**Содержание**

Введение

Глава 1. Роль электроэнергетики в экономике России

Глава 2. Анализ современного состояния и перспективы развития электроэнергетики в России

2.1 Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях

Глава 3. Оценка рынка электроэнергии Тульской области

Глава 4. Спрос и предложение на рынке электроэнергии в России и Тульской области.

Глава 5. Проблема ресурсной обеспеченности электроэнергетики в России

5.1 Потенциал энергосбережения.

Заключение

Список использованной литературы

Приложение

**Введение**

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России охватывает всю обжитую территорию страны от западных границ до района Дальнего Востока и является одним из крупнейших в мире централизованно управляемым энергообъединением, граничащим с энергообъединениями стран Европы и Азии. В 1992 году Президентом России Ельциным Б.Н. были подписаны указы, положившие начало реформированию российской электроэнергетики. По этим указам было сформировано РАО «ЕЭС России» и региональные АО энерго. С тех пор РАО «ЕЭС России» сильно продвинулось на пути к эффективному рынку - достаточно вспомнить создание оптового рынка электроэнергии и мощности, развитый рынок ценных бумаг холдинга и т.д. Однако без эффективного решения задач, вставших перед компанией (неплатежи, замена устаревшего оборудования, инновации и привлечение инвестиций в отрасль), все достижения не смогут получить дальнейшего развития, что приведет к упадку в электроэнергетике - отрасли, которая является одной из ключевых для российской экономики.

**1. Роль электроэнергетики в экономике России**

Для истории развития энергетики характерны четыре основных периода. Первый из них начался в 1920 г., когда VIII Всероссийским съездом Советов был принят план электрификации России (ГОЭЛРО). Этим планом предусматривалось опережающее развитие энергетики, сооружение 30 крупных районных станций, использование местных топлив, развитие централизованного энергоснабжения, рациональное размещение электростанций на территории страны. Задания плана ГОЭЛРО были выполнены уже в 1931 г. За годы Великой Отечественной войны выработка электроэнергии снизилась почти в два раза, около 60 крупных станций было разрушено. Поэтому основной задачей второго периода развития энергетики (1940-1950 г.г.) было восстановление разрушенного энергетического хозяйства. Для третьего этапа развития энергетики (1951-1965 г.г.) характерна концентрация энергоснабжения за счет создания объединенных энергосистем, строительство мощных тепловых электростанций, сооружение первых атомных станций. Четвертый период (с 1966 г. по настоящее время) характеризуется переходом к качественно новому уровню развития топливно-энергетического комплекса. Внедряется блочная схема компоновки электростанций, причем мощность блоков непрерывно повышается. Пар сверхкритических параметров теперь используется не только на конденсационных электростанциях (КЭС), но и на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). Формируется единая энергосистема страны. До 1975 г. в СССР проводился курс на повышение расхода газа и мазута на нужды энергетики. Это позволило в короткий срок и без значительных капитальных затрат укрепить энергетическую базу народного хозяйства. Позже было решено, что дальнейший рост энергетического потенциала Европейской части страны должен осуществляться за счет строительства гидравлических и атомных станций, а в восточных районах - за счет тепловых станций, работающих на дешевых углях. Основные запасы органических топлив (угля, нефти, газа) расположены в восточной части страны, чаще всего в труднодоступных районах. Поэтому особое значение приобретает проблема экономии топливно-энергетических ресурсов.

Электроэнергетика - отрасль промышленности, занимающаяся производством электроэнергии на электростанциях и прередачей ее протребителям.

Энергетика является основой развития производственных сил в любом государстве. Энергетика обеспечивает бесперебойную работу промышленности, сельского хозяйства, транспорта, коммунальных хозяйств. Стабильное развитие экономики невозможно без постоянно развивающейся энергетики.

Энергетическая промышленность является частью топливно-энергетической промышленности и неразрывно связана с другой составляющей этого гигантского хозяйственного комплекса - топливной промышленностью.

Российская энергетика - это 600 тепловых, 100 гидравлических, 9 атомных электростанций. Общая их мощность по состоянию на октябрь 2002 года составляет 210 млн квт. В 2001 году они выработали около 1 триллиона кВт/ч электроэнергии и 790 млн. Гкал тепла. Продукция ТЭК составляет лишь около 10% ВПП страны, однако доля комплекса в экспорте составляет около 40%(в основном за счет экспорта энергоносителей).

В 1992 году экспортировано в страны Европы и Азии свыше 2% всей электроэнергии произведенной в стране. Общая длина линий электропередач составила 2.5 млн километров. Более 1.10 миллиона человек занято в электроэнергетике. Основные показатели работы электроэнергетики представлены в приложении 1.

За последние 80 лет промышленное производство электроэнергии увеличилось в тысячу с лишним раз, была создана единая энергосистема и около сотни районных энергосистем. Плоды гигантомании советского времени воплотились в этой отрасли более, чем где-либо еще. Многие из гигантов электроэнергетики размещены неравномерно, экономически и географически неправильно, но это не уменьшает ценность таких объектов - сейчас их не перенесешь и не перепрофилируешь.

Для более экономичного, рационального и комплексного использования общего потенциала электростанций нашей страны создана Единая энергетическая система (ЕЭС), в которой работают свыше 700 крупных электростанций, имеющих общую мощность свыше 250 млн кВт (т. е. 84% мощности всех электростанций страны). Управление ЕЭС осуществляется из единого центра, оснащенного электронно-вычислительной техникой.

Энергосистема - группа электростанций разных типов и мощностей, объединенная линиями электропередач и управляемая из единого центра.

ЕЭС - единый объект управления, электростанции системы работают параллельно.

Объективной особенностью продукции электроэнергетики является невозможность ее складирования или накопления, поэтому основной задачей энергосистемы является наиболее рациональное использование продукции отрасли. Электрическая энергия, в отличие от других видов энергии, может быть конвертирована в любой другой вид энергии с наименьшими потерями, причем ее производство, транспортировка и последующая конвертация значительно выгоднее прямого производства необходимого вида энергии из энергоносителя. Отрасли, зачастую не использующие электроэнергию напрямую для своих технологических процессов являются крупнейшими потребителями электроэнергии.

ЕЭС России - сложнейший автоматизированный комплекс электрических станций и сетей, объединенный общим режимом работы с единым центром диспетчерского управления (ДУ). Основные сети ЕЭС России напряжением от 330 до 1150 кВт объединяют в параллельную работу 65 региональных энергосистем от западной границы до Байкала. Структура ЕЭС позволяет функционировать и осуществлять управление на 3х уровнях: межрегиональном (ЦДУ в Москве), межобластном (объединенные диспетчерские управления) и областном (Местные ДУ). Такая иерархическая структура в сочетании с противоаварийной интеллектуальной автоматикой и новейшими компьютерными системами позволяет быстро локализовать аварию без значительного ущерба для ЕЭС и зачастую даже для местных потребителей. Центральный диспетчерский пункт ЕЭС в Москве полностью контролирует и управляет работой всех станций, подключенных к нему.

Единая Энергосистема распределена по 7 часовым поясам и тем самым позволяет сглаживать пики нагрузки электросистемы за счет “перекачки” избыточной электроэнергии в другие районы, где ее недостает. Восточные регионы производят электроэнергии гораздо больше, чем потребляют сами. В центре же России наблюдается дефицит электроэнергии, который пока не удается покрыть за счет передачи энергии из Сибири на запад. К удобствам ЕЭС можно также отнести и возможность размещения электростанции вдалеке от потребителя. Транспортировка электроэнергии обходиться во много раз дешевле, чем транспортировка газа, нефти или угля и при этом происходит мгновенно и не требует дополнительных транспортных затрат. Если бы ЕЭС не существовало, то понадобилось бы 15 млн. кВт дополнительных мощностей.

Российская энергосистема обоснованно считается одной из самых надежных в мире. За 35 лет эксплуатации системы в России в отличие от США(1965, 1977) и Канады (1989) не произошло ни одного глобального нарушения электроснабжения.

Несмотря на распад Единой Энергосистемы СССР, большинство энергосистем ныне независимых республик все еще находятся под оперативным управлением ЦДУ РФ. Большинство независимых государств имеют отрицательное сальдо в торговом балансе электроэнергии с Россией. Структурная схема межгосударственных связей 220 кВ и выше ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран представлена в приложении 2.

Текущая задача российской электроэнергетики - правильное и целесообразное использование ресурсов уже имеющихся предприятий этой отрасли, что невозможно без эффективного сотрудничества с другими отраслями промышленности.

**2. Анализ современного состояния и перспективы развития электроэнергетики в России**

В настоящее время развитие ЕЭС России осложняется рядом проблем, требующих своего решения в перспективный период.

Одну из серьезнейших проблем в энергетике представляет старение основных фондов. В настоящее время в ОЭС России находится в эксплуатации 30 млн. кВт генерирующего оборудования, достигшего предельных сроков наработки. В 2010г. объемы устаревшего оборудования составят порядка 110 млн. кВт (из них ТЭС - 75 млн. кВт, ГЭС - 25 млн. кВт, АЭС - 8,4 млн. кВт), т.е. около 50% установленной мощности электростанций. Нарастание объемов оборудования электростанций, выработавшего свой парковый ресурс, намного превышает темпы вывода его из работы и обновления. Не менее остро эта проблема стоит в электрических сетях, а также в тепловых сетях. Уже сейчас 5 тыс. км ВЛ. 110 - 220 кВ и подстанций общей мощностью 8 млн. кВ подлежат полной замене. К 2010 г. потребуется реконструкция 20 тыс. км ВЛ. 110 кВ и выше. Проблема технического перевооружения затрагивает основы надежности и живучести электроэнергетики всех регионов страны и Единой энергетической системы России в целом.

При сохранении существующего уровня инвестиций в электроэнергетику и большом объеме устаревшего оборудования уже начиная с 2005 г. может начаться неуправляемое выбытие энергомощностей и электросетевых объектов и, как результат, резкое снижение надежности функционирования ЕЭС и электроснабжения потребителей.

Важнейшей проблемой развития энергетики является создание и внедрение современного эффективного оборудования с высокими технико-экономическими и экологическими параметрами, в том числе и для решения задач технического перевооружения. Необходимо ускоренное внедрение высокоэкономичных парогазовых и газотурбинных технологий на базе создаваемого отечественного оборудования, а также расширения связей с зарубежными фирмами по созданию оборудования на совместных предприятиях, создание экологически чистых энергоблоков на твердом топливе, оборудованных котлами с циркулирующим кипящим слоем, реакторов АЭС нового поколения, отвечающих международным стандартам безопасности.

Проблемой ЕЭС России является также частичная энергетическая зависимость отдельных регионов от транзита электроэнергии через энергосистемы других государств (Калининградская, Псковская, Омская энергосистемы).

Из-за недостаточной степени компенсации зарядной мощности линий 750 кВ — 75%, при рекомендуемых 100-110% и 500 кВ - 42% против 80 - 100% острейшей проблемой функционирования электрических сетей в последние годы является повышение рабочего напряжения в сетях 750, 500 и 330 кВ в ряде районов ЕЭС России, иногда до опасных для оборудования значений, в весенне-летний период в ночные часы и в часы дневного провала нагрузок. Отдельные технико-экономические показатели работы электроэнергетической промышленности представлены в приложении 3.

Появление в последнее время вынужденных неоптимальных режимов работы электростанций, увеличение реверсивных перетоков мощности по электрическим сетям привели к увеличению относительных потерь электроэнергии. В настоящее время главной текущей проблемой отрасли является низкий уровень платежей потребителей за отпущенную им электрическую и тепловую энергию. Неплатежи потребителей ведут к недостатку оборотных средств, росту дебиторской задолженности энергокомпаний, дефициту топлива на электростанциях и связанному с ним вынужденному неоптимальному режиму загрузки электростанций. Растут затраты, снижается экономическая эффективность работы отрасли. Наряду с неплатежами имеют место недостатки в тарифной политике. Несмотря на положительный фактор — переход на двухставочные тарифы (на покупку и продажу электрической энергии и мощности) На оптовом рынке, позволяющий повысить эффективность функционирования ФОРЭМ, низкий уровень тарифов не позволяет отрасли в полной мере обеспечить инвестиционный процесс.

Кроме того, в настоящее время практически во всех регионах страны тарифные ставки по отдельным тарифным группам не соответствуют реальным величинам затрат на производство, транспорт и распределение электрической и тепловой энергии. Таким образом, в России при формировании тарифов четко прослеживается практика перспективного субсидирования.

Положение в электроэнергетике России сегодня близко к кризисному - продолжается спад производства. Государственная политика формирования рыночных отношений в электроэнергетике России не учитывает свойств и особенностей этих отраслей. Концепция, как нужно строить рыночные отношения в области энергетики имеется, но детально проработанной, полноценной программы перехода к рынку сегодня нет.

Одной из составляющих энергетической политики России и ее регионов должно стать формирование нового механизма управления функционированием и развитием электроэнергетического комплекса. Это необходимо проводить в рамках осуществляемых в стране общих экономических реформ с учетом особенностей электроэнергетического комплекса. Поскольку эти и другие необходимые основы рыночной экономики пока не сформированы, и это потребует длительного времени, то невозможность саморегулирования на рыночных принципах должна быть компенсирована сильным государственным регулированием экономических процессов. Единственным известным на данный момент выходом из противоречия между целью (создание эффективной рыночной экономики) и объективной необходимостью сохранения централизованного управления является создание двухсекторной экономики, в которой параллельно функционирует рыночный и государственно управляемые секторы. Рыночный сектор должен формироваться, прежде всего, в отраслях, близких к конечной продукции (торговля, легкая и пищевая промышленности, сельское хозяйство, строительство (потребление электроэнергии в отраслях промышленности по крупным и средним организациям представлено в приложении 4), а также, по мере готовности, и в других производствах, где отсутствует (или относительно легко может быть разрушен) монополизм и сбои в работе которых не ведут к большим ущербам и к дестабилизации экономики.

Электроэнергетика обладает рядом особенностей, обусловливающих необходимость сохранения в ближайшей перспективе необходимость сохранения преимущественно государственного управления его функционированием и развитием. К ним относятся :

- особая важность для населения и всей экономики обеспечения надежного энергоснабжения;

- высокая капиталоемкость и сильная инерционность развития электроэнергетики;

- высокий уровень опасности объектов электроэнергетики для населения и природы;

- монопольное положение отдельных предприятий и систем по технологическим условиям, а так же вследствие сложившейся в нашей стране высокой концентрации мощностей электроэнергетики;

- отсутствие необходимых для рыночной экономики резервов в производстве и транспорте энергоресурсов.

Вследствие спада производства потребности хозяйства страны в электроэнергии снизились и поскольку по прогнозам специалистов такая ситуация будет продолжаться еще как минимум 2-3 года и важно не допустить разрушения системы к моменту, когда потребности в электроэнергии снова станут возрастать. Для поддержания уже существующих электромощностей необходим ввод 8-9 млн. кВт ежегодно, однако из-за проблем с финансированием и развалом хозяйственных связей за 2003 построено и пущено мощностей лишь чуть более 1 млн. кВт.

**2.1 Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях**

Разработки коллективов отраслевых и академических институтов легли в основу Концепции энергетической политики России в новых экономических условиях. Концепция была представлена на рассмотрение в Правительство России рядом организаций - Минтопэнерго, Минэкономики, Миннауки России и Российской академией наук. Правительство Российской Федерации одобрило основные положения концепции на заседании правительства от 10.10.92, и после доработки проект документа был передан в Верховный Совет России.

Для реализации энергетической политики России в рамках комплексной энергетической программы было предложено несколько конкретных федеральных, межотраслевых и научно-технических программ. Среди основных программ предложены следующие:

1. Национальная программа энергосбережения*.* Результатом осуществления этой программы должна явиться ежегодная экономия в 50-70 млн. тонн условного топлива к 2010 году. В подпрограмме предлагается несколько принципиально новых мер экономии первичных энергоресурсов, но и по замещению дефицитных видов энергоносителей на более дешевые и доступные. Предлагается, например, модернизировать нефтеперерабатывающие заводы, улучшить переработку природного газа. Также здесь предлагается полностью использовать попутный газ, который в настоящее время попросту сжигается в факелах. Предполагается, что эти меры дадут эффект, соизмеримый с ежегодными размерами рентных платежей отраслей ТЭК.

2. Национальная программа повышения качества энергоснабжения*.* Здесь предусмотрено повышение потребление энергии в бытовом секторе, газификация целых регионов, средних и малых населенных пунктов в сельской местности.

3. Национальная программа по защите окружающей среды от вредных воздействий энергетики.Целью программы является снижение в несколько раз выбросов газов в атмосферу, прекращение сброса вредных веществ в водоемы. Полностью отвергается здесь и идея равнинных ГЭС.

4. Национальная программа поддержки обеспечивающих ТЭК отраслей.Здесь предусматривается развитие энергостроения, предусмотрена подпрограмма по улучшению подготовки специалистов.

5. Газоэнергетическая программа “Ямал”. Программа предусматривает развитие газовой промышленности, рост производства конденсата и углубление нефтепереработки, реконструкцию электроэнергетики и системы теплоснабжения.

6. Программа освоения Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции. Предполагается создать новый нефтегазодобывающий регион с годовой добычей 60-100 млн. тонн нефти,20-50 млрд. м3 газа, мощную нефте- и газоперерабатывающую промышленность. Развитие Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции позволит России выйти на азиатско-тихоокеанский рынок энергоносителей с экспортом 10-20 млн. тонн нефти и 15-20 млрд. м3 природного газа в Китай, Корею, Японию.

7. Программа повышения безопасности и развития ядерной энергетики.Предусмотрено использование компонентов ядерного оружия в электроэнергетике, создать более безопасные реакторы для АЭС.

8. Программа создания Канско-Ачинского угольно-энергетичекого комплекса, ориентированного на экологически приемлемое и экономически эффективное использование бурого угля для производства электроэнергии в огромном регионе России: от Урала и Поволжья на западе до Приморья на востоке.

9. Программа альтернативного моторного топлива. Предусмотрен крупномасштабный перевод транспорта на сжиженный газ.

10. Программа использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. При вводе мировых цен на энергоносители независимое энергоснабжение коттеджей, ферм и даже отдельно стоящих городских домов становится экономически выгодным. Планируется, что рост использования нетрадиционных возобновляемых видов энергоресурсов для местного энергоснабжения к 2000 году достигнет 10-15 млн. тонн условного топлива.

**3. Оценка рынка электроэнергетики Тульской области**

Уставный капитал ОАО "Тулэнерго" составляет 1 566 684 288 руб. и разделен на 1 566 684 288 обыкновенных акций. Номинальная стоимость одной акции 1рубль. Крупнейшим акционером компании является РАО "ЕЭС России"- 49 % акций. Другим крупнейшим лицом, владеющим акциями Общества, является ЗАО "Депозитарно-Клиринговая Компания" (номинальный держатель), которому принадлежит 35,24 % акций. В условиях низких температур января-месяца (ниже многолетнего уровня) основное оборудование станций и сетевых предприятий ОАО "Тулэнерго" отработало стабильно, с нормативной частотой тока 50 Гц. По данным Территориального центра "Центрэнерготехнадзор", серьезных инцидентов не отмечено. Тульские энергетики вновь подтвердили свои лидирующие позиции в области менеджмента не только на региональном, но и на всероссийском уровне. 15 ноября в Москве, на 5-й юбилейной Петровской ассамблее, генеральному директору ОАО "Тулэнерго" Геннадию Александровичу Кочеткову был вручен "Золотой знак" и диплом лучшего менеджера России. Подобной награды он удостаивается уже третий раз подряд, что свидетельствует о стабильной работе компании и квалификации её топ-менеджеров.

Успехи энергетиков действительно существенны. За 10 месяцев 2003 года ОАО "Тулэнерго" улучшило многие показатели по сравнению с аналогичным периодом 2002 года. Тепловыми электростанциями ОАО "Тулэнерго" выработано 2487 млн. кВтч электроэнергии, что на 143 млн. кВтч больше, чем за аналогичный период прошлого года. Рост объема производства электроэнергии, доли собственной генерации в общем объеме потребления - все это увеличивает экономический потенциал области, способствует ее дальнейшему развитию, повышает энергетическую безопасность.

За истекший период 2003 года в результате выполнения Программы управления издержками удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился на 8,5 г/кВтч, общая экономия составила более 3,5 млн. руб. Кроме того, за счет снижения расходов на собственные нужды удалось сэкономить 10,6 млн. кВтч электроэнергии. Все это в целом - предпосылки снижения себестоимости электроэнергии. Это особенно важно не только для отрасли, входящей в рынок, но и для всех жителей области в плане стабилизации и постепенного снижения тарифов. Способствует снижению издержек и внедрение новейших технологий при проведении ремонтных работ. ОАО "Тулэнерго" в числе первых региональных энергосистем стало использовать при проведении закупок электронные торги на площадке B2B-energo. По итогам 9 месяцев 2003 г. проведено 123 закупки на конкурсной основе, стоимостью 111,6 млн. руб. Эффективность составила 17,5 млн. руб. За 9 месяцев 2003 года в ОАО "Тулэнерго" не произошло ни одной аварии, что еще раз подчеркивает профессионализма энергетиков. Причина успешной деятельности ОАО "Тулэнерго" - грамотный менеджмент, современные методы хозяйствования в условиях реформирования отрасли.

На 20 января 2003 года электростанциями ОАО "Тулэнерго" выработано 244, 7 млн. кВтч электроэнергии; отпущено потребителям 487,3 тыс. Гкал тепловой энергии (109,3 % к плану). Потребление электроэнергии по области за две декады составило 673,7 млн. кВтч (102,2 % к плану). В связи с ростом энергопотребления из-за низких температур в первой декаде января ежесуточно дополнительно к плану вырабатывалось 1 млн. 30 тыс. кВтч электроэнергии. В условиях ограничения поставок газа сожжено 30 700 тонн угля (17 % имеющихся запасов). Для обеспечения стабильного энергоснабжения потребителей области ОАО "Тулэнерго" необходимо иметь на расчеты с поставщиками топлива, оплату покупной энергии с ФОРЭМ, абонентную плату РАО "ЕЭС России" и уплату налогов более 700 млн. руб. ежемесячно.

Однако потребители области по состоянию на 21 января оплатили только 220 млн. руб., что составляет 24,4 % потребления. В том числе

* промышленные потребители оплатили 35 %;
* жилищно-коммунальное хозяйство - 15 %;
* потребители, финансируемые из федерального бюджета, - 0,5 %;
* потребители, финансируемые из областного и муниципальных бюджетов - 16 %.

Среди промышленных предприятий ответственно относятся к расчетам за энергию СП "Гипс-Кнауф" (оплачено 90 % потребления); Тульское отделение Московской железной дороги (85 %); ГПК "Ефремовский" (60 %); ОАО "НАК "Азот"" (50 %). В то же время АО "Ясногорский машзавод" и АО "Тулауголь" оплатили лишь по 10 % энергии, а ПО "Алексинский химкомбинат" продолжает наращивать долги и в январе даже не начинал рассчитываться за энергоресурсы. Отдельные руководители муниципальных образований не проявили должной ответственности в вопросах оплаты тепловой энергии, имеющих особое значение в зимних условиях. Так, в январе

МУП "Тепловые сети" г. Ефремова оплатило 9 %;

МУП "Тепловые сети" г. Алексина - 13,9 %;

МУП ЖКХ г. Алексина - 0,7 % потребленной тепловой энергии.

Безответственное отношение к своим обязательствам ряда потребителей и, прежде всего, руководителей муниципальных образований ставит под угрозу энергоснабжение, перебои в котором могут оборачиваться трагедией. В связи с низкими температурами воздуха ОАО "Тулэнерго" не вводило до 15 января ограничений энергоснабжения неплательщиков. Мало того, работники ОАО "Тулэнерго" оказывали помощь коммунальным службам в ликвидации аварий в г. Советске, пос. Новая и Старая Огаревка Щекинского района, пос. Ханино Суворовского района. В условиях максимума нагрузок и дефицита финансовых средств ОАО "Тулэнерго" вынуждено ужесточать требования к неплательщикам во избежание срывов энергоснабжения платежеспособных потребителей.

ОАО "Тулэнерго" за 10 месяцев 2003 г. по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличило производство электроэнергии на 6,1% (с 2343,7млн. кВтч. до 2486,8 млн. кВтч.); производство электроэнергии по регионам Российской Федерации и, в частности, по Тульской области представлено в приложении 5. Отпуск тепловой энергии уменьшился на 1,5% (с 4724,5 тыс. Гкал до 4651,4 тыс. Гкал.) в связи со снижением теплопотребления промышленными потребителями. Полезный отпуск электроэнергии уменьшился на 11,6 % (с 6215,6млн. кВтч до 5491,6 млн. кВтч.), что связано с выходом на ФОРЭМ крупного потребителя НАК "Азот".

Таблица 3.1

**Основные производственные показатели ОАО "Тулэнерго"**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателя | 10 мес. 2003 г. | 10 мес. 2002 г. |
| Рабочая мощность станций, МВт | 433,1 | 450,9 |
| Выработанная э/э, млн. кВтч. | 2486,8 | 2343,7 |
| Покупная э/э, млн. кВтч | 4371,2+797,5\* | 5088,3 |
| Электропотребление, млн. кВтч | 7375,1+797,5\* | 7942,6 |
| Полезный отпуск эл. эн.млн. кВтч | 5491,6+797,5\* | 6215,6 |
| Отпуск т/э, тыс.Гкал | 4651,4 | 4724,5 |

\*-797,5 млн. кВтч - потребление НАК “Азот”.

 Износ основных фондов ОАО "Тулэнерго" составляет 62,5%.

Установленная мощность ОАО "Тулэнерго" - 1268 МВт.

**4. Спрос и предложение на рынке электроэнергетики в России**

В результате проведенной в начале 1990-х годов приватизации (акционирования) были созданы РАО «ЕЭС России» и АО-энерго, представляющие собой естественные монополии, подлежащие регулированию со стороны государства. Им фактически безвозмездно были переданы основные фонды, вследствие чего они не должны выплачивать долги за сделанные ранее капитальные вложения. Это обстоятельство позволяет поддерживать в стране очень низкие (по сравнению со странами Запада) цены на электроэнергию. Таковыми они могут поддерживаться и в будущем, если сохранить вертикально интегрированные АО-энерго и регулирование цен на оптовом рынке с самофинансированием нового строительства (включением в тарифы инвестиционной составляющей).

Для потребителей электроэнергии (населения и всех отраслей экономики) желательны низкие ее цены. В частности, на Западе основной целью перехода к рынку стал многими восприниматься как самоцель. Самой же электроэнергетической отрасли, естественно, выгодны как можно более высокие цены. Поэтому при реформировании электроэнергетики должны быть обеспеченны как устойчивое ее развитие, так и интересы экономики и социальной сферы.

В настоящее время уровень тарифов на электроэнергию в России очень низок. Как правило, он не обеспечивает даже простого воспроизводства (обновления) генерирующих мощностей. Для нормального функционирования электроэнергии требуется повышение тарифов, причем при переходе на самофинансирование это повышение должно быть очень значительным (в 2-3 раза). При переходе же к конкурентному рынку произойдет еще большее повышение цен (в 4-5 раз) по сравнению с существующим сейчас уровнем).

Расчеты необходимых вводов и модернизации генерирующих мощностей и сетевого строительства на предстоящие 2-3 пятилетки и соответствующих им капиталовложений проводились рядом организаций: Энергосетьпроектом (при разработке «Схемы развития ЕЭС до 2010г.»), ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, ИНЭИ РАН, ИНП РАН.

Результаты этих расчетов, как и прогнозы электропотребления, несколько различаются, но в целом не противоречат друг другу.

Из таблицы видно, что она увеличивается вследствие роста необходимых капиталовложений, но остается не очень большой – менее 0,5 цент/ кВт \*ч до 2005 г. И чуть больше 1 цент/кВт \* ч к 2015г.

В таблице 4.1 приведены прогнозы стоимости производства электроэнергии (по данным ЭНИН) и цен оптового рынка (по данным ИНЭИ) для европейской секции ЕЭС. Как уже отмечалось, нас интересуют цены на оптовом рынке, причем желательно для европейской части страны, где рынок предполагается ввести в первую очередь.

Таблица 4.1 **Прогноз цен на оптовом рынке электроэнергии в Европейской секции ЕЭС цент/кВт\*ч**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Прогноз | 2005 | 2010 | 2015 |
| ЭНИН\* | 1.5 | 2.4 | 3.0 |
| ИНЭИ\*\* | 2.45 | 3.4 | - |
| ИНЭИ\*\*\* | 2.7 | 3.03 | - |

\* Для базового варианта при продлении на 10 лет срока службы АЭС и ТЭК суммарной мощностью 50 ГВт.

\*\* Для регулируемого рынка с самофинансированием отрасли.

\*\*\* Для конкурентного рынка.

Стоимость производства электроэнергии (в прогнозе ЭНИН), естественно, ниже, чем цены на оптовом рынке, однако она определена с учетом необходимых инвестиций и характеризует общее повышение тарифов при самофинансировании. Цены при конкурентном рынке (в прогнозе ИНЭИ) несколько возрастут по сравнению с регулируемым рынком в 2005г., но затем становятся меньше.

Анализ данных показывает, что рост цен на электроэнергию в предстоящем периоде неизбежен даже при самофинансировании вследствие увеличения необходимых капиталовложений, а также роста заработной платы и цен на топливо.

Рост цен электроэнергии и его последствия.

Главное изменение в условиях финансирования новых электростанций при переходе к дерегулированному конкурентному рынку состоит в значительном повышении уровня цен, необходимого для привлечения инвестиций в новые электростанции, и в сугубо рыночном механизме реализации такого повышения.

Повышение цен (по сравнению с самофинансируемой монополией) вызвано несколькими причинами:

1. Распределением капиталовложений на выработку только одной новой электростанции (за установленный инвестором срок возврата).

2. Стремление инвестора вернуть капитал с процентом, причём из-за повышенного финансового риска процент в условиях рынка будет больше, чем при монополии, финансируемой за счёт кредитов.

3. Стремление инвестора вернуть капитал за срок, значительно меньший срока службы электростанции.

В условиях конкурентного рынка потенциальный инвестор предварительно оценивает финансовую эффективность новой электростанции. Уровень цен, при котором он сочтёт строительство электростанции для себя эффективным, может быть определён как решение обратной задачи: найти цену, при которой капиталовложения окупятся за заданный срок при заданном проценте на капитал. Это цена будет зависеть также от технико-экономических показателей электростанции, цены топлива, налогов и других факторов.

Если имеющийся уровень цен ниже цены, выгодной для инвестиций, то инвестор не будет вкладывать капитал в рассматриваемую электростанцию, и она не будет строиться.

Что такое мировой уровень тарифов?

В 2002 г. РАО «ЕЭС России » продавало электроэнергию в Финляндию по цене ниже, чем для промышленных потребителей в Карелии. Сейчас цена на электроэнергию на ФОРЭМ (от РАО) составляет около 10 долларов за 1000кВт\*ч. АО-Энерго в регионах перепродают эту энергию в 2- 2.5 раза дороже. Приведённые к одноставочным тарифы для промышленных предприятий в регионах превысили 50коп/(кВт\*ч) и с учётом НДС цена за электроэнергию стала уже больше 20 долларов за 1000 кВт\*ч. То есть, чтобы достичь уровня тарифов в США для крупных промышленных, надо наши тарифы увеличить в 2-2.5 раза.

Если цены повышать равномерно в течение 19 лет, то процент повышения составит к 2020 г. 5,3 % в год, а в относительных процентах будет только 3,6 % повышения в год! (Если цену для промышленности принять не 4 а 6 центов/(кВт\*ч), как в развитых странах Европы, то это не изменит вывода). Процент повышения цен в РАО меньше, так как тариф на газ значительно больше «Отстаёт» от мировых цен, чем цена на электроэнергию. Если процент повышения цен для населения будет 8%, а «допустимый» процент для РАО составит 3,6%, то для промышленности значительно меньшей степени (меньше, чем 3,6%!) для того, чтобы постепенно поставить на основание перевёрнутую «пирамиду» тарифов. Как всем известно, промышленное предприятие получает энергию по более высокому тарифу, чем население, а во всём мире (как было и в СССР) – наоборот. Тарифы на электроэнергию для населения в ряде регионов европейской части России в 2002 году сравнились с тарифами для промышленных предприятий. А с учётом реальных издержек (по опыту СССР и зарубежных стран) они должны быть в 2-3 раза выше, чем для промышленных предприятий. Таким образом, если ограничиться уровнем 8% повышения тарифов в год для населения, то для промышленных предприятий, снабжающихся на высоком напряжении (110кВ), можно тариф не повышать, для других предприятий (35кВ, 10кВ) можно повышать его в меньшей мере, чем для населения. В настоящее время, имеющееся законодательное поле России даёт возможность предприятиям проводить собственную тарифную и договорную политику с региональными энергетическими комиссиями (РЭК) и АО-Энерго. Тарифной политикой предприятия можно считать:

1. Использование выгодного тарифа из имеющегося тарифного меню.
2. Предложение поправок к тарифам и проектов новых тарифов.
3. Выход на оптовый рынок электроэнергии и мощности.

Повышение эффективности функционирования электроэнергетики, резкий рост инвестиций в нее, выбор стратегически правильных решений по ее развитию, механизмов и структуры управления имеют сегодня ключевое значение для будущего не только электроэнергетики, но и всей экономики страны в целом.

На территории России построено три участка линий электропередачи напряжением 1150кВ Итат — Барнаул, Барнаул — Экибастуз и Кустанай — Челябинск, которые является частью электропередачи 1150кВ, связывающей ОЭС Сибири с европейской частью России через территорию Казахстана. До 2005 г. планируется перевод на проектное напряжение 1150кВ участка

Барнаул — Итат. На напряжении 750 кВ осуществляется выдача мощности атомных электростанций: Ленинградской в ОЭС Северо-запада, Калининской, Смоленской, Курской в ОЭС Центра и сформирована межсистемная связь между ОЭС Северо-запада и ОЭС Центра.

Электрическая сеть 500 кВ ЕЭС России является сложнозамкнутой. На напряжении 500 кВ осуществляется выдача мощности крупнейших ГРЭС: Костромской, Конаковской, Рязанской, Каширской, Рефтинской, Пермской, Сургутских, Березовской, Балаковской АЭС, Чебоксарской, Волжской, Саратовской, Нижнекамской, Саяно-Шушенской, Красноярской, Братской, Усть-Илимской ГЭС, сформирован межсистемный транзит Урал — Средняя Волга — Центр. Межсистемные связи в ОЭС России сформированы, в основном, на напряжении 220 - 330 - 500 - 750 кВ. В настоящее время ЕЭС России связана с энергосистемами стран СНГ —Украины, Беларуси, Грузии, Азербайджана, Казахстана; балтийских стран — Эстонии, Латвии, Литвы; европейских стран, входящих в объединение

МО КО ЕЕ, — Финляндии, Норвегии и на востоке с энергосистемой Монголии и двумя приграничными районами в Китае

Пропускные способности существующих связей ЕЭС России с энергосистемами СНГ составляют суммарно 8000 - 9000 МВт, с ОЭС Балтии — 1000 МВт, с Финляндией — 1065 МВт (по мощности ПС).Экспорт электроэнергии из России в последние годы составляет около 20 млрд. кВт • ч в год, из которых 75% поставляется в страны СНГ и Балтии, что показано в таблице 4.2.

Таблица 4.2 **Экспорт электроэнергии из России в последние годы**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы | Экспорт,всего,млрд.  кВт часов | СНГ | Балтия | Европа | Азия |
| 2001 | 20,66 | 16,14 | -0,55 | 4,65 | 0,42 |
| 2002 | 18,81 | 13,55 | -0,52 | 5,01 | 0,77 |

Структурная схема межгосударственных связей 220 кВ и выше ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран (2003 г.) представлена в приложении 2

**5.** **Проблемы ресурсной обеспеченности электроэнергетики в России**

В настоящее время сложилась парадоксальная ситуация, когда в условиях спада производства наращивается его энергоемкость. По различным оценкам потенциал энергосбережения в России составляет от 400 до 600 млн. тонн условного топлива. А ведь, что составляет более трети всех потребляемых сегодня энергоресурсов. Эти резервы распределяются по всем этапам от производства, транспортировки, хранения до потребителя. Баланс энергоресурсов за 2002 год представлен в приложении 6. Так, суммарные потери ТЭК составляют 150-170 млн. тонн условного топлива. Очень велико потребление нефтепродуктов низкой перегонки в качестве топлива на электростанциях. При имеющем место дефиците моторного топлива такая политика крайне неоправданна. Принимая во внимание значительную разницу цен между мазутом и моторным топливом в качестве топлива для котлов теплостанций гораздо эффективнее использовать газ или уголь, однако при использовании последнего большое значение приобретают экологические факторы. Очевидно,что эти направления должны развиваться в равной степени, так как экономическая конъюнктура может существенно меняться даже в энергетике и однобокое развитие отрасли никак не может способствовать ее процветанию. Газ гораздо эффективнее использовать в качестве химического топлива (сейчас газа сжигается 50% от всего призводимого в стране), чем сжигать его на ТЭЦ.

Выброс вредных веществ в окружающую среду на единицу продукции превышает аналогичный показатель на западе в 6-10 раз. Экстенсивное развитие производства, ускоренное наращивание огромных мощностей привело к тому, что экологический фактор долгое время учитывался крайне мало или вовсе не учитывался. Наиболее неэкологичны угольные ТЭС, вблизи них радиационный уровень в несколько раз превышает уровень радиации в непосредственной близости от АЭС. Использование газа в ТЭС гораздо эффективнее, чем мазута или угля: при сжигании 1 тонны условного топлива образуется 1.7 тонны СО2 против 2.7 тонны при сжигании мазута или угля. Экологические параметры установленные ранее не обеспечивали полной экологической чистоты, в соответствии с ними строилось большинство электростанций. Новые стандарты экологической чистоты вынесены в специальную государственную программу “Экологически чистая энергетика”. С учетом требований этой программы уже подготовлено несколько проектов и десятки находятся в стадии разработки. Так, существует проект Березовской ГРЭС-2 с блоками по 800 МВт и рукавными фильтрами улавливания пыли, проект ТЭЦ с парогазовыми установками мощностью по 300 МВт, проект Ростовской ГРЭС, включающий в себя множество принципиально новых технических решений.

**5.1 Потенциал энергосбережения**

Более 50% потребляемых в России энергоресурсов приходится на долю промышленности. Её энергоемкость в 3-4 раза выше, чем в индустриально развитых странах. Это объясняется, прежде всего, особенностями производственной структуры (большой удельный вес энергоемких отраслей и производств), а также медленными темпами замены неэффективных технологий и недостаточным вниманием к энергосбережению.

Динамика изменения энергоемкости новых производственных мощностей определяется на основе анализа докризисных тенденций, зарубежного опыта, прогноза структурных изменений внутри отдельных отраслей. Учитывается также, что под влиянием модернизации удельные расходы топлива будут снижаться удельные расходы топлива и энергии и на действующих предприятиях со среднегодовыми темпами в разных отраслях: электроэнергии – на 0,1-0,3, централизованного тепла – на 0,5-1,5, котельно-печного топлива (КТП) – на 0,5-1,0%.

Соотношение новых и существующих мощностей и соответствующая динамика энергоемкости определялись для двух сценариев развития экономики России в период 2000-2020гг.: благоприятного (со среднегодовыми темпами прироста ВВП около 5,5%) и пониженного (с темпами роста ВВП около 3%). Эти сценарии примерно соответствуют вариантам энергетической стратегии России на период до 2020 года.

Расчеты на моделях показывают, что в благоприятных условиях к в 2020 году на единицу валовой продукции промышленности может приходиться меньше, чем в настоящее время: электроэнергии - примерно на 19%, тепловой энергии – на 49%, КПТ – на 44%, конечной энергии – на 35%. Примерно 10-12% этого снижения связано с изменением отраслевой структуры промышленности (таблица 5.1.1.), и в первую очередь – с ожидаемым значительным увеличением удельного веса машиностроения и снижением доли металлургии и ТЭК.

Таблица 5.1.1.

**Изменение структуры промышленного производства**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Отрасль | 2000 г. | 2020 г. | |
| При темпах роста ВВП 3% | При темпах роста ВВП 5,5% |
| Машиностроение  ТЭК  Металлургия  Химическая  Лесопромышленный комплекс  Промышленность строительных материалов  Легкая промышленность  Прочие | 18  32,6  14,4  7,2  4,5  4,1  17,1  2,1 | 22,5  24,1  10,7  7,3  5,4  4,3  23,1  2,6 | 27,3  22,3  10,1  9,7  5,4  4,1  18,8  2,3 |
|  | 100 | 100 | 100 |

Падение энергоемкости промышленности будет сдерживаться ростом удельного веса в ней химической и целлюлозно-бумажной промышленности. Темпы снижения энергоемкости существенно различаются по отраслям, что объясняется их технологическими особенностями, разными эффективностью и характером изменения внутриотраслевой структуры.

Из таблицы 5.1.2. видно, что снижение энергоемкости, как правило, значительнее в отраслях, развивающихся наиболее высокими темпами. Исключение составляет лесопромышленный комплекс, в котором опережающими темпами растет энергоемкое производство целлюлозы и бумаги. В Случае развития экономики России по пониженному сценарию снижение энергоемкости как в отдельных отраслях, так и промышленности в целом замедляется.

Таблица 5.1.2.

**Среднегодовые темпы изменения валовой продукции и удельных расходов первичной энергии (2000-2020 гг.)**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Отрасль | При темпах роста ВВП 3% | | При темпах роста ВВП 5,5% | |
| Продукция | Энергоемкость | Продукция | Энергоемкость |
| Машиностроение  Нефтедобывающая  Газовая  Угольная  Черная металлургия  Цветная металлургия  Химическая  Лесопромышленность  Промышленность стр. материалов  Легкая  Пищевая  Прочие отрасли  Промышленность в целом | 3,4  -0,5  0,7  0,2  0,8  1,5  2,2  2,8  1,9  3,7  3,4  2,9  2,0 | -2,5  0,2  -0,4  -0,9  -1,2  -1,4  -2,0  -0,8  -1,4  -1,6  -2,0  -2,0  -1,7 | 6,4  0,5  1,9  1,4  2,5  2,0  5,8  5,1  4,2  5,0  4,4  4,2  4,8 | -3,2  -0,3  -0,5  -1,1  -1,5  -1,3  -2,7  -1,1  -1,6  -2,4  -2,3  -2,2  -2,1 |

Соотношение среднегодовых темпов прироста энергопотребления и темпов валовой продукции за 20-летний период по благоприятному сценарию составляет 0,48. В России при высоких темпах экономического роста появляется возможность к 2020 году значительно сократить отставание от индустриально развитых стран по эффективности использования энергии в промышленности. Если бы в 2020г. энергоемкость промышленной продукции в России сохранилась на современном уровне, то для обеспечения развития экономики потребовалось бы израсходовать на 150 млн. т (в пересчете на условное топливо) первичных энергоресурсов по пониженному и на 260 млн. т по благоприятному сценарию больше, чем при ожидаемом снижении энергоемкости (таблица 5.3.)

Таблица 5.1.3.

**Экономия энергоресурсов от ожидаемого снижения энергоемкости промышленности в 2020 г. при темпах роста ВВП**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Энергоресурсы | 3% | 5,5% |
| Электроэнергия, млрд. кВт ч  Централизованное тепло, млн. т  Котельно - печное топливо, млн.т  Конечная энергия, млн. т  Первичная энергия, млн. т | 120  360  50  120  150 | 20  560  85  200  260 |

Приведенные количественные оценки являются ориентировочными, но они дают представление о потенциале энергосбережения и зависимости темпов снижения энергоемкости российской промышленности от темпов экономического роста. Ускоренное развитие экономии способствует увеличению удельного веса новых энергоэффективных производственных мощностей и технологий, но и создает благоприятные возможности для энергосбережения на действующих предприятиях. Реализация этих возможностей требует соответствующей государственной ценовой и налоговой политики.

**Заключение**

На сегодняшний день отрасль находится в кризисе. Основная часть производственных фондов отрасли устарела и нуждается в замене в течение ближайших 10-15 лет. На сегодняшний день вырабатывание мощностей втрое превышает ввод новых. Может создаться такая ситуация, что как только начнется рост производства возникнет катастрофическая нехвататка электроэнергии, производство которой невозможно будет нарастить еще, по крайней мере, в течение 4-6 лет.

Правительство пытается решить проблему с разных сторон: одновременно идет акционирование отрасли (51 процент акций остается у государства), привлечение иностранных инвестиций, начала внедряться подпрограмма по снижению энергоемкости производства.

В качестве основных задач развития российской энергетики можно выделить следующие:

1. Снижение энергоемкости производства.

2. Сохранение единой энергосистемы России.

3. Повышение коэффициента используемой мощности э/с.

4. Полный переход к рыночным отношениям, освобождение цен на энергоносители, полный переход на мировые цены, возможный отказ от клиринга.

5. Скорейшее обновление парка э/с.

6. Приведение экологических параметров э/с к уровню мировых стандартов.

Для решения всех этих мер принята правительственная программа “Топливо и энергия”, представляющая собой сборник конкретных рекомендаций по эффективному управлению отраслью и ее переходу от планово-административной к рыночной системе инвестирования. Насколько эта программа будет выполняться покажет время.

**Список использованной литературы**

1. Академия наук СССР Уральское отделение Коми научный центр "Формирование рыночных отношений в энергетике" 1994 г.

2. Дьяков А. Ф. "Основные направления развития энергетики России" - 1991 -№8 -С. 10-163

3. Кононов Ю.Д., Мазурова О.В. Экономия энергетических ресурсов / Кононов Ю.Д., Мазурова О.В.//Промышленная энергетика.-2002.-№1.-с. 8-11.

4. Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях" М.: Минтопэнерго, 1992 (сентябрь).- 68 с.

5. Литвак В.В. Об оценке потенциала энергосбережения./ Литвак В.В.// Промышленная энергетика.-2003.-№2.-с.2-5.

6. Меренков А. П. и др. Проблемы преобразования теплового хозяйства России" / Меренков А. П. и др. // Изв. РАН. Энергетика . - 1992. -6.-С. 3-10

7. Морозова Т.Г. Региональная экономика.- М., 1997.- 320с.

8. Промышленность России. 2002: Стат.сб./Госкомстат России.- М.,2002.-453с.

9. Российский статистический ежегодник.2003.: Стат. сб. Госкомстат России. М.,2003.-705с.

10. Шелестов В. П. Электроэнергетика России, М., 1994.- 296с.