####  1. Введение

Развиваясь,человечество начинает использовать все новые виды ресурсов (атомную и геотермальную энергию, солнечную, гидроэнергию приливов и отливов,ветряную и другие нетрадиционные источники).Однако главную роль в обеспечении энергией всех отраслей экономики сегодня играют топливные ресурсы. Это четко отражает "приходная часть" топливно-энергетического баланса.

Топливно-энергетический комплекс тесно связан со всей промышленностью страны. На его развитие расходуется более 20% денежных средств. На ТЭК приходится 30% основных фондов и 30% стоимости промышленной продукции России. Он использует 10% продукции машиностроительного комплекса, 12% продукции металлургии, потребляет 2/3 труб в стране, дает больше половины экспорта РФ и значительное количество сырья для химической промышленности. Его доля в перевозках составляет 1/3 всех грузов по железным дорогам, половину перевозок морского транспорта и всю транспортировку по трубопроводам.

Топливно-энергетический комплекс имеет большую районообразовательную функцию. С ним напрямую связано благосостояние всех граждан России,такие проблемы, как безработица и инфляция.

# 2. **ТЭК России**

В.В.Путин, Президент Российской Федерации.

Выступление на Всероссийском совещании по развитию топливно-энергетического комплекса России.

Сургут. 3 марта 2000 года.

Это совещание мы готовили давно. Организовано оно и проходит прежде всего по инициативе руководителей отрасли ТЭКа.

Именно руководители крупных нефтяных компаний, Газпрома и некоторых структур Правительства обратили внимание на то со­стояние, в котором находится комплекс, и на необходимость рас­смотрения всех проблем, которые здесь складываются на пер­спективу.

То, что происходило в последние годы, с одной стороны, позволило не только почув­ствовать глоток воздуха самим отраслям ТЭКа, но и всей про­мышленности, которая в значительной степени и развивалась за счет ТЭКа. И это не случайно, потому что то положение несущей конструкции, которое ТЭК прочно занял в экономике бывшего Советского Союза, а потом и России, не только сохранилось, но и было закреплено в последнее время.

С 90-х годов российский ТЭК начал новую жизнь. Он испы­тал трудности и выгоды новых принципов ведения хозяйства. И если в последние годы ТЭК являлся факто­ром стабилизации в экономике России, то в предстоящем деся­тилетии он должен стать фактором роста.

Сегодня энергетический сектор обеспечивает до 30% доходов консолидированного бюджета страны, дает почти 45% ва­лютных поступлений и около 30% объема промышленного про­изводства страны.

1999 год. ТЭК вышел на траекторию роста, то же происходит и в регионе, где мы находимся. Здесь рост со­ставил примерно восемь процентов во всех отраслях ТЭКа. На­ибольший рост производства достигнут в угольной промышлен­ности - более 7%. Добыча нефти выросла минимум на 0,5%. Наметилось совсем незначительное снижение показателей по газу. Точнее сказать, темпы снизились. Объем нефтепереработ­ки увеличился на 10%, потребление электроэнергии - более чем на 2%. Объем капиталовложений в ТЭКе в целом вырос бо­лее чем на 15%.

Удалось снизить социальную напряженность в комплексе. В значительной степени урегулированы споры с трудовыми кол­лективами угольщиков. Задолженность по зарплате в отраслях ТЭКа снизилась почти на 17%.

Вместе с тем, запас прочности, который создавался инвес­тициями предыдущих десятилетий, практически исчерпан. Ос­новные производственные фонды устарели, износились. Все это угрожает нормальному энергоснабжению страны и бюджетным

доходам.

Другая сторона вопроса — специфика нефтяной отрасли, ее зависимость от мировой конъюнктуры цен на нефть. Для госу­дарства это всегда угроза финансовых и социальных потрясе­ний, подобных тем, какие были в 98-м г.

Не хочется сейчас напоминать о том, какие последствия наступят при падении мировых цен на нефть, но к этому мы должны быть готовы всегда. Мы исходим из того, что крупно­масштабного обвала не будет, но мы должны быть уверены в энергетической безопасности страны, а в итоге – и в социаль­ной стабильности.

Необходимо стремиться к более рациональной структуре внешнеторгового оборота, уменьшать вывоз сырья и при этом увеличивать экспорт нефтепродуктов, товаров нефтехимии, электроэнергии, продуктов других отраслей промышленности.

Мы уже ощущаем начало подъема промышленности. Однако в ряде регионов рост производства сдерживается именно нехват­кой платежеспособного спроса на энергетические ресурсы, да и самих ресурсов не хватает. В некоторых отраслях производства на крупных предприятиях происходит даже сокращение рабочих. Поначалу людей приняли, увеличили обороты производства, а потом из-за нехватки электроэнергии, теплоснабжения, прихо­дится сворачивать производство и сокращать рабочие места.

В интересах государства — в интересах долгосрочных, стра­тегических – увеличивать поставку энергоносителей на внут­ренний рынок. Естественно, это возможно только при соблюдении определенных условий: сокращения неплатежей, роста про­изводства в перерабатывающих отраслях.

Один из стратегических выводов заключается в том, что го­­сударству надо занять активную линию защиты отечественных предприятий ТЭКа и на международной арене. Любые вводимые против наших компаний и товаров ограничения должны подвер­гаться тщательному изучению и оспариваться. А еще лучше – пресекаться.

Раньше этими вопросами занимались недоста­точно эффективно. В новых условиях без этого не обойтись. Нужна дипломатическая поддержка в ликвидации неплатежей со стороны иностранных партнеров, в снижении ими транзитных и прочих тарифов. Соответствующие директивы будут направ­лены во все российские посольства и торговые представитель­ства.

Известно, как активно другие государства за­щищают своих товаропроизводителей на внешних рынках. Госу­дарственные деятели иностранных государств – наших партне­ров – не стесняются ставить эти вопросы на самых высоких уровнях, ждут конкретного результата. Более того, еще и агрес­сивно настаивают на этом результате. И у нас резервы есть, притом огромные. Например, общий долг стран СНГ по постав­кам топливно-энергетических ресурсов оценивается сейчас в общем, примерно, в 70 млрд. рублей.

Среди наших национальных интересов — развитие на саха­линском направлении и выход в Карское море; ускорение стро­ительства новых портовых комплексов на Балтике и Черном мо­ре, модернизация действующих и прокладка новых трубопрово­дов, укрепление единого рынка энергоносителей России, Укра­ины, Белоруссии, Казахстана, Туркменистана; проведение энер­гетических, газовых и нефтяных мостов в Китай; активное вза­имодействие с Азербайджаном и Турцией. Мы должны торговать энергоносителями как можно с большим числом стран, искать новых партнеров. Мы должны строить свою работу, исходя из геостратегических интересов Российской Федерации.

Сегодня структура добычи углеводородного топлива не сов­падает со структурой его потребления внутри страны. Так назы­ваемая «газовая пауза» — период, когда в пять раз выросла до­быча газа и в три раза — удельный вес газа в топливном балан­се страны, в принципе, заканчивается.

И потому следующий вывод заключается в том, что нужно срочно менять подход к структуре топливно-энергетического баланса. В основе нового взгляда на проблему должна лежать оптимизация соотношения цен на отдельные взаимозаменяемые энергоресурсы — уголь, газ, мазут.

Очень важный вопрос — разработка государственной энер­гетической стратегии России до 2005-2015 года. Ее реализация должна обеспечить энергетическую безопасность страны и предпосылки для продолжения экономического роста в России. Для вхождения в мировую экономическую систему нужна промышленность, которая эффективно и экономно использует энергоносители. У нас же за последнее десятилетие удельная энергоемкость ВВП не только не снизилась, но даже возросла на 21%. Очевидно, что масштабное уменьшение энергоемкости экономики вызовет рост эффективности производства и даст импульс внедрению высоких технологий.

Один из серьезных и для государства, и для предприятий от­расли вопросов – совершенствование механиз­ма экспортных пошлин. Обязанность государства – обеспечить его прозрачность и ясность. Отсюда следует немаловажный вы­вод: нужны гарантии, что пошлины не будут произвольно ме­няться, что по этим вопросам не будет приниматься единолич­ных административных решений, а изменение ставок пошлин должно быть жестко увязано с динамикой мировых цен на энер­гоносители.

Этот новый подход даст возможность компаниям добиться эффективного инвестиционного планирования и привлечет ин­весторов. Убытки от падения мировых цен не должны ложиться бременем на бюджет. И мы не можем мириться также с тем, что фактическая прибыль от роста добычи топлива несправедливо присваивается.

Нуждается в уточнении и налоговая политика. Она должна быть прежде всего нацелена на достижение не только бюджет­ного, но и инвестиционного эффекта. Это мы тоже прекрасно понимаем. И конечно, основа всей нашей деятельности будет направлена на то, чтобы снижать налоговое бремя не только в целом в экономике страны, но и в областях ТЭКа в том числе.

