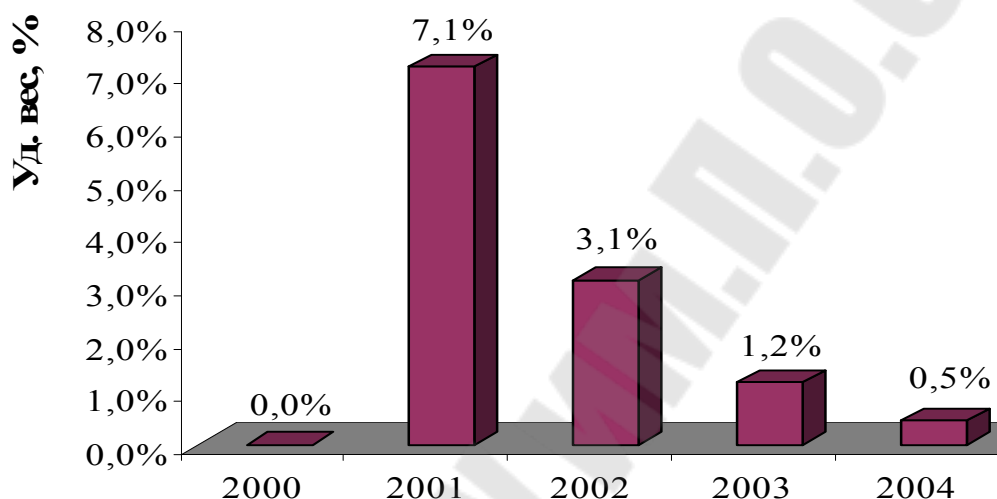


Рис. 7.8 Динамика удельного веса потенциала энергосбережения за счет замены оборудования завышенной мощности в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения

Следует подчеркнуть, что в связи с высокой степенью износа технологического оборудования в промышленном комплексе в ближайшие годы появится необходимость достоверной оценки экономии ТЭР при замене и модернизации технологического оборудования ПП. Трудность такой оценки особенно ощутима для предприятий со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией. К таким предприятиям относятся предприятия транспорта нефти, предприятия транспорта газа, нефтепереработки, газопереработки. В настоящее время разработаны способы оценки экономии ЭЭ с использованием расчетно-статистических моделей электропотребления от влияющих технологических факторов. Использование расчетно-статистических моделей позволяет не только дать оценку экономии ЭЭ при существующих условиях функционирования ПП, но и спрогнозировать ее значение, что очень важно при работе ПП в условиях изменяющейся производственной программы. Использование единой модели для

нормирования расхода ЭЭ и оценки экономии ЭЭ позволяет разработать научно обоснованные прогрессивные нормы расхода ЭЭ.

7.2 Экономия электрической энергии

У энергетиков и технологов предприятий, активно занимающихся внедрением энергосберегающих мероприятий, возникла проблема достоверной оценки величины экономии ЭЭ, поскольку, как оказалось на практике, величины фактической и ожидаемой (плановой) экономии значительно могут отличаться. Рассмотрим закономерности формирования экономии и возможные способы ее оценки.

Для оценки экономии ЭЭ следует выделять следующие уровни ее формирования (рис. 7.9): первый уровень – единица технологического оборудования, отдельный ЭП; второй уровень – технологическая линия; третий уровень – цех, производственный участок; последним, четвертым уровнем является уровень потребителя ТЭР. На каждом уровне при решении определенного круга задач производится оценка экономии ЭЭ. При этом на каждом уровне существуют свои законы формирования и способы оценки экономии ЭЭ.

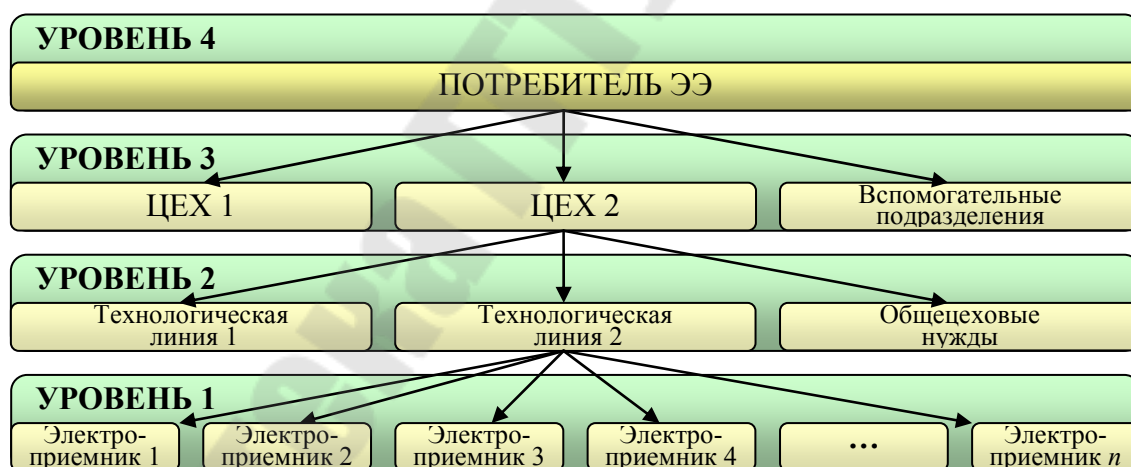


Рис. 7.9 Уровни формирования и оценки экономии ЭЭ потребителя ЭЭ

На *первом уровне* (ЭП, единица технологического оборудования) оценка экономии ЭЭ производится, как правило, либо для выбора наиболее экономичного режима работы существующей единицы технологического оборудования, либо для оценки срока окупаемости (целесообразности) модернизации или замены существующего агрегата. Чаще всего при проведении энергетического обследования объ-

ектом пристального внимания становятся мощные общепроизводственные и технологические агрегаты, такие, как компрессоры, вентиляторы, насосы и другие ЭП. При этом уже на 1-м уровне инженер сталкивается с проблемой достоверной оценки экономии ЭЭ, вызванной трудностью получения первичных исходных данных, использованием усредненных коэффициентов в аналитических зависимостях, усреднением показателей режимов работы технологического оборудования при нелинейной взаимосвязи данных показателей с потреблением ЭЭ. На данном уровне экономию ЭЭ после модернизации оборудования можно измерить, фиксируя значение либо тока, либо нагрузки, либо расход ЭЭ до и после проведения энергосберегающего мероприятия. Однако достоверность оценки экономии ЭЭ будет зависеть от технологического режима работы данного агрегата, который не должен измениться после проведения энергосберегающего мероприятия.

При совершенствовании режимов работы установленного агрегата достоверность оценки достигнутой экономии ЭЭ с использованием показаний измерительных приборов не вызывает сомнения. Однако определение экономии ЭЭ для оценки целесообразности модернизации или замены технологического оборудования возможно выполнить только расчетным путем.

На *втором уровне* (технологическая линия) оценка экономии ЭЭ производится для решения вопроса о целесообразности модернизации технологического процесса. Поэтому оценка возможной экономии ЭЭ производится расчетным путем. Однако действительная экономия ЭЭ всегда будет отличаться от расчетной, поскольку она формируется под влиянием трудно учитываемых факторов, основными из которых являются загрузка технологической линии, характеристики сырья и параметры окружающей среды.

При росте числа ЭП в составе технологической линии до десятков и сотен единиц поддержание неизменных режимов работы всех ЭП технологической линии практически невозможно. Поэтому оценка действительной экономии ЭЭ в результате модернизации технологического процесса *должна определяться по разнице УРЭ в сопоставимых условиях выпуска продукции* до и после проведения мероприятия.

Рассмотрим модель расхода ЭЭ технологической линии производства полимерной пленки в зависимости от объемов выпуска продук-

ции (рис. 7.10). Значение технологического расхода ЭЭ на выпуск одного и того же объема продукции (П) изменяется в диапазоне от W'_1 до W''_1 , что обуславливается изменением как характеристик сырья, так и параметров окружающей среды. Для большинства потребителей ТЭР изменение характеристик сырья не оказывает значительного влияния на электропотребление, и, как следствие, им пренебрегают. Влияние параметров окружающей среды учитывают дифференциацией УРЭ по кварталам года.

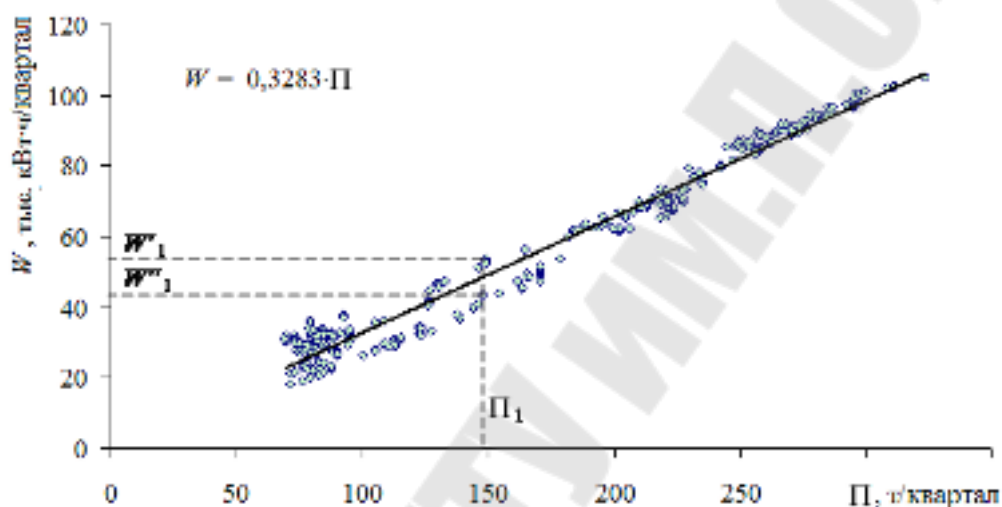


Рис. 7.10 Расход ЭЭ технологической линией производства полимерной пленки в зависимости от объемов выпуска продукции

Когда изменение характеристик технологического сырья и параметров окружающей среды незначительно влияет на электропотребление, эффект от энергосберегающего мероприятия зависит только от производительности и увеличивается с ее ростом. Количественно этот эффект может быть оценен величиной сэкономленной ЭЭ (рис. 7.11):

$$\Delta W = (W'_{\text{уд.техн}} - W''_{\text{уд.техн}}) \Pi, \text{ кВт}\cdot\text{ч/квартал}, \quad (7.1)$$

где $W'_{\text{уд.техн}}$, $W''_{\text{уд.техн}}$ – удельный технологический расход ЭЭ на выпуск продукции до и после энергосберегающего мероприятия, кВт·ч/т;

Π – объем выпуска продукции, т/квартал.

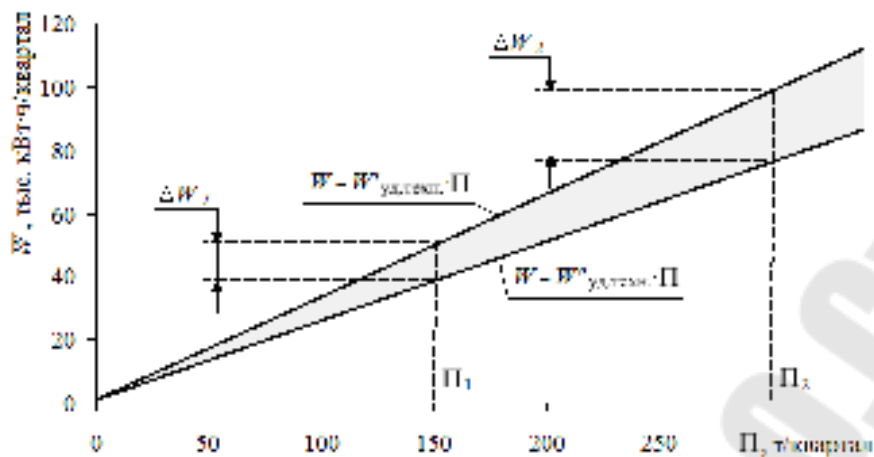


Рис. 7.11 Изменение экономии ЭЭ при изменении объемов производства

На *третьем уровне* (цех, производство) оценка экономии ЭЭ производится для экономического стимулирования энергосбережения на предприятии, а также для формирования программ энергосбережения по цехам и производствам предприятия.

На уровне цеха, когда количество ЭП достигает сотен или тысяч единиц, оценить экономию ЭЭ достаточно сложно. Экономия ЭЭ для цеха, структурного подразделения определяется на основе цехового электрического баланса планового и фактического расхода ЭЭ.

Как и в случае технологической линии, экономия ЭЭ при данном подходе к ее оценке может оказаться выше ожидаемой, а может «раствориться» в общем электропотреблении, что определяется режимом работы цеха, структурного подразделения в отчетном периоде.

Цеховое электропотребление включает в себя как технологический расход ЭЭ, так и расход ЭЭ, не связанный с выпуском продукции (освещение, вентиляция и т. д.). На данном уровне УРЭ зависит также от характеристик сырья и параметров окружающей среды. Если характеристики сырья и параметры окружающей среды незначительно влияют на расход ЭЭ, модель электропотребления является однофакторной, в которой в отличие от модели электропотребления на втором уровне учитывается условно-постоянная составляющая расхода ЭЭ, не связанная непосредственно с производством продукции. УРЭ в данном случае имеет вид,:

$$W_{уд} = W_{уд.техн} + \frac{W_{общ}}{П}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/ед. прод.}, \quad (7.2)$$

где $W_{\text{уд.техн}}$ – удельный технологический расход ЭЭ на производство продукции, кВт·ч/ед. прод;
 $W_{\text{общ}}$ – условно-постоянная составляющая расхода ЭЭ, кВт·ч/квартал;
 Π – объем выпуска продукции, ед. прод/квартал.

Одним из возможных подходов к оценке экономии ЭЭ за отчетный период является разработка регрессионной аддитивной многофакторной модели электропотребления на основе суточной ретроспективной информации. В качестве независимых переменных в эту модель включаются все технологические факторы, значимо влияющие на электропотребление (объем выпуска продукции, параметры окружающей среды, характеристики сырья и другие). При обосновании факторов, включаемых в модель электропотребления, необходимо учитывать мнение специалистов-технологов предприятия. На основе этой модели расход ЭЭ базисного периода приводится в сопоставимые условия с отчетным периодом путем подстановки в модель значений независимых переменных, усредненных за отчетный период. При подсчете средних значений независимых переменных, целенаправленное воздействие на которые обеспечило экономию ЭЭ в отчетном периоде, данные переменные необходимо увеличивать (уменьшать) на величину целенаправленного воздействия. Экономия ЭЭ рассчитывается как разница между электропотреблением отчетного и базисного (в сопоставимых условиях) периодов. Найденная величина экономии ЭЭ будет характеризовать деятельность потребителя ТЭР в области энергосбережения за весь отчетный период.

Экономия ЭЭ от проведения конкретного энергосберегающего мероприятия рассчитывается как разница между расчетными значениями электропотребления до и после проведения энергосберегающего мероприятия, направленного на изменение фактора f_i в сопоставимых условиях, когда $f_j' = f_j''$, $i \neq j$:

$$\Delta W = \beta_i \cdot (f_i' - f_i'') \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (7.3)$$

где β_i – коэффициент регрессии при i -м факторе, кВт·ч/(сут·ед. изм.);

f'_i, f''_i – соответственно значения изменяющегося фактора до и после проведения энергосберегающего мероприятия, ед. изм.;

T – продолжительность рассматриваемого периода, сут.

На *четвертом уровне* (уровень потребителя ТЭР) оценка экономии ЭЭ напрямую связана с управлением и планированием развития потребителя. Закономерности формирования экономии ЭЭ на четвертом уровне аналогичны третьему уровню с той лишь разницей, что в расход ЭЭ, отнесенный к каждому виду продукции, добавляется часть общезаводских нужд (вспомогательные цеха, заводоуправления, складские помещения, ремонтно-механические цеха и другие). Соответственно и подходы к оценке экономии ЭЭ для третьего уровня могут быть использованы для четвертого уровня.

Как показали исследования (рис. 7.12), вариация УРЭ на выпуск продукции (как за счет изменения объемов выпуска продукции, так и за счет изменения характеристик сырья и параметров окружающей среды) на *четвертом уровне* значительно увеличивается по сравнению с вариацией УРЭ на *третьем уровне*. Это объясняется увеличением доли условно постоянной составляющей расхода ЭЭ по сравнению с *третьим* уровнем.

Поскольку УРЭ на уровне предприятия зависит от расхода ЭЭ отдельных производственных цехов и других структурных подразделений, вариация его значений будет увеличиваться в области низкой производственной загрузки. При этом вариация будет уменьшаться с ростом производственной программы (рис. 7.12, 7.13).

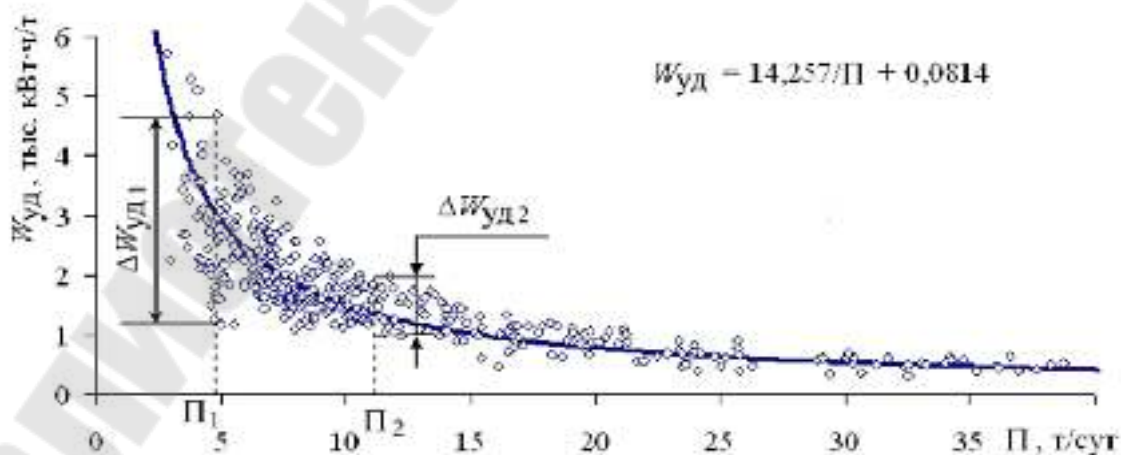


Рис. 7.12 Зависимость общезаводского УРЭ от объемов выпуска изделий из пластмассы

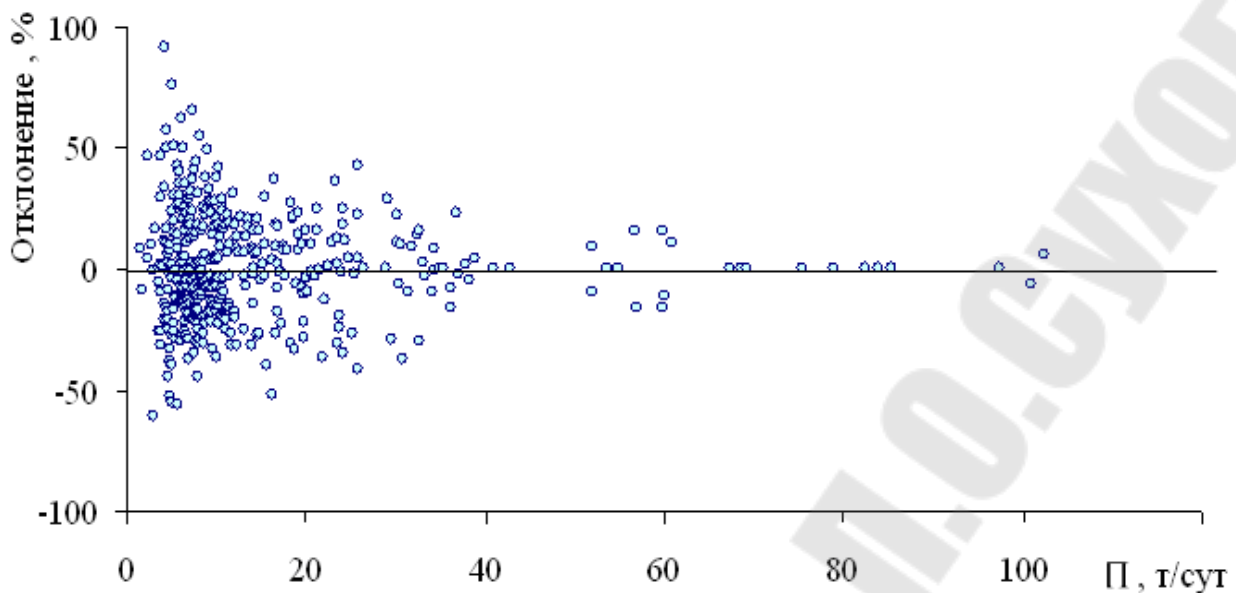


Рис. 7.13 Отклонение УРЭ от его среднего значения по диапазонам выпуска изделий из пластмассы

Четвертый уровень является основным, поскольку на этом уровне осуществляется взаимодействие потребителя ТЭР с органами Государственного управления, энергоснабжающими организациями. Данный уровень является отчетным, лимитируемым, контролируемым. Все потребители ТЭР по четвертому уровню обладают достоверной информацией о показателях хозяйственной деятельности, включая сведения о выпуске продукции, расходе ЭЭ и т. д. Именно на этом уровне принимаются важнейшие решения по управлению ЭЭФ.

Экономия ЭЭ определяется как разница между плановым (нормой) и фактическим расходом ЭЭ отчетного периода по видам продукции. Кроме этого, для четвертого уровня ежемесячно рассчитывается ЦП. При этом ПП должен обосновать достигнутое значение ЦП реальными мероприятиями по энергосбережению в отчетном периоде.

Необходимо различать экономию, определенную по разнице планового и фактического расходов ТЭР (относительно потребления ТЭР отчетного периода) и достигнутый ЦП отчетного периода, поскольку они имеют разный физический смысл: ЦП показывает достигнутую экономию ТЭР при учете сопоставимых условий функционирования.

Рассмотрим особенности формирования отчетной экономии ЭЭ на четвертом уровне по разнице фактического и планового расходов

ЭЭ ($\Delta W = W_{\phi} - W_{п}$) для трех периодов: периода устойчивого функционирования потребителей ТЭР (50-е – начало 90-х годов); переходного периода, связанного с распадом СССР (1990–1995 гг.); современного периода функционирования потребителей ТЭР.

Анализ статистических данных 1983–1988 гг. по показателям ЭЭФ и отчетной экономии ЭЭ указывает на случайный характер формирования последней: за разные годы экономия ЭЭ по одному предприятию отличалась в несколько и даже десятки раз (табл. 7.3).

Таблица 7.3

Динамика формирования отчетной экономии ЭЭ
по потребителям ТЭР

Показатели	1983 г.	1984 г.	1985 г.	1986 г.	1987 г.	1988 г.
Бумажная фабрика						
W , тыс. кВт·ч	8066	8118	8234	8478	9477	10473
ΔW , тыс. кВт·ч	-357	-240	-279	-297	-129	0
$\Delta W / W$, %	-4,43	-3	-3,4	-3,5	-1,4	0
Станкостроительный завод						
W , тыс. кВт·ч	12299	12320	12422	12530	13468	14290
ΔW , тыс. кВт·ч	-161	-134	-202	-377	345	-204
$\Delta W / W$, %	-1,3	-1,1	-1,6	-3	-2,6	-1,4
Завод сельскохозяйственного машиностроения						
W , тыс. кВт·ч	280056	323026	362170	402647	410983	423649
ΔW , тыс. кВт·ч	-14875	-6005	-11842	-2910	-762	-2682
$\Delta W / W$, %	-5,3	-1,9	-3,3	-0,7	-0,2	-0,6
Завод кормовых дрожжей						
W , тыс. кВт·ч	–	212465	448384	850723	1099482	1268164
ΔW , тыс. кВт·ч	–	-7930	-7820	-4814	-21278	-14494
$\Delta W / W$, %	–	-3,7	-1,7	-0,6	-1,9	-1,1

Вследствие случайного характера формирования экономии ЭЭ по потребителям формирование экономии ЭЭ по регионам, отраслям промышленности также носило случайный характер. Причиной вариации отчетной экономии ЭЭ являлись, с одной стороны, устанавливаемые потребителям ТЭР стоимостные единицы нормирования, с другой стороны, доведение завышенных значений норм расхода ЭЭ на единицу продукции.

Анализ деятельности 232 потребителей ТЭР Гомельской области за 1983–1988 гг. показал, что ежегодно практически половине предприятий утверждались нормы расхода ЭЭ выше фактически достигнутых значений УРЭ за предшествующий период. Режим работы потребителей в условиях наращивания объемов выпуска продукции

обеспечивал снижение УРЭ на единицу продукции, а, значит, и экономию ЭЭ, внедрение же энергосберегающих мероприятий усиливало эффект завышения отчетного значения экономии ЭЭ. Отличительной чертой системы нормирования расхода ЭЭ рассматриваемого периода явилось задание единичных значений норм, дифференцированных по кварталам года, что позволяло учитывать лишь сезонную специфику электропотребления, но не учитывало наращивания объемов выпуска продукции. В условиях, когда фактические объемы выпуска продукции практически превышали плановые значения, предприятие было застраховано от перерасхода ЭЭ, а незначительную вариацию производственной программы «подстраховывали» заведомо завышенные нормы расхода ЭЭ на единицу продукции, что всегда обеспечивало отчетную экономию ЭЭ.

Попытки повысить управляемость процесса формирования экономии ЭЭ за счет совершенствования системы нормирования с применением научно-обоснованных норм результата не дали. Для отраслей и подотраслей народного хозяйства этот показатель, по сути, представлял собой средневзвешенную норму, которая определялась как частное от деления общего расхода ЭЭ на суммарное количество выпускаемой продукции. При таком подходе выделяются группа потребителей ТЭР, у которых отчетная экономия ЭЭ будет постоянной, и другая группа потребителей с постоянным перерасходом ЭЭ. Формально средневзвешенная норма свидетельствует о резервах экономии ЭЭ. Однако данный «резерв», обусловленный разбросом фактических среднегодовых УРЭ, лишний раз подчеркивает индивидуальность каждого потребителя.

Во втором периоде (начало 90-х годов) при распаде СССР произошел обвал экономики. Стоимостные единицы нормирования в силу своей неустойчивости практически перестали коррелировать с затратами ЭЭ. Потребовался пересмотр единиц нормирования: для предприятий с широкой номенклатурой выпуска продукции в качестве единицы нормирования были приняты трудозатраты, либо условные единицы выпускаемой продукции. Однако пересмотр единиц нормирования не решил проблему относительной устойчивости показателей электропотребления и, в первую очередь, УРЭ на единицу выпускаемой продукции, а также отчетных показателей экономии ЭЭ. При снижении в несколько раз объемов выпуска продукции электропотребление большинства потребителей ТЭР снижалось лишь на де-

сятки процентов. Это объясняется тем, что в структуре электропотребления большинства потребителей велика доля условно-постоянной части затрат ЭЭ, которая напрямую не связана с технологией и слабо зависит от выпуска продукции (ремонтно-механические и электроремонтные цеха, административные здания, складские помещения, а также освещение и вентиляция производственных цехов). Условно-постоянная часть для промышленных предприятий зависит от отрасли и достигает 50–60 % на предприятиях легкой промышленности и машиностроения. При снижении объемов производства в первую очередь снижаются технологические расходы ЭЭ, а условно-постоянная составляющая часть остается неизменной. В результате УРЭ при снижении объемов производства возрастают не на десятки процентов, а в несколько раз. Такая ситуация, характерная для большинства потребителей ТЭР, потребовала совершенствование системы нормирования в части учета изменяющейся производственной программы, когда нормы расхода ЭЭ необходимо устанавливать не единственным значением, пусть даже и дифференцированным по кварталам года, а некоторым диапазоном значений, зависящим от объема выпуска продукции. При этом удельные расходы ТЭР на единицу продукции тем меньше, чем больше объемы выпуска продукции.

Высокое значение отчетной экономии ЭЭ, как и фактический перерасход в этот период, стали индикаторами ошибок устанавливаемых предприятиям норм, а не показателями его ЭЭФ. Для потребителей ТЭР с большим значением отчетной экономией ЭЭ нормы корректировались в сторону снижения, что в случае уменьшения объемов выпуска продукции в последующем приводило к росту фактического УРЭ, а значит к перерасходу ЭЭ.

Современный период функционирования потребителей ТЭР (начиная с 1995 года), отличается постоянными изменениями производственной загрузки, определяемой конъюнктурой рынка, проводимой модернизацией и реконструкцией технологического оборудования, дальнейшей необходимостью активизации энергосбережения. В этих условиях необходимо дальнейшее совершенствование системы нормирования показателей ЭЭФ, системы энергетического обследования за счет использования регрессионных моделей зависимости электропотребления от влияющих факторов.

7.3 Оценка уровня энергетической эффективности промышленных потребителей на основе регрессионных моделей электропотребления

Регрессионные модели электропотребления могут быть использованы для адекватной оценки ЭЭФ в условиях изменяющейся производственной программы. С увеличением объема производства УРЭ на производство продукции для большинства ПП уменьшается. В зависимости от значений УРЭ предлагается выделить три области загрузки технологического оборудования: *зона высокой, низкой и средней эффективности загрузки оборудования* (рис. 7.14).

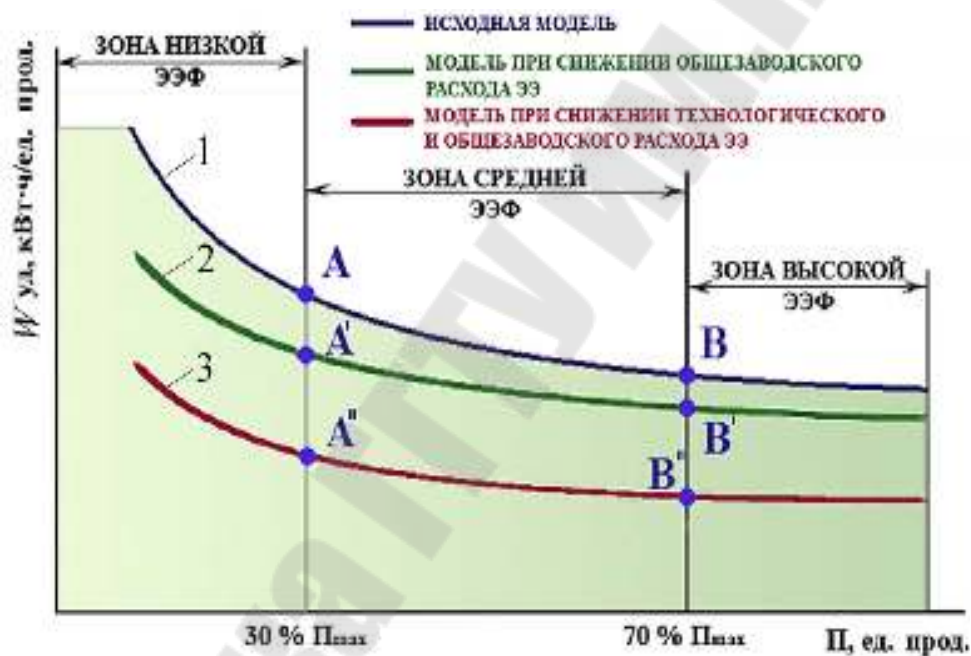


Рис. 7.14 Пути улучшения ЭЭФ ПП

Выделенные зоны энергетической эффективности согласно загрузке технологического оборудования позволяют не только оценивать эффективность использования ЭЭ, но и выявлять приоритетные направления улучшения показателей ЭЭФ.

Зона низкой эффективности (загрузка технологического оборудования менее 30 %) характеризуется низкой загрузкой технологического оборудования и, как следствие, значительными изменениями УРЭ при незначительных изменениях объема производства продукции. Для ПП, работающих в этой зоне, повышение ЭЭФ может быть

достигнуто в первую очередь за счет мероприятий, направленных на снижение постоянной составляющей расхода ЭЭ ($W_{\text{общ}}$).

Зона средней эффективности (загрузка технологического оборудования от 30 до 70 %) соответствует средним нагрузкам технологического оборудования. В этой области одинаково эффективны как мероприятия по снижению $W_{\text{общ}}$, так и мероприятия, направленные на снижение технологического расхода ЭЭ ($W_{\text{уд.техн.}}$).

Зона высокой эффективности (загрузка технологического оборудования свыше 70 %) характеризуется небольшими изменениями УРЭ при значительных изменениях объемов производства продукции. В этой области уменьшение $W_{\text{общ}}$ не оказывает влияния на УРЭ. Для уменьшения УРЭ необходимо внедрение мероприятий по снижению $W_{\text{уд.техн.}}$, что, как правило, требует замены либо модернизации технологического оборудования и, соответственно, значительных капитальных затрат.

На *рис. 7.15* показаны пути улучшения показателя ЭЭФ для ПП. Кривая 1 соответствует зависимости УРЭ от объемов выпускаемой продукции существующего технологического процесса и структуры электропотребления предприятия. Кривая 2 соответствует снижению условно-постоянной составляющей электропотребления. Кривая 3 соответствует максимальной ЭЭФ работы предприятия, которая достигается за счет снижения как условно-постоянной составляющей электропотребления, так и замены либо модернизации технологического оборудования.

Переход из точки А (низкой ЭЭФ) к точке В'' (высокой ЭЭФ) возможен тремя способами.

1. $A \rightarrow A' \rightarrow B' \rightarrow B''$. Снижение УРЭ достигается внедрением мероприятий, снижающих условно-постоянную часть электропотребления. Повышается конкурентоспособность продукции из-за снижения энергетической составляющей затрат в структуре ее себестоимости. Нарастают объемы производства продукции. Дальнейшее снижение УРЭ достигается за счет модернизации либо замены технологического оборудования.

2. $A \rightarrow A' \rightarrow A'' \rightarrow B''$. Снижение УРЭ достигается внедрением мероприятий, снижающих условно-постоянную часть электропотребления и за счет изменения технологического процесса, что приведет к переходу из точки А в точку А''. Дальнейшее улучшение ЭЭФ происходит при наращивании объемов выпуска продукции.

3. $A \rightarrow B \rightarrow B' \rightarrow B''$. Улучшение ЭЭФ и конкурентоспособности продукции достигается за счет увеличения объемов выпуска продукции. Дальнейшее снижение УРЭ обеспечивается уменьшением условно-постоянной составляющей электропотребления и заменой либо модернизацией технологического оборудования.

Таким образом, с помощью регрессионных моделей зависимости УРЭ от объема произведенной продукции возможно повышение достоверности оценки УРЭ при изменяющейся производственной программе, а также оценка ЭЭФ ПП, которая может быть улучшена за счет увеличения загрузки работы технологического оборудования, снижения условно-постоянной составляющей затрат ЭЭ, замены либо модернизации технологического оборудования.

Анализ динамики модели электропотребления ПП позволяет оценивать эффективность внедрения энергосберегающих мероприятий. На рис. 7.15 показаны модели УРЭ, построенные по данным, соответствующим периоду до (1-й год) и после (2-й год) внедрения энергосберегающего оборудования на одном из предприятий.

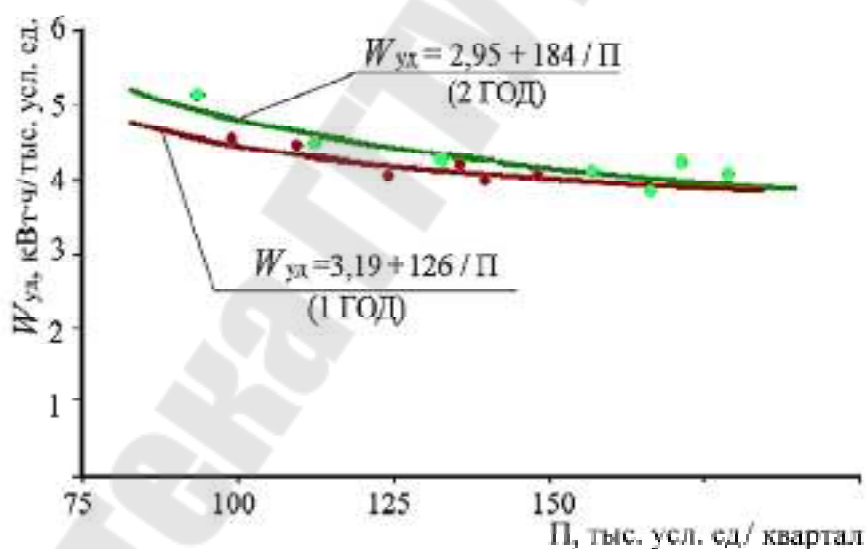


Рис. 7.15 Изменение кривой УРЭ на производство швейных изделий после внедрения энергосберегающего мероприятия

Из рисунка видно, что величина удельного технологического расхода ЭЭ при внедрении мероприятия снизилась с 3,19 кВт·ч/тыс. усл. ед. до 2,95 кВт·ч/тыс. усл. ед. Общезаводской расход ЭЭ при этом увеличился со 126 тыс. кВт·ч/квартал до 184 тыс. кВт·ч/квартал. Такие изменения привели к тому, что после внедрения мероприятия общезаводской УРЭ оказался выше. Увеличение объемов производства продукции свыше 200 тыс. усл. ед/квартал приведет к тому, что кривая обще-

заводского УРЭ, построенная после внедрения мероприятия (2-й год), окажется ниже исходной (1-й год), и энергосберегающее мероприятие окажется эффективным.

Концепция энергосбережения для ПП с падающей зависимостью УРЭ от объема выпущенной продукции должна базироваться на трех ключевых моментах:

- работа потребителя с максимальной технологической загрузкой, что обеспечит минимальный удельный расход ТЭР;
- снижение условно-постоянной части затрат ТЭР за счет организационно-технических мероприятий;
- снижение технологической составляющей затрат ТЭР за счет модернизации или реконструкции технологии.

7.4 Общие положения по энергоаудиту

Деятельность по энергоаудиту в республике основывается на законе Республики Беларусь «Об энергосбережении», Положении о порядке проведения энергетического обследования организаций, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь, и других законодательных и нормативных актах.

Энергетическое обследование осуществляется организацией-энергоаудитором, сертифицированной в установленном порядке Национальной системой подтверждения соответствия Республики Беларусь.

Основными задачами энергоаудита являются:

- определение реального потенциала энергосбережения обследуемой организации топливно-энергетических ресурсов (ТЭР);
- оценка эффективности использования ТЭР на основе анализа материальных и энергетических потоков обследуемой организации;
- определение возможных путей экономии энергоресурсов;
- разработка мероприятий по энергосбережению на пятилетие с технико-экономическим обоснованием их эффективности, указанием сроков окупаемости, планируемых источников и объемов финансирования, сроков выполнения этих мероприятий.

Организация, в которой проводится энергоаудит, должна использовать результаты энергоаудита для решения задач рационального использования ТЭР, повышения конкурентоспособ-

ности продукции, охраны окружающей среды и повышения энергетической безопасности.

Порядок и сроки проведения энергоаудита

Энергоаудит организаций проводится согласно графикам, утвержденным соответствующими республиканскими органами государственного управления, иными государственными организациями, подчиненными Правительству Республики Беларусь, облисполкомами, Минским горисполкомом и согласованным с Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации (далее - Департамент по энергоэффективности), не реже одного раза в 5 лет.

По предложению республиканского органа государственного управления, иной государственной организации, подчиненной Правительству Республики Беларусь, облисполкома, Минского горисполкома или Департамента по энергоэффективности, *один раз в 3 года может проводиться энергетическое обследование организаций с годовым потреблением ТЭР от 15 тыс. т у.т. и более по отдельным направлениям потребления ТЭР (экспресс-энергоаудит).*

Срок проведения энергоаудита определяется договором, заключенным между потребителем ТЭР и организацией-энергоаудитором.

Проведение энергоаудита включает в себя следующие этапы работ:

1. Подача потребителем ТЭР в организацию-энергоаудитор заявки на проведение энергоаудита и представление материалов (документов) с исходной информацией;
2. Рассмотрение заявки и анализ представленных материалов (документов), принятие решения по заявке;
3. Разработка календарного плана энергетического обследования и формирование группы для проведения энергоаудита;
4. Инструментальное и энергетическое обследования;
5. Разработка итогового документа и аналитической записки;
6. Согласование аналитической записки в установленном порядке;
7. Согласование итогового документа в установленном порядке.

Энергоаудит включает получение общей характеристики предприятия и данных, необходимых для оценки резервов экономии энергоресурсов.

В общей характеристике предприятия должны быть отражены следующие вопросы:

- отраслевая принадлежность;
- номенклатура продукции и фактические удельные расходы энергоресурсов на ее производство за год, предшествующий началу проведения энергетического обследования;
- источники и схема энергоснабжения;
- показатели суточных (зимнего и летнего) графиков электрической нагрузки;
- доля энергетической составляющей в себестоимости продукции;
- организационная структура энергослужбы;
- состояние энергетической отчетности (в том числе наличие паспортов оборудования, оперативных журналов, документов внутри-заводской отчетности, материалов ранее проведенных обследований).

Для оценки эффективности энергоиспользования проводится обследование по следующим направлениям:

- состояние технического учета: способы учета (расчетный, приборный, опытно-расчетный); формы получения, обработки и представления информации о контроле расхода энергии по цехам, участкам, энергоемким агрегатам; соответствие схемы учета энергии структуре норм; оснащение приборами расхода ТЭР (электросчетчики, паромеры, теплосчетчики, расходомеры газа и жидкого топлива);
- состояние нормирования: наличие на предприятии утвержденных в установленном порядке норм расхода энергоресурсов; охват нормированием статей потребления энергоресурсов; фактическая структура норм и соответствие ее технологии и организации производства; динамика норм и удельных расходов за три предшествующих обследованию года;
- участие предприятия в регулировании графиков электрической нагрузки энергосистемы: предусматриваемые мероприятия по использованию энергоемкого оборудования в качестве потребителей-регуляторов; режим работы предприятия в условиях ограничения мощности энергосистемы в осенне-зимний период;

- определение резервов экономии энергоресурсов, которые определяются на основании обследования энергопотребляющего оборудования и технологических процессов, состояния использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР);

- анализ работы собственных источников, системы сбора и возврата конденсата;

- возможная экономия энергоресурсов за счет совершенствования технологических процессов и установок определяется на основании анализа результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, проводимых на предприятии;

- перечень и краткое описание важнейших оргтехмероприятий по экономии топлива и энергии, намеченных на текущий год планами предприятия и рекомендуемых по результатам проведенного целевого обследования.

На основании календарного плана энергоаудита проводится инструментальное обследование (испытания), которое предпринимается с целью:

- восполнения отсутствующей информации;
- подтверждения достоверности системы коммерческого и технического учета энергии и энергоносителей;
- подтверждения соответствия значений установочной мощности и технических параметров энергопотребляющего оборудования паспортным характеристикам;
- подтверждения соответствия параметров технологических процессов технологической и (или) проектной документации.

По результатам инструментального обследования (испытаний) оформляются протоколы измерений, форма которых определена в организационно-методических документах соответствующей аккредитованной лаборатории. **Ответственность за качество, достоверность результатов и своевременное проведение инструментального обследования (испытаний) определена в организационно-методических документах соответствующей аккредитованной лаборатории.** Порядок и сроки передачи протоколов измерений оговаривается в хозяйственном договоре со сторонней испытательной лабораторией, при его наличии.

На основании результатов анализа документов и инструментального обследования организацией-энергоаудитором со-

ставляется итоговый документ, включающий следующие сведения:

- общую организационно-энергетическую характеристику обследуемой организации с отражением номенклатуры выпускаемой продукции (работ, услуг) и фактических норм расхода ТЭР на ее производство, нормирования потребления ТЭР по направлениям использования энергоресурсов, источников и схем топливо-, электро- и теплоснабжения, доли энергетической составляющей в себестоимости продукции, организации технического учета потребления ТЭР, состояния энергопотребляющего оборудования, использования вторичных энергетических ресурсов (далее - ВЭР), эффективности технологий производства, использующих ТЭР;

- оценку действующей схемы материальных потоков, а также генерации и использования энергии, технологии производства и работы основного и вспомогательного оборудования, использующего ТЭР в технологическом процессе, эффективности использования ТЭР (в том числе ВЭР);

- выводы и рекомендации по проведенному энергоаудиту;

- перечень энергосберегающих мероприятий на предстоящее пятилетие с технико-экономическим обоснованием их эффективности, указанием сроков окупаемости, планируемых источников и объемов финансирования, сроков выполнения этих мероприятий;

- предложения по переходу на прогрессивные нормы потребления ТЭР (предельные уровни потребления); улучшению материального стимулирования экономии и рационального использования ТЭР.

Аналитическая записка подписывается директором организации-энергоаудитора и направляется на согласование:

- в соответствующие республиканские органы государственного управления, иные государственные организации, подчиненные Правительству Республики Беларусь, облисполкомы, Минский горисполком - при годовом объеме потребления ТЭР обследуемой организацией от 1,5 до 5 тыс. т у.т.;

- в областные и Минское городское управления по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов - от 5 до 25 тыс. т у.т.;

- в Департамент по энергоэффективности - от 25 до 50 тыс. т у.т. К рассмотрению результатов энергоаудита при необходимости

могут привлекаться специалисты организаций, находящихся в ведении Национальной академии наук Беларуси, высших учебных заведений, отраслевых научно-исследовательских организаций, сертифицированных в порядке, установленном Национальной системой подтверждения соответствия Республики Беларусь;

- в Национальную академию наук Беларуси и Департамент по энергоэффективности от 50 тыс. т у.т. и более.

Тема 8. РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ

Вопросы лекции:

- Системы технического учета и управления потреблением ТЭР
- Назначение и цели создания интеллектуальной компьютерной системы технического учета
- Требования к структуре и функциям интеллектуальной компьютерной системе технического учета (ИКСТУ) ТЭР
- Пример практического результата от внедрения интеллектуальных компьютерных систем учета ТЭР на промышленных предприятиях республики
- Экономия расхода газа за счет организационных мероприятий на печах обжига

8.1 Системы технического учета и управления потреблением ТЭР

В Постановлении Совета Министров РБ №1339 от 13 сентября 2008 г. предписывается различным организациям обеспечить разработку автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии для решения задач экономного использования ТЭР.

Система управления энергоэффективностью промышленных потребителей требует дальнейшего совершенствования и развития. Необходимой и назревшей проблемой является внедрение на предприятиях (с потреблением свыше 25000 т у.т.) **современных компьютерных интеллектуальных систем технического учета и управления потреблением ТЭР**. В первую очередь потребуются разработка пакета прикладных компьютерных программ интеллектуальной системы технического учета и управления для решения задач регламент-

ного контроля энергоэффективности на предприятиях в реальном масштабе времени.

Существующие системы учета расхода ТЭР при их высоком потенциале сбора статистических данных решают в основном коммерческие задачи и задачи контроля потребления энергоресурсов.

Анализ функциональных возможностей современных систем учета выявил следующие недостатки:

- современные системы учета в основном направлены на решение узкого круга формальных задач, связанных с организацией коммерческого учета;
- накапливаемые массивы статистической информации не подвергаются серьезному математическому анализу;
- в большинстве случаев невозможно воспользоваться частью статистики из-за нестандартных форматов программного обеспечения;
- привязка АСКУЭ не обеспечивает исходной информацией задачи управления электропотреблением.

Обобщение результатов энергетических обследований крупнейших промышленных предприятий республики (ОАО «Красносельскстройматериалы», ОАО «Белшина», РУП «Гомельтранснефть «Дружба» и др.) показало, что имеющиеся на предприятиях **системы технического учета расхода ТЭР решают следующие задачи:**

1. Фиксируются трехминутные, получасовые значения активной мощности и суточный расход электроэнергии структурных подразделений.
2. Формируются информационные базы данных по указанным показателям.

Однако, возможности система технического учета не позволяют решать такие важные задачи как:

1. Учет показателей режима потребления ЭЭ основных потребителей.
2. Не формируются суточные протоколы потребления ЭЭ (топлива) каждым энергоемким технологическим процессом, например расход газа каждой печью цементного и известкового завода.
3. Не производится оценка удельных расходов на выпуск продукции.
4. Отсутствует программное обеспечение для нормирования расхода ТЭР на выпуск продукции с учетом влияющих на удельный расход факторов (параметры сырья, состояние окружающей среды, производственная программа).

5. Отсутствует система управления расходом ТЭР на основе современных методов нормирования и анализа.

6. Отсутствует оперативный анализ выявления причин нерационального потребления ТЭР и выдачи рекомендаций технологам, энергетикам по оптимизации режимов работы основного технологического оборудования.

7. Отсутствует банк данных по энергосберегающим установкам и технологиям.

8. Система учета не позволяет проводить по заводам регламентный контроль энергоэффективности технологического и энергетического оборудования и оценивать потенциал ее улучшения.

Системы технического учета «АСКУЭ для ЭС» (далее – АСКУЭ) обладает, кроме того, следующими **техническими** недостатками:

1. Закрытый проприетарный формат хранения данных, разработанный автором программы, налагает запрет на извлечение и модификацию данных любым образом, кроме незаконного метода обратной инженерии. Извлечение информации по энергопотреблению из базы данных АСКУЭ (далее – БД), для дальнейшей статистической обработки крайне затруднено и поддается автоматизации лишь частично. Практически, процесс извлечения данных из БД содержит большую долю ручного труда человека, т.е. конечный пользователь крайне ограничен в способах получения накопленной АСКУЭ информации, исключая заранее жестко определенные шаблоны отчетов в формате Microsoft Excel 97-2003.

2. Поддержка АСКУЭ затруднительна, так у предприятия ОАО «Красносельскстройматериалы» полностью отсутствуют исходные коды АСКУЭ и техническая документация (руководство программиста, руководство системного программиста). Закрытый формат БД влечет за собой невозможность поддержки либо доработки АСКУЭ как со стороны работников предприятия, так и со стороны внешних разработчиков. Модификация программы методами обратной инженерии влечет за собой неоправданные трудозатраты и вносит нестабильность в работу АСКУЭ.

3. Наличие большого количества морально и физически устаревшего оборудования: аналоговые (индукционные) датчики, средства коммуникации и т.п. влечет за собой:

а) проблему с ремонтом и заменой вышедшего из строя оборудования (нет аналогов, выпуск оборудования прекращен);

б) проблему с точностью съема данных по счетчикам (расхождение в показаниях между реальными значениями энергопотребления и данными из АСКУЭ составляют, в среднем, 10%).

4. Отсутствие диагностической информации о режиме работы программы и датчиков, отсутствие предупреждений о выходе из строя части оборудования.

5. Слабая архитектурная проработка программы влечет за собой большое количество связей с окружением АСКУЭ, а именно:

- часть настроек АСКУЭ хранит в собственном закрытом формате, часть – при помощи СУБД Microsoft Access;

- отчеты формируются при помощи пакета электронных таблиц Microsoft Excel и зашифрованных модулей, написанных на Visual Basic for Applications;

- часть функций оформлена в динамически подключаемые библиотеки (dll), в том числе, в dll перенесена некоторая часть графического пользовательского интерфейса;

- графические схемы формируются с помощью Microsoft Visio;

- для работы программы в режиме «станции сбора данных» необходима запущенная системная служба Windows;

- часть программного кода оформлена в виде дополнений для соответствующих программ, например Microsoft Excel Add-in, Microsoft Visio Add-on.

Такое количество зависимостей накладывает множество ограничений на программистов, даже если они обладают исходными кодами и технической документацией к АСКУЭ. Тесная связь между таким количеством разнородных программ влечет за собой труднопрогнозируемые программные ошибки и проблемы несовместимости версий в процессе эксплуатации.

Очень сильная зависимость от сторонних закрытых коммерческих технологий, практически не обоснованная, ввиду наличия бесплатных аналогов. В *табл. 8.1* представлены программные продукты и технологии, необходимые для работоспособности программы вместе с ценами за лицензию на одно рабочее место (данные на момент 30 октября 2009 г, продажа и лицензирование предыдущих версий Microsoft Office не осуществляется).

Таблица 8.1

Стоимость некоторых компонентов Microsoft Office по данным сайта <http://microsoft.com>

Наименование	Цена за лицензию на 1 рабочее место, доллары США
Office Access 2007	229
Office Excel 2007	229
Office Visio Standard 2007	260

8.2 Назначение и цели создания интеллектуальной компьютерной системы технического учета

Интеллектуальная компьютерная система коммерческого и технического учета топливно-энергетических ресурсов (ИКСТУ) ТЭР предназначена:

- максимальной автоматизации процесса сбора (ввода), контроля, первичной обработки и передачи информации о потреблении топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в масштабе реального времени по каждой точке учета с заданной временной дискретностью на требуемую ретроспективу;
- создания и ведения оперативной (5-ти минутной, 30-ти минутной, часовой) и архивной (сутки, месяц, год, 3-х летней) баз данных учета информации в масштабе реального времени;
- создания и ведения базы данных о техническом состоянии технологического и энергетического оборудования;
- предоставления информации диспетчерам и технологам для принятия оптимальных решений на основе интеллектуальной системы поддержки принятия решений (ИСППР);
- разработки и управления режимами энергопотребления;
- управления потреблением ТЭР на основе целевых функций;
- диагностирования энергопотоков и контроля состояния оборудования;
- повышения точности, достоверности учета, эффективности контроля за энергоемкостью продукции;
- контроля и оптимизации режимов работы оборудования основных и вспомогательных производств, с помощью математических моделей технологии производственного процесса в масштабе реального времени;

- определения потенциала энергосбережения и топливно-энергетических потерь;
- анализа и регистрации отказов, поломок и аварий, сигнализации о нештатных ситуациях;
- контроля вторичных энергоресурсов;
- проведения регламентного контроля энергоэффективности ежеквартально или по усмотрению руководителя предприятия;
- информационного обеспечения задач автоматизации планирования развития предприятия, формирования статистической отчетности по всем требуемым формам данных в разрезе контрольных и отчетных периодов;
- управления объектами, находящимися в ведении и управлении главных энергетиков структурных подразделений предприятия;
- управления качеством энергии;
- прогнозирования технического состояния оборудования;
- прогнозирования всех составляющих баланса энергопотребления и энергетического баланса;
- прогнозирования норм расхода ТЭР при производстве продукции;
- прогнозирования норм расхода топлива на электростанциях.

Целью автоматизированной системы диспетчерского управления энергопотреблением предприятия является:

- унификация системы управления энергопотреблением ТЭР на основе модульного принципа;
- снижение потребления ТЭР на 5-15% в зависимости от глубины управления и особенностей технологического процесса каждого структурного подразделения;
- обеспечение рационального потребления и оперативного управления топливно-энергетическими ресурсами в масштабе реального времени, как на предприятии в целом, так и по производствам;
- контроль и оценка качества энергообеспечения предприятия;
- планирование и прогнозирование оптимального потребления ТЭР при минимальном экологическом влиянии производства на окружающую среду;
- повышение эффективности и производительности труда персонала отдела главного энергетика, технологов, технических и производственных служб предприятия при предотвращении и устранении аварий;
- сокращение потерь топливно-энергетических ресурсов;

- повышение оперативности и безопасности эксплуатационных работ;
- создание базы данных для рациональной модернизации энергетического оборудования, систем защиты и управления;
- создание базы данных (БД) диагностической информации технологического и энергетического оборудования;
- обеспечение условий выбора оплаты за электроэнергию на основе двухставочного тарифа или зонных тарифов;
- создание автоматизированных рабочих мест (АРМ) для персонала предприятия.

Критериями оперативной оценки эффективности управления потреблением ТЭР являются:

- удельный расход ТЭР по цехам и производствам;
- определение разности между заявленным и текущим значением потребления ТЭР;
- диагностирование энергопотоков;
- дифференциальный показатель энергоэффективности по цехам и производствам.

8.3 Требования к структуре и функциям интеллектуальной компьютерной системе технического учета (ИКСТУ) ТЭР

ИКСТУ ТЭР должна состоять из локальных подсистем и иметь двухуровневую архитектуру (*рис. 8.1*).

Количество локальных подсистем **ИКСТУ ТЭР** зависит от сложности технологического процесса каждого структурного подразделения. Ядром **ИКСТУ ТЭР** должна быть базовая ПЭВМ с пакетом программ **ИСППР**, составленных по модульному принципу, исходя из объема решаемых задач.

Структурная блок-схема **ИКСТУ ТЭР** представлена на *рис. 8.2*. **ИКСТУ ТЭР** представляет собой совокупность программных и аппаратных средств, для помощи в принятии решений и организации процесса производства и является составной частью АСДУ ЭП.

Базовая структура **ИСППР** представлена на *рис. 8.3*.

ИСППР должна включать набор базовых элементов системы: **базу знаний** (БЗ), решатель, систему советов и объяснений, блок накопления знаний.

Ядром ИСППР должна быть БЗ, которая может содержать любую формализуемую информацию.

БЗ должна иметь распределенную структуру.

Каждый модуль представляет собой совокупность технических и программных средств, в зависимости от решаемых задач:



Рис. 8.1 Структурная схема двухуровневой ИКСТУ Т&Э

- диагностирование энергопотоков и целевых функций управления;
- определение достоверности поступающей информации;
- оптимизация режимов работы электроустановок и теплового оборудования;
- определение технико-экономических показателей котельных и компрессорных станций;
- определение потерь и регистрация отказов, поломок и аварий;

- прогнозирование технического состояния энергетического оборудования;
- контроль вторичных энергоресурсов;
- расчет энергетических и эксергетических балансов;
- проведение регламентного контроля энергоэффективности;
- определение энергоэкономических показателей;

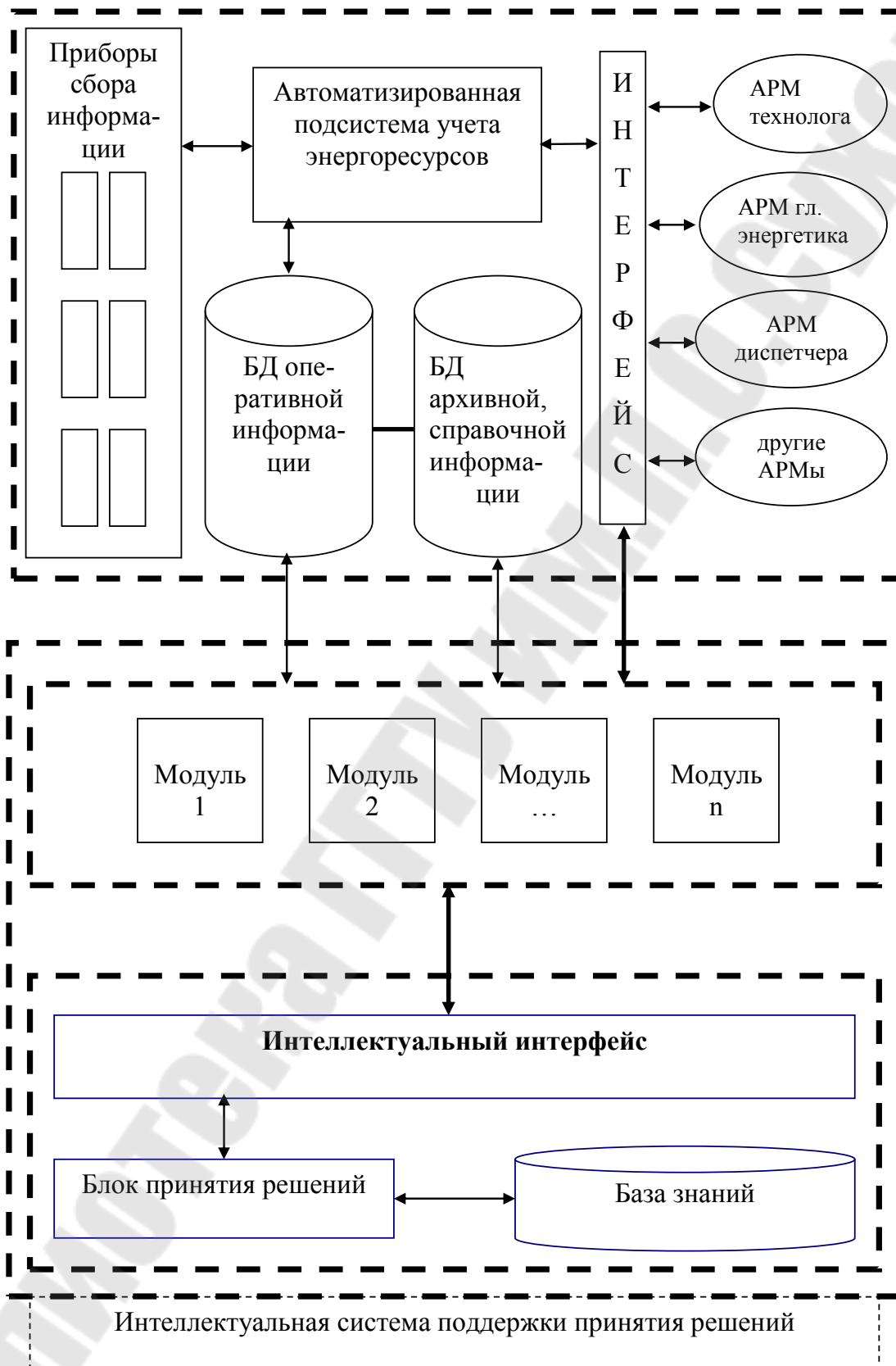


Рис. 8.2 Структурная схема учета и управления потреблением ТЭР



Рис. 8.3 Структурная схема ИСПП

- выдача справочной документации (нормативные документы, схемы);
- формирование отчетной документации.

Сбор данных о технологическом процессе обеспечить с помощью удаленных терминалов телемеханики, которые работают в единой компьютерной среде передачи информации: интеллектуальных контроллеров процесса и счетчиков (датчиков). **ИКСТУ ТЭР** субъекта должна обеспечивать взаимодействие с другими системами управления, существующими на предприятии и входить в состав корпоративной вычислительной сети энергоснабжающей организации, на сервер и рабочие станции которой передают данные по соответствующим каналам связи непосредственно со счетчиков или через устройства сбора и передачи данных. Функционирование интеллектуальной **ИКСТУ ТЭР** как единого информационного комплекса обеспечить путем создания технологической локальной вычислительной

сети системы **ИКСТУ ТЭР**, сегментированной на части по принципу территориального расположения групп пользователей.

Состав, характеристики размещения и способ организации в сети серверов и рабочих станций пользователей должны соответствовать структуре программно-технического комплекса **ИКСТУ ТЭР предприятия**.

Общий перечень пользователей интеллектуальной **ИКСТУ ТЭР**, важнейшие характеристики технического оборудования, их расположения в производственных и административных корпусах предприятия определяется администрацией предприятия.

Спецификация узлов телекоммуникации сети предприятия, которые могут использоваться для передачи данных, составляются при разработке ТЗ и согласовываются с руководством предприятия.

Внешнее информационное взаимодействие интеллектуальной **ИКСТУ ТЭР** с другими технологическими автоматизированными системами управления технологическими процессами и автоматизированными системами управления предприятием обеспечить с помощью стандартных интерфейсных средств сетевого обмена.

Для связи серверов сегментов внутри сети использовать стандарт Ethernet, который позволяет обеспечить высокую скорость доступа к данным.

Первый и второй уровень **ИКСТУ ТЭР** связать в информационно-управляющий программно-технический комплекс с помощью устанавливаемых и имеющих на объектах средств связи и телекоммуникаций сети передачи данных предприятия. Предусмотреть размещение серверов и рабочих станций, которые связываются логически выделенной информационной сетью.

Первый уровень системы **ИКСТУ ТЭР** состоит из счетчиков коммерческого и технического учета, рабочих мест оператора-технолога и диспетчеров электроснабжения, теплоснабжения, и модулей оперативного управления локальных систем управления **ИКСТУ ТЭР**, которые должны быть включены в единую корпоративную сеть передачи данных.

Технической базой первого уровня должна служить аппаратура, расположенная на объектах управления (контроллеры, цифровые средства защиты и управления), которые размещаются в релейных отсеках ячеек 6-10 кВ, котельной, в цехах и производствах.

Второй уровень **ИКСТУ ТЭР** состоит из АРМов главного энергетика, планово-экономического отдела и производственно-

технологического отдела, входящих в единую корпоративную сеть передачи данных.

АРМ представляет собой совокупность аппаратных, программных средств и средств интеллектуализации (адаптивный пользовательский интерфейс, локальных БД и БЗ).

Структура технических средств системы должна представлять собой интегрированную, иерархическую систему распределенного контроля, защиты и управления, соответствующую структуре технологического объекта и характеру управления им.

Комплекс технических средств должен быть достаточным для выполнения всех автоматизированных функций **ИКСТУ ТЭР**.

Количество счетчиков и место их установки определяется глубиной управления потреблением ТЭР.

Должна быть обеспечена функциональная, информационная, физическая и метрологическая совместимость контроллеров, защит, приборов учета топливно-энергетических ресурсов, других компонентов и составных частей системы.

Достоверность данных энергоучета должна обеспечиваться:

- на основе математических моделей;
- исходной метрологически аттестованной базой данных энергоучета;
- за счет использования в точке измерения метрологически аттестованного электронного оборудования с хранимой базой измерительных данных и цифровым интерфейсом доступа к ней.

Система должна обеспечивать автопереход на зимнее (летнее) время. Система должна иметь службу единого времени.

ИКСТУ ТЭР должна позволять многоэтапность внедрения.

В структуре **ИКСТУ ТЭР** должна быть заложена возможность глубокой модернизации на протяжении всего жизненного цикла, постепенное наращивание функциональных возможностей системы, адаптацию протоколов обмена устройств нижнего уровня (микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики и контроллеров), в том числе при дальнейшем расширении и реконструкции объекта управления.

Требования по диагностированию системы:

- диагностирование **ИКСТУ ТЭР** должно включать проверку состояния всех технических средств, включая контроль исправности каналов измерения и проверку исправности аппаратуры связи, а также проверку программного обеспечения, сохранности в оперативном

запоминающем устройстве резидентных программ, блокировку запуска искаженных программ, автоматическую перезагрузку искаженных программ с отображением допущенных ошибок и принятых решений;

- предусмотреть диагностирование аппаратуры АСДУ ЭП в автоматическом режиме в процессе работы или по запросу без использования дополнительной аппаратуры с целью постоянного контроля работоспособности, а также для выявления неисправных блоков. Данные о неисправности аппаратуры должны вводиться в базу данных, с указанием формализованного адреса отказавшего узла с точностью до блока.

Таким образом, создание ИКСТУ ТЭР позволит организовать новые подходы к управлению энергоэффективностью *рис. 8.4*:

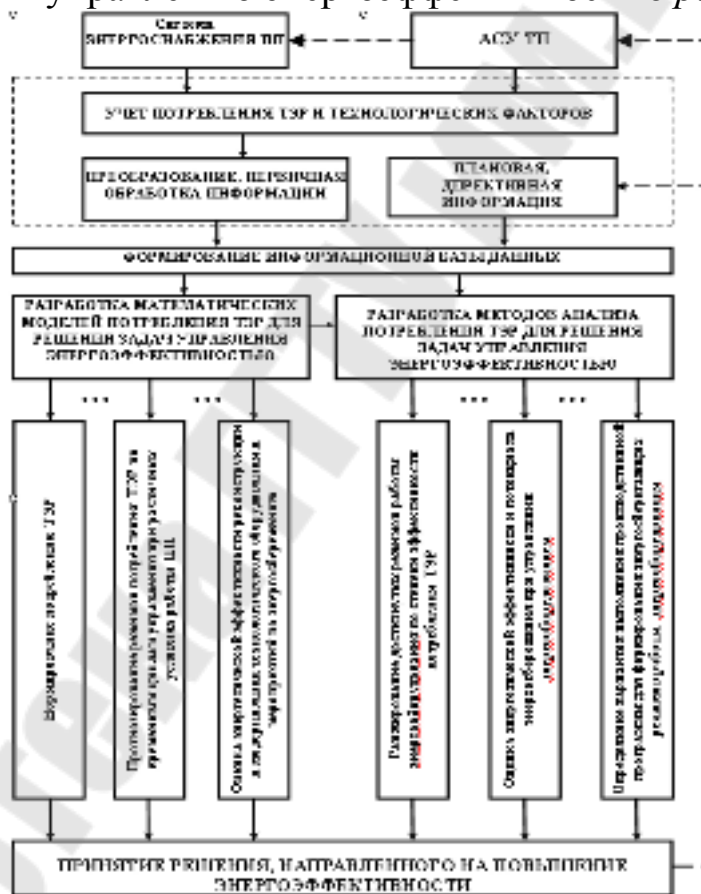


Рис. 8.4 Организация системы управления энергоэффективностью в условиях автоматизированного сбора исходных данных

8.4 Пример практического результата от внедрения интеллектуальных компьютерных систем учета ТЭР на промышленных предприятиях республики

Практические результаты от внедрения интеллектуальных компьютерных систем учета ТЭР рассмотрим на примере такого крупнейшего завода по выпуску строительных материалов предприятий республики как ОАО «Красносельскстройматериалы».

Исследование режимов потребления газа на печах филиала №1 «Цементный завод» ОАО «Красносельскстройматериалы»

Структура потребления газа печами обжига цементного завода представлена на *рис. 8.5 – 8.7* по оси абсцисс отложены диапазоны суточного потребления газа печами цементного завода, а по оси ординат – количество суток работы печью в данном диапазоне.

Условно всю структуру суточного потребления газа печами можно разбить **три зоны: зона разогрева печи, основная рабочая зона, зона повышенного расхода (резерв повышения энергоэффективности работы печи).**

Первая рабочая зона или зона разогрева печи. Этот режим технологически необходим для выхода печи на заданные технологические параметры. Фактически эта зона является зоной холостого хода. Сократить ее возможно за счет сокращения неплановых остановов печей и сокращения времени разогрева после останова.

Вторая зона или основная рабочая зона. Эта зона соответствует работе печи с заданной производительностью. Однако в рабочей зоне имеется разброс суточных значений потребления газа, который можно объяснить следующими факторами:

- различной влажностью и температурой шлама;
- изменением калорийности потребляемого газа;
- человеческий фактор.

Учитывая множество контролируемых параметров печей обжига, обжигальщикам достаточно сложно оптимизировать работу печи без компьютерной программы поддержки принятия решений.

Третья зона - зона повышенного расхода газа. Появление третьей зоны в первую очередь обусловлено человеческим фактором. Можно рассматривать как первоочередной резерв экономии газа. Задача ликвидации третьей зоны или ее сокращения (снижения количества суток) должно стать первоочередной задачей.

Анализ структуры потребления газа различными печами показал, что для различных печей зоны различны, что только подчеркивает индивидуальные свойства каждой печи как объекта исследований. Эта индивидуальность определяется в первую очередь на стадии проектирования печей, их строительства, а усиливается проводимой на них реконструкцией и модернизацией и различными условиями эксплуатации. Выделенные зоны работы печей по расходу газа за 2008 г. представлены *табл. 8.2*.

Таблица 8.2

Зоны работы печей по суточному потреблению газа
цементного завода

№ п/п	Диапазон суточного расхода газа, м ³ /сут		
	ЗОНА РАЗОГРЕВА ПЕЧИ	ОСНОВНАЯ РАБОЧАЯ ЗОНА	ЗОНА ПОВЫШЕННОГО РАСХОДА ГАЗА
Печь №1, №2	139233-264254	266035-300507	300876-307961
Печь №3	152279-208155	208424-221210	221263-222786
Печь №4	141921-182862	183028-203501	203847-211720

В *табл. 8.3* представлены количественные и качественные характеристики режимов работы печи в выделенных зонах. Как видно из таблицы, наибольший расход газа в зоне разогрева печи отмечается для печей №1,2 - 11,5% от общего расхода газа за период. Потребление по основной рабочей зоне колеблется от 80 до 90 % для печей цементного завода, а зона повышенного расхода газа по временной емкости незначительна (менее 10% от общего количества рабочих дней), расход газа в этой зоне достигает в минимуме 4,8% (печь №3), а в максимуме 8,7% от суммарного расхода газа по печам за период. Указанные данные свидетельствуют об имеющемся потенциале энергосбережения по газовым печам в размере до 10% от суммарного потребления газа.

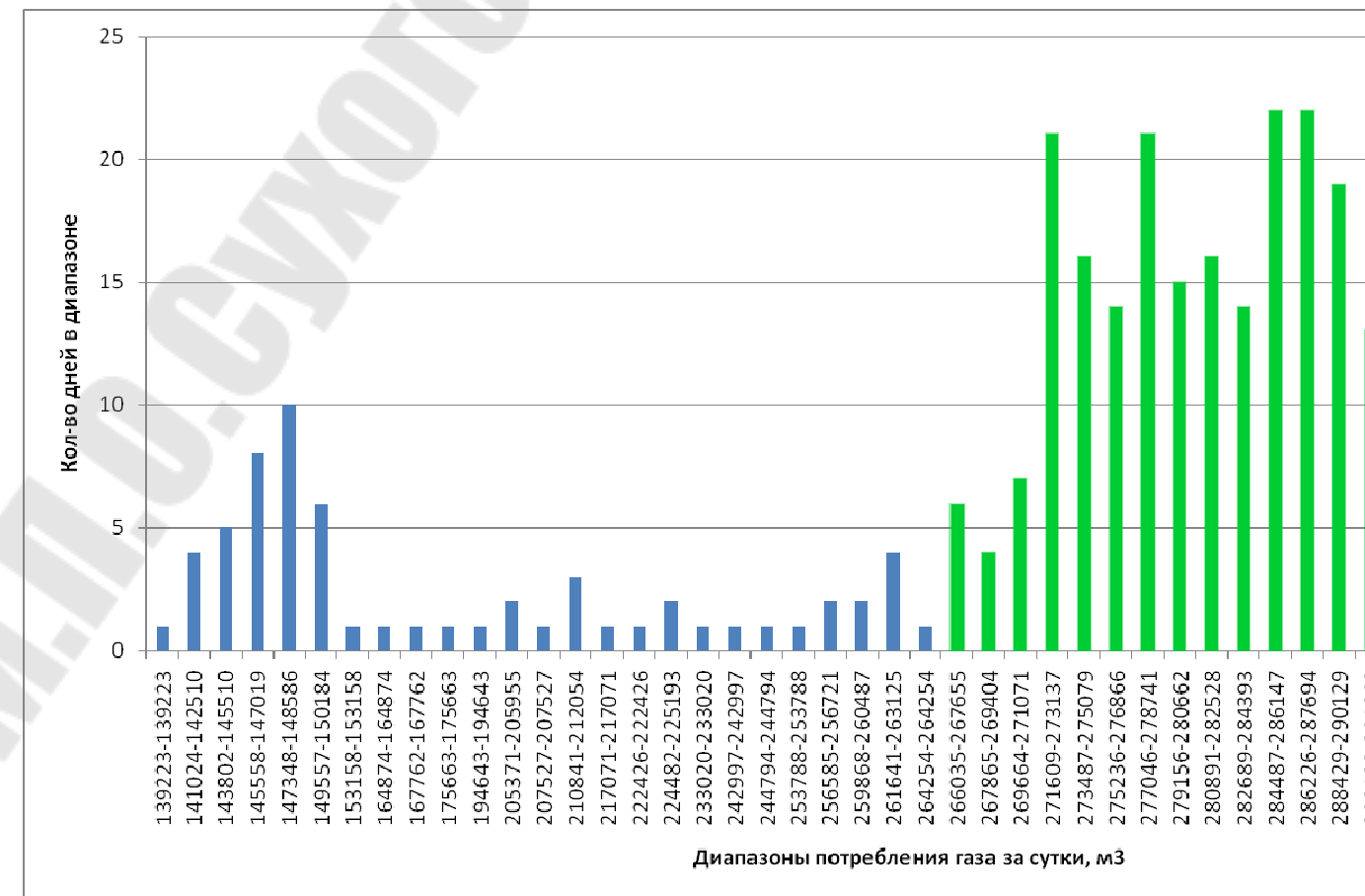


Рис. 8.5 Структура суточного потребления газа первой и второй печами цементного завода за 2008-2009 гг.

Синим цветом выделена зона разогрева печи, зеленым – основная рабочая зона, красным цветом - зона повышенного расхода газа.

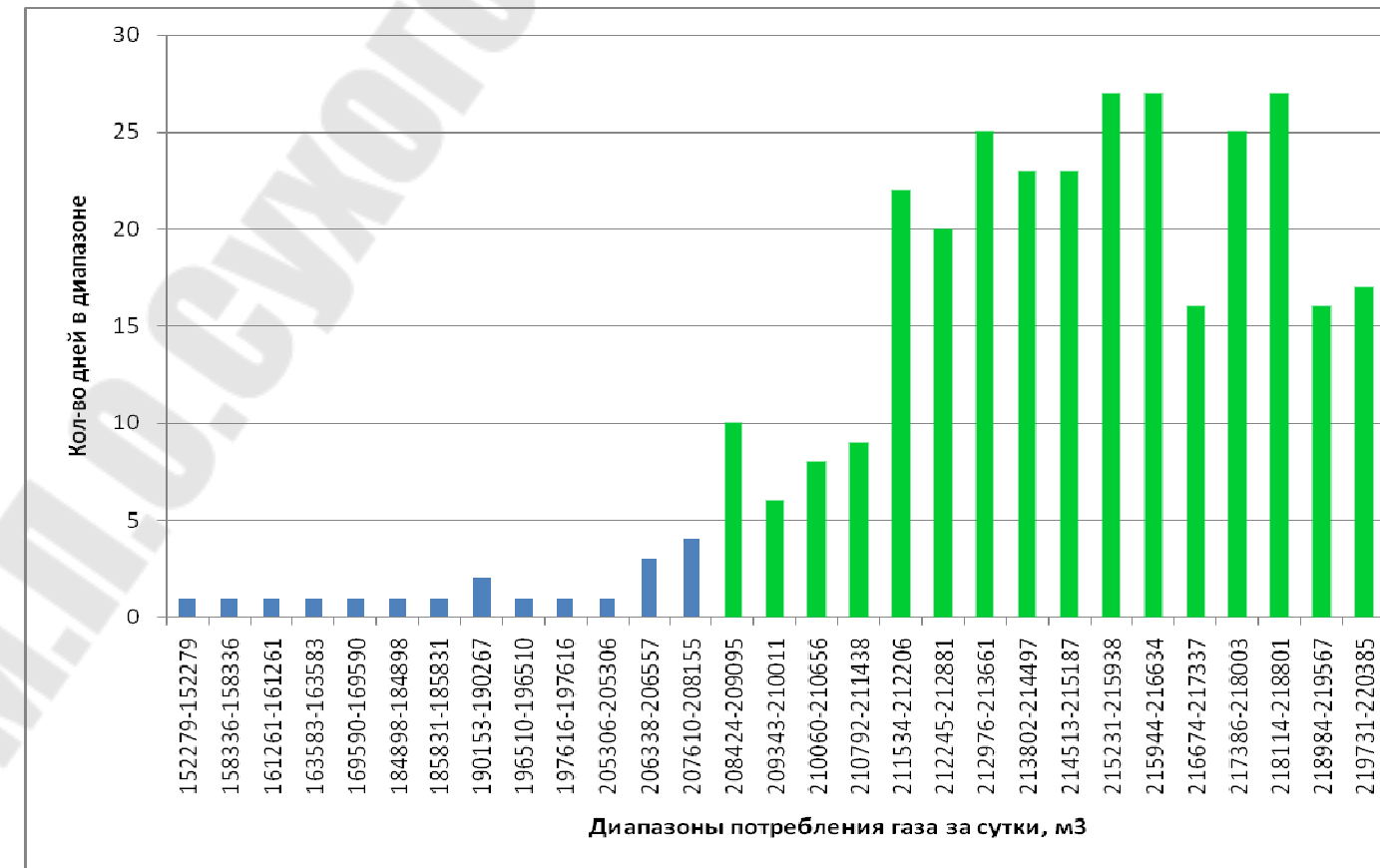


Рис. 8.6 Структура суточного потребления газа третьей печью цементного завода за 2008-2009 гг.

Синим цветом выделена зона разогрева печи, зеленым – основная рабочая зона, красным цветом - зона повышенного расхода газа

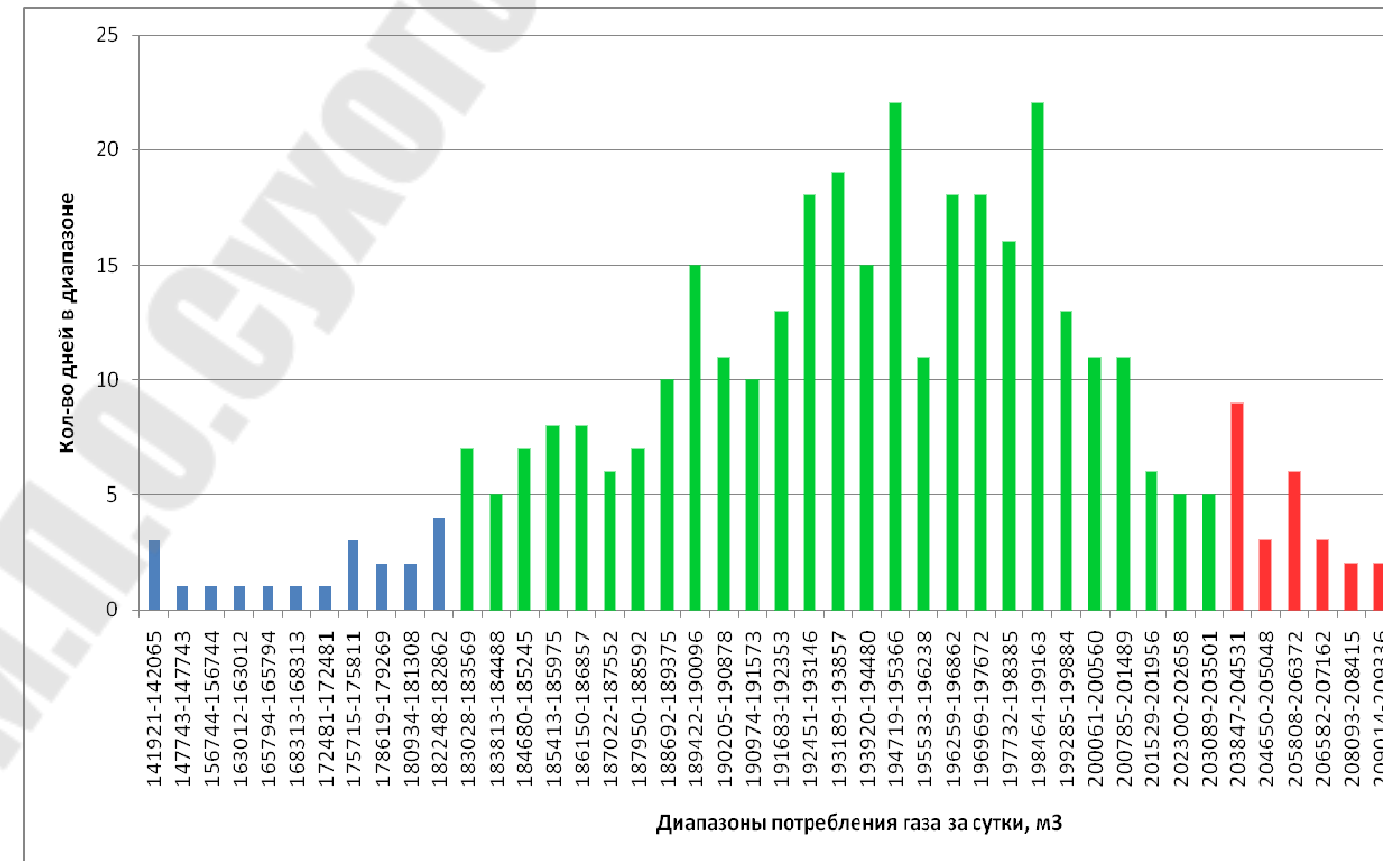


Рис. 8.7 Структура суточного потребления газа четвертой печью цементного завода за 2008-2009 гг.

Синим цветом выделена зона разогрева печи, зеленым – основная рабочая зона, красным цветом - зона повышенного расхода газа

Анализ фактических удельных расходов ЭЭ по филиалу №1 «Цементный завод»

Анализ значений удельного расхода проводился с использованием форм статистической отчетности 11-сн (квартальные) и с использованием суточных фактических значений удельного расхода ЭЭ по цементному заводу, поскольку данные формы 11-сн, и среднесуточные значения удельного расхода ЭЭ при заданных месячных объемах выпуска продукции (табл. 8.3) не позволяют оценить всю динамику удельного расхода и выявить причины нерационального потребления ТЭР.

Таблица 8.3

Значения месячного и среднесуточного выпуска извести и цемента

Год	Месяц	Объем выпуска цемента, т	
		месячный	среднесуточный
2008	Январь		
	Февраль		
	Март		
	Апрель	162946	5432
	Май	173060	5583
	Июнь	174059	5802
	Июль	172153	5553
	Август	172095	5551
	Сентябрь	166133	5538
	Октябрь	161158	5199
	Ноябрь	148081	4936
	Декабрь	122423	3949
2009	Январь	98438	3175
	Февраль	123471	4258
	Март	132064	4260
	Апрель	140203	4673
	Май	165205	5329
	Июнь	168684	5623
	Июль	166010	5355
	Август	172058	5550
	Сентябрь	172041	5735
	Октябрь		
	Ноябрь		
	Декабрь		

Проведенный анализ суточного статистического материала за предыдущие три года показал, что возможными причинами вариации суточных значений удельного расхода ЭЭ являются:

- изменение структуры технологического оборудования (наличие как энергоэффективного, так и неэффективного оборудования);
- транспортное запаздывание технологического процесса: подготовка сырья, изготовление промежуточного продукта в одни сутки, а выход готовой продукции в другие сутки с учетом стадийности производства;
- отклонение технологических параметров на разных стадиях производства, обусловленные качеством сырья и человеческим фактором;
- недостатки в системе учета ТЭР из-за отсутствия более глубокой декомпозиции при выборе мест установки счетчиков;
- несовершенство суточной системы учета произведенной продукции;
- разные номенклатуры выпускаемой продукции в разные сутки.

Каждая точка на графике (рис. 8.8) характеризует фактический удельный расход за те или иные сутки, при этом разброс значений составляет ± 15 кВт·ч/т. Это означает, что при устранении указанных факторов становится возможным снижение удельного расхода на 10-15 кВт·ч/т.

На представленном поле суточных значений удельного расхода в зависимости от объема выпущенной продукции можно выделить следующие области:

- область рекомендуемых значений удельного расхода (ограничена нижней и верхней границей удельного расхода). Разброс значений удельного расхода в ней составляет ± 3 кВт·ч/т, в ней находится 35-45 % данных анализируемой выборки;
- область недопустимых значений удельного расхода (область выше верхней границы рекомендуемых значений удельного расхода). Именно эта область должна стать объектом пристального внимания технологов предприятия;
- область перспективных значений удельного расхода (область ниже нижней границы рекомендуемых значений удельного расхода). Работа в этой области должна материально стимулироваться.

Снижение условно-постоянной составляющей электропотребления (как общезаводской, так и технологической) на цементном за-

воде сложная задача. Это связано с тем, что в технологическом процессе задействованы большие единичные мощности: мельница «Гидрофол» - 1600 кВт, сырьевая мельница – 1000 кВт, воздушные компрессора – 1600 кВт, дымососы 600 и 315 кВт, шламнасосы – 132, 100 и 250 кВт.

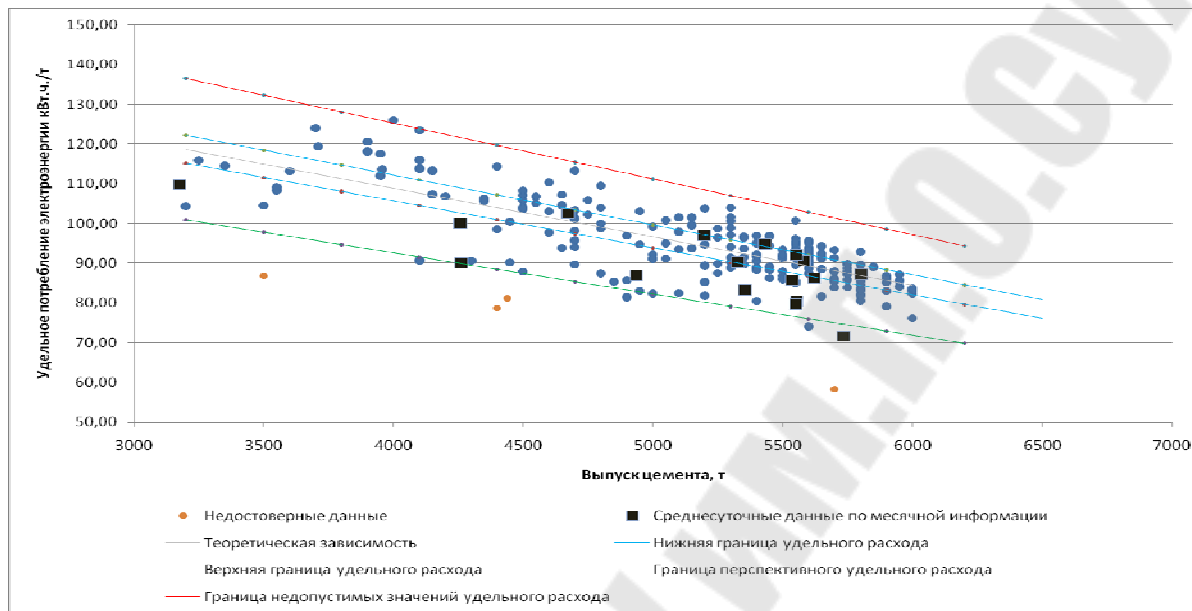


Рис. 8.8 Зависимость суточного удельного расхода ЭЭ от суточного объема выпуска цемента за 2008-2009 гг. Данные по потреблению ЭЭ пересчитаны с учетом контроля выпуска продукции (с 8-00 до 8-00)

8.5 Экономия расхода газа за счет организационных мероприятий на печах обжига

В табл. 8.4 представлены количественные и качественные характеристики режимов работы печи в выделенных зонах. Как видно из таблицы, наибольший расход газа в зоне разогрева печи отмечается для печей №1,2 - 11,5% от общего расхода газа за период. Потребление по основной рабочей зоне колеблется от 80 до 90 % для печей цементного завода, а зона повышенного расхода газа по временной емкости незначительна (менее 10% от общего количества рабочих дней), расход газа в этой зоне достигает в минимуме 4,8% (печь №3), а в максимуме 8,7% от суммарного расхода газа по печам за период. Указанные данные свидетельствуют о имеющемся потенциале энергосбережения по газовым печам в размере до 10% от суммарного потребления газа.

Таблица 8.4

Анализ структуры потребления газа печами цементного завода

Цементные печи №№1-2				
	Диапазон, м ³	Работа печи в диапазоне, дней	Суммарное потребление газа за период, м ³	Среднее суточное потребление газа, м ³
Максимум потребления	302850-304434	8	2428781	
	304824-305882	3	915647	
	307961-307961	1	307961	
Итого, за период		12	3652389	304365,75
ЗОНА 3	298943-300507	10	2995682	
	300876-302438	8	2412223	
	Итого, за период	18	5407905	300439,17
<p>Максимум потребления газа печами пришелся на период в 12 дней За этот период, среднее суточное потребление газа составило 304365,75 м³ Период «ЗОНА 3» включает в себя 18 дней За этот период, среднее суточное потребление газа составило 300439,17 м³ Суммарное потребление газа за период максимального потребления составило 3652389 м³ Расчетное суммарное потребление газа за период максимального потребления со средним суточным потреблением периода 'ЗОНА 3' составит $300439,17 \cdot 12 = 3605270$ м³ В результате перехода режима потребления газа из периода максимального потребления в период первой зоны, экономия газа составила</p>				
Всего за период 12 дней, м ³	Суточная, м ³			
47119,00	3926,58			
Цементная печь №3				
Максимум потребления	220534-221210	26	5744289	
	221263-221931	13	2880611	
	222133-222786	4	890132	
Итого, за период		43	9515032	221279,81
ЗОНА 3	218114-218801	27	5899372	
	218984-219567	16	3508479	
	219731-220385	17	3740366	
Итого, за период		60	13148217	219136,95
<p>Максимум потребления газа печью пришелся на период в 43 дня За этот период, среднее суточное потребление газа составило 221279,81 м³ Период «ЗОНА 3» включает в себя 60 дней За этот период, среднее суточное потребление газа составило 219136,95 м³ Суммарное потребление газа за период максимального потребления составило 9515032 м³ Расчетное суммарное потребление газа за период максимального потребления со средним суточным потреблением периода 'ЗОНА 3' составит $219136,95 \cdot 43 = 9422888,85$ м³ В результате перехода режима потребления газа из периода максимального потребления в период первого этапа, экономия газа составила</p>				
Всего за период 43 дня, м ³	Суточная, м ³			
92143,15	2142,86			

Продолжение табл. 8.4

Цементная печь №4

	Диапазон, м ³	Работа печи в диапазоне, дней	Суммарное потребление газа за период, м ³	Среднее суточное потребление газа, м ³
Максимум потребления	205808-206372	6	1236423	
	206582-207162	3	620883	
	208093-208415	2	416508	
	209014-209336	2	418350	
	210085-210636	2	420721	
	211413-211720	3	634659	
Итого, за период		18	3747544	208196,89
ЗОНА 3	201529-201956	6	1210229	
	202300-202658	5	1012269	
	203089-203501	5	1016371	
	203847-204531	9	1838063	
	204650-205048	3	614443	
Итого, за период		28	5691375	203263,39
<p>Максимум потребления газа печью пришелся на период в 18 дней За этот период, среднее суточное потребление газа составило 208196,89 м³ Период ЗОНЫ 3 включает в себя 28 дней За этот период, среднее суточное потребление газа составило 203263,39 м³ Суммарное потребление газа за период максимального потребления составило 3747544 м³. Расчетное суммарное потребление газа за период максимального потребления со средним суточным потреблением периода 'ЗОНА 3' составит $203263,39 \cdot 18 = 3658741,07$ м³. В результате перехода режима потребления газа из периода максимального потребления в период первого этапа, экономия газа составила</p>				
Всего за период 18 дней, м ³	Суточная, м ³			
88802,93	4933,50			

Анализ структуры потребления газа различными печами показал, что для различных печей суточное потребление газа по зонам различно, различна и временная емкость каждой зоны, что только подчеркивает индивидуальные свойства каждой печи как объекта исследований. Эта индивидуальность определяется в первую очередь на стадии проектирования печей, их строительства, а усиливается проводимой на них реконструкцией и модернизацией и различными условиями эксплуатации.

В табл.8.5 представлены количественные и качественные характеристики режимов работы печи в выделенных зонах. Как видно из таблицы, наибольший расход газа в зоне разогрева печи отмечается для печей №1,2 - 11,5% от общего расхода газа за период. Потребление по основной рабочей зоне колеблется от 80 до 90 % для печей цементного завода, а зона повышенного расхода газа по количеству дней незначительна (менее 10% от общего количества рабочих дней), расход газа в этой зоне достигает в минимуме 4,8% (печь №3), а в

максимуме 8,7% от суммарного расхода газа по печам за период. Указанные данные свидетельствуют о имеющемся потенциале энергосбережения по газовым печам в размере до 10% от суммарного потребления газа.

Внедрение для действующей системы АСУ ТП программного обеспечения, позволяющего анализировать общую тенденцию изменения как временной емкости (количества суток) зон, так и потребления газа позволило бы реально оценить вклад технологов-обжигальщиков в улучшение энергоэффективности и стимулировать их дальнейшую работу.

В этих условиях специалисты предприятия могут проводить ежесуточный мониторинг расходования ТЭР и выпуска продукции, вносить корректировки что может полностью заменить энергоаудит, проводимый один раз в пять лет.

Таблица 8.5

Количественные и качественные характеристики режимов работы печей по зонам цементного завода

Потребитель	К-во суток в зоне (временная емкость)	Суммарное потребление газа, м ³	% от общего потребления газа за период
Зона разогрева печи			
Печи №1,2	62	11298295	11,5%
Печь № 3	19	3606310	4,6%
Печь №4	20	3377739	4,7%
Основная рабочая зона			
Печи №1,2	285	81106384	82,4%
Печь № 3	327	70510069	90,5%
Печь №4	317	61547683	86,5%
Зона повышенного расхода газа			
Печи №1,2	20	6064612	6,2%
Печь № 3	17	3770743	4,8%
Печь №4	30	6200050	8,7%
ИТОГО			
Печи №1,2	367	98469291	100%
Печь № 3	363	77887122	100%
Печь №4	367	71125472	100%

Таким образом, скорейшее внедрение на крупнейших промышленных предприятиях республики позволит не только повысить эффективность деятельности в области энергосбережения, но и полностью отказаться от проведения дорогостоящего энергетического об-

следования и перейти к ежесуточному мониторингу энергоэффективности. ИКСТУ ТЭР – ключ к созданию системы стимулирования работников предприятий в области повышения энергоэффективности.

Тема 9. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. СОВРЕМЕННЫЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ (электрическая энергия)

Вопросы лекции:

- Вентильно-индукторные двигатели
- Внедрение автоматического устройства управления режимом работы двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами 40 МВА
- Применение эпиграммирования для снижения электропотребления и увеличения срока службы оборудования
- Регулирование напряжения в электрической сети промышленных потребителей с целью снижения расхода ЭЭ

9.1 Вентильно-индукторные двигатели

На предприятиях Республики Беларусь накоплен большой опыт по расчету, конструированию, изготовлению, поставке и авторскому сопровождению в эксплуатации вентильно-индукторных электроприводов мощностью от 0,5 до 1250 кВт, обладающих интеллектуальной системой управления и свойствами адаптивности к требованиям потребителя (высокие пусковые моменты, надежность, минимальный уровень шумов и вибраций, высокий КПД).

Отличительные особенности вентильно-индукторного привода:

Основные преимущества вентильно-индукторного привода (ВИП), определенные в результате многолетнего опыта разработок и исследований, выполненных как в нашей стране, так и за рубежом, следующие:

- простота конструкции магнитопроводов статора, ротора и катушечных обмоток двигателя, не имеющих пересекающихся лобовых частей и отсутствие коллекторно-щеточного высокоу технологичность, низкие материалоемкость, трудоёмкость и стоимость при изготовлении, простоту обслуживания, повышенные надежность и долго-

вечность в эксплуатации и ремонтпригодность (достаточно заменить одну катушку, вышедшую из строя);

- электромагнитная независимость фаз (количество фаз от 6 до 25) электродвигателя обеспечивает сохранение работоспособности электропривода при межвитковом замыкании в одной или двух фазных катушках статора без потери мощности;

- отсутствие обмотки на роторе и отсутствие дополнительных электромагнитных схем компенсации отрицательного влияния реакции якоря электрической машины (дополнительные полюса, компенсационная обмотка) (рис. 1) обеспечивают повышенный КПД;

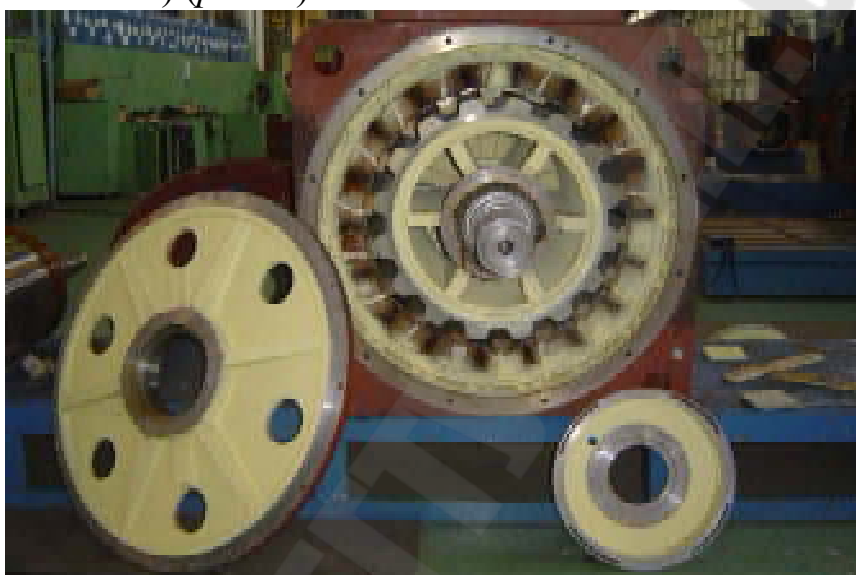


Рис. 9.1 Внешний вид вентильно-индукторного двигателя

- наличие экономичного IGBT-транзисторного преобразователя в сочетании с простым алгоритмом питания обмоток двигателя с микроконтроллерной системой управления позволяет обеспечить высокую надежность и высокий КПД электромеханической системы в целом;

- работа транзисторного преобразователя может осуществляться от промышленной сети переменного тока 0,4 – 6 кВ, а также по желанию Заказчика от сети постоянного тока;

- система управления осуществляет все переключения по низковольтным цепям (12 В);

- микроконтроллерная система управления предусматривает:

- плавный автоматический пуск двигателя;

- плавное регулируемое динамическое торможение;

- реверсивное направление вращения вала двигателя, равноцен-

ное прямому;

- работу двигателя в заданном диапазоне изменения питающего напряжения (например, 320-420 В или 600 – 700 В) без снижения КПД;

- защиту от коротких замыканий, защиту электрооборудования от перегрузок по току;

- работу ВИП с максимальным КПД в соответствии с заданными циклограммами нагрузок;

- обеспечение работоспособности электродвигателя при пропадании и последующем восстановлении напряжения питающей сети (обеспечение режима самозапуска по требованию Заказчика);

- автоматическое самодиагностирование и диагностирование ВИД;

- высокий КПД транзисторного преобразователя (инвертора) (99 %) за счет работы силовых ключей на низкой частоте 100...300 Гц в отличие от инвертора АД, работающего в режиме ШИМ на частотах выше 2000 Гц;

- сохранение высокого значения КПД двигателя, близкого к номинальному (для машин средней мощности 93-96 %, для крупных машин до 98%) за счет отсутствия перемagnичивания активного железа, в том числе и в часто встречающихся режимах работы с неполной нагрузкой на валу и пониженными оборотами в диапазоне нагрузок от 20% до 100% мощности;

- высокая перегрузочная способность привода в пусковом режиме порядка 4-х кратной номинальной величины вращающего момента и выше (например, 10 – кратный по требованию заказчика) при соответствующем выборе элементной базы транзисторного преобразователя;

- возможность изготовления низкооборотных высокомоментных двигателей по требованию заказчика;

- высокое быстродействие за счет малой инерционности безобмоточного ротора, точность управления моментом, возможность плавного регулирования частоты вращения в широком диапазоне при фазовом управлении ВИП;

- потери в стали ротора незначительны, поэтому от него не требуется отвод тепла;

- секционированная обмотка электродвигателя может быть запитана от двух разных вводов для обеспечения бесперебойности

работы без остановки двигателя при переключении питания с одной сети на другую;

- ВИД отличается очень низким уровнем вибрации и шума. В настоящее время освоен выпуск машин с повышенными требованиями по вибро-акустическим характеристикам.

Данный двигателя отличается конструктивной простотой и надежностью. На роторе двигателя отсутствуют обмотки и постоянные магниты. Обмотка статора выполнена из сосредоточенных, концентрических катушек, что делает двигатель не требующим ремонта и обслуживания, за исключением обслуживания подшипниковых узлов и уплотнений по регламенту.

Особенность устройства активного слоя ВИД и конструкции фазных обмоток обеспечивает ему высокую надежность и живучесть. Это дает одно из основных важных практических преимуществ ВИД перед традиционными типами электрических машин: при замыкании фазных обмоток или при межвитковом замыкании фазной обмотки асинхронный двигатель выйдет из строя. Для предотвращения этого в асинхронных приводах предусматриваются специальные электронные защитные устройства, работоспособность которых в период эксплуатации подтверждается только при наступлении аварийной ситуации. Невозможность межфазного замыкания обмоток ВИД гарантируется конструкцией обмотки статора ВИД, не допускающей пересечения фазных катушек. При межвитковом замыкании фазной катушки ВИД обеспечивается режим контроля максимального и минимального значений рабочего тока, в который входит поврежденная фаза с выдачей сообщения о нештатном режиме на панель индикации. Этот режим имеет место при пусковых режимах и режимах работы при перегрузках. При необходимости ЭП с ВИД может работать в таком нештатном режиме при отключенных нескольких фазах.

Другим основным преимуществом ВИП по сравнению с частотноуправляемым АД является его многофазность, которая облегчает компоновку силовой части преобразователя и с учетом независимости работы фаз обеспечивает высокую живучесть привода. Отказ одной или даже нескольких фаз не нарушает работу двигателя, так как при наличии некоторого резерва по току и напряжению фаз снижение выходной мощности может быть частично или полностью компенсировано за счет увеличения нагрузки фаз, оставшихся в работе. Указанный эффект иллюстрируется осциллограммами *рис. 9.2*, полученными при работе 5-ти фазного ВИП в 5-ти фазном и 4-х фазном ре-

жимах.

Как следует из осциллограмм, скоростной режим работы не изменился (частота импульсов в обоих случаях одинаковая). Отключение одной фазы компенсируется работой регулятора скорости, который увеличивает напряжение фазы с 290 до 330 В, т.е. на 14 %. Примерно на столько же возрастает амплитуда импульсов тока фазы. В результате средняя мощность фазы возрастает на 30 %, а номинальная мощность на валу обеспечивается 4-мя фазами.

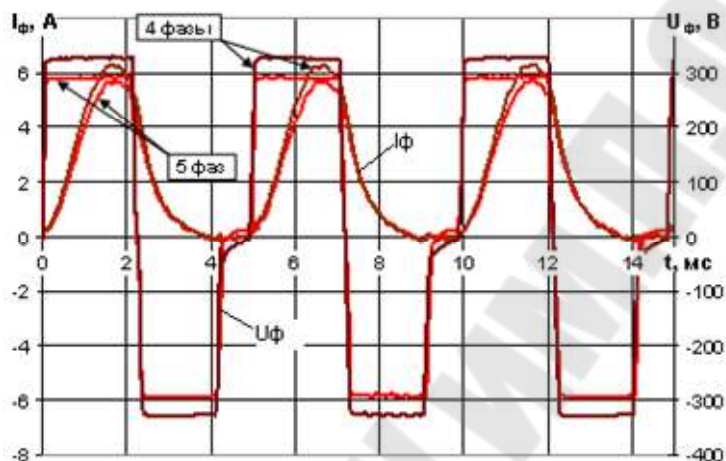


Рис. 9.2 Осциллограммы токов ВИД при работе в 5-ти фазном и 4-х фазном режимах

Таблица 9.1

Основные технические характеристики ВИП
Вентильно-индукторный двигатель

Наименование параметра	Мощность			
	75 кВт	110 кВт	200 кВт	250 кВт
Номинальная мощность на валу, кВт	75	110	200	250
Максимальная частота вращения, об/мин.	1000	1500	1000	1500
Минимальный КПД, %	95	95	96	96,5
Число фаз питающей сети	3	3	3	3
Степень защиты	IP20, IP44 IP54	IP20, IP44 IP54	IP20, IP44 IP54	IP20, IP44 IP54
Климатическое исполнение	По заказу	По заказу	По заказу	По заказу
Способ монтажа	По заказу	По заказу	По заказу	По заказу
Способ охлаждения	По заказу	По заказу	По заказу	По заказу
Блок управления				
Номинальная мощность выходная, кВт	115	170	210	265
Пределы регулирования	0-1000	0-1500	0-1000	0-1500

ния скорости вращения, об/мин.				
КПД, %	0.99	0.99	0.99	0.99
Степень защиты	IP54	IP54	IP54	IP54

Отличительной особенностью ВИД является постоянство КПД в широком диапазоне нагрузок. На *рис. 9.3* приведены характерные кривые КПД в функции мощности на валу

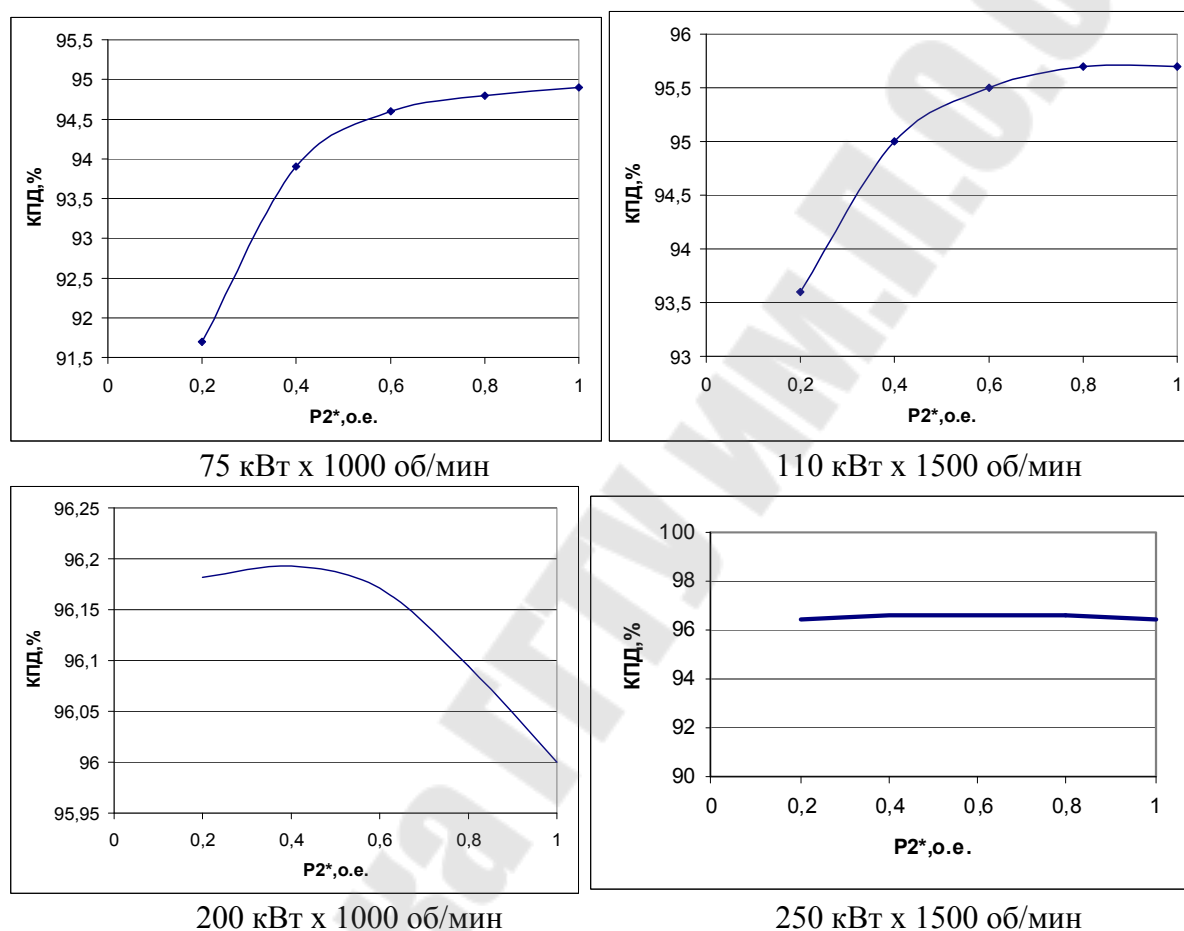
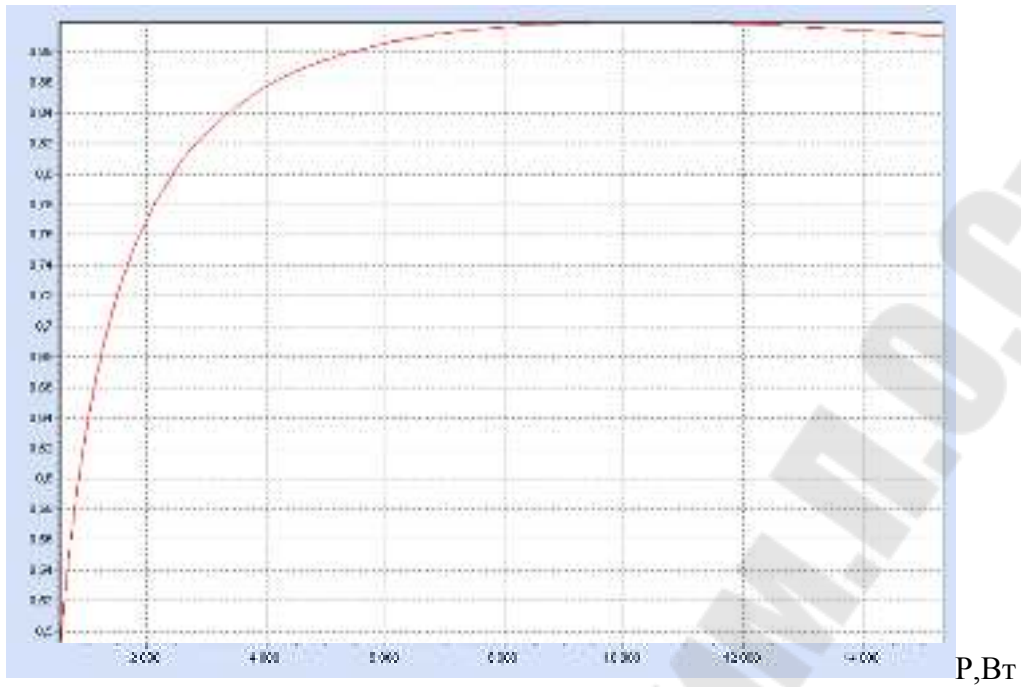


Рис. 9.3 Кривые КПД в функции мощности на валу ВИД

На *рис. 9.4* представлены аналогичные зависимости КПД в функции мощности на валу для типового АД с короткозамкнутым ротором общепромышленного исполнения для различных значений питающего U напряжения и частоты f при $U / f = \text{const}$.

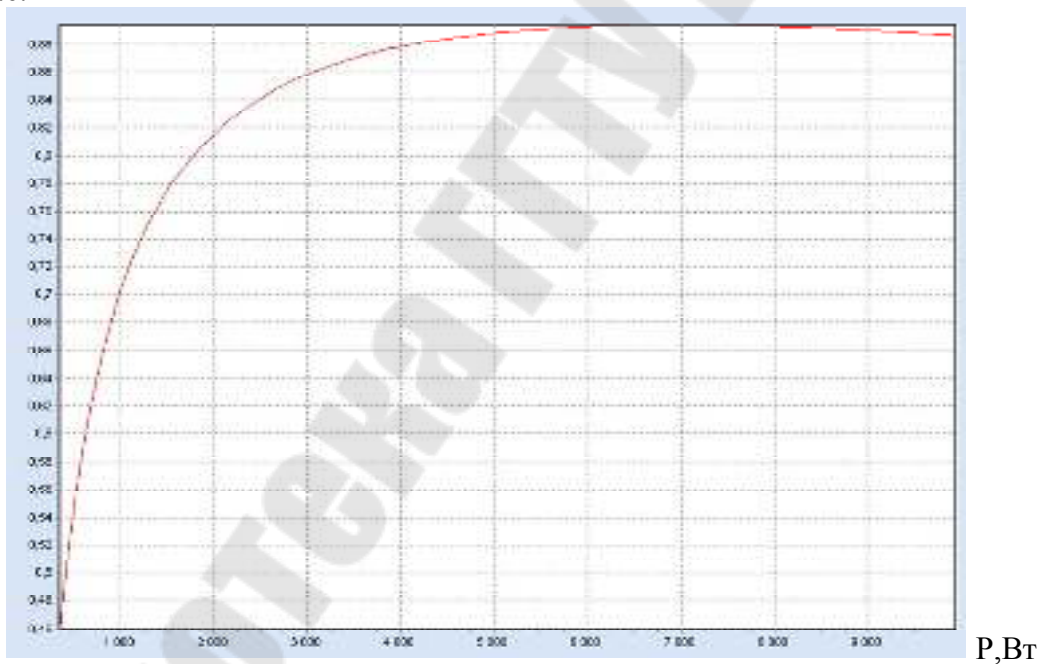
Асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором:

η ,
о.е.



η ,
о.е.

220В-50 Гц



175В-40 Гц

Рис. 9.4 Зависимости КПД в функции мощности на валу для типового АД с короткозамкнутым ротором

Как следует из графиков, в диапазоне нагрузок от $0,2 P_H$ до $0,75 P_H$ КПД АД находится в диапазоне значений от 85 до 91 %, при этом изменение КПД ВИД в этом же диапазоне мощностей находится в интервале значений от 92 до 95 %, а для ВИД мощностью 250 кВт составляет до 96,5 % и практически не изменяется. Если привод работает в режиме до 75 % номинальной мощности в течение половины срока эксплуатации, то при прочих равных условиях использование ВИД дает экономию электроэнергии до 5,5 %.

ПРИМЕР оценки эффективности установки вентиляторно-индукторного двигателя на дымосос 315 кВт известкового завода

Любое предприятие в современных рыночных условиях для сокращения производственных издержек важную роль в своей технической политике должно отводить применению энергосберегающих технологий. Энергетическое хозяйство современного производства содержит большое количество насосного и вентиляторного (дымососного) оборудования. Как правило, применяются насосы и вентиляторы центробежного типа. Этот класс машин имеет схожие принципы построения, формы характеристик и законы взаимодействия с внешней сетью, в состав которой они включены. Подавляющая часть установок имеет нерегулируемый (обычно асинхронный или синхронный) электропривод, что означает постоянную (в пределах жесткости механической характеристики электропривода) частоту вращения рабочего колеса (колес) насоса или вентилятора. Между тем, необходимость изменения подачи насоса или вентилятора возникает практически для любой установки. Например, это изменение режима водопотребления жилыми кварталами в течение суток и связанная с этим работа сетевых насосов, или работа дымососа и питательного насоса в зависимости от режима работы котла, или работа питательных насосов на производственное оборудование с переменным режимом загрузки и т.д.

В настоящее время распространены три способа регулирования центробежных машин:

1. Изменением характеристики внешней сети, т.е. регулирование гидравлического или аэродинамического сопротивления на входе или выходе машины с помощью задвижки, шиберы и тому подобных устройств при сохранении постоянной угловой скорости приводного вала;

2. Изменением угловой скорости приводного вала при сохранении характеристики внешней сети;

3. Изменением конструктивных параметров самой машины (например, угла поворота лопаток рабочего колеса, направляющего и спрямляющего аппаратов у больших вентиляторов, числа ступеней многосекционного насоса и т.п.) при сохранении характеристики внешней сети и угловой скорости приводного вала.

Третий способ регулирования требует использования специфических центробежных машин и применяется, как правило, на установках большой мощности. Рассмотрим вопросы экономической целесообразности применения первого или второго способа регулирования.

Характеристики центробежной машины и сети строятся в координатах «напор-расход», точка пересечения этих характеристик называется «рабочей точкой» и она определяет энергетические параметры совместной работы машины на сеть (рис. 9.5). Естественно, в идеале сочетание величин напора и расхода в рабочей точке должно соответствовать наивысшему значению КПД насосного или вентиляторного агрегата. Эта задача решается тщательным расчетом характеристики сети и грамотным подбором к этой сети центробежного агрегата. При изменении характеристики сети и (или) центробежной машины рабочая точка соответственно смещается в координатах «напор-расход».

Рассмотрим первый способ регулирования (рис. 9.5).

При работе в номинальном режиме потребляемая электроприводом мощность определяется:

$$N = \frac{Q_{ном} \cdot H(Q_{ном})}{\eta_v \cdot \eta_d}, \quad (9.1)$$

где: $Q_{ном}$ - подача при номинальном режиме;

$H(Q_{ном})$ - напор при номинальной подаче;

η_v - КПД вентилятора при номинальном режиме;

η_d - КПД электропривода при номинальном режиме.

Числитель формулы (9.1) – полезная гидравлическая мощность, на рис. 9.5 графически это площадь прямоугольника 1.

При необходимости уменьшить подачу агрегата уменьшается проходное сечение задвижки (шибера), сопротивление внешней сети возрастает, рабочая точка перемещается влево по характеристике центробежной машины.

На *рис. 9.5* показан пример уменьшения подачи на 25%, полезная мощность – площадь прямоугольника 2. В этом случае потребляемая электроприводом мощность определяется:

$$N = \frac{0,75Q_{ном} \cdot H(0,75Q_{ном})}{\eta_v^* \cdot \eta_d^*}, \quad (9.2)$$

где: $0,75Q_{ном}$ - подача 75% от номинальной величины;

$H(0,75Q_{ном})$ - напор при подаче 75% от номинальной величины;

η_v^* - КПД вентилятора при подаче 75% от номинальной величины;

η_d^* - КПД электропривода при подаче 75% от номинальной величины.

Для облегчения практических расчетов воспользуемся упрощенными зависимостями. В первом приближении характеристика центробежной машины может быть описана:

$$H = H_0 - (H_0 - 1) \cdot Q^2,$$

где: H_0 - напор при нулевой подаче (точка пересечения характеристики с вертикальной осью).

Тогда потребляемая электроприводом мощность при уменьшении подачи дросселированием потока определяется:

$$N^* = \frac{N \cdot Q^* \cdot H(Q^*)}{\eta_v^* \cdot \eta_d^*} = \frac{N \cdot Q^* \cdot (H_0 - (H_0 - 1) \cdot Q^{*2})}{\eta_v^* \cdot \eta_d^*}, \quad (9.3)$$

где: N - мощность при номинальном режиме, рассчитанная по формуле (9.1);

Q^* - относительная величина подачи ($Q^* = 1$ при номинальной подаче);

$H(Q^*)$ - напор при относительной величине подачи.

При втором способе регулирования уменьшение угловой скорости вала машины приводит к «опусканию» вниз характеристики центробежного агрегата, при этом рабочая точка перемещается влево по характеристике внешней сети. На *рис. 9.6* графически показан процесс регулирования, полезная мощность при 75% подаче – это площадь прямоугольника 2.

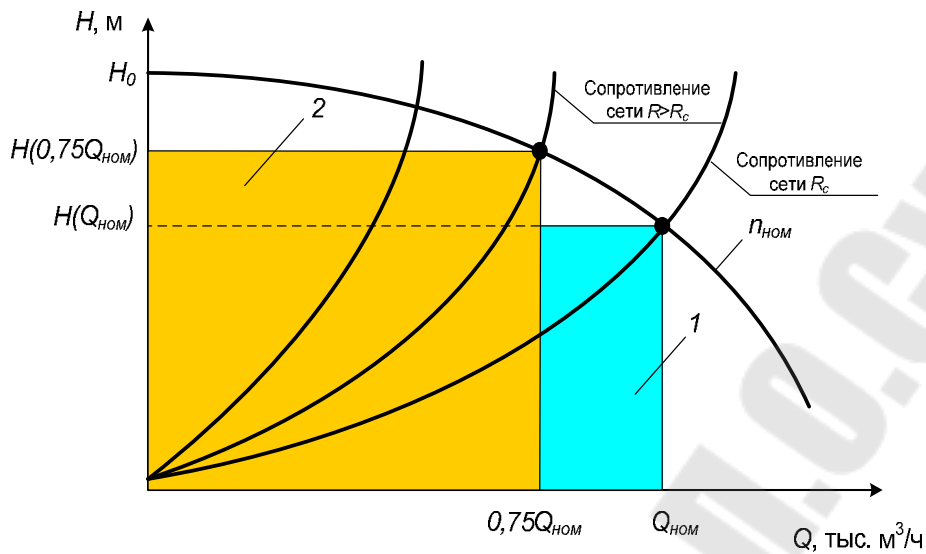


Рис. 9.5 Регулирование подачи с помощью задвижки (сопротивления сети)

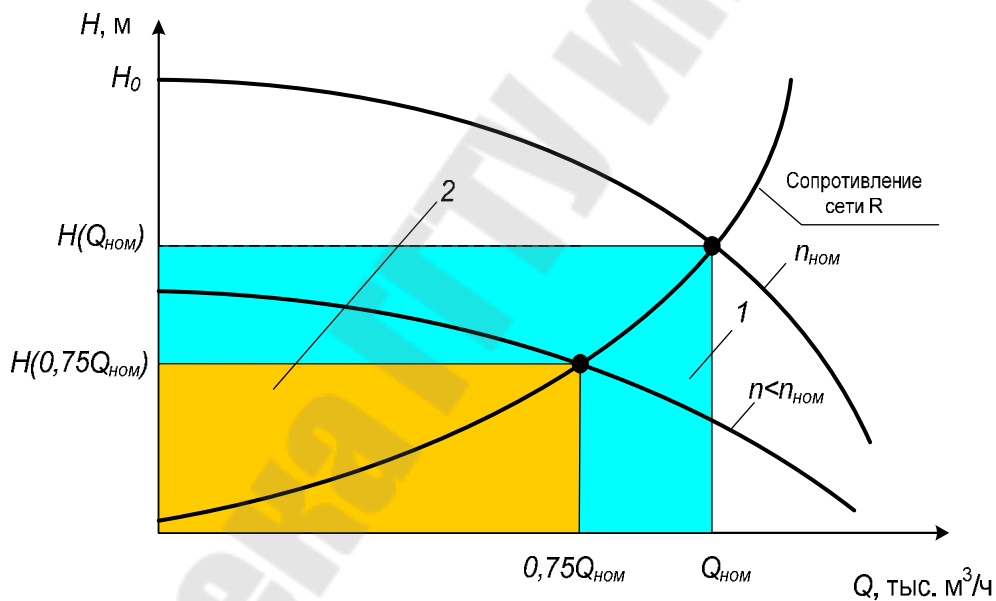


Рис. 9.6 Регулирование с помощью изменения угловой скорости вала

Потребляемая электроприводом мощность при уменьшении подачи изменением угловой скорости вала определяется:

$$N^* = \frac{N \cdot Q^{*3}}{\eta_e^* \cdot \eta_d^*}. \quad (9.4)$$

Необходимо отметить, что величина η_e^* изменяется незначительно, т.к. при правильном расчете характеристика внешней сети проходит по области наивысшего КПД агрегата, в то время как при

первом способе регулирования величина η_g^* уменьшается тем сильнее, чем больше рабочая точка перемещается от номинального режима.

Для расчета экономической эффективности применения того или иного способа регулирования необходимо знать характеристику (циклограмму) работы агрегата за какой-либо промежуток времени.

Рассмотрим пример расчета эффективности применения РЭП для дымососа ДН-21,5. Регулирование режима работы такого дымососа осуществляется за счет изменения угла установки лопаток направляющего аппарата.

Исходные данные для расчета:

- потребляемая приводом мощность 180 кВт при 750 об/мин;
- наработка за год: 8000 часов;
- характеристика работы агрегата (средняя циклограмма работы дымососа). В связи с тем, что у нас отсутствуют данные о величинах углов установки лопаток направляющего аппарата, принимается следующая циклограмма (ее можно откорректировать и самостоятельно пересчитать экономический эффект):

0° лопатки НА (нет дросселирования потока) – 10% рабочего времени;

40° лопатки НА – 70% рабочего времени;

60° лопатки НА – 20% рабочего времени;

- величина напора при нулевой подаче $H_0 = 1,4H(Q_{ном})$;
- КПД нерегулируемого асинхронного электропривода 315 кВт при 750 об/мин $\eta_0 = 0,94$ (номинальное наивысшее значение); КПД асинхронного двигателя изменяется в зависимости от нагрузки. При нагрузке 50..60% КПД нерегулируемого АД уменьшается на 6..10% т.е. $\eta_0^* = 0,86$;

- КПД регулируемого вентильно-индукторного электропривода (электромотор совместно с преобразователем) $\eta_0 = 0,94$; считаем, что КПД этого электропривода не изменяется в зависимости от нагрузки (это одно из достоинств вентильно-индукторного электропривода), т.е. $\eta_0^* = \eta_0$;

- КПД вентиляторной части при номинальном режиме $\eta_g = 0,83$ (паспортная величина). В связи с тем, что для составления полной картины не хватает параметров сети, в которой работает дымосос, и значений напора и подачи в точках замера, принято привести расчет к

реальным замерам путем пересчета КПД вентиляторной части при условии, что КПД привода имеет паспортное значение (т.е. в нем нет увеличенных механических потерь);

- КПД вентиляторной части при уменьшенном расходе с регулированием с помощью шиберов (первый вариант регулирования) пересчитываем в соответствии с характеристиками дымососа. Величину η_{∂}^* для второго варианта регулирования с учетом замеров 0,83, т.к. характеристика сети проходит по зоне наивысшего КПД вентилятора (рис. 9.1.7);

- стоимость 1 кВт·час электроэнергии для промышленных предприятий РБ – 3000 руб. РБ /кВт·час.

Мощность на валу приводного двигателя:

$$N_{\partial} = \frac{N_{номп}}{\eta_{\partial}} = \frac{180}{0,90} = 162 \text{ кВт.}$$

По имеющимся у нас сведениям на предприятии установлен дымосос ДН-21,5. Аэродинамические характеристики такого дымососа найти не удалось. На рис. 9.7 приведены характеристики дымососа ДН-21.

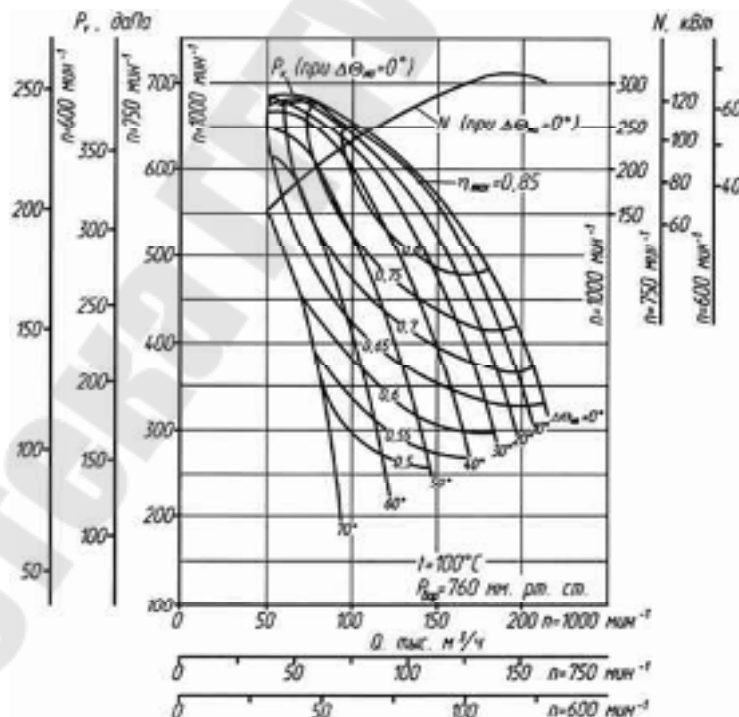


Рис. 9.7 Характеристики вентилятора дымососа ДН-21

Из рисунка видно, что для дымососа ДН-21 мощность на валу дымососа может превышать 130 кВт только в случае больших (более 30 кВт) механических потерь, резкого уменьшения КПД электродви-

гателя или установке направляющего аппарата на неоптимальные (с меньшим КПД) углы. Информация о величине угла установки лопаток направляющего аппарата отсутствуют, поэтому считаем, что углы оптимальны, потери отсутствуют, а используется другой тип дымососа.

На рис. 9.8 и 9.9 показаны аэродинамические характеристики дымососов ВДН-21 и ДН-22. Красными линиями показан режим потребления дымососом 162 кВт. При этом предполагается, что углы установки направляющего аппарата оптимальны и соответствуют наивысшему КПД дымососа.

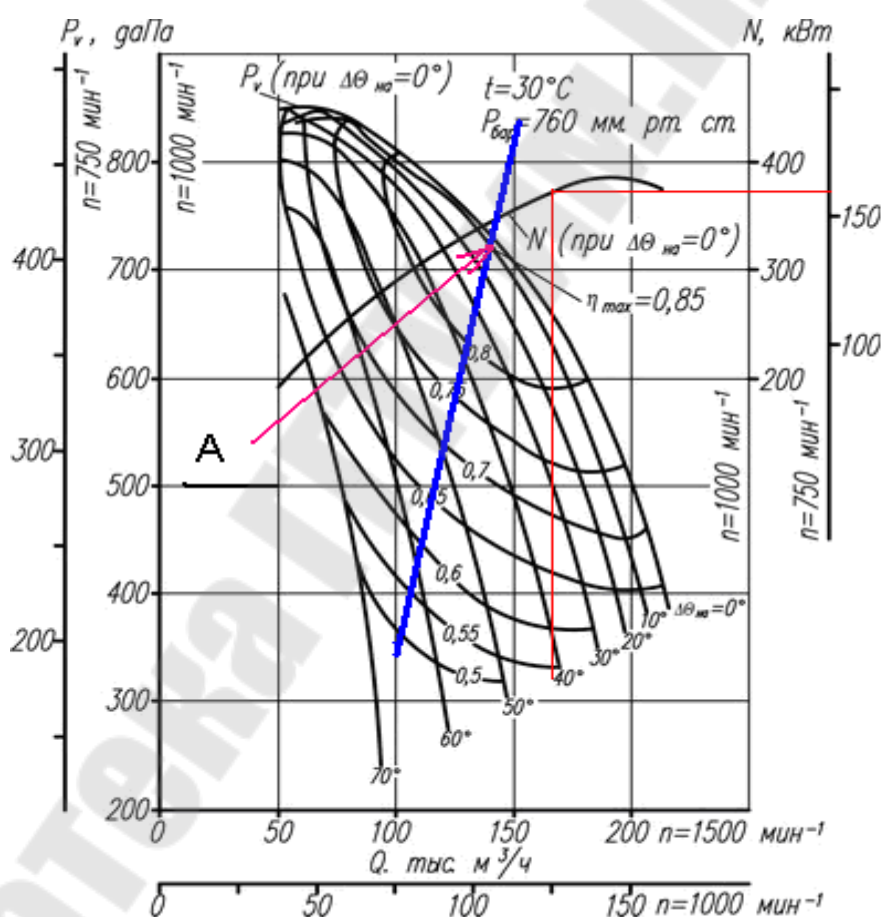


Рис. 9.8 Аэродинамические характеристики ВДН-21

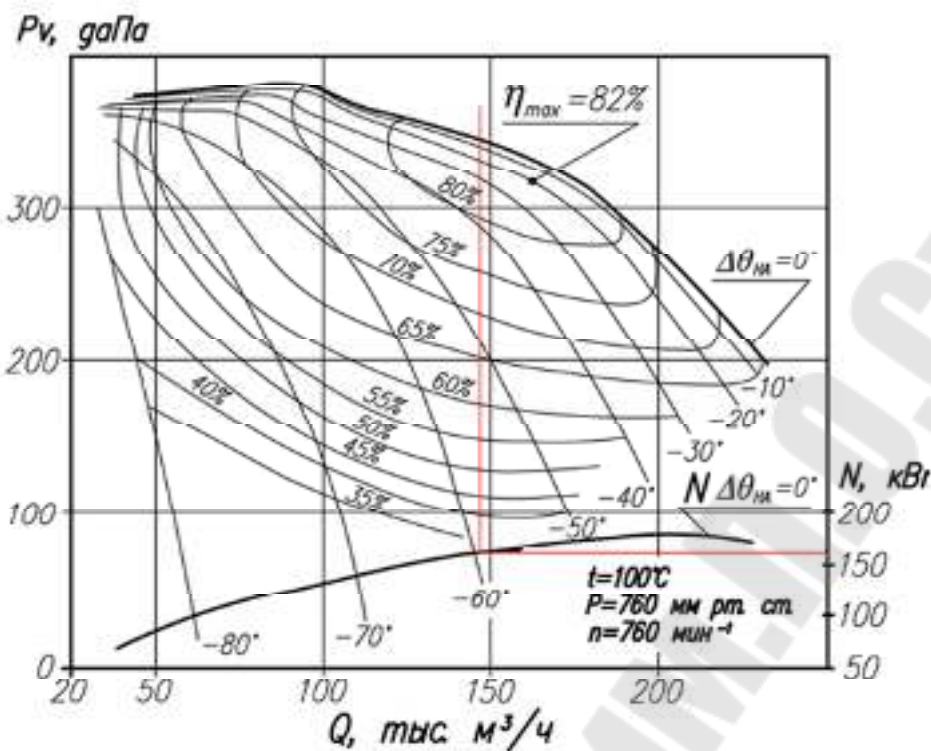


Рис. 9.9 Аэродинамические характеристики ДН-22.

Расчет ведем по формулам 9.1 – 9.4. Расчет ведем для дымососа ВДН-21, в дальнейшем можно самостоятельно выполнить расчет для других условий по приведенной ниже методике.

В связи с тем, что нам неизвестны параметры сети, на которую работает дымосос, проведем ориентировочный расчет. Считаем, что проектирование установки дымососа в сеть печи выполнено оптимально и пересечение характеристики сети и характеристики дымососа при угле установки НА 0° находится в зоне наивысшего КПД дымососа (точка А) на рис. 9.8. Считая характеристику сети квадратичной, через точку А и начало координат проводим параболу характеристики сети (синяя кривая). Пересечение кривой характеристики сети с аэродинамическими характеристиками дымососа при различных углах установки лопаток НА позволяет определить значения подачи, напора и КПД дымососа в этих точках для определения мощности на валу дымососа в этих режимах. В частности, для принятых нами углов установки лопаток НА эти параметры составят при пересчете на 750 об/мин:

0° лопатки НА (нет дросселирования потока) – напор 410 даПа, подача 82,5 тыс. м³/час, $\eta_s=0,85$, мощность на валу дымососа 110 кВт, номинальная полезная гидравлическая мощность (произведение ве-

личины номинального напора на значение подачи в зоне наивысшего КПД) $N_{Qном} = 4100 \text{ Па} \times 82500 / 3600 \text{ м}^3/\text{с} = 94 \text{ кВт}$. Реальная потребляемая приводом мощность составляет, по данным фактических замеров, 180 кВт. Считая, что это режим максимальной мощности, принимаем КПД АД $\eta_d^* = 110/180 = 0,611$ и в дальнейших расчетах используем эту величину;

40° лопатки НА - напор 360 даПа, подача 75 тыс. м³/час, $\eta_e = 0,78$, мощность на валу дымососа 96 кВт, полезная гидравлическая мощность $N_{40в} = 75 \text{ кВт}$;

60° лопатки НА – напор 230 даПа, подача 60 тыс. м³/час, $\eta_e = 0,57$, мощность на валу дымососа 67 кВт, полезная гидравлическая мощность $N_{60в} = 38 \text{ кВт}$.

Как видим, мощность на валу дымососа в самом оптимальном с точки зрения КПД режиме (110 кВт) существенно отличается от заданной нам величины потребляемой приводом мощности 180 кВт (на валу дымососа 162 кВт при КПД АД 0,94 или 155 кВт при КПД АД 0,86). Это может быть в следующих случаях:

- при углах НА 0° характеристика сети пересекает характеристику дымососа не в зоне наивысшего КПД, т.е. имеется погрешность подбора и установки дымососа;

- имеются значительные механические потери в системе привода дымососа или частичное нарушение проточной части или рабочего колеса дымососа;

- КПД АД существенно ниже паспортных значений или погрешности замера.

Ниже расчет продолжится из условия наиболее выгодной установки дымососа. Любые отклонения от такой установки (что и есть в действительности) увеличивают экономический эффект от использования регулируемого привода дымососа.

Рассчитаем потребляемую мощность и затраты при регулировании путем изменения сопротивления сети.

Потребляемая электроприводом мощность при номинальной подаче составляет

$$N_0 = \frac{N_{Qном}}{\eta_e \cdot \eta_d} = \frac{94}{0,85 \cdot 0,611} = 180 \text{ кВт}.$$

Потребляемая электроприводом мощность при угле установки лопаток на 40° составляет:

$$N_{40} = \frac{N_{40\epsilon}}{\eta_{\epsilon} \cdot \eta_{\delta}} = \frac{75}{0,78 \cdot 0,611} = 158 \text{ кВт.}$$

Потребляемая электроприводом мощность при угле установки лопаток НА 60° составляет:

$$N_{60} = \frac{N_{60\epsilon}}{\eta_{\epsilon} \cdot \eta_{\delta}} = \frac{38}{0,57 \cdot 0,611} = 109 \text{ кВт.}$$

Годовые затраты при регулировании путем изменения сопротивления сети составят:

$$Z_1 = (N_0 \cdot 0,1 + N_{40} \cdot 0,7 + N_{60} \cdot 0,2) \cdot 8000 \cdot 298,9 = \\ (180 \cdot 0,1 + 158 \cdot 0,7 + 109 \cdot 0,2) \cdot 8000 \cdot 298,9 = 359636480 \text{ руб.}$$

Определим потребляемую мощность и затраты при регулировании подачи вентилятора путем изменения частоты вращения вала двигателя.

Потребляемая электроприводом мощность при номинальной подаче составляет

$$N_0 = \frac{N_{Q_{ном}}}{\eta_{\epsilon} \cdot \eta_{\delta}} = \frac{94}{0,85 \cdot 0,94} = 118 \text{ кВт.}$$

Для обеспечения подачи, соответствующей величине подачи при угле лопаток НА 40° требуется уменьшение частоты вращения вала дымососа:

$$n = \frac{75000}{82500} = 0,909 \text{ или } 682 \text{ об/мин.}$$

Потребляемая электроприводом мощность при такой частоте вращения составляет:

$$N_{40} = \frac{N_{Q_{ном}} \cdot 0,909^3}{\eta_{\epsilon}^* \cdot \eta_{\delta}^*} = \frac{94 \cdot 0,909^3}{0,85 \cdot 0,94} = 88 \text{ кВт.}$$

Для обеспечения подачи, соответствующей величине подачи при угле лопаток НА 60° требуется уменьшение частоты вращения вала дымососа:

$$n = \frac{60000}{82500} = 0,727 \text{ или } 545 \text{ об/мин.}$$

Потребляемая электроприводом мощность при такой частоте вращения составляет:

$$N_{60} = \frac{N_{Q_{ном}} \cdot 0,727^3}{\eta_{\epsilon}^* \cdot \eta_{\delta}^*} = \frac{94 \cdot 0,727^3}{0,85 \cdot 0,94} = 45 \text{ кВт.}$$

Годовые затраты при регулировании путем изменения частоты вращения привода составят:

$$Z_2 = (N_{100} \cdot 0,1 + N_{70} \cdot 0,7 + N_{50} \cdot 0,2) \cdot 8000 \cdot 298,9 = \\ (118 \cdot 0,1 + 88 \cdot 0,7 + 45 \cdot 0,2) \cdot 8000 \cdot 298,9 = 197034880 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект (без учета разницы в стоимости используемых электроприводов) составляет:

$$\Delta Z = Z_1 - Z_2 = 359636480 - 197034880 = 162601600 \text{ руб.}$$

Примечание: на известковом заводе находятся 5 печей и, следовательно, 5 дымососов. Тогда годовой экономический эффект от установки 5 РЭП на дымососы составит: 813008000 бел. руб. Однако, в программу мероприятий будем учитывать установку только одного РЭП.

Сэкономленная электрическая энергия составит $\Delta W = W_1 - W_2 = 544\,000$ кВт·ч или 544 тыс. кВт·ч, что составляет $544 \cdot 0,28 = 152,3$ т у.т.;

При стоимости ВИД 503500000 бел. руб простой срок окупаемости составит:

$$T_{\text{ок}} = 503500000 / 162601600 = 3,09 \text{ года}$$

Пересчет эффекта от применения регулирования работы дымососа путем изменения частоты вращения привода взамен дросселирования можно легко выполнить по приведенной выше методике с новыми значениями КПД и параметрами циклограммы нагружения дымососа. Чем меньшее значение величины подачи требуется от дымососа (т.е. чем глубже регулирование скорости вращения вала дымососа), тем выше экономический эффект от внедрения регулируемого привода.

Кроме энергозатрат, важными показателями являются эксплуатационные затраты, ремонтпригодность, надёжность работы электропривода и величина гарантийного срока.

Индукторный двигатель конструктивно проще асинхронного и тем более синхронного двигателей. Ротор без обмоток. Обмотки на статоре сосредоточенные катушечного типа без пересечения лобовых частей. Такое конструктивное исполнение обеспечивает высокую надёжность двигателя. Поэтому гарантийный срок для индукторного двигателя составляет 5 лет.

При выходе из строя катушки достаточно заменить её, а остальные катушки не извлекаются и никаких манипуляций с ними не производится.

9.2 Внедрение автоматического устройства управления режимом работы двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами 40 МВА

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надёжностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии), территориальным размещением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико-экономическими расчётами.

Проектирование большинства понижающих подстанций в СССР велось с учетом перспективного увеличения электрических нагрузок. Мощности понижающих трансформаторов выбирались на ступень выше оптимальной стандартной мощности, найденной по технико-экономическим показателям.

В настоящее время анализ графиков нагрузок многих понизительных подстанций энергосистемы и промышленных предприятий показывает, что трансформаторы подстанций работают в недогруженном режиме. Положение усугубилось после перехода от плановой экономики к рыночной, когда произошло снижение производства продукции на многих промышленных предприятиях, следовательно, произошло и снижение электрических нагрузок. Графики нагрузок многих предприятий потеряли стабильность и стали иметь ярко выраженную нелинейность, как в суточном временном промежутке, так и в более продолжительных промежутках времени. В условиях рыночной экономики аналитически прогнозировать графики электрических нагрузок на длительную перспективу достаточно трудоёмко и часто недостоверно.

На понизительных подстанциях, а также на станциях для трансформаторов связи с системой нагрузка трансформаторов определяется в основном графиком работы потребителей. Потери электроэнергии в трансформаторах, как известно, делятся на две составляющие: потери холостого хода и нагрузочные потери. В дневное время, когда загрузка трансформаторов велика, нагрузочные потери превышают потери холостого хода. В ночное время, в выходные и праздничные дни, когда загрузка трансформаторов снижается, потери холостого хода, напротив, намного превосходят нагрузочные. Поэтому, руководствуясь известным графиком нагрузки, необходимо

выбирать то или иное число параллельно работающих трансформаторов для обеспечения их наиболее экономичной работы.

Оптимизация режимов работы трансформаторов

Установившийся типовой график нагрузки позволяет рассчитать допустимую перегрузку трансформатора (величину и длительность), если в этом возникает необходимость по условиям эксплуатации.

Перегрузки трансформатора могут быть допущены, если они не сокращают в значительной степени срок службы изоляции, а следовательно, и трансформатора. Поэтому, исходя из допустимого износа изоляции от нагрева, составлены диаграммы нагрузочной способности трансформаторов. По этим диаграммам, зная коэффициент нагрузки k_n , можно определить допустимую длительность той или иной величины перегрузки или величину перегрузки при заданной длительности ее.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора), необходимо располагать суточным графиком, отражающим как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузки данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки. При отсутствии суточного графика для практических целей определяется расчетный уровень максимальной активной нагрузки подстанции P_{\max} (МВт).

Если при выборе номинальной мощности трансформатора на однострансформаторной подстанции исходить из условия:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \Sigma P_{\text{МАХ}} \geq P_p; \quad (9.5)$$

где, ΣP_{\max} – максимальная активная мощность на пятом году эксплуатации – сроке, в условиях рыночной экономики согласованном с инвестором;

P_p – проектная расчетная мощность подстанции, то при графике работы с кратковременным пиком нагрузки (0,5.....1,0ч) трансформатор будет длительное время недогружен. При этом неизбежно завышение номинальной мощности трансформатора и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции. В ряде случаев более выгодно выбирать номинальную мощность трансформатора близкой к максимальной нагрузке достаточной продолжительности.

Наиболее экономичной работа трансформатора по ежегодным издержкам и потерям будет в случае, когда в часы максимума он будет работать с перегрузкой. В реальных же условиях значения

допустимой нагрузки выбирают в соответствии с графиком нагрузки и коэффициентом начальной нагрузки, а также в зависимости от температуры окружающей среды, при которой работает трансформатор.

Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной перегрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей.

Номинальная мощность трансформатора $S_{\text{НОМ}}$ (МВА) на подстанции, с числом трансформаторов $n > 1$ в общем виде определяется из выражения:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{P_p}{k_{\text{ПЕР}}(n-1)\cos\varphi} \quad (9.6)$$

где, $P_p = P_{\text{max}} k_{\text{I-II}}$ – расчетная мощность, МВт;

P_{max} – суммарная активная максимальная мощность подстанции на пятом году эксплуатации, МВт;

$k_{\text{I-II}}$ – коэффициент участия в нагрузке потребителей I-II категорий;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Для подстанций распределительных сетей, где в аварийном режиме до 25% потребителей из числа малоответственных может быть отключено $k_{\text{I-II}}$ обычно принимается равным 0,75.....0,85 (единице он равен, когда все потребители относятся к первой категории).

Так как $k_{\text{I-II}} < 1$, а $k_{\text{пер}} > 1$, то их отношение $k = k_{\text{I-II}} / k_{\text{пер}}$, всегда меньше единицы, и характеризует собой резервную мощность трансформатора, заложенную при выборе его номинальной мощности. Чем данное отношение меньше, тем меньше будет резерв установленной мощности трансформатора и тем более эффективным будет использование трансформаторной мощности с учетом перегрузки.

Завышение коэффициента k приводит к завышению суммарной установленной мощности трансформаторов на подстанции. Уменьшение коэффициентов возможно лишь до такого значения, которое с учетом перегрузочной способности трансформатора и

возможности отключения неответственных потребителей позволяет покрыть основную нагрузку одним оставшимся в работе трансформатором при аварийном выходе из строя второго.

Таким образом, установленная мощность трансформатора на подстанции:

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{kP_{\text{MAX}}}{\cos \varphi} \quad (9.7)$$

Формально эта формула выглядит ошибочной. Действительно, единицы измерения активной мощности – Вт, а полной (кажущейся) – В·А. Есть различия и в физической интерпретации S и P. Но следует всегда полагать, что осуществляется компенсация реактивной мощности на шинах подстанций 10-0,4кВ и что коэффициент мощности $\cos \varphi$ находится на уровне 0,92.....0,95. Такая ошибка, связанная с упрощением формул, не превосходит инженерную ошибку 10%.

Для анализа экономичных режимов работы двухтрансформаторной подстанции (рис. 9.10) рассмотрим вариант установки на подстанции **трансформаторов одинаковой номинальной мощности.**

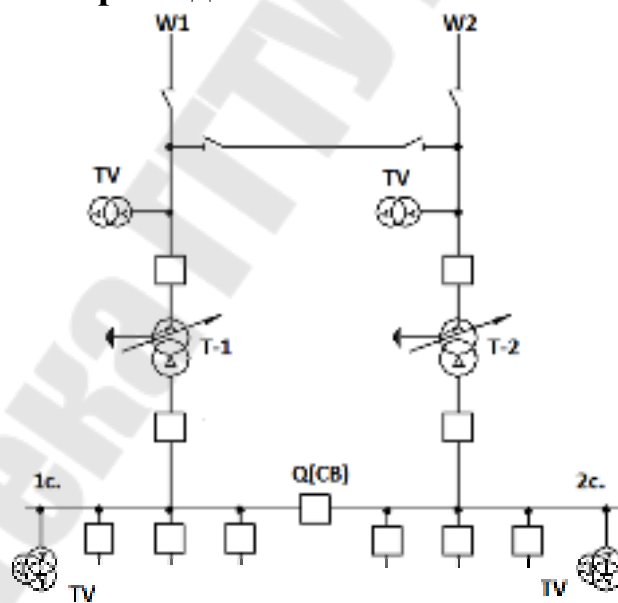


Рис. 9.10 Однолинейная схема двухтрансформаторной подстанции

На рис. 9.11 показаны зависимости потерь активной мощности в одном ΔP_1 и двух ΔP_2 параллельно работающих трансформаторах от нагрузки потребителей ШНАГР. Точка пересечения графиков соответствует значению граничной мощности нагрузки $S_{\text{ГР}}$, при которой потери мощности в одном трансформаторе равны потерям мощности

в двух трансформаторах. Следовательно, значение данной мощности и определяет точку наиболее выгодного, с точки зрения потерь мощности, перехода от режима работы одним трансформатором к режиму работы двумя трансформаторами, и наоборот.

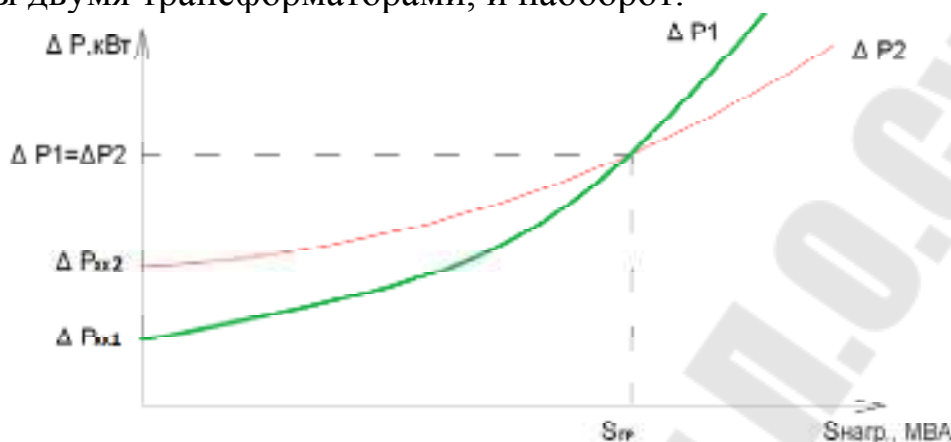


Рис. 9.11 Графики потерь активной мощности в трансформаторах одинаковой номинальной мощности

Потери мощности в одном и двух параллельно работающих трансформаторах соответственно составят :

$$\Delta P_1 = \Delta P'_X + \Delta P'_K \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2; \quad (9.8)$$

$$\Delta P_2 = 2 \cdot \left(\Delta P'_X + \Delta P'_K \cdot \left(\frac{S}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}}\right)^2\right) \quad (9.9)$$

где, S - значение мощности нагрузки, МВА;

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$\Delta P'_X, \Delta P'_K$ - приведённые потери холостого хода и короткого замыкания, кВт.

Приведённые потери учитывают потери активной мощности, как в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах питающей системы электроснабжения в зависимости от потребляемой трансформатором реактивной мощности:

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + k_{\text{Э}} \cdot S_{\text{НОМ}} \frac{I_X \%}{100}, \text{ кВт}; \quad (9.10)$$

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + k_{\text{Э}} \cdot S_{\text{НОМ}} \frac{u_K \%}{100}, \text{ кВт}; \quad (9.11)$$

где, ΔP_X и ΔP_K — потери мощности холостого хода и короткого замыкания трансформатора соответственно (каталожные данные), кВт;

$I_X \%$ — ток холостого хода трансформатора;

$u_K \%$ — напряжение короткого замыкания трансформатора;

k_3 – коэффициент удельного прироста потерь активной мощности, зависит от места размещения источника реактивной мощности, покрывающее потребление её трансформатором. В первом приближении можно принимать k_3 для трансформаторов, установленных на электростанциях, равным 0,015кВт/кВА, и для трансформаторов понижающих подстанций - 0,04 кВт/кВА.

Приравнивая значения потерь мощности в одном и двух трансформаторах, определяется значение граничной мощности:

$$\Delta P'_X + \Delta P'_K \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}}\right)^2 = 2 \cdot (\Delta P'_X + \Delta P'_K \cdot \left(\frac{S}{2 \cdot S_{НОМ}}\right)^2) \quad (9.12)$$

$$S_{ГР} = S_{НОМ} \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P'_X}{\Delta P'_K}}, \text{ МВА} \quad (9.13)$$

Следовательно, экономичный режим работы двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами одинаковой мощности определяется минимальными потерями в трансформаторах на всем диапазоне нагрузок. Потери мощности описываются кривой $\Delta P_{XX1-SGP-\Delta P2}$ на графике *рис. 9.11*.

Способы решения проблемы. Поскольку нагрузка большинства подстанций в течение суток и в разные дни недели не остаётся постоянной, а может изменяться в достаточно широком диапазоне, непрерывная работа со всеми включенными трансформаторами экономически нецелесообразна. Во время длительного снижения суммарной нагрузки подстанции один из трансформаторов выгодно держать отключённым, а всю нагрузку (обе секции шин низкого напряжения) запитать, включением секционного выключателя, от одного трансформатора (*рис. 9.10*). При этом может появиться необходимость гарантированного быстрого включения трансформатора, выведенного в резерв, при увеличении нагрузки подстанции до значения, при котором выгодно работать всеми трансформаторами подстанции. При этом должен быть введён в работу второй трансформатор, а секционный выключатель отключён.

Допускается параллельная работа трансформаторов (без отключения секционного выключателя стороны НН) при соблюдении следующих условий: группы соединения обмоток одинаковы, соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3, коэффициенты трансформации отличаются не более чем на $\pm 0,5\%$, напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на $\pm 10\%$, произведена фазировка трансформаторов. Так же в данном режиме необходимо

учитывать фактор увеличения токов к.з., оборудование должно быть устойчиво к их воздействию.

Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с различными напряжениями к.з. допускается в небольших пределах изменение коэффициента трансформации путем переключения ответвлений при условии, что ни один из трансформаторов не будет перегружен. Как правило, на параллельную работу должны включаться одинаковые трансформаторы (с точностью до производственных отклонений).

Технический аспект перехода от одного режима работы к другому может рассматриваться исходя из двух позиций: ручной переход и автоматический.

Ручной переход применим в крайне редких случаях, как правило, на двухтрансформаторных подстанциях, не имеющих потребителей первой категории и имеющих стабильный график нагрузки, значение мощности которого в любом режиме не превысит допустимую мощность перегрузки трансформатора (по значению величины и продолжительности). Анализ систем электроснабжения показывает, что по данному пункту резервы по оптимизации режима работы выбраны: практически на всех подстанциях данного типа в работе находится один трансформатор, второй выведен в резерв.

На подстанциях, имеющих потребителей первой категории и с вероятностью увеличения мощности подстанции выше перегрузочной способности одного трансформатора, ручной вывод трансформатора в резерв недопустим. На данных типах подстанций необходим автоматический переход от режима работы одним трансформатором к режиму работы двумя, и наоборот.

Автоматический переход подразумевает наличие на подстанции аппаратных средств для управления режимом работы в зависимости от графика электрической нагрузки.

Устройство управления режимом работы трансформаторов (УУРТ) двухтрансформаторной подстанции применимо для подстанций с первичным напряжением 110; 35; 10(6)кВ, имеющих выключатели на стороне высшего и низшего напряжения, секционный выключатель шин низкого напряжения (рис. 9.12). Устройство применимо для подстанций с трёхобмоточными трансформаторами и трансформаторами с расщеплённой обмоткой низкого напряжения.

Примечание: для применения УУРТ необходима установка двух вакуумных выключателей стоимость каждого 50000 евро.

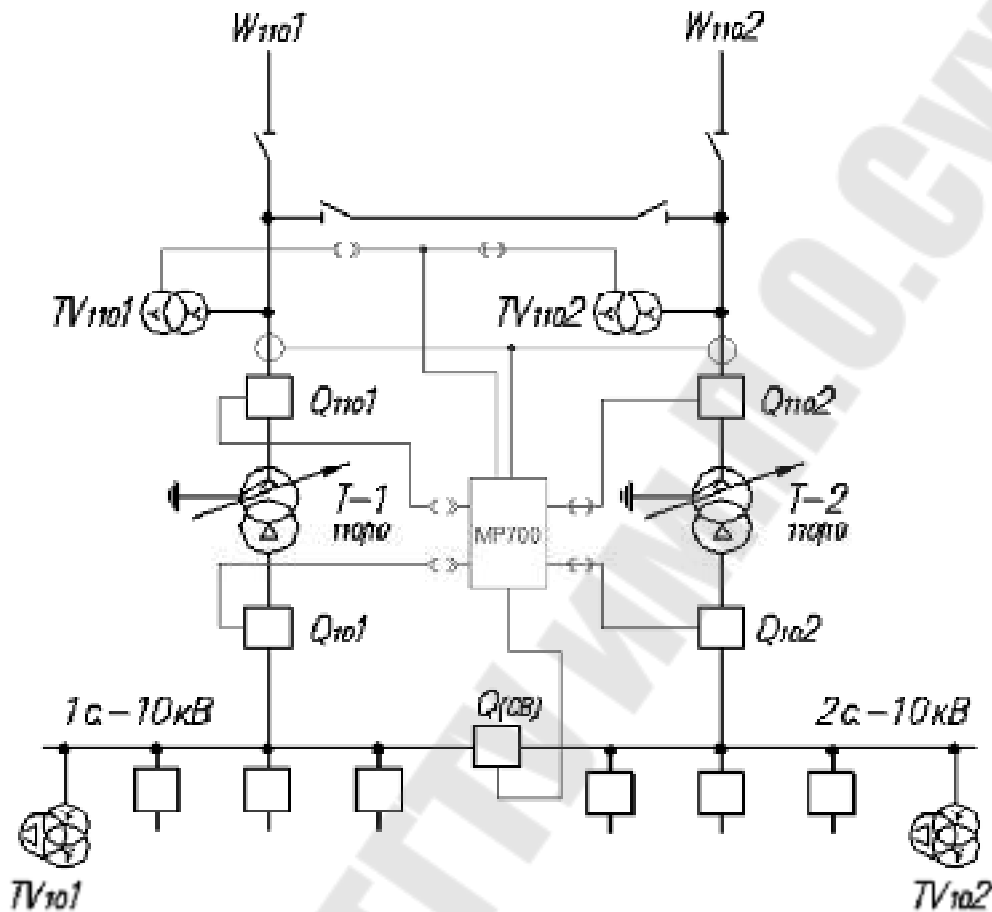


Рис. 9.12 Схема подстанции с привязкой УУРТ

В табл. 9.2 представлены значения нагрузочных потерь активной мощности трансформаторов подстанции при двух и одном работающих трансформаторах.

Нагрузочные потери активной мощности трансформатора:

$$\Delta P_{НАГ} = \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_{НАГ}}{S_{НОМ}} \right)^2 \quad (9.12)$$

где, $S_{НАГ}$ – мощность нагрузки потребителей, МВА;

$S_{НОМ}$ – номинальное мощность трансформатора, МВА;

$\Delta P_{КЗ}$ – мощность опыта короткого замыкания трансформатора, кВт;

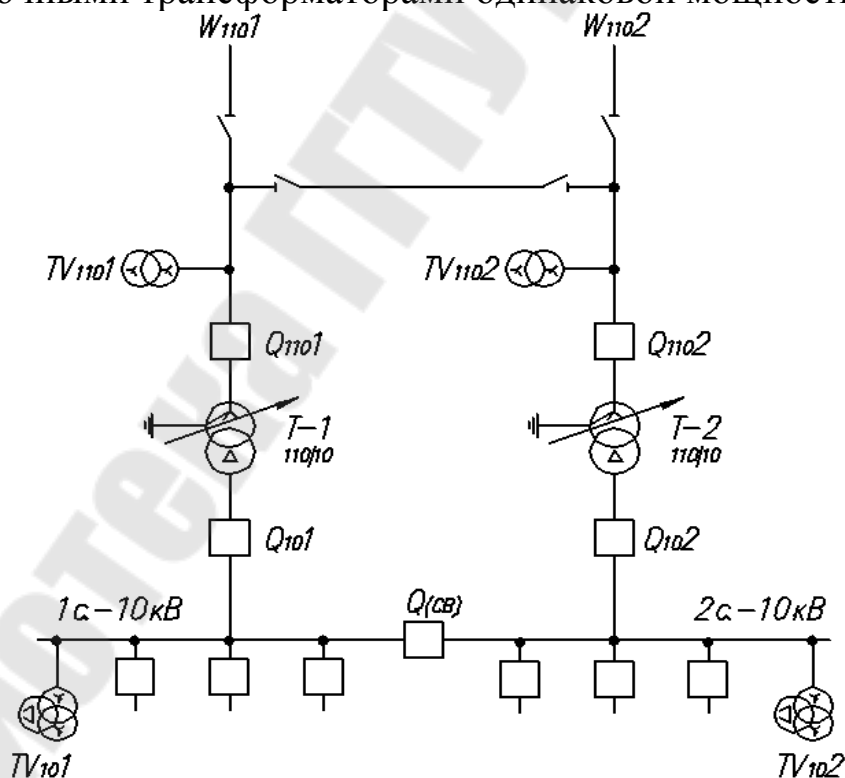
Логика работы автоматического устройства включения резервного трансформатора

Рассмотрим применение УУРТ для двухтрансформаторной подстанции, наиболее характерной для систем электроснабжения

(рис. 9.10). Данное устройство применимо для подстанций с первичным напряжением 110; 35; 10(6)кВ, имеющих выключатели на стороне высшего и низшего напряжения. Устройство применимо для трёхобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Параметры сети электроснабжения и трансформаторов должны позволять кратковременное включение последних на параллельную работу.

Допускается параллельная работа трансформаторов (без отключения секционного выключателя стороны НН) при соблюдении следующих условий: группы соединения обмоток одинаковы, соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3, коэффициенты трансформации отличаются не более чем на $\pm 0,5\%$, напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на $\pm 10\%$, произведена фазировка трансформаторов. Так же в данном режиме необходимо учитывать фактор увеличения токов к.з., оборудование должно быть устойчиво к их воздействию.

Описание схемы производится для подстанции 110/10кВ с двухобмоточными трансформаторами одинаковой мощности.



Основные функции УУРТ следующие:

- **Включение резервного трансформатора.**
В нормальном режиме включены Q_{1101} , Q_{101} , секционный выключатель $Q_{(св)}$, отключены Q_{1102} и Q_{102} . Питание обеих секций 10

кВ осуществляется от трансформатора Т-1 при включённом $Q_{(CB)}$. При увеличении тока нагрузки потребителей и наличии напряжения на линии W_{1102} с выдержкой времени $T_{(1)}$ включается Q_{102} и Q_{1102} . После успешного включения вышеназванных выключателей отключается $Q_{(CB)}$. В этом случае осуществляется раздельное питание секций 10 кВ.

- *Восстановление нормального режима - отключение одного из трансформаторов.*

При уменьшении суммарного тока нагрузки потребителей 1 и 2 секций шин НН с выдержкой времени $T_{(2)}$ включается $Q_{(CB)}$. После успешного включения секционного выключателя отключается Q_{1102} и Q_{102} .

Таблица 9.2

Потери активной мощности в трансформаторах 40 МВА при различной загрузке трансформаторов

Снагр.,%		10%	20%	33%	40%
Снагр., МВА	T1	4	8	13,2	16
	T2	4	8	13,2	16
$\Delta P_{нагр.}, кВт$	T1	2	8	21,78	32
	T2	2	8	21,78	32
$\Delta P_{х.х.}, кВт$	T1	43	43	43	43
	T2	43	43	43	43
$\Delta P_{\Sigma}(T1+T2), кВт$		90	102	129,6	150
Снагр., МВА	T1	8	16	26,4	32
	T2	0	0	0	0
$\Delta P_{нагр.}, кВт$	T1	8	32	81,12	128
	T2	0	0	0	0
$\Delta P_{х.х.}, кВт$	T1	43	43	43	43
	T2	0	0	0	0
$\Delta P_{\Sigma}(T1+T2), кВт$		51	75	124,12	171

Технико-экономическое обоснование будет производиться для 10% нагрузки трансформаторов (в скобках – для 20%).

Высвобождаемая активная мощность при работе УУРТ:

$$\Delta P = \Delta P_1 \Sigma - \Delta P_2 \Sigma, кВт \quad (9.12)$$

где, $\Delta P_1 \Sigma$ - суммарные потери активной мощности при работе двух трансформаторов, кВт;

$\Delta P_2 \Sigma$ - суммарные потери активной мощности при работе одного трансформатора, кВт;

$$\Delta P = 90 - 51 = 39 \text{ кВт} \quad (27 \text{ кВт})$$

Высвобождаемая электроэнергия в год при работе УУРТ:

$$W = \Delta P \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (9.13)$$

где, t – прогнозируемое количество часов работы УУРТ в год, с учётом времени на проведение графика технического обслуживания УУРТ и трансформатора, час

$$W = 39 \cdot 8730 = 340470 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (235710 \text{ кВт} \cdot \text{ч})$$

Экономия денежных средств за год эксплуатации УУРТ:

$$П = W \cdot b, \text{ млн. руб.}, \quad (9.14)$$

где, b - стоимость 1 кВт-ч электроэнергии для предприятий по двухставочному тарифу (по состоянию на 1.06.2011 года),

$$П = 340470 \cdot 562 = 191,3 \text{ млн. бел.Руб}$$

Стоимость микропроцессорного терминала защит МР700 составляет около 21 млн. руб. Сметная стоимость расходных материалов определяется на основании:

- сборников сметных цен на материалы, изделия и конструкции для условий строительства в Республике Беларусь в ценах, введенных с 1.01.1991 года;

- прейскурантов оптовых цен, введенных в действие с 1.01.1991 года с начислением транспортных, заготовительно-складских расходов, наценок снабженческо-сбытовых организаций, расходов на тару, упаковку, реквизит, коэффициентом, определенным отношением сметной цены к оптовой аналогичного материала, изделия или конструкций.

В табл. 9.2 представлена сметная стоимость расходных материалов (примерный перечень) в ценах 1991 года, необходимого для выполнения монтажа схемы УУРТ.

Пересчет стоимости расходных материалов осуществляем в соответствии с методикой, применяемой в практике проектирования, согласно которой цена материалов в 2011 году составляет:

$$C_{2011} = \frac{C_{1991}}{K_{S1991}} \cdot K_{S2011}, \text{ руб.},$$

где C_{1991} - цена материалов в 1991 году, руб.;

Таблица 9.3

Сметная стоимость оборудования в ценах 1991 г.

№ п/п	Обоснование	Наименование работ и ресурсов	Ед. изм. кол-во	Материальные ресурсы	Общая стоимость
-------	-------------	-------------------------------	-----------------	----------------------	-----------------

				всего, руб	в т.ч. тр-ка	
1	2	3	4	5	6	7
1	СЦЕН-3АВ	Автомат АВВ S282 УС - С4	2 шт	169,300	0,000	169,300
				338,600	0,000	338,600
2	СЦЕН-3АВ	Выключатель АП50В- 3МТ	2 шт	5,160	0,260	5,160
				10,32	0,52	10,32
3	3609 - 10540-84	Резистор ПЭВ -50	2 шт	0,830	0,000	0,830
				1,660	0,000	1,660
4	1504 - 06412-84	Переключатель универ сальный ПМОФ45	2 шт	7,550	0,000	7,550
				15,100	0,000	15,100
5	1515 – 1012	Лампа освещения с арматурой	1 шт	0,270	0,000	0,270
				0,270	0,000	0,270
6	С544 - 9600-15	Рукава металлические диаметром 10мм	15 м	0,330	0,030	0,330
				4,95	0,45	4,95
7	С544 - 9600-27	Рукава металлические диаметром 30мм	7 м	0,650	0,050	0,650
				4,550	0,350	4,550
8	С507 - 26400	Провода ПВЗ, с числом жил и сечением 1,5 мм2	1000м	50,580	2,510	50,580
			100м	5,058	0,251	5,058
9	С507 - 26600	Провода ПВЗ, с числом жил и сечением 2,5 мм2	1000м	85,550	4,210	85,550
			100м	8,555	0,421	8,555
10	С503 - 7013	Кабели КВВГЭнг 7х2,5 мм2	1000м	961,200	62,500	961,200
			50м	48,060	3,125	48,060
11	С503 - 7006	Кабели КВВГЭнг 19х1,5 мм2	1000м	1728,000	121,25 0	1728,000
			50м	86,400	6,063	86,400
12	С503 - 4402	Кабели КВВГЭнг 5х1,5 мм2	1000м	532,600	37,500	532,600
			30м	15,978	1,125	15,978
13	СЦЕН-3АВ	Дверь релейного шкафа	шт.	128,900	10,310	128,900
			1	128,900	10,310	128,900
Итого:					22,615	668,401

$K_{\$2011}$ - курс доллара США НБ РБ на момент расчета, равный 4970 руб.;

$K_{\$1991}$ - курс доллара в 1991 году, равный 1,692 руб.

Отсюда стоимость оборудования в ценах 2011 года составит:

$$C_{2011} = (668,401 / 1,692) * 4970 = 1963329,1 \text{ руб.}$$

Таким образом, стоимость оборудования и материалов необходимых для монтажа схемы УУРТ составит:

$$\sum C = C_{2011} + C_{MP700} \quad (9.15)$$

$$\sum C = 1963329,1 + 7000000 = 8,96 \text{ млн. руб.}$$

$$\sum C = C_{2011} + C_{MP700} = 1\,963\,329,1 + 21\,000\,000 = 22\,963\,329$$

Срок окупаемости проекта без учета затрат на монтаж и наладку схемы УУРТ для ПС с трансформаторами 40МВА при загрузке трансформаторов на 10% (в скобках – для 20%):

$$T = \sum Ц / П, \quad (9.16)$$

$$T = 22\,963 / 191\,300 = 0,12 \text{ года}$$

При постоянной нагрузке трансформаторов 40МВА более 33% выгодно работать двумя трансформаторами. Для изменяющейся во времени нагрузке срок окупаемости зависит от графиков электрических нагрузок потребителей.

9.3 Применение эпиламирования для снижения электропотребления и увеличения срока службы оборудования

Разработка и внедрение нанотехнологий, связанных с конструированием полезных веществ и устройств на молекулярном уровне, является одним из приоритетных направлений развития науки и техники XXI века. Так как нанотехнологии – это технологии, оперирующие величинами порядка нанометра, то к данной сфере деятельности можно отнести и технологии нанесения тонких и сверхтонких антифрикционных покрытий на рабочие поверхности деталей узлов трения, позволяющие эффективно управлять их трибологическими характеристиками, а также способствующие повышению работоспособности формообразующего и режущего инструментов. Одной из перспективных технологий нанесения тонкопленочных покрытий, применяемых для повышения износостойкости изделий и инструмента, является эпиламирование.

Процесс эпиламирования заключается в нанесении на поверхность твердого тела фторсодержащих поверхностно-активных веществ (ФТОР-ПАВ) из растворов эпиламов, в результате чего на поверхности образуется тонкий слой (40 -80 А) специальным образом ориентированных молекул ФТОР-ПАВ. Сформированное тонкопленочное покрытие понижает поверхностную энергию твердых тел (для металлов до 2...4 МДж/м²), что позволяет регулировать прилипание, смачивание, адгезию и другие параметры, хорошо удерживается на поверхности различных материалов благодаря высокой адсорбционной способности, не смываемо при многократных промывках различными стандартными промывочными жидкостями, выдерживает давление до 3500 Н/м², термостабильно до 250 °С. Обработка эпиламом

узлов трения предотвращает растекание практически любых смазочных масел из зоны трения, а при его отсутствии обеспечивает снижение коэффициента трения, предохраняет металлические поверхности от коррозии, водородного изнашивания, в результате чего повышается срок службы, точность и надежность работы механизмов.

Поскольку эпиламы – препараты, изменяющие взаимодействие масла и поверхности металла, прежде всего, следует обратиться к механизму этого взаимодействия. Традиционное машинное масло (рис. 9.13) представляет собой набор углеводородов, причем в минеральных маслах разброс длины углеводородных цепочек и их разветвленность больше, а в синтетических – меньше. С поверхностью металла молекула масла взаимодействует за счет образования водородных связей, при этом, чем молекула более плоская (менее разветвленная), тем сильнее она удерживается на поверхности. Однако, есть и вторая сторона медали: покрытая в один слой молекулами масла поверхность практически перестает взаимодействовать с остальным маслом. Таким образом, толщина масляной пленки ограничивается высотой молекулы масла. Соответственно синтетические масла дают самую тонкую пленку. Мешают образованию на поверхности металла толстого масляного слоя и силы электромагнитного взаимодействия. Связь С–Н в молекуле масла ковалентная слабо полярная, со смещением общей электронной пары в сторону атома углерода (то есть внутрь молекулы). Поэтому, молекула масла имеет слабый положительный поверхностный заряд. Металл так же имеет слабый положительный поверхностный заряд, вследствие оттока общих электронов внутрь кристаллической решетки. В результате, одинаково заряженные молекулы масла и поверхность металла отталкиваются.

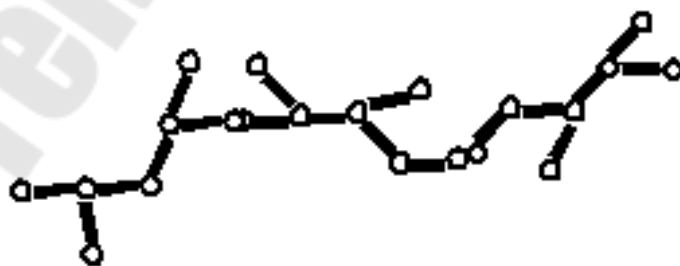


Рис. 9.13 Углеводородная цепочка молекулы масла

Классическая молекула эпилама представляет собой углеводородную цепочку, сильно поляризованную с одного конца атомом фтора (рис. 9.14). Такая молекула имеет ярко выраженный отрицательный заряд на одном конце и распределенный по остальной по-

верхности (и поэтому слабый) положительный заряд остальной поверхности. Эта молекула образует сильную электромагнитную связь с положительно заряженной поверхностью металла. Такая связь намного прочнее водородных связей масла – металл. Остающиеся свободными «хвосты» молекул образуют водородные связи с молекулами масла, причем, молекулы масла располагаются вдоль поверхности металла, перпендикулярно эпиламам. Толщина образовавшейся в результате масляной пленки во много раз больше, а расположенные перпендикулярно поверхности молекулы эпилама препятствуют стеканию с нее масла и увеличивают прочность масляной пленки. Кроме того, практически полностью прекращается испарение масла после прекращения его подачи при остановке механизма. Это – так называемый эффект «молекулярного ворса». Нечто подобное можно наблюдать, если разлить воду на синтетический ковер: вода не растекается и испаряется намного медленнее, а поверхность ковра становится очень скользкой.



Рис. 9.14 Фторорганическая молекула эпилама

Эпиламы достаточно широко применяются в настоящее время для увеличения ресурса различных узлов трения. Единственным существенным недостатком классических эпиламов, препятствовавшим их широкому распространению, являлась чрезвычайно высокая химическая активность фтора. Особенно ярко это проявлялось в двигателях внутреннего сгорания (ДВС), где при сгорании фторорганики образовывался целый «букет» токсичных веществ. Этот недостаток преодолен французскими специалистами путем замещения атома фтора на поляризирующую группу из атомов азота и серы. Выпускаемые заводом РВМ эпиламоподобные препараты при сохранении всех положительных качеств классических эпиламов абсолютно химически и экологически безопасны. Данные препараты, в отличие от фторсодержащих, соответствуют самым жестким экологическим нормам и разре-

шены для применения в странах ЕЭС. В России и СНГ препараты за- вода РВМ представляет компания «Энергия-3000».

Благодаря своим свойствам эпиламы нашли применение в часо- вой промышленности, машиностроении для повышения ресурса рабо- ты узлов трения, в приборостроении для обеспечения влагозащиты и сохранения стабильных электромеханических и радиотехнических характеристик электронных печатных плат, волноводов, антенных устройств и т.п., нефтяной отрасли для снижения потерь при транс- портировании нефти и газа по трубопроводам, для повышения эффек- тивности технологических процессов обработки материалов давлени- ем и резанием.

Разработаны и внедрены эпиламы Эфрен-1, Эфрен-2 (Э1,Э2), 6СФК-180-05(-20) (СК), Амидофен (АФ), Полизам (Полизам 05(20), Полизам-АКВА и др.). ЗПМ и др. Данные составы представляют со- бой растворы фторсодержащих поверхностно-активных веществ в легколетучем растворителе. При контакте твердого тела с раствором, ПАВ адсорбируется на поверхности, при этом ПАВ и растворитель выбираютя таким образом, чтобы в процессе адсорбции молекул ПАВ обеспечивалась такая структура, когда полярная часть молекулы адсорбируется твердым телом, а гидрофобная часть направлена от те- ла. Благодаря этому в процессе эпиламирования высокая поверхност- ная энергия твердого тела заменяется на поверхностную энергию гид- рофобного радикала молекулы ПАВ.

Применяемые эпиламы можно классифицировать: по природе ПАВ; по виду растворителей (фторуглеродородный, фторхлоруглево- дородный растворитель или их смеси с этиловым, метиловым и др. спиртами, ацетон); концентрации ФТОР-ПАВ в растворах, влияющей на формирование моно- или мультимолекулярных слоев димеров: по механизму формирования молекулярных пленок (физическая адсорб- ция, хемосорбция).

Технология нанесения тонкопленочного покрытия достаточно проста и может быть применена непосредственно в производствен- ных условиях. Разработаны несколько технологических процессов эпиламирования – это нанесение кистью, ватным тампоном, пульве- ризатором, погружением, кипячением в растворе. Выбор метода оп- ределяется свойствами обрабатываемого материала, размерами дета- лей и условиями их работы. Согласно принятым на заводе- изготовителе эпиламов правилам существуют три основных способа нанесения эпилама:

1) метод окунания с последующей сушкой на воздухе (холодное эпиламирование);

2) метод окунания с последующим термостатированием при температурах 100-150 оС в течение 1,0-1,5 часов;

3) метод кипячения в течение 0,5-1,0 часа с последующей сушкой на воздухе (горячее эпиламирование).

Расход эпилама в первых двух случаях около 100 г/м², в третьем – 30 г/м². Перед эпиламиранием поверхности должны обезжириваться.

Для оценки влияния термостатирования на качество эпиламированных поверхностей [7] было проведено сравнительное исследование образцов, подготовленных с помощью первого и второго способов нанесения эпилама. Полученные данные показывают, что термостатирование приводит к образованию более равномерной пленки эпилама и способствует ее перераспределению на ранее неэпиламированные участки. Эффект зарастания пленкой эпилама неэпиламированных участков подтвердился в следующем эксперименте. Металлическую пластину эпиламировали окунанием таким образом, что на обеих ее поверхностях оставались изолированными по 15 участков диаметром 3 мм. Эти участки не были эпиламированы, что наглядно наблюдалось после стекания масла с пластины предварительно погруженной в масляную ванну. На этой же пластине после термостатирования обе ее поверхности, включая ранее изолированные участки, становились покрытыми пленкой эпилама.

Третий способ эпиламирания – кипячение, приводит, по видимому, к такому же результату, как и второй – равномерному распределению пленки эпилама по поверхности металла. Преимущество этого способа – более экономное расходование эпилама.

Представляет интерес кинетика эпиламирания. Время выдержки в эпиламе, рекомендуемое в применяемых технологиях, вводится без достаточных обоснований. Методом контактной разности потенциалов проведена исследование кинетики эпиламирания, в результате которого установлено, что процесс эпиламирания практически заканчивается через 1,5-3,0 мин. и дальнейшая выдержка в эпиламе не приводит к изменению контактной разности потенциалов. Кинетика эпиламирания не зависит от сорта эпилама.

Для механизации процесса эпиламирания разработаны установки типа «Эпилам», а для его интенсификации и улучшения трибо-

логических свойств сопряжений используют энергию ультразвуковых колебаний.

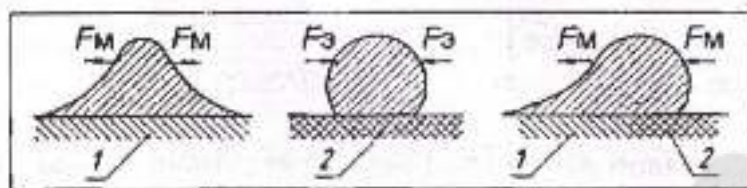


Рис. 9.15 Схема поведения капли на поверхности твердого тела при различных условиях смачивания: 1 – поверхность металла; 2 – эпиламированная поверхность; F_M и $F_Э$ – силы поверхностного напряжения соответственно на поверхности материала и эпиламированной поверхности.

Результаты лабораторных испытаний практического применения эпиламированных трибосопряжений указывают на высокую эффективность метода. Так, внедрение эпиламирования в локомотивных депо Гомеля и Жлобина Белорусской железной дороги позволило снизить износ моторноосевых и подшипников качения тяговых электродвигателей в 4 раза; применение совместно финишной антифрикционной безабразивной обработки (ФАБО) и эпиламирования позволило снизить износ коленчатого вала, распределительного вала и других деталей двигателя ЗМЗ-53 в 3...4 раза и т.д.

Анализ результатов исследований и применения покрытий эпиламов в различных узлах трения показывает:

основные функции эпиламов – удерживать смазочные масла в зоне трения в результате изменения поверхностной энергии твердых тел в процессе работы;

– снижение коэффициента трения при применении покрытия без смазки возможно только при определенных давлении, температуре T в зоне контакта и скорости скольжения сопрягаемых поверхностей;

– изменение микротвердости поверхностного слоя зависит от физико-химических свойств материала;

– при нанесении тонкопленочного покрытия шероховатость поверхности не изменяется, так как его толщина составляет 3...50 нм;

– оптимальные параметры эксплуатации покрытий находятся в достаточно ограниченной области значений скорости скольжения и, соответственно, температуры поверхностей трения, изнашивание пленок практически линейно возрастает при увеличении пути трения и температуры в зоне контакта;

– действенность применения зависит от состава применяемых масел.

Задачей проведенных исследований являлось определение влияния покрытий эпиламов на состояние поверхностного слоя инструмента и процесс резания при сверлении, выбор условий эффективного применения эпиламированного быстрорежущего инструмента при обработке отверстий.

При проведении исследований использовались эпиламы Эфрен-2 (Э-2) и 6СФК-180-05 (СК), представляющие собой соответственно 0,05 и 0,5 %-растворы перфторполиэфиркислоты 6МФК-180 общего вида (i/COOH) в хладоне 113. Эпиламирование выполняли по технологиям, рекомендуемым производителем для нанесения данных составов.

Исследования влияния фторсодержащих поверхностно-активных веществ на состояние поверхностного слоя быстрорежущих сверл показали, что формирование полимолекулярного слоя ФТОР-ПАВ не влияет на микрорельеф и микротвердость рабочих поверхностей инструмента.

Для сокращения количества дорогостоящих экспериментальных исследований по изучению влияния режимов резания и условий сверления (без и с применением масляных и водосмешиваемых смазочно-охлаждающих технологических средств) на состояние пленок эпиламов были проведены трибологические испытания по специально разработанной методике. В ходе исследований установлено: при обработке эпиламированным инструментом наиболее эффективно использовать масляные СОТС, при работе без СОТС наблюдается быстрое истирание покрытия: увеличение скорости резания над предельно-допустимой по теплостойкости пленок эпиламов снижает эффективность эпиламирования; для более эффективной эксплуатации тонкопленочных покрытий в процессе резания необходимо производить подбор марок масляных СОТС.

Для изучения влияния тонкопленочного покрытия на процесс теплообразования при сверлении при различных условиях резания и установления зависимости влияния пленок эпиламов на температуру резания от скорости резания выполнены температурные исследования методом естественной термпары. Приведенные зависимости позволяют сделать вывод о том, что при малой скорости резания ($v = 0.125$ м/с) тонкопленочное покрытие при обработке без СОТС способствует снижению ТЭДС вследствие уменьшения коэффициента трения и действует в данных условиях как смазочная композиция. При обработке с применением СОТС минимальные значения ТЭДС связаны со

способностью пленок эпиламов удерживать смазку в зоне трения. Увеличение скорости резания и, соответственно, температуры резания приводит к снижению эффективности применения эпиламированного инструмента в связи с тепловой деструкцией покрытий эпиламов.

В Российской Федерации работы по эпиламированию начали проводиться с 1980 г. рядом организаций. Однако, во исполнение директивы Президента Российской Федерации Д.А. Медведева об увеличении ВВП в 2 раза к 2011г, в феврале 2004 г. организации РФ, занимающиеся эпиламированием объединили свои усилия, создав «Альянс научно-промышленных технологий» по эпиламированию инструмента, деталей, блоков и узлов в промышленности.

Область применения эпиламов предприятия ООО «АВТОСТАНКОПРОМ» приведены в *табл. 9.3.*

Экспериментальное исследование эффективности применения эпиламов проводилось в цехе пароводоснабжения завода массовых шин ОАО «Белшина» на двигателе вентилятора 4AM160S6Y3 мощностью 11 кВт, $\cos\varphi=0.82$. Измерения проводились с использованием оборудования: счетчика электроэнергии ELGAMA LZQM, трансформаторов тока 50/5 ($K_T=10$) на напряжении 380В прямого включения в течении 5 суток с 4 по 8 февраля 2010 года за каждый час.

Данные измерений представлены в *табл. 9.4 - 9.5.*

Таблица 9.3

Назначение, область применения эпиламов ООО
«АВТОСТАНКОПРОМ»

Наименование продукта	Назначение, область применения	Эффект применения
Эпилам 6СФК-180-05	Обработка нагруженных пар трения	Ресурс работы возрастает в 2-10 раз, трение снижается в 10 раз, снижается энергопотребление
	Обработка режущего инструмента	Стойкость повышается в 2-5 раза при одновременном снижении шероховатости обработанных поверхностей и повышения скорости резания
	Обработка штампового вырубного и вытяжного инструмента	Стойкость вытяжных матриц и пуансона повышается в среднем в 2-4 раза при одновременном исключении их хромирования; стойкость вырубной оснастки повышается в 2-4 раза
	Обработка пресс-форм для литья изделий из пластмасс	Стойкость пресс-форм повышается в среднем в 2-4 раза, исключается их хромирование, исключается или снижается в 8-10 раз расход силиконовых смазок, повышается качество поверхности выхода годных изделий, облегчается съём изделий с пресс-форм
	Обработка пресс-форм для вулканизации изделий из резины	Стойкость пресс-форм повышается в среднем в 3-4 раза, исключается хромирование инструмента, исключается применение силиконовых смазок
	Обработка измерительного инструмента в машиностроении	Снижение износа инструмента
	Обработка алюминиевых и алюминиевомагниевого сплавов; защита лакокрасочных покрытий	Защита сплавов и ЛКП от атмосферной коррозии, особенно в труднодоступных местах
	Обработка деталей прецизионных узлов трения приборов и механизмов (часы, штурманские приборы и т. п.)	Коэффициент трения снижается в 8-10 раз; износ снижается в 2-5 раз; момент трогания снижается в 1000-10000 раз; предотвращается вытекание смазки
Эпилам ; «Эфрен-К» марка Б2, марка Н2	Обработка микросборок, радиоплат печатного монтажа и изделий из алюминия, алюминемагниевого и магниевых сплавов	Защита микросборок, радиоплат от воздействия окружающих факторов, таких как влага, коррозия, пыль. Создание антикоррозийного покрытия на поверхностях изделий из металла и др. (алюминий, алюминемагниевого и магниевые сплавы)

Продолжение табл. 9.3

Наименование продукта	Назначение, область применения	Эффект применения
Эпилам 6СФК-180-20 марка А	Обработка изделий из резины и пластмасс, деталей с драгоценными покрытиями	Уменьшается скорость старения в 2-3 раза и более раз, повышается химическая стойкость; позволяет снизить толщину драгпокрытий как минимум в 2 раза
Эпилам «Аквалин»	Противоизносная присадка к водоэмульсионным СОЖ в процессах резания, шлифования, штамповки, прессования; в фотохимии	Эффект аналогичен эпиламу 6СФК-180-05. Особенностью является возможность нанесения через технологическую среду (смазочно-охлаждающую жидкость). Совмещение промывки, мойки и анти-адегезионной обработки фотошаблонов, снижение брака на 4-8 % Модификация трубопроводов, позволяет снизить коррозию и уменьшить потери напора рабочих жидкостей (до 20%)
Эпилам «КАМП»	Маслосовместимая композиция для использования в узлах трения, добавка ко всем видам моторных и трансмиссионных масел, гидрожидкостей	Облегчает "холодный пуск" двигателей внутреннего сгорания, снижает расход топлива, увеличивает компрессию и мощность двигателя. Усиливает антикоррозионные свойства, охлаждающих жидкостей, как вновь заливаемых так и отработавших ресурс, повышает точность; позиционирования станков с ЧПУ в сочетании с противоскачковым маслом, снижает коэффициент трения и расход электроэнергии, повышает ресурс и долговечность деталей.

Таблица 9.4

Результаты измерений нагрузки двигателя до применения
эпиламов, кВт

Часы	04.02.2010	05.02.2010	06.02.2010	07.02.2010	08.02.2010	
1	6,420	6,370	6,480	6,480	6,320	
2	6,430	6,390	6,490	6,440	6,270	
3	6,420	6,400	6,430	6,420	6,250	
4	6,410	6,400	6,420	6,380	6,220	
5	6,420	6,400	6,430	6,310	6,190	
6	6,410	6,440	6,390	6,280	6,140	
7	6,420	6,460	6,430	6,290	6,080	
8	6,450	6,480	6,450	6,250	6,110	
9	6,410	6,440	6,480	6,240	6,080	
10	6,390	6,450	6,490	6,220	6,070	
11	6,340	6,450	6,460	6,240	6,070	
12	6,280	6,450	6,480	6,250	6,140	
13	6,280	6,400	6,450	6,310	6,170	
14	6,290	6,420	6,460	6,420	6,230	
15	6,310	6,430	6,440	6,470	6,300	
16	6,340	6,460	6,460	6,480	6,400	
17	6,300	6,460	6,470	6,420	6,450	
18	6,320	6,410	6,440	6,420	6,390	
19	6,290	6,430	6,460	6,390	6,340	
20	6,300	6,420	6,470	6,400	6,280	
21	6,300	6,400	6,460	6,340	6,260	
22	6,330	6,420	6,470	6,320	6,190	
23	6,340	6,430	6,470	6,370	6,200	
24	6,330	6,480	6,490	6,290	6,220	
Итого за сутки	152,53	154,29	154,97	152,43	149,37	Расход ЭЭ за 5 суток составит, кВтч 763,59

После обработки трущихся поверхностей двигателя (подшипников качения) эпиламом измерения были повторены. Для эксперимента использовался модификатор «УМ-2» ТУ 2229-002-27991970-94 ООО «Автостанкопром», который является противоизносной добавкой к смазочным маслам на основе эпиламов и применяется для станков, компрессоров, редукторов, подшипников, трансмиссий и двигателей внутреннего сгорания. Данные измерений после эпиламирания представлены в табл. 9.5.

Таблица 9.5

Результаты измерений нагрузки двигателя после применения
эпиламов, кВт

Часы	11.02.2010	12.02.2010	13.02.2010	14.02.2010	15.02.2010	Расход ЭЭ за 5 суток составит, кВтч
1	5,760	5,800	5,850	5,850	5,720	
2	5,740	5,780	5,820	5,770	5,710	
3	5,750	5,810	5,860	5,750	5,700	
4	5,750	5,810	5,850	5,750	5,710	
5	5,750	5,820	5,830	5,730	5,700	
6	5,750	5,820	5,830	5,740	5,680	
7	5,730	5,800	5,820	5,810	5,720	
8	5,740	5,840	5,850	5,760	5,700	
9	5,700	5,790	5,820	5,760	5,710	
10	5,670	5,780	5,820	5,730	5,680	
11	5,650	5,790	5,790	5,680	5,690	
12	5,700	5,800	5,830	5,680	5,710	
13	5,680	5,770	5,830	5,660	5,670	
14	5,700	5,790	5,810	5,660	5,680	
15	5,720	5,780	5,830	5,680	5,690	
16	5,750	5,830	5,810	5,680	5,720	
17	5,730	5,830	5,830	5,680	5,700	
18	5,740	5,820	5,820	5,660	5,700	
19	5,750	5,800	5,820	5,690	5,710	
20	5,770	5,830	5,840	5,670	5,700	
21	5,750	5,870	5,820	5,650	5,710	
22	5,760	5,840	5,810	5,670	5,720	
23	5,780	5,830	5,820	5,670	5,750	
24	5,810	5,840	5,870	5,720	5,750	
Итого за сутки	137,63	139,47	139,88	137,10	136,93	691,01

На рис. 9.16 представлена экономия электроэнергии двигателем вентилятора за счет применения эпиламов.

В табл. 9.6 представлена оценка потребления ЭЭ отдельными электродвигателями по производству «КАПРОЛАКТАМ 1». Суммарное годовое потребление ЭЭ по ЭД составляет 1241 тыс. кВтч. Принимаем экономию 3% от активной мощности.

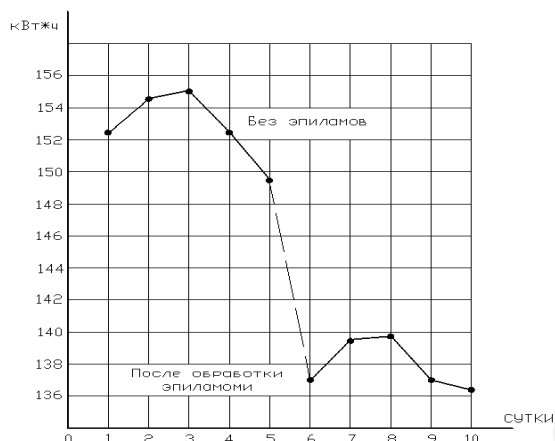


Рис. 9.16 Экономия электроэнергии двигателя вентилятора за счет применения эпиламов

Таблица 9.6

Место установки	Рном, кВт	Wакт, кВт	Траб, час	Wгод, тыс. кВтч
ЦЕХ Гидрирования бензола				
П-1/2 Рном.22кВт	22	13,8	4300	1,78
Н-2/6 Рном75.кВт	75	33	4300	4,25
компрессор МК503А Рном.30кВт (азо-новодородная смесь)	30	18	4300	2,32
компрессор МК503В Рном.30кВт	30	18	4300	2,32
Цех Капролактам-1				
П1/1 Рном40.кВт вентиляция	40	30	4300	3,87
П1/2 Рном40.кВт вентиляция	40	24	4300	3,09
насос 704 В Рном40.кВт	40	23	4300	2,96
насос 710Б Рном.110кВт (Нидерланды)	110	87	4300	11,2
вентиляция В1/3 Рном.25кВт	25	14	4300	1,8
вентиляция В1/4 Рном.25кВт	25	12	4300	1,5
насос 710Б Рном.110кВт (Нидерланды)	110	60	4300	7,7
Циклогексанон				
МВ-523А Рном.30кВт к.2005	30	18	4300	2,32
МР-598В Рном.55кВт к.2005В	55	36	4300	4,64
МВ-604 Рном.75кВт к.2005В	75	27	4300	3,48
МР-261В Рном.18,5	18,5	17	4300	2,2
МР-241В Рном.18,5	18,5	15	4300	1,93
МР-262В Рном.30	30	24	4300	3,1
Цех ВЕН				
В-1/2 Рном.132кВт	132	124	4300	16
Р-11-2 Рном.55кВт	55	34	4300	4,38
Р-15-1 Рном.55кВт	55	28	4300	3,61
Р-5-2 Рном.75кВт	75	48	4300	6,2
ОПСВ				
насос 4/1 75кВт к.3061	75	51	4300	6,57
Насос 5/2 75кВт к.3061	75	71	4300	9,15
Итого	1241			106,13

При использовании эпиламов для ЭД годовая экономия ЭЭ составит 106 тыс. кВтч, или 59645000руб (при тарифе 562 руб/кВтч).

Затраты на закупку 1 кг эпиламов составляют 878000 бел. руб. Будем считать, что для обработки необходимо 2 кг (хотя фактически значительно меньше), тогда простой срок окупаемости составит:

$$T_{\text{окКАП}} = 1756000/59645000 = 0,029 \text{ года.}$$

9.4 Регулирование напряжения в электрической сети промышленных потребителей с целью снижения расхода ЭЭ

Качество электроэнергии может оказывать существенное влияние на условия и технико-экономические показатели работы промышленных предприятий, на производительность труда и, в конечном счете, на качество и количество выпускаемой промышленной продукции. Весьма важное значение, придаваемое в настоящее время качеству электроэнергии, привело к появлению «Временных указаний по регулированию напряжения в электрических сетях», утвержденного в 1999 г. ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения», материалов Всесоюзного совещания по вопросам регулирования напряжения в электрических сетях, и др.

Качество напряжения или режим напряжения в электрической сети характеризуется совокупностью значений напряжения в характерных ее пунктах и, в частности, определяется величиной отклонения напряжения:

$$V_i = \frac{U_i - U_n}{U_n} 100\%, \quad (9.17),$$

где U_i – напряжение в узле i сети;

U_n – номинальное напряжение сети.

При значительном отклонении напряжения у ЭП во многих случаях имеет место нарушение условий их нормальной работы (вместе с механизмами). В результате снижается качество и появляется брак продукции, происходит сокращение срока службы электротехнического оборудования и т. д.

На основе накопленного опыта в ГОСТ установлены допустимые пределы отклонения напряжения. В этих пределах ненормальных явлений обычно не наблюдается, хотя это и требует дополнительной тщательной проверки. На них в основном ориентируется электротехническая промышленность.

В ГОСТ 13109-97 указано, что на зажимах электроприемников допускаются отклонения напряжения в пределах 5% от номинального в нормальном режиме и в пределах 10% в аварийном.

Влияние режима напряжения на работу электроприемников Асинхронные двигатели

При номинальном напряжении на зажимах асинхронного двигателя он, работая с полной нагрузкой, потребляет из сети активную и реактивную мощность. В случае изменения напряжения сети активная мощность на валу двигателя остается практически постоянной, изменяются лишь потери активной мощности в двигателе.

Анализ зависимостей изменения величины дополнительных потерь для различных типов двигателей от напряжения на их зажимах показал, что наиболее существенное влияние имеет значение коэффициента загрузки двигателя.

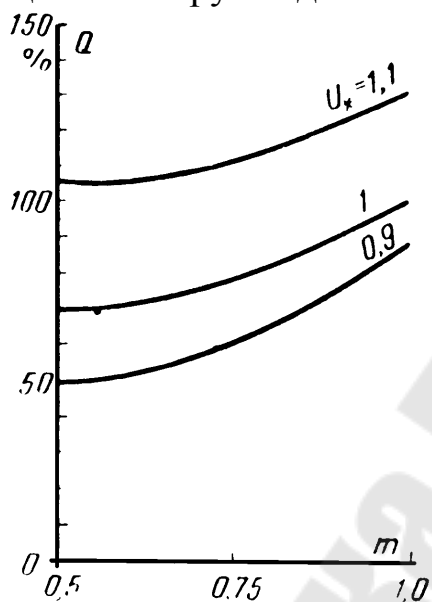


Рис. 9.17 Зависимость $Q=f(m)$

Установлено, что общим для всех рассмотренных двигателей является увеличение потребляемой реактивной мощности при увеличении подведенного напряжения (рисунок 9.4.1).

Кроме того, удельное потребление реактивной мощности растет с уменьшением коэффициента загрузки.

Для приближенных расчетов можно принимать, что для наиболее распространенных трехфазных двигателей серии 4А мощностью 20 – 100 кВт повышение напряжения на 1 % приводит к росту реактивной мощности приблизительно на 3%. Для двигателей меньшей номинальной мощности соответствующее увеличение потребляемой реактивной мощности достигает 5–7%.

При изменении напряжения на зажимах двигателя изменяется его скольжение, а следовательно, и скорость вращения (рис. 9.18).

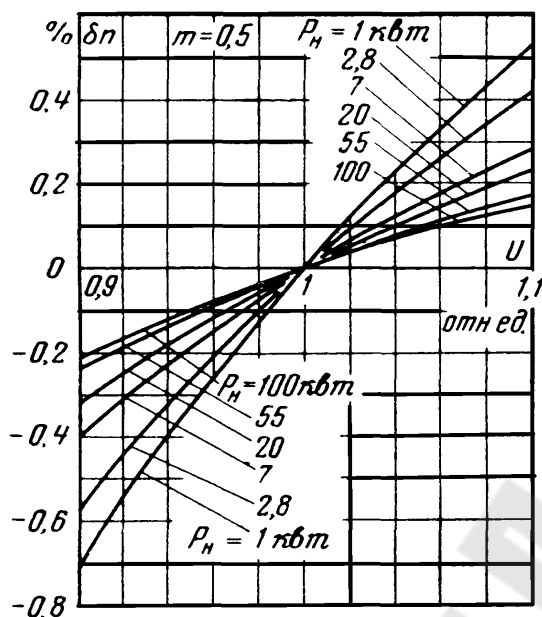


Рис. 9.18 Зависимость $\delta n = f(U)$

При снижении напряжения скорость вращения двигателей заметно снижается, особенно для двигателей меньшей мощности. Наоборот, повышение напряжения приводит к увеличению скорости двигателей. При работе двигателей с малыми коэффициентами загрузки влияние изменения напряжения на скорость двигателей практически очень мало. При оценке влияния изменения напряжения на экономичность работы асинхронных двигателей следует учитывать стоимость дополнительных потерь электроэнергии, вызванных отклонением напряжения, увеличение реактивной мощности, потребляемой двигателем, а также изменение экономических показателей, связанных с влиянием изменения скорости вращения на производительность соответствующих механизмов.

В настоящее время отсутствует единая методика оценки экономичности работы асинхронных двигателей. Некоторые специалисты вообще отрицают целесообразность и возможность практического выполнения подобных расчетов, мотивируя это тем, что изменение активной и реактивной мощности, потребляемой двигателем при относительно небольших отклонениях от номинального напряжения, мало, а влияние изменений скорости двигателей на производительность механизмов в этих условиях практически вообще отсутствует и не может быть даже замечено.

В то же время имеются данные о том, что правильная оценка влияния изменений напряжения на экономичность работы асинхрон-

ных двигателей в ряде случаев позволяет получить существенный эффект.

Если влияние скорости вращения двигателя на производительность механизмов имеет место, то напряжение на зажимах двигателей должно поддерживаться не ниже номинального при малых коэффициентах загрузки, и в пределах наибольшего допустимого значения при больших коэффициентах загрузки (близких к номинальной).

При отсутствии влияния скорости вращения двигателя на производительность механизмов целесообразно поддерживать напряжение на зажимах двигателей не выше номинального при больших коэффициентах загрузки и ниже номинального при малых коэффициентах загрузки.

Экономические характеристики могут быть построены как для отдельных ЭП, так и для узлов распределительной сети или для узлов нагрузки электрических систем.

Осветительные электроприемники

Рассмотрим влияние отклонения напряжения на работу осветительных ЭП.

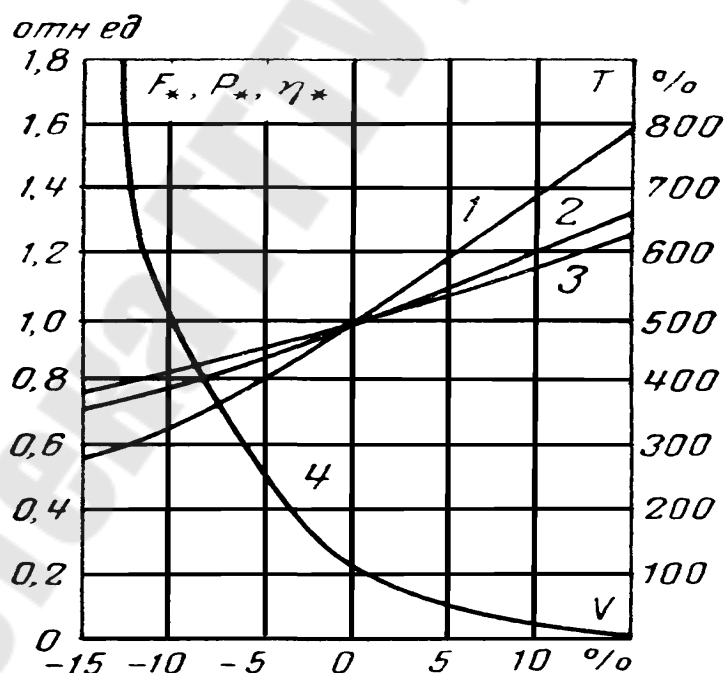


Рис. 9.19 Зависимость $dn = f(U)$

Лампы накаливания характеризуются следующими основными параметрами: потребляемой мощностью, световым потоком и средним номинальным сроком службы. Эти показатели в значительной мере зависят от величины напряжения на зажимах ламп (рис.9.19).

При повышении напряжения увеличиваются световой поток и мощность лампы, но резко снижается срок службы. В случае снижения напряжения резко уменьшается световой поток, а, следовательно, и освещенность рабочей поверхности. При относительно небольших изменениях напряжения (в пределах $\pm 10\%$ от U_n) зависимость потребляемой мощности от напряжения может быть выражена аналитически следующим приближенным выражением:

$$P = (U/U_n)^{1,6} \approx 1 + 1,5 \cdot U, \quad (9.4.2).$$

Из газоразрядных ламп для освещения в промышленных предприятиях применяют в основном люминесцентные лампы и лампы типа ДРЛ. При пониженном напряжении люминесцентные лампы или не загораются совсем, или их горение сопровождается интенсивным распылением оксидного вещества с катодов лампы. Это приводит к миганиям и резкому сокращению срока службы лампы. При повышении напряжения нарушается тепловой баланс, увеличивается давление ртутных паров, что снижает экономичность работы лампы и срок ее службы.

Электротермические установки

На предприятиях различных отраслей промышленности значительное распространение имеют электротермические установки, служащие для нагрева изделий, расплавления, их закалки, и т. п.

Работа печей при наличии отклонений от номинального напряжения затрудняется, может иметь место снижение их производительности, а в ряде случаев и расстройство технологического процесса. Это может привести к значительному экономическому ущербу.

Наблюдения за качеством напряжения в цехе горячей вулканизации одной из обувных фабрик показали, что для нормального ведения технологического процесса необходимо поддерживать определенную температуру на поверхности вулканизационного оборудования. Снижение напряжения на 1 % от номинального значения вызывает изменения требуемой температуры нагрева и задержку выпуска продукции. Фактически отклонения от номинального напряжения были относительно невелики: среднеквадратичное отклонение за характерный месяц составило около 2,9 % номинального напряжения. Однако расчеты показали, что при таком режиме напряжения можно было бы ожидать недоотпуск продукции примерно в 330 тыс. пар обуви за год. Для предотвращения этого ущерба на фабрике были применены специальные устройства для местного регулирования на-

пряжения: оборудована автоматическая станция терморегулирования, при помощи которой изменялось количество секций электронагревателей, понижающие трансформаторы у прессов были снабжены четырьмя ступенями изменения вторичного напряжения.

По данным главного энергетика одного из ферросплавных заводов производительность электроплавильной печи мощностью 10000 кВА за сутки при работе с напряжением 37 кВ составляла 44 т силикохрома. Для той же печи при напряжении около 34-35 кВ (снижение напряжения на 5–9 %) производительность уменьшалась до 38,8 т, т. е. примерно на 12%.

Регулирование напряжения в цеховых сетях предприятий

Для изменения режима напряжения в цеховых электрических сетях напряжением до 1 кВ наиболее эффективным средством является варьирование коэффициента трансформации цехового трансформатора с помощью устройства ПБВ. Поскольку для изменения коэффициента трансформации трансформатора с ПБВ требуется отключать его от сети, то регулирование напряжения таким способом осуществляется редко. Практически такие переключения осуществляются не чаще 2 раз в год (сезонное регулирование).

Результаты экспериментов по оценке влияния уровня напряжения в цеховых электрических сетях на удельные расходы электроэнергии промышленных предприятий, как основного показателя эффективности использования электроэнергии в производстве показали, что значение напряжения является одним из факторов, определяющим величину удельного расхода электроэнергии.

Проведенные эксперименты позволили сделать общий вывод относительно характеристик электродвигателей малой мощности, заключающийся в том, что максимум к.п.д. и коэффициента мощности при загрузке двигателей по активной мощности (0,6–0,75) $P_{\text{ном}}$ наступает при напряжении на зажимах двигателей (0,93–0,97) $U_{\text{ном}}$.

Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности определения и поддержания оптимального напряжения в цеховых электрических сетях и необходимости рассмотрения регулирования напряжения как одного из возможных путей экономии электрической энергии.

Эффективность регулирования напряжения в сетях предприятия с целью снижения уровня электропотребления покажем на примере Речицкого управления технологического транспорта (РУТТ). Регули-

рование напряжения в сетях цеховых потребителей электроэнергии является одним из возможных путей энергосбережения.

При обследовании РУТТ выяснилось, что напряжение в цеховых электрических сетях на стороне 0.4 кВт поддерживается на верхнем уровне ($U_{ном}+5\%$), а иногда достигает и более высоких значений. Эти данные были получены экспериментальным путем в часы максимальных нагрузок энергосистемы. Устройство ПБВ трансформатора ТМФ-630-10/0.4 кВ автогаража №1 находится в III положении.

В соответствии с методикой, проведен оценочный расчет величины нерационального расхода электроэнергии при повышенном напряжении.

В данном случае расчет основывается на результатах измерения электропотребления по счетчикам активной энергии, установленным на КТП и ведущим учет по линиям, питающим группы потребителей.

Исходные данные для расчета мероприятия по снижению уровня питающего напряжения представлены в *табл. 9.7*.

Таблица 9.7

Исходные данные для расчета эффективности снижения уровня питающего напряжения

Наименование цеха	Средняя мощность цеха, P_p , кВт	Число часов работы, T , час	Число часов работы освещения, $T_{осв}$, час	Среднее напряжение потребителей $U_{ср}$, В	Годовое электропотребление (без учета освещения), A , тыс.кВт·ч
Ремонтный бокс №1	11,23	2040	765	405	22,9
Аккумуляторная	0,83	2040	765/1530	400	1,7
Тракторный гараж	18,87	2040	765/1530	405	38,5
Стройцех	0,74	2040	765	400	1,5
Рем.бокс тракторной техники	0,15	2040	765	395	0,3

Расчет снижения электропотребления для ремонтного бокса №1 при уменьшении напряжения выполнен следующим образом:

а) Силовая нагрузка.

Фактический линейный ток:

$$I_{л} = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_T} = \frac{11,23 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 405} = 16,02 \text{ А.}$$

Эквивалентное сопротивление нагрузки:

$$R_{эк} = \frac{U_m}{I_{л}} = \frac{405}{16,02} = 25,28 \text{ Ом}$$

Суммарный линейный ток при номинальном напряжении:

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\text{н}}}{R_{\text{эк}}} = \frac{380}{25,28} = 15,03 \text{ А}$$

Суммарная расчетная мощность при номинальном напряжении:

$$P_{\text{рн}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{л}} \cdot U_{\text{н}} = \sqrt{3} \cdot 15,03 \cdot 380 = 9,88 \text{ кВт}$$

Изменение потребляемой мощности за счет снижения напряжения:

$$\Delta P = P_{\text{р}} - P_{\text{рн}} = 11,23 - 9,88 = 1,34 \text{ кВт}$$

Годовая экономия электроэнергии при снижении напряжения до номинального:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot T = 1,34 \cdot 2040 = 2,74 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$$

б) Осветительная нагрузка.

Потребляемая мощность

$$P = P_{\text{р.осв}} \cdot \left(\frac{0,95}{405/380} \right)^{1,6} = 9,67 \cdot \left(\frac{0,95}{1,07} \right)^{1,6} = 8,05 \text{ кВт}$$

Снижение потребляемой мощности:

$$\Delta P = 9,67 - 8,05 = 1,63 \text{ кВт}$$

Годовая экономия электроэнергии при снижении напряжения до номинального

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot T = 1,63 \cdot 765 \cdot 10^{-3} = 1,24 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$$

Экономия по остальным цехам рассчитывается аналогично. Результаты расчетов представлены в табл. 9.8.

Таблица 9.8

Эффективность регулирования напряжения цеховых трансформаторов в подразделениях РУТТ

Наименование цеха	ΔP , кВт		$\Delta \mathcal{E}$, тыс.кВт·ч		Экономия электроэнергии	
	Силовая нагрузка	Освещение	Силовая нагрузка	Освещение	Всего	% от годового
Ремонтный бокс №1	1,34	1,63	2,74	1,24	3,98	0,53
Аккумуляторная	0,08	0,12	0,17	0,09	2,2	0,29
Наружное		1,27		1,94		
Тракторный гараж	2,26	0,46	4,61	0,35	9,08	1,2
Наружное		2,69		4,12		
Стройцех	0,07	0,30	0,15	0,23	0,38	0,05
Рем. бокс тракторной техники	0,01	0,56	0,02	0,43	0,45	0,06
Итого					16,09	2,13

Таким образом, суммарная годовая величина экономия электроэнергии при понижении уровня напряжения составит 16,09 тыс.кВт·ч или 2,13% от общего электропотребления РУТТ.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Оглавление

Тема 1. СТРАТЕГИЯ И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	3
1.1 Основные понятия и определения	3
1.2 Исторический аспект энергосбережения. Мировой энергетический кризис 70-х годов. Национальные и региональные программы энергосбережения: Япония – «Закон о рациональном использовании энергии» (1979 г.), Франция – «Свод законов об экономии энергии» (1980 г.), Голландия – «Меморандум об энергосбережении» (1990 г.).....	5
1.3 Прогнозы спроса на нефть и газ. Ресурсная база мировой нефтегазовой промышленности.....	10
Тема 2. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ. УСЛОВНОЕ ТОПЛИВО. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ	14
2.1 Основные понятия и определения	14
2.2 Энергетическая безопасность как один из компонентов национальной безопасности страны.....	20
2.3 Факторы, ослабляющие энергетическую безопасность Республики.....	21
2.4 Оценка уровня энергетической безопасности страны с использованием индикативного анализа.....	21
2.5 Мероприятия по повышению энергетической безопасности Республики Беларусь	22
2.6 Директива Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. №3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства»	23
Тема 3. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ	39
3.1 Генерирующие источники Республики Беларусь, их структура.....	40
3.2 Развитие энергоисточников концерна «Белэнерго» на период до 2020 г.....	42
3.3 Прогнозная оценка выработки электрической и тепловой энергии в Республике Беларусь.....	49
3.4 Модернизация генерирующих источников республики	49
3.5 Развитие электрических сетей страны. Внешние электрические связи с соседними странами.....	49
3.6 Система теплоснабжения республики. Основные направления модернизации системы теплоснабжения, перспективы ее развития.....	52
3.7 Системы обеспечения страны газом и нефтью, ее модернизация и перспективы развития.....	54
Тема 4. МЕСТНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА	59
4.1 Обеспеченность республики собственными энергоресурсами: нефть, попутный газ, торф. Нефть и попутный газ: динамика потребления, передовые способы освоения нефтяных месторождений	59
4.2 Оценка запаса торфа на территории страны, основные месторождения, современные технологии переработки торфа.	61
4.3 Оценка стратегических запасов горючих сланцев и бурых углей	62
Тема 5. НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	63

5.1	Малые гидроэлектростанции, древесное топливо, ветроэнергетика, биоэнергетика, гелиоводонагреватели, установки для брикетирования и сжигания отходов растениеводства и др.....	64
5.2	Древесное топливо. Гидроэнергетические ресурсы. Ветроэнергетический потенциал.....	65
5.3	Мировой опыт использования ветроэнергетики. Гелиоэнергетика и перспективы ее использования в стране.....	67
5.4	Геотермальные ресурсы. Биоэнергетика.....	82
5.5	Использование биогазовых установок в Западной Европе и Китае. Топливный этанол и биодизельное топливо.....	92
Тема 6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.....		106
6.1	Понятие энергетической эффективности.....	107
6.2	Показатели энергетической эффективности: абсолютная величина электропотребления; удельная величина электропотребления; целевой показатель по энергосбережению.....	107
6.3	Нормирование расхода ТЭР.....	112
Тема 7. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЭР.....		140
7.1	Организация и проведение энергетических обследований потребителей ТЭР.....	140
7.2	Экономия электрической энергии.....	154
7.3	Оценка уровня энергетической эффективности промышленных потребителей на основе регрессионных моделей электропотребления.....	164
7.4	Общие положения по энергоаудиту.....	167
Тема 8. РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ.....		172
8.1	Системы технического учета и управления потреблением ТЭР.....	172
8.2	Назначение и цели создания интеллектуальной компьютерной системы технического учета.....	176
8.3	Требования к структуре и функциям интеллектуальной компьютерной системе технического учета (ИКСТУ) ТЭР.....	178
8.4	Пример практического результата от внедрения интеллектуальных компьютерных систем учета ТЭР на промышленных предприятиях республики... Анализ фактических удельных расходов ЭЭ по филиалу №1 «Цементный завод» .	186 187
8.5	Экономия расхода газа за счет организационных мероприятий на печах обжига.....	189
Тема 9. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. СОВРЕМЕННЫЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ (электрическая энергия).....		193
9.1	Вентильно-индукторные двигатели.....	193
9.2	Внедрение автоматического устройства управления режимом работы двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами 40 МВА.....	211
9.3	Применение эпикамирования для снижения электропотребления и увеличения срока службы оборудования.....	223
9.4	Регулирование напряжения в электрической сети промышленных потребителей с целью снижения расхода ЭЭ.....	236
Оглавление.....		245

Грунтович Надежда Владимировна

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

**Курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов специальности
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 20.01.12.

Рег. № 57Е.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>