Вместе с тем нужно повнимательнее посмотреть, что проис­ходит сегодня в налоговой сфере. И не только у Правительства, но и, как раньше говорили, «у широких масс трудящихся», насе­ления. У граждан часто возникает закономерный вопрос — сколько же денег ТЭКа в тех полутора миллиардах долларов, которые ежемесячно утекают из страны. В конце концов, недра принадлежат государству. Ни для кого уже не секрет, что неф­тяные компании используют оффшоры: и зарубежные, и наши доморощенные.

 Не все ясно и с так называемыми «масштабными российски­ми инвестициями за рубежом», особенно в условиях инвестици­онного голода в самой России. Мы не против цивилизованной работы с оффшорами, это – отдельный вопрос. Я думаю, что нужно говорить просто о более совершенной налоговой системе. Главное направление движения — создать в России привле­кательные, стабильные условия инвестирования. Требует опера­тивного исправления ситуация с разведанными запасами. В ре­зультате обвального спада геологоразведочных работ за послед­ние восемь лет в целом по стране запасы уменьшились более чем на 9,5%. В Западной Сибири – более чем на 16%. Приросты за­пасов не компенсируют даже текущую добычу энергоресурсов.

По существу, идет проедание ранее разведанных запасов. И такое положение просто опасно. Цивилизованный мир поступает прямо наоборот: раз­ведка запасов опережает темпы текущей добычи. В связи с этим необходимо внести изменения в законодательство о недропользовании. Компаниям нужны стимулы для проведения геолого­разведочных работ за счет своих средств. У небольших компа­ний должен появиться интерес к эксплуатации недоиспользо­ванных месторождений.

Большая проблема в нефтеперерабатывающей промышлен­ности – глубина переработки. Ее средняя величина на заводах России составляет 67%. В Соединенных Штатах, например - 90%. И в мире, в среднем, примерно такой же показатель. Ясно, что эффективность нефтепереработки у нас должна быть уве­личена. Но это увеличение должно быть тесно связано с созда­нием условий для сокращения потребления мазута в электро­энергетике. Иными словами, увеличение глубины переработки не должно порождать новый кризис в обеспечении экономики и населения теплом и электроэнергией. Это необходимо учесть и Минтопэнерго, и Минэкономики.

Следующий вопрос – тот, который нас интересует, может быть, больше всего сегодня — дисциплина платежей как в стране в целом, так и в ТЭКе. Нужно признать, государство в значительной степени са­мо порождало неплатежи за энергоресурсы.

Конечно, такая ситуация нетерпима, и многие шаги для ее исправления нами уже делаются. Например, введены лимиты потребления. Но этого недостаточно. Это скорее административные меры.

Задача государства — полностью ликвидировать задолжен­ность бюджетных потребителей перед поставщиками энергоре­сурсов. Эти меры должны стать составной частью целостной концепции развития ТЭКа. Однако существует много претензий и к нефтяным компаниям. Думаю, что требования к головным компаниям за долги их дочерних структур должны быть жестче со стороны государства.

Придется активизировать работу по повышению эффектив­ности использования энергоресурсов. Эта тема все еще не ста­ла актуальной ни для предприятий, ни для населения. Это тем более важно, что переход на энергосберегающие технологии, более эффективная организация потребления энергии позволят повысить тариф, а значит и доходы ТЭКа в целом.

При таких низких тарифах, как сейчас, ни предприятиям, ни населению нет никакого резона экономить энергию. Более того, невыгодными становятся и инвестиции в энергосбережение. Нужно вводить более прогрессивные формы стиму­лирования населения и предприятий к тому, чтобы электроэнер­гию экономили. И такие формы в принципе есть.

Хотелось бы обозначить также позицию Правительства по от­ ношению к естественным монополиям. Мы понимаем, эти компании несут большую нагрузку по энергоснабжению страны. И потому будем всемерно помогать им. Но не менее важно и контролировать их работу. Нельзя допускать их структуры без четкого понимания последствий таких шагов для государства.

Правительство также будет поощрять конкуренцию и разви­тие новых производств всеми компаниями. Необходимо добиться про­зрачности финансово-хозяйственной деятельности всех пред­приятий комплекса. В руках государства- регулирование доступа к недрам, к системам транспортировки топлива и энергии и потому наша прямая обязанность – жестко контролировать соблюдение условий лицензионных соглашений. Нарушителей – лишать права пользования недрами. Мы прове­дем в ближайшее время инвентаризацию имеющего место в этой сфере. И будем принимать решение. Понимаю, какую реакцию может вызвать мое заявление, но по-другому мы поступать дальше не можем. Торговлю самими лицензиями тоже нужно прекратить.

Ясно, что все перечисленные проблемы не могут решаться в отрыве друг от друга. Частичные или половинчатые меры лишь усугубляют ситуацию, порождают новый кризис. Еще раз хоте­лось бы повторить: все решения нужно принимать строго в рам­ках общеэнергетической стратегии, основная цель которой – энергетическая безопасность страны, повышение эффективно­сти экономики и конкурентоспособности страны в целом.

##### 3. Состояние топливно – энергетического комплекса

Топливно-энергетический комплекс (ТЭК) является важнейшей структурной составляющей экономики России, одним из ключевых факторов обеспечения жизнедеятельности производительных сил и населения страны. Он производит более четверти промышленной продукции России, оказывает существенное влияние на формирование бюджета страны, обеспечивает более половины ее экспортного потенциала. Основные фонды ТЭК составляют примерно третью часть производственных фондов промышленности.

Базируясь на богатом потенциале энергетических ресурсов, Россия до 1988 года систематически наращивала их добычу, доведя ее до 13% от их суммарного производства на Земле при доле в населении планеты менее 3%. Однако по душевому потреблению первичных энергоресурсов Россия почти в 1,5 раза отставала от США, имея почти вдвое большее удельное энергопотребление на единицу произведенного валового внутреннего продукта. Это было связано со спецификой структуры милитаризованного производства, низкой производительностью общественного труда и с нерациональными энергоиспользованием на фоне низких цен на энергоносители.

В начале 1990-х годов в связи с распадом СССР и общеэкономическим кризисом в России негативные трансформации произошли и в отраслях ТЭК. В 1999году по сравнению с достигнутыми максимальными уровнями добыча нефти составила 61%, угля-72%, газа-96%, производство электроэнергии-88%. В целом производство первичных энергоресурсов составило в 1999 году 82% от уровня 1990 года, а потребление их-89% при уменьшении валового внутреннего продукта страны до 63%.

Наиболее серьезной проблемой ТЭК является обостряющийся финансовый кризис и связанные с ним обвальные неплатежи за топливо и энергию, размеры которых неуклонно растут. В результате в отраслях комплекса возник опасный инвестиционный кризис: суммарные капитальные вложения в ТЭК в 1993 году сократились по сравнению с инвестициями конца 1980-х годов почти вдвое, причем бюджетные источники составили лишь 7% от этих сниженных капиталовложений.

Отсутствие необходимых инвестиций не позволило в 1990-х годах компенсировать естественное выбытие производственных мощностей ТЭК. В нефтяной промышленности это привело к сокращению эксплуатационного бурения почти в два раза и уменьшению мощностей нефтедобычи более чем на 200 млн.т. в год. В угольной промышленности утрачены мощности по добыче 58 млн.т. в год. Ежегодная сработка проектного ресурса мощностей в электроэнергетике в 5-7 раз опережает ввод новых мощностей электростанций.

Во всех отраслях ТЭК утрачен минимально необходимый строительный задел. Финансовые ограничители не позволяют даже поддержать действующие основные фонды, проводить необходимые объемы ремонтных работ.

Состояние и технический уровень действующих отраслей ТЭК становятся критическими. Исчерпали свой проектный ресурс работы более половины оборудования угольной промышленности, 30% газоперекачивающих агрегатов, свыше 50% износа имеет более чем половина оборудования в нефтедобыче, более трети – в газовой промышленности. В нефтепереработке износ фондов превышает 80%. А в электроэнергетике в ближайшее время отработает проектный ресурс половина мощностей электростанций страны. Более половины магистральных нефтепроводов эксплуатируется от 20 до 30 лет и более 30 лет. В соответствии с современными нормами безопасности требуют реконструкции до половины мощности АЭС (атомных электростанций). Такое положение ставит под реальную угрозу перспективу нормального энергоснабжения страны, тем более, что инвестиционные циклы в отраслях ТЭК очень длительны и капиталоемки.

За время экономической реформы в стране ТЭК прошел свою часть пути к рыночной экономике. Этот путь имеет особенности, связанный с технологическим монополизмом таких производств, как газовая, электроэнергетическая системы и централизованное теплоснабжение, трубопроводный транспорт. Важной особенностью является воздействие цен энергоносителей на инфляционные и другие процессы в экономике, а также сильное влияние ТЭК на социальную обстановку и жизнедеятельность общества.

Тревожная ситуация, сложившаяся в энергоснабжении страны, требует разработки такой энергетической стратегии, которая позволила бы, прежде всего, предотвратить дальнейшее углубление энергетического кризиса и обеспечить энергетическую безопасность России в условиях перехода страны к рыночной экономике.

В то же время в сложившихся условиях состояние топливно-энергетического комплекса может оказать серьезное негативное влияние на экономическую безопасность России в целом, на жизнедеятельность всех сфер экономики и населения, социально-экономическую стабильность общества и независимость государства.

Основными факторами, формирующими на данном этапе и на ближайшую перспективу угрозу энергетической безопасности России и составляющими предмет особого внимания при формировании энергетической стратегии, являются:

* критическое финансовое положение отраслей ТЭК, продолжающийся глубокий и опасный спад их производства;
* острый дефицит инвестиций в ТЭК, приводящий к некомпенсированному выбытию его производственных мощностей в условиях угрожающе высокой изношенности основных фондов комплекса;
* ухудшение состояния подготовленной к разработке сырьевой базы, особенно в нефтяной промышленности, и резкое сокращение геологоразведочных работ;
* несовершенство ценовой, налоговой и финансовой политики государства в ТЭК, которая не обеспечивает реального самофинансирования отраслей комплекса и структурных ценовых соотношений, соответствующим мировым тенденциям;
* высокий уровень энергоемкости в России, который ложится тяжелым прессом на экономику страны и конкурентоспособность производства;
* сокращающийся экспортный потенциал ТЭК как в связи с паданием производства энергоресурсов, так и из-за утраты транспортных коммуникаций по экспорту энергоресурсов, что может повлечь потерю традиционных рынков сбыта;
* недостаточный энергетический и энерготранспортный потенциал в ряде регионов страны и низкая обеспеченность большинства регионов собственными природными топливно-энергетическими ресурсами. Возникшая после распада СССР энергетическая зависимость ряда регионов страны от стран СНГ;
* трудности обеспечения сезонными запасами топлива как страны в целом, так и отдельных ее регионов, особенно северных, связанные с финансовыми ограничениями и недостаточной мощностью подземных газовых хранилищ;
* низкий технический уровень в отраслях ТЭК и необходимость больших затрат на обеспечение безопасности АЭС первых поколений;
* негативное экологическое воздействие ТЭК на социально-экономические условия жизни общества;

Решение этих основных проблем и является приоритетом Энергетической стратегии.

Платежеспособный внутренний спрос быстро падает, а жестокие транспортные ограничения не позволяют наращивать экспорт топлива и энергии. В результате производство энергоресурсов в России, при всей их высокой эффективности и безусловной конкурентоспособности по мировым нормам, подошло к грани обвального спада, а отнюдь не рыночного равновесия спроса и предложения.

Наиболее опасна в этом отношении острая нехватка капитальных вложений в топливно-энергетические отрасли и энергосбережение. Гиперинфляция обесценила амортизационные отчисления как источник финансирования капитальных вложений. Высокие проценты на кредиты и их краткосрочность перекрыли и этот источник. Ваучерная приватизация лишила даже самые привлекательные и надежные предприятия ТЭК притока акционерного капитала. Непомерный налоговый пресс, связанный с ним кризис неплатежей в России и других странах СНГ, уменьшение выручки от экспорта из-за снижения мировых цен на топливо и достижение пределов пропускных способностей экспортных терминалов и трубопроводов – все это грозит исчерпать еще теплившийся главный источник капитальных вложений – инвестиционную компоненту цены (тарифа) на топливо и энергию.

В случае непринятия срочных мер разрушение системы энергосбережения страны станет необратимым не только из-за массового выбытия старого оборудования, введенного 30-40 лет назад в период бурного развития ТЭК, но и ввиду специфики процесса топливодобычи, требующего постоянных вложений в проходку, бурение и т.д. прекращение инвестиций в этих отраслях сбросит их производство по крутой экспоненте, а для восстановления добычи потребуется не только многократно большие затраты, но и длительное время – от 4-5 лет в нефтяной и газовой, до 8-12 лет в угольной промышленности.

В этом состоят основные причины того, что отрасли ТЭК, переступив грань финансового кризиса, грозят нарушить устойчивость энергоснабжения народного хозяйства, тем самым могут подорвать основы экономической безопасности и стать новым фактором социальной дестабилизации страны.

**4**. **Электроэнергетика**

**4.1. Состояние электроэнергетики России**

В настоящее время российская электроэнергетика переживает состояние острого кризиса.

Существуют крупные препятствия и нерешенные проблемы, не позволяющие форсировать процесс российских реформ. Это, прежде всего – затянувшийся системный кризис экономики страны, вызвавший серьезные перебои в системе денежного обращения и финансировании отрасли.

В условиях практически полного прекращения бюджетного финансирования, в результате исключения инвестиционной составляющей из себестоимости энергии электроэнергетика потеряла значительную часть источников инвестиций. Итог неутешителен – затормозилось развитие отрасли. Новых мощностей за 1998-1999 годы введено в среднем по 760 МВт в год, что на порядок меньше необходимого их объема с учетом морального и физического старения оборудования электростанций.

В настоящее время проблеме возобновления мощностей в экономическом развитии РАО «ЕЭС России» придается первостепенное значение. И в случае непринятия кардинальных мер возникнет дефицит мощностей на энергетическом рынке России. Промышленность будет усиленно развиваться, требуя дополнительной электроэнергии, а ее не будет.

**4.2. Существующее положение в электроэнергетике и необходимость реструктуризации**

Кажущееся благополучие балансов покрытия нагрузок ЕЭС России, обусловленное падением электро- и теплопотребления соответственно на 22 и 30%, и возникновение действительных и мнимых резервов притупило остроту проблемы нехватки новых мощностей. Между тем такое положение может иметь только временный эффект. Исчерпание ресурса мощностей лишь тепловых электростанций из-за их старения в 2000г. составил 25 млн. кВт, в 2005г. – будет 57 млн. кВт и к 2010г. – достигнет почти 74 млн. кВт, или почти половины всей установленной мощности ТЭС в настоящее время.

Тепловая энергетика России располагает уникальной, потенциально эффективной структурой топлива, в которой 63% составляет природный газ, 28% - уголь и 9% - мазут. В ней заложены огромные возможности энергосбережения и охраны окружающей среды.

В тоже время эффективность топливоиспользования на ТЭС, работающих на газе, недостаточна. Она значительно уступает топливной экономичности современных парогазовых установок (ПГУ). Однако из-за трудностей с финансированием до настоящего времени не введен первый парогазовый блок ПГУ-450 на Северо-Западной ТЭЦ Ленэнерго.

Реальное повышение технического уровня отечественной теплоэнегергетики при эффективном использовании капиталовложений на эти цели, может быть достигнуто главным образом путем реконструкции с переводом действующих ТЭС на природный газ и строительства новых газовых ТЭС, как правило, с применением ПГУ. Парогазовая технология на базе современных газовых турбин позволяет на 20% снизить капиталовложения и на столько же повысить эффективность топливоиспользования, получить при этом существенный природоохранный эффект.

Тяжелое финансово-экономиеское положение РАО «ЕЭС России» и его дочерних обществ обусловлено как общими проблемами российской экономики, так и рядом специфических факторов:

* проводится тяжелая тарифная политика, не обеспечивающая в каждом втором АО-энерго компенсацию затрат на производство и транспорт электрической и тепловой энергии;
* инвестиционная составляющая в тарифах недостаточна даже для простого воспроизводства основных производственных фондов;
* увеличивается задолжность потребителей, финансируемых из федерального и регионального бюджетов, что провоцирует кризис неплатежей, и проблемы с налоговыми органами по осуществлению налоговых зачетов;
* отсутствуют четкие механизмы стимулирования снижения производственных затрат в структурных подразделениях и дочерних обществах РАО «ЕЭС России».

Сохраняется отношение к РАО «ЕЭС России» как к министерству, а к АО-энерго – как к «службам», что не способствует развитию корпоративных отношений в электроэнергетике и коммерциализации энергетических компаний. Это приводит к снижению эффективности и конкурентоспособности энергетических компаний, отказу платежеспособных потребителей от услуг региональных энергетических компаний, сужению рынка сбыта (особенно тепловой энергии). В 1998 году вводы собственных тепловых мощностей у потребителей повышали вводы тепловых мощностей в РАО «ЕЭС России».

Нынешняя организационная структура электроэнергетики породила конфликт интересов в отношениях РАО «ЕЭС России» и АО-энерго, так как АО-энерго являются и покупателями услуг РАО «ЕЭС России» и дочерними или зависимыми акционерными обществами (ДЗО).

Кроме того, на региональном уровне отсутствует государственная вертикаль регулирования тарифов, позволяющая реализовывать какую-либо единообразную политику. В итоге тарифная политика оказалась слабо управляемой со стороны федерального центра и в большей степени зависимой от позиции региональных властей.

В последние годы в электроэнергетике России неуклонно обостряется проблема физического и морального старения оборудования электростанций и электрических сетей. Нарастают мощности энергооборудования ТЭС и ГЭС, отработавшие свой парковый ресурс.

Низкие темпы реновации во многом обусловлены дефицитом финансовых ресурсов, как из-за неплатежей потребителей энергии, так и вследствие недостаточности источников финансирования этих работ (амортизационных отчислений).

Старение оборудования – одна из главных причин ухудшения технико-экономических и экологических показателей электростанций. В результате организации РАО «ЕЭС России» ежегодно недополучает более 4 млрд. руб. прибыли. Требуется принятие незамедлительных мер по обеспечению надлежащего технического состояния генерирующего оборудования электростанций РАО «ЕЭС России».

Перечисленные выше проблемы усугубляются старением оборудования в электроэнергетике. Его износ на 01.01.99, по РАО «ЕЭС России» составил уже 52%. Сохранение тенденции снижения располагаемой мощности электрических станций даже в краткосрочной перспективе может привести к невозможности удовлетворения растущего спроса на электроэнергию. Низкая рентабельность и неплатежи, отсутствие государственной поддержки развития электроэнергетики привели к снижению за последние годы объема инвестиций в электроэнергетику в 6 раз.

Совмещение естественно монопольных и не являющихся таковыми видов деятельности в рамках одной компании не способствует достижению прозрачности финансово-хозяйственной деятельности и не позволяет вывести из-под государственного тарифного регулирования потенциально конкурентные виды деятельности.

Все это приводит к снижению надежности, безопасности и эффективности энергоснабжения. Нарастает угроза ограничений по удовлетворению будущего спроса на электрическую и тепловую энергию уже в ближайшие годы.

**5**. **Топливная промышленность.**

Наибольшее значение в топливной промышленности страны принадлежит трем отраслям: нефтяной ,газовой и угольной, из которых особо выделяется нефтяная.

Нефтяные базы были опорой советского руководства. Дешевая нефть обеспечивала оттяжку структурной перестройки энергоемкой промышленности СССР. Эта нефть привязывала страны восточного блока. Валютные доходы от ее экспорта позволяли обеспечивать потребительский рынок импортными товарами.

С тех пор изменилось многое. Радикально перестраивается внутренняя структура государства. Разворачивается процесс реорганизации российского административного пространства. Появляются новые региональные образования. Но нефть по-прежнему - важнейший источник валюты для страны.

**5.1. Нефтяная промышленность.**

Нефтяная промышленность - отрасль тяжелой индустрии, включающая разведку нефтяных и нефтегазовых месторождений, бурение скважин, добычу нефти и попутного газа, трубопроводный транспорт нефти По разведанным запасам нефти в 1992 году Россия занимала второе место в мире вслед за Саудовской Аравией, на территории которой сосредоточена треть мировых запасов.

Из них запасы России - 20,2 млрд. т. Запасы бывшего СССР на 1991 год составляли 23,5 млрд. тонн. Если учесть низкую степень подтверждаемости прогнозных запасов и еще большую долю месторождений с высокими издержками освоения (из всех запасов нефти только 55% имеют высокую продуктивность), то общую обеспеченность России нефтяными ресурсами нельзя назвать безоблачной.

Даже в Западной Сибири, где предполагается основной прирост запасов, около 40% этого прироста будет приходиться на долю низкопродуктивных месторождения с дебитом новых скважин менее 10 т в сутки, что в настоящее время является пределом рентабильности для данного региона Глубокий экономический кризис, охвативший Россию, не обошел и отрасли топливно-энергетического комплекса, особенно нефтяную промышленность. Это выразилось прежде всего в ускоряющемся сокращении объемов добычи нефти начиная с 1989 года. При этом только на месторождениях Тюменской области - основного нефтедобывающего региона - добыча нефти снизилась с 394 млн. тонн в 1988 году до 307 млн. тонн в 1991 году. Нынешнее состояние нефтяной промышленности России характеризуется сокращением объемов прироста промышленных запасов нефти, снижением качества и темпов их ввода; сокращение объемов разведочного и эксплуатационного бурения и увеличением количества бездействующих скважин; повсеместном переходе на механизированный способ добычи при резком сокращении фонтанизирующих скважин; отсутствием сколь-либо значительного резерва крупных месторождений; необходимостью вовлечения в промышленную эксплуатацию месторождений; расположенных в необустроенных и труднодоступных районах; прогрессирующим техническим и технологическим отставнием отрасли; недостаточным вниманием к вопросам социального развития и экологии.

**5.1.1. Нефтяные базы России.**

**Нефтедобывающие предприятия России.**

На территории Российской Федерации находятся три крупных нефтяные базы: Западно-Сибирская, Волго-Уральская и Тимано-Печерская.

**А) Западно-Сибирская база.**

Основная из них - Западно-Сибирская. Это крупнейший нефтегазоносный бассейн мира, расположенный в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев, площадью около 3,5 млн. км. Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста. Большая часть нефтяных залежей находиться на глубине 2000-3000 метров. Нефть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1,1%), и парафина (менее 0,5%), содержание бензиновых фракций высокое (40-60%), повышенное количество летучих веществ.

Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70% российской нефти. Так, в 1993 году добыча нефти без газового конденсата составила 231.397.192 тонны, из которых фонтанным способом - 26.512.060 тонн, а насосным 193.130.104 тонны. Из данных следует, что добыча насосным способом превышает фонтанную на порядок. Это заставляет задуматься над важной проблемой топливной промышленности - старением месторождений. Вывод подтверждается и данными по стране в целом. В 1993 году в Российской Федерации из старых скважин добывалось 318.272.101 тонна нефти (без газового конденсата), в том числе из скважин, перешедших с прошлого года - 303.872.124 тонны, в то время как из новых скважин нефтедобыча составила лишь 12.511.827 тонн .

В Западной Сибири находятся несколько десятков крупных месторождений. Среди них такие известные, как Самотлор, Мегион, Усть-Балык, Шаим, Стрежевой . Большая часть из них расположена в Тюменской области - своеобразном ядре района. В республиканском разделении труда она выделяется как главная база России по снабжению ее народнохозяйственного комплекса нефтью и природным газом. Область обеспечивает 70,8 процента российской добычи нефти, а общие запасы нефти и газа составляют (вместе - около 70% объемов добычи области) площади геологических запасов СНГ. В Тюмени добывается 219.818.161 тонна нефти без годового конденсата (фонтанным способом - 24.281.270 тонн, насосным - 1.837.818.63 тонны), что составляет более 90% всей добычи Западной Сибири.

Теперь коснемся структур, занимающихся нефтедобычей в Тюмени. На сегодняшний день почти 80 процентов добычи в области обеспечивается пятью управлениями (в порядке убывания веса - Юганскнефтегаз, Сургутнефтегаз, Нижневартовскнефтегаз, Ноябрьскнефтегаз, Когалымнефтегаз). Однако в недалеком времени абсолютные объемы добычи сократятся в Нижневартовске на 60%, в Юганске на 44%. Тогда (по объемам добычи) первая пятерка будет включать (в порядке убывания) Сургут, Когалым, Юганск, Ноябрьск и Лангепас. Показатель ввода новых скважин на освоенных полях необходимо рассматривать в сочетании с показателем ввода в разработку новых месторождений. По этому критерию пятерка лидирующих управлений (около 65 вводимых до 2000 года месторождений) включает НоябрьскНГ, ПурНГ, СургутНГ, ТюменьНГ и ЮганскНГ..

Новым фактором упорядочивания является доля иностранного капитала, привлекаемого в первую очередь для разработки новых месторождений.

В зоне действия НоябрьскНГ таких месторождений находится около 70, ПурНГ и ЮганскНГ около 20.

Таким образом, сегодня в добывающей промышленности основного нефтяного района России мы наблюдаем сложную систему взаимодействия практически независимых управлений, несогласованно определяющих свою политику. Среди них нет признанного лидера, хотя можно предполагать сохранение ведущих позиций за Сургут, НоябрьскНГ и Юганск, не существует и настоящей конкурентной борьбы. Такая разобщенность создает немало проблем, но интеграция откладывается на неопределенную перспективу из-за большой динамичности отрасли: снижение статуса ПурНГ, КогальимНГ и ТюменьНГ вкупе с одновременным уменьшением влияния Нижневартовскнефтегаза способно уже сейчас дисбалансировать сложившуюся структуру отношений.

Без сомнения, эти выводы, сделанные на основе взаимоотношений в ведущем районе, можно распространить и на всю систему нефтедобычи в целом, что даст определенное объяснение сложной ситуации в данной отрасли. Для нефтяной промышленности Тюмени характерно снижение объемов добычи. Достигнув максимума в 1988 году 415.1 млн. тонн, к 1990 году нефтедобыча снизилась до 358,4 млн. тонн, то есть на 13.7 процента, причем тенденция падения добычи сохраняется и в 1994 году.

Переработка попутного нефтяного газа Тюмени осуществляется на Сургутских, Нижневартовских, Белозерном, Локосовском и Южно-Балыкском газоперерабатывающих заводах. На них, однако, используется лишь около 60% добываемого с нефтью ценнейшего нефтехимического сырья, остальное количество сжигается в факелах, что объясняется отставнием ввода мощностей газоперерабатывающих заводов, недостаточными темпами строительства газокомпрессорных станций и газосборных сетей на нефтепромыслах. Следовательно, выделяется еще одна проблема - разбалансированность внутреотраслевой структуры нефтяной промышленности.

**Б) Волго-Уральская база .**

Вторая по значению нефтяная база - Волго-Уральская. Она расположена в восточной части Европейской территории Российской Федерации, в пределах республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртия, а также Пермской, Оренбургской, Куйбышевской, Саратовской, Волгоградской Кировской и Ульяновской областей. Нефтяные залежи находятся на глубине от 1600 до 3000 м, т.е. ближе к поверхности по сравнению с Западной Сибирью, что несколько снижает затраты на бурение. Волго-Уральский район дает 24% нефтедобычи страны.

Подавляющую часть нефти и попутного газа (более 4/5) области дают Татария, Башкирия Куйбышевская область. Значительная часть нефти, добываемая на промыслах Волго-Уральской нефтегазоносной области, поступает по нефтепроводам на местные нефтеперерабатывающие заводы, расположенные главным образом в Башкирии и Куйбышевской области, а также в других областях (Пермской, Саратовской, Волгоградской, Оренбургской).

Нефть Восточной Сибири отличается большим разнообразием свойств и состава вследствие многопластовой структуры месторождений. Но в целом она хуже нефти Западной Сибири, т.к. характеризуется большим содержанием парафина и серы, которая приводит к повышенной амортизации оборудования. Если коснуться особенностей в качестве, то следует выделить республику Коми, где ведется добыча тяжелой нефти шахтным способом, а также нефть Дагестана, Чечни и Ингушетии с крупным содержанием смол, но незначительным серы. В ставропольской нефти много легких фракций, чем она ценна, хорошая нефть и на Дальнем Востоке.

Итак, почти каждое месторождение, а тем более каждый из нефтегазоносных районов отличаются своими особенностями в составе нефти, поэтому вести переработку, используя какую-либо “стандартную” технологию нецелесообразно. Нужно учитывать уникальную структуру для достижения максимальной эффективности переработки, по этой причине приходиться сооружать заводы под конкретные нефтегазоносные области. Существует тесная взаимосвязь между нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленностью. Однако развал Советского Союза обусловил появление новой проблемы - разрыв внешних хозяйственных связей нефтяной промышленности. Россия оказалась в крайне невыгодном положении, т.к. вынуждена экспортировать сырую нефть ввиду дисбаланса нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности (максимальный объем переработки - 240 млн. тонн в год), в то время как цены на сырую нефть гораздо ниже, чем на нефтепродукты. Кроме того, низкая приспособляемость российских заводов, при переходе на нефть, ранее транспортировавшуюся на заводы республик, вызывает некачественную переработку и большие потери продукта.

**В) Тимано-Печерская база.**

Третья нефтяная база - Тимано - Печерская. Она расположена в пределах Коми, Ненецкого автономного округа Архангельской области и частично на прилегающих территориях, граничит с северной частью Волго-Уральского нефтегазоносного района. Вместе с остальными Тимано-Печерская нефтяная область дает лишь 6% нефти в Российской Федерации (Западная Сибирь и Уралоповолжье - 94%). Добыча нефти ведется на месторождениях Усинское, Верхнегруьеторское, Памгня, Ярега, Нижняя Омра, Водейское и другие. Тимано - Печорский район, как Волгоградская и Саратовская области, считается достаточно перспективным. Добыча нефти в Западной Сибири сокращается, а в Ненецком автономном округе уже разведаны запасы углеводородного сырья, соизмеримые с западносибирскими. По оценке американских специалистов, недра арктической тундры хранят 2,5 миллиарда тонн нефти. Сегодня различные компании уже инвестировали в его нефтяную промышленность 80 млрд. долларов с целью извлечь 730 млн. тонн нефти, что составляет два годовых объема добычи Российской Федерации. Ведутся совместные разработки месторождений. Например, СП “Полярное сияние” с участием американской компании “Конако”, которое разрабатывает Ардалинское месторождение с запасами нефти более 16 миллионов тонн. В проект инвестировано 375 миллионов долларов, из которых 80 миллионов получили 160 российских компаний - поставщиков и подрядчиков. 71 процент всех доходов “Полярного сияния” остается в России, что делает контракт выгодным не только для иностранцев, но и для жителей Ненецкого автономного округа, получивших дополнительные рабочие места, и в целом всей Российской Федерации.

Теперь, обобщив сказанное в данной главе, выделим главную особенность, проблему размещения нефтедобывающей промышленности России. Частично она уже была рассмотрена - это сверхвысокая концентрация нефтедобычи в ведущей нефтяной базе. Она имеет как раз преимущество для организации самой структуры промышленности, так создает целый комплекс проблем, среди которых, например, сложная экологическая обстановка в регионе. Особенно выделяется из них проблема дальней и сверхдальней транспортировки нефти и попутного газа, обусловленная объективной необходимостью в перевозке сырья от главного поставщика, восточных районов Российской Федерации, к главному потребителю - западной ее части.

**5.2. Газовая промышленность.**

В 1996 г. газовой промышленности России исполнилось 50 лет. Конечно, среди других крупных отраслей ТЭК – угольной, нефтя­ной, электроэнергетики, имеющих более чем столетнюю историю, она представляется довольно юным организмом. Но даже сейчас, в услови­ях кризиса, отрасль демонстрирует гибкость и умение находить зоны стабильности и ниши роста.

На природный газ возлагаются большие надежды, как на наиболее дешевое высокоэкологичное топливо в период подготовки к переходу на более широкое использование альтернативных нетрадиционных видов электроэнергии (ветра, солнца, приливной, внутреннего тепла земли). Кроме того, на территории России имеются огромнейшие запасы этого вида топлива. Именно поэтому необходим тщательный анализ газовой промышленности, как одной из самых важных отраслей для экономики России.

## 5.2.1. Состав и значение газовой промышленности в народном хозяйстве России.

Сначала необходимо понять, что представляет собой газ и где он применяется. Газ – лучший вид топлива. Его отличают полнота сгорания без дыма и копоти; отсутствие золы после сгорания; легкость розжига и регулирования процесса горения; высокий коэффициент полезного действия топливоиспользующих уста­новок; экономичность и простота транспортировки к потребителю; возможность хранения в сжатом и сжи­женном состоянии; отсутствие вредных веществ.

Немалую роль играет и низкая стоимость добычи газа по сравнению со стоимостью добычи других ви­дов топлива — угля, торфа, нефти.

Если принять стоимость угля (в пересчете на 1 т условного топлива) за 100%, то стоимость газа соста­вит только 10 %.

Благодаря высоким потребительским свойствам, низким издержкам добычи и транспортировки, широкой гамме приме­нения во многих сферах человеческой деятельности, природный газ занимает особое место в топливно-энергетической и сырьевой базе. В этой связи наращивание его запасов и потребления идет высоки­ми темпами.

Природный газ – один из наиболее высокоэкономичных источников топливно-энергетических ресурсов. Он обладает высокой естественной производительностью труда, что способствует широкому использованию его вомногих отраслях народного хозяйства. Благоприятные естественные предпосылки природного газа и высокий уровень научно-технического прогресса в его транспортировке во многом обеспечивает ускоренное развитие газодобывающей промышленности.

Газовая промышленность — наиболее молодая отрасль топ­ливного комплекса. Газ применяется в народном хозяйстве в качестве топлива в промышленности и в быту, а также и как сырье для химической промышленности. В народном хозяйстве используется природный газ, добываемый из газовых месторож­дений, газ, добываемый попутно с нефтью, и искусственный газ, извлекаемый при газификации сланцев из угля. Кроме того, ис­пользуется газ, получаемый при производственных процессах в некоторых отраслях металлургической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Газ в больших количествах используется в качестве топлива в металлургической, стекольной, цементной, ке­рамической, легкой и пищевой промышленности, пол­ностью или частично заменяя такие виды топлива, как уголь, кокс, мазут, или является сырьем в химической промышленности.

Крупнейшим потребителем газа в промышленности является черная металлургия. В доменных печах частичное применение природного газа дает экономию де­фицитного кокса до 15% (1 куб. м природного газа заменяет 0,9-1,3 кг кокса), повышает производительность печи, улучшает качество чугуна, снижает его стоимость. В вагранках применение газа снижает расход кокса вдвое.

В пищевой промышленности газ применяется для сушки пищевых продуктов, овощей, фруктов, выпечки хлебобулочных и кондитерских изделий.

При использовании газа на электростанциях умень­шаются эксплуатационные расходы, связанные с хране­нием, приготовлением и потерями топлива и эксплуа­тацией системы золоудаления, увеличивается межре­монтный пробег котлов, не занимаются земли для золоотвалов, снижается расход электроэнергии на соб­ственные нужды, уменьшается количество эксплуатаци­онного персонала, снижаются капитальные затраты.

Итак, продукция рассматриваемой отрасли обеспечивает промышленность (около 45% общего народнохозяйственного потребления), тепловую электроэнергетику (35%), коммунальное бытовое хозяйства (более 10%). Газ – самое экологически чистое топливо и ценное сырье для произ­водства химической продукции.

Газовая промышленность не является чисто монопродуктовой от­раслью. Наряду с поставками по магистральным трубопроводам природ­ного газа (метан с небольшими добавками высших углеводородов) производятся нефть, конденсат, сера, сжиженные газы, машинострои­тельная и сельскохозяйственная продукция и т.п. Однако основу от­расли, обеспечивающую ее конкурентные преимущества, составляет Единая система газоснабжения (ЕСГ), которая объединяет добычу и транспорт природного газа в единую технологическую, техническую и экономическую систему в рамках России, связанную с газоснабжаю­щими системами центрально-азиатских и закавказских республик СНГ и имеющую свое продолжение в системах поставки российского газа в три европейские страны СНГ и двадцать других государств Европы.

## 5.2.2. Место газа в топливно-энергетическом комплексе.

Анализ предварительных итогов работы отраслей ТЭК в 1999 году свидетельствует о том, что ТЭК, в основном, справился с возложенными на него задачами по обеспечению потребностей экономики страны в топливе и электроэнергии и удовлетворению платежеспособного спроса российских потребителей. В 1999 году подтвердилась наметившаяся в последние годы относительная стабилизация производства во всех отраслях.

Рисунок №1.

**Структура топливно-энергетических ресурсов российского рынка на 01.01.2000 г.**

Целенаправленные усилия Правительства Российской Федерации и Минтопэнерго России, особенно в конце года, обеспечили ряд позитивных изменений в ТЭКе, отраженные в таблице №1.

Таблица №1.

**Изменение добычи и поставок основных топливно-энергетических ресурсов 1998-1999 гг.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатель** | **Фактически выполнено** | **% к 1998 г.** |
| Добыча нефти с газовым конденсатом, млн. тонн | 305,0 | 100,5 |
| Поставка нефти на внутренний рынок, млн. тонн | 170,7 | 104,6 |
| Добыча газа - всего млрд.куб.метров | 589,7 | 100,0 |
| Экспорт газа - всего млрд.куб.метров | 126,8 | 105,1 |
| Добыча угля – всего, млн.тонн | 239,8 | 106,9 |
| Выработка эл.энергии (без АЭС) – млрд.кВт.часов | 724 | 100,1 |

Из диаграммы и таблицы видно, что газ занимает прочное место в ТЭКе России. Добыча газа превышает добычу других видов топливных ресурсов. Благодаря обширным запасам, конкурентоспособным ценам и экологическим преимуществам, добыча и потребление природного газа будут расти опережающими темпами по сравнению с другими первичными энергоносителями.

## 5.2.3. Развитие и размещение газовой промышленности России.

По промышленным запасам природного газа Россия зани­мает одно из первых мест в мире, а по разведанным и добыче — первое (40%) и 30%) мировых показателей соответственно). В Ев­ропе наша страна — монополист по запасам этого вида топлива. Добыча природного газа в России с 1990 г. практически не сни­жалась и осталась на уровне 600 млрд м3 в год.

Газовые месторождения находятся, как правило, вблизи нефтяных. Наряду с природным добывается попутный газ (вместе с нефтью на нефтяных месторождениях). Раньше при выходе на поверхность он сжигался, теперь научились газ отво­дить и использовать его для получения горючего и разных хи­мических продуктов. Добыча попутного газа составляет 11— 12% общей добычи газа.

Итак, Россия располагает значительными запасами нефти и газа. Основные их залежи расположены в Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской нефтегазоносных про­винциях, а также на Северном Кавказе и Дальнем Востоке.

**А) Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.**

В пределах Западно-Сибирской низменности открыты 300 нефтяных и га­зовых месторождений. На территории Западной Сибири расположены основные запасы природного газа страны. Из них более половины нахо­дится на Тюменском Севере, преимущественно в трех газонос­ных областях. Наиболее крупные газовые месторождения — Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье, Надымское, Тазовское — открыты в Тазово-Пурпейской газоносной области на севере Тюменской области в Ямало-Ненецком автономном округе. Весьма перспективны Ямбургское и Иванковское ме­сторождения природного газа.

Березовская газоносная область, расположенная вблизи Урала, включает Пунгинское, Игримское, Похромское и другие месторождения газа. В третьей газоносной области — Васюганской, которая находится в Томской области, самыми крупными месторождениями являются Мыльджинское, Лугинецкое, Усть-Сильгинское.

Укрепление топливно-энергетической базы газовой промышлен­ности в нашей стране идет за счет восточных районов и, прежде всего**,** Западной Сибири. И в будущем основным центром добычи в течение всего периода, на который рассчитана энергетическая программа, останется Западная Сибирь. Запасы промышленных категорий в восточных рай­онах составляют 21,6 трлн.куб.м, в том числе на долю Сибири и Дальнего Востока приходится 16,2 трлн.куб.м или 70,5%. Как сказано выше, основная часть их сосредоточена в недрах Ямало-Ненецкого автономного ок­руга Тюменской области и приурочена в основном к меловым отло­жениям. При этом экономико-географическое положение ведущих месторождений газа оценивается положительно. Около 80% всех запасов газа сосредоточено на четырех уникальных месторождениях: Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и Медвежьем. Месторождения имеют, значительные размеры газоносных площадей и высокую кон­центрацию запасов. Так запасы по промышленным категориям Уренгойского месторождения оцениваются в 4,4 трлн.куб. м, Ямбурского - 5,4 трлн.куб. м, Заполярного - 2,0 и Медвежьего - 1,6 трлн.куб. м.

Важное значение придается освоению ме­сторождений газа полуострова Ямал (Ямало-Ненецкий автоном­ный округ). Запасы природного газа здесь оцениваются в 9 трлн м3. Среди двадцати пяти разведанных месторождений этой территории своими запасами выделяются Бованенковское, Арктическое, Крузенштерновское, Новопортовское.

На территории Тюменской области формируется крупнейший в России Западно-Сибирский про­граммно-целевой территориально-производственный комплекс на основе уникальных запасов природного газа и нефти в сред­ней и северной частях Западно-Сибирской равнины, а также значительных лесных ресурсов. Ресурсы нефти и газа были от­крыты здесь в начале 1960-х годов на огромной площади в 1,7 млн. км2. Формирование Западно-Сибирского ТПК началось в конце 1960-х годов.

В Обь-Иртышском бассейне распространены ценные виды рыб — лососевые, осетровые, сиговые. Поэтому особенно опас­но при увеличении добычи и переработки нефти и газа загряз­нение рек.

Общий замысел формирования Западно-Сибирского ТПК заключается в том, чтобы на основе месторождений нефти и га­за создать крупнейшую топливно-энергетическую базу. Эта цель сейчас достигнута.

Освоение нефтегазовых ресурсов повлекло за собой и транс­портное освоение этих территорий, эксплуатацию крупных лес­ных массивов в центральной части Тюменской и на севере Том­ской областей.

Машиностроение Западно-Сибирского ТПК специализиру­ется на ремонте нефтяного и газового оборудования; быстро растет строительная индустрия.

Во внутренних связях ТПК большую роль играют железные дороги: Тюмень- Тобольск – Сургут – Нижневартовск – Уренгой, тупиковые ветки: Ивдель – Обь, Тавда – Сотник, Асино – Белый Яр, а также водный путь по Оби и Иртышу.

При перспективном развитии Западно-Сибирского программ­но-целевого ТПК особенно важно решение острейших демогра­фических проблем, в том числе проблем малочисленных народов, а также решение экологических проблем сохранения экосистем.

Таким образом, создание Западно-Сибирского ТПК не только позволяет решать текущие задачи – удовлетворение потребностей в нефти, природном газа, древесине, углеводородном сырье и т. д., но и имеет важнейшее значение для реализации долговременной экономической политики на освоение восточных районов страны с их разнообразными природными ресурсами.

**Б) Волго-Уральская нефтегазоносная провинция**

Занимает обшир­ную территорию между Волгой и Уралом и включает террито­рию Татарстана и Башкортостана, Удмуртской Республики, а также Саратовскую, Волгоградскую, Самарскую, Астраханскую, Пермскую области и южную часть Оренбургской.

Велики запасы природного газа на Урале. В Оренбургской области в промышленную разработку введено Оренбургское газокондснсатное месторождение с переработкой 45 млрд м3. Благоприятное географическое положение месторождения вблизи крупных промышленных центров страны на Урале и в Поволжье способствовало созданию на его базе промышлен­ного комплекса. Осваивается крупное газоконденсатное место­рождение в Астраханской области. В Поволжском районе также эксплуатируются Арчединское, Степновское, Саратовское месторождения.

Оренбургское и Астраханское газокондснсатные месторож­дения содержат много сероводорода, их разработка требует ис­пользования экологически чистой технологии.

Запасы Оренбург­ского газоконденсата оцениваются в 1,8 трлн м3. Астраханское месторождение с запасами, превышающими 2 трлн.куб. м, отличает­ся от Оренбургского повышенным содержанием серы.

Промышленное развитие Предуралья Оренбургской области связано с разведкой нефти и газа. В отличие от Тимано-Печерского Оренбургский ТПК формируется в условиях обжитой и хорошо освоенной территории.

Запасы природного газа сосредоточены в центральной и западной частях области. Как сказано выше, месторождения являются газоконденсатными, но кроме конденсата и метана, содержат серу, гелий, пропан, бутан и т. д. Кроме того, выявлены структуры, благоприятные для открытия новых месторождений газа, - это Восточно-Оренбургское поднятие, Соль-Илецкое сводовое поднятие, Предуральский прогиб. Этот газоносный район расположен в непосредственной близости к топливодефицитным районам европейской части России.

Многокомпонентный характер месторождений требует комплексного использования сырья. Этому способствуют и благоприятные условия для жизни людей. Поэтому Оренбургский ТПК будет характеризоваться высокой ролью обрабатывающих звеньев в отраслевой структуре промышленного комплекса. Общий замысел Оренбургского ТПК заключается в том, чтобы на базе месторождений природного газа создать крупный центр по его добычи для удовлетворения местных потребностей и потребностей европейских стран с организацией химических производств на основе комплексной переработки газа, обеспечивающей получение исходного сырья. Это укрепляет экономический потенциал Оренбургской области и создает предпосылки для последующего ускоренного развития в ней машиностроения высокой и средней металлоемкости на базе уральского металла.

Развитие добычи газа и сети газопроводов имеет важное значение для улучшения условий жизни сельского населения области и ведения сельскохозяйственного производства. Такое положительное влияние связано со строительством автодорог вдоль трасс газопроводов и газификацией сельских поселений. Все это способствует дальнейшему развитию сельского хозяйства области – важного поставщика высококачественного зерна, шерсти, мяса.

**В) Тимано- Печерская нефтегазоносная провинция**

Занимает об­ширную территорию Республики Коми и Ненецкого автоном­ного округа Архангельской области. Большая часть разведанных и прогнозных запасов этой провинции размещена в относи­тельно неглубоких (800—3300 м) и хорошо изученных геологи­ческих комплексах. Здесь открыто более 70 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Запасы газа находятся в основном на территории Республики Коми. Крупные месторождения газа — Вуктылское, Василковское, Вой-Вожское, Джеболское. Ведуться усиленные геолого-разведочные работы в акватории Баренцева моря. Европейский Север относится к перспективным районам, располагающим запасами топливных ресурсов, которые приуро­чены к Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции и шельфовой зоне морей Северного Ледовитого океана. Природный газ и газоконденсат содержат 94% ме­тана и другие ценные компоненты. В настоящее время уделяется внимание освоению Штокмановского месторо­ждения шельфовой зоны Баренцева моря с запасами, превы­шающими 3 трлн м3 и Ардалинского месторождения Архангель­ской области.

Коренным образом изменилось экономико-географическое положение республики Коми, благодаря открытию западно-сибирского природного газа. Сооружение проходящих по территории республики газопроводов способствовало дорожному строительству, развитию строительной индустрии, линий электропередач до компрессорных станций и т. п. Все это создало дополнительные экономические предпосылки для освоения местных природных ресурсов, несмотря на суровые природные условия.

На территории Тимано-Печерского ТПК открыты запасы природного газа. Особенностью наиболее известного газового месторождения – Вухтыловского является наличие запасов конденсата, из которого можно получать более дешевый бензин, чем из нефти. Вместе с тем наличие конденсата усложняет организацию добычи газа. Другая особенность Вухтыловского газового месторождения – это содержание этана – ценного сырья для органического синтеза.

На территории Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции выявлен целый ряд нефтяных месторождений – Усинкое, Возейское и другие. Эти месторождения отличаются высоким содержанием попутного газа (в 2-3 раза больше, чем в месторождениях Волжско-Уральского бассейна и Западной Сибири). Указанные особенности газовых и нефтяных месторождений Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции требует комплексного использования нефти и газа.

Дальнейшее развитие Тимано-Печерского ТПК заключается в том, чтобы на базе местных природных ресурсов создать и развить добычу нефти, природного газа, алюминиевого и титанового сырья, заготовку и переработку древесины при одновременном развитии угледобычи, электроэнергетики. Реализация этого замысла позволит решить не только отраслевые проблемы, стоящие перед страной в части укрепления ее топливной и сырьевой базы, но и окажет влияние на формирование крупного хозяйственного комплекса на северо-востоке европейской части России – в Вологодской, Архангельской областях и республике Коми.

**Г) Нефтегазоносные области Северного Кавказа** занимают тер­риторию Краснодарского и Ставропольского краев, Чеченской и Ингушской республик, Дагестана, Адыгеи, Кабардино-Балка­рии. На Северном Кавказе выделяются две нефтегазоносные области: Дагестанская и Грозненская. Грозненская расположе­на в бассейне реки Терек. Основные месторождения нефти и газа: Малгобекское, Горагорское, Гудермесское. Дагестанская об­ласть тянется широкой полосой от побережья Каспийского мо­ря в западном направлении до Минеральных Вод, а в южной части ее границы проходят по предгорьям Большого Кавказа и охватывают территорию Северной Осетии, Чеченской и Ин­гушской республик, Дагестана. Важнейшие нефтегазоносные месторождения Дагестана — Махачкалинское, Ачису, Избербашское. Крупное месторождение газа в республике — Даге­станские огни.

В пределах Северо-Западного Кавказа расположены Став­ропольская и Краснодарская нефтегазоносные области. В Ставропольском крае крупными месторождениями газа явля­ются Северо-Ставропольское и Пелагиадинское, в Краснодар­ском крае — Ленинградское, Майкопское и Березанское.

Природный газ относится к высококачественному, содержит до 98% метана, имеет высокую теплотворную способность.

**Д) Нефтегазоносные области Восточной Сибири** в администра­тивном отношении охватывают территории Красноярского края, Иркутской области. В Крас­ноярском крае - Таймырское, Мессояхское месторождения и в Иркут­ской области - Братское месторождение. К перспективным месторождениям относят Марковское, Пилятинское, Криволукское. Кроме того, с 1999 года на севере Иркутской области начали эксплуатировать Ковыткинское месторождение.

**Е)** На **Дальнем Востоке***,* в бассейне реки Вилюй на территории Республики Саха (Якутия) открыты 10 газоконденсатных месторождений, из них разрабатываются Усть-Вилюйское, Средне-Вилюйское, Мастахское; и на Сахалине - Оха и Тунгорское месторожде­ния.

Для решения топливо-энергетической проблемы на Дальнем Востоке большое значение имеет разработка газовых ресурсов Лено-Вилюйской провинции. Группа месторождений газа в Центральной Якутии сможет обеспечить потребности в нем не только Дальнего Востока, но и Восточной Сибири. В перспективе следует учитывать использование газа на территории Южно-Якутского ТПК в технологических процессах производства стали и фосфорных удобрений. Рациональное использование якутского природного газа не ограничивается промышленностью. Следует также учитывать потребление газа в коммунальной сфере. Собственные потребности Якутии при строительстве новых ГРЭС и других газоемких производств составят около 7 млрд куб. м газа в год. Это означает, что если ограничиваться только добычей газа для местных нужд республики, то придется законсервировать в ее недрах более чем 2/3 подготовленных к эксплуатации запасов природного газа, что снизит эффективность капиталовложений в его разведку и добычу. В тоже время широкое вовлечение природного газа Якутии в межрайонный оборот, а также поставки на внешний рынок повысят эффективность этих затрат в 3-4 раза.

В отличие от нефти, природный газ не требует большой пред­варительной переработки для использования, но его необходимо сразу, отправлять к потребителю. Газ — главный вид топлива там, где нет других энергетических ресурсов. Он используется в промышленности (80%) — электроэнергетика, химия, металлур­гия, строительство, полиграфия, а также в быту.

Сформировалось несколько регионов переработки газа*—* Оренбургский, Астраханский, Сосногорский (Республика Коми) и Западно-Сибирский. Они разнятся по номенклатуре и коли­честву выпускаемой продукции, что прежде всего объясняется объемом разведанных запасов ближайших месторождений и химическим составом добываемого здесь газа.

В номенклатуру продукции газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) входят собственно товарный газ, сера, гелий, пропан-бутановая смесь, технический углерод, широкие фракции легких углеводородов, сжиженный газ, дизтопливо, различные виды бензинов, этан, этилен и др.

Производство каждого из этих видов продуктов распреде­лено по основным регионам. Так, например, на Сосногорском заводе производят технический углерод, применяемый в полиг­рафической промышленности. Экспорт этого продукта растет, завод обеспечивает им не только Россию и страны СНГ, но и го­сударства Центральной и Восточной Европы, Восточной и Юго-Восточной Азии, Скандинавию. Перспективы Сосногорского ГПЗ зависят от освоения месторождений Республики Коми, полуострова Ямал и севера Тюменской области.

По последним данным, добыча газа в 1999 году составила 590,7 млрд куб. м, или 100% к уровню 1998 года. В то же время предприятиями ОАО "Газпром" добыто 545,6 млрд куб. м газа (92% общей добычи), что на 8 млрд куб. м меньше уровня 1998 года.

Потребителям России в 1999 году поставлено 336,5 млрд куб. м, что на 7,3 млрд.куб.м выше 1998 года. Поставка газа за пределы России составила 172,3 млрд куб. м, что на уровне 1998 года.

В 1999 году закачано в подземные хранилища 54,4 млрд куб. м газа, в то время как отбор газа из ПХГ России осуществлен в объеме 52,6 млрд куб. м. [13]

В 1999 году добыча нефти с газовым конденсатом составила 304,8 млн т, что превышает уровень 1998 г. на 1,5 млн тонн. Начиная с июня, обеспечен устойчивый рост добычи нефти с газовым конденсатом. В сравнении с 1998 годом рост добычи нефти обеспечен в нефтяных компаниях: "Сургутнефтегаз" - на 2,4 млн. т (106,8%), "Тюменская НК" - 0,41 млн. т (102.1%), "КомиТЭК" - 0,12 млн. т (103,4%), "НГК Славнефть" - 0,15 млн. т (101,3%), практически сохранили уровни добычи 1998 года ОАО НК "ЮКОС", ОАО "НК ЛУКОЙЛ" и ОАО "ОНАКО".

По состоянию на 01.01.99 в разработке в стране находилось 1137 нефтяных и нефтегазовых месторождений, добычу нефти и конденсата на которых осуществляли 15 нефтяных компаний, 7 организаций РАО "Газпром", 80 мелких самостоятельных российских нефтедобывающих организаций и 44 совместных предприятия с иностранными инвестициями.

Существующая система налогообложения, а также проблема неплатежей привели за последние годы к значительному снижению темпов ввода в разработку новых месторождений, снижению объемов эксплуатационного бурения и обустройства этих месторождений, невыполнению принятых проектных уровней добычи нефти.

## 5.2.4. Перспективы развития газовой промышленности.

В перспективе 2000 - 2010 гг. исключительно важным направле­нием признано развитие отраслей высокоэффективных качественных видов жидкого и газообразного топлива для нефтехимии. К настояще­му времени разведанность запасов в европейских регионах России и Западной Сибири достигает 65 — 70% но нефти и 40 — 45% но газу, в то же время Восточная Сибирь и Дальний Восток освоены только на 6 – 8%, а шельфы морей - лишь на 1 %. Именно на эти труднодоступные регио­ны (включая север Тюменской и Архангельской областей) приходится около 46% перспективных и более 50% прогнозных ресурсов нефти и около 80% природного газа. В связи с этим очень важно не допустить развала геологических организаций и увеличить масштабы геологораз­ведочных работ на нефть и газ для создания прочной сырьевой базы в будущем.

В «Энергетической стратегии» после 2000 г. в качестве главного приоритета по добыче топлива рассматривается природный газ, спо­собный обеспечить более 50% всего производства первичных топливно-энергетических ресурсов. Газовая промышленность будет разви­ваться прежде всего за счет крупных месторождений Тюменской и Том­ской, а также Оренбургской и Астраханской областей. Кроме того, боль­шие надежды возлагаются на создание новых крупных центров по до­быче природного газа и Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В дальнейшем возможны формирование и экспорт потоков газа из этих районов.

При таких подходах к развитию добычи природного газа требуется выполнить конкретную реконструкцию всей системы газоснабжения с целью осуществления поставок газа на внутрироссийские нужды и на экспорт для дальнейшего улучшения энергетической и экономичес­кой эффективности, подготовить систему ПГХ для повышения надеж­ности газоснабжения народного хозяйства, кратно увеличив при этом извлечение полезных компонентов из добываемого газа. Предусматривается ускорить газификацию сельской местности всех районов. Осо­бую важность проблема газификации сел и городов приобретает и рай­онах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Намечено увеличить ис­пользование газа как моторного топлива, реконструировать существующие и строить новые электростанции в городах и селах страны. По­мимо Западной Сибири важную роль и газоснабжении потребителей будут играть Уральский и Поволжский районы России.

В ближайшей перспективе намечаются работы по вовлече­нию в хозяйственный оборот новых месторождений нефти и газа полуострова Ямал, Западной Сибири и Восточной Сибири (Красноярский край и Иркутская область) и освоению место­рождений нефти и газа, расположенных на континентальном шельфе, 70% территории которого перспективны в нефтегазоносном отношении. Для освоения перспективных месторожде­ний потребуется привлечение иностранного капитала. Так, в Западной Сибири американская компания "Амоко" будет участ­вовать в эксплуатации Приобского месторождения. На базе Ардалинского месторождения Тимано-Печорской провинции ра­ботает российско-американское предприятие. Благоприятны перспективы совместного освоения месторождений шельфовой зоны острова Сахалин с привлечением японского и американ­ского капиталов.

Что касается экспорта, то крупнейшим на сегодняшний день проектом "Газпрома" по увеличению поставок газа за рубеж является строительство трансконтинентальной газовой магистрали "Ямал—Европа" об­щей протяженностью 4000 км. Этот трубопровод пройдет от месторождений полуострова Ямал через Центральную Россию и Белоруссию в Польшу, Германию (от главной магистрали в бу­дущем предполагается сооружение ответвлений в разные евро­пейские страны). Он будет строиться 10—15 лет, но начать пос­тавки газа по этой магистрали Россия сможет уже в 1997— 1999 гг.

Интересными представляются многие другие проекты транс­портировки российского газа. Например, российско-болгарский проект для перекачки газа в Грецию (до этого российский газ поступал через Болгарию только в Турцию). Другой проект — новый южно-европейский газопровод, который должен пройти по территории Словакии, Венгрии, Словении с выходом в Северную Италию и соединить эти страны с магистралью "Ямал-Европа".

Изучаются возможности транспортировки природного газа из России в Западную Европу северным маршрутом — через Финляндию, Швецию, Данию. А также — в страны Восточной Азии — КНР, КНДР и Республику Корея (после создания газодобывающего района в Иркутской области и Якутии) и т.д.

**5.3. Угольная промышленность.**

Угольная промышленность – одна из ведущих отраслей ТЭК. Уголь используют как технологическое сырье (в виде кокса) в черной металлургии и химической промышленности (коксовые газы) для производства минеральных удобрений и пластмасс, а также уголь используют как энергетическое сырье для производства электроэнергии на ТЭС, для отопления жилищ. Общие геологические запасы угля в России оцениваются в 4 трлн тонн. В России сосредоточено 12% мировых запасов угля. До революции Россия занимала 6 место в мире по добыче и 20% потребляемого угля закупала за границей (в основном из Германии). Бывший СССР занимал 1-ое место по добыче и экспорту угля. Россия занимает 4-ое место в мире (1-ое – Китай, потом США, ФРГ) по добыче каменного угля.

Добыча угля в России (в млн. тонн):

1913 – 29

1988 – 425

1997 – 244

1999 - 249

Основными причинами снижения добычи угля являются:

* Падение платежеспособного спроса на уголь
* Низкий технологический уровень угольной промышленности
* Плохие социальные условия жизни шахтеров
* Разрушение централизованных аппаратов планирования и управления
* Не функционирование рыночных отношений.

Среди отраслей ТЭК угольная промышленность находится в наиболее кризисном состоянии. Угольной промышленности предстоит болезненная реконструкция, убыточные и неперспективные шахты (42 из 236) будут закрыты. В настоящее время государственная корпорация "Рос уголь" разрабатывает план оптимизации отрасли и пути перехода ее к рыночным отношениям, будет происходить дальнейшее акционирование предприятий и их объединение. Угледобыча будет сохранена, но на новых условиях, следовательно, на данный период главными задачами являются: стабилизация уровня добычи угля, привлечение инвестиций государства и кредитов МБРР, внедрение новых технологией. В перспективе необходимо осуществлять структурную перестройку отрасли, снизить издержки на добычу, сократить число убыточных предприятий, увеличить мощность на действующих эффективных предприятиях. Перспектива угольной промышленности связана с увеличением доли открытой добычи угля (сейчас она составляет 60%). Это наиболее производительный и дешевый способ. Однако, не теряет своего значения и подземный способ добычи, т. к. необходимы высококачественные коксующиеся угли.

Господствующие угли – каменные угли (они составляют 2/3 общих запасов). Интересны пропорции между каменными и бурыми углями в территориальном отношении. В европейской части России 4/5 углей – каменные угли. На Урале наоборот бурых углей больше. А в Сибири бурых углей в 4 раза меньше, чем каменных. Из общих геологических запасов угля в стране 95% приходится на восточные районы, в том числе, более 60% - на Сибирь.

### Месторождения угля расположены группами, образуя бассейны:

1. **Кузбасс** находится на территории Кемеровской области. Запасы – 725 млрд тонн. Это основная база добычи каменного угля (50% от всей добычи по стране). Частично уголь добывается открытым способом. Угль – коксующийся, высокого качества. Основные потребители: Сибирь, Урал, Центральный район, Поволжье.
2. **Печорский бассейн** находится на территории республики Коми за полярным кругом. Запасы – 240 млрд тонн. Наиболее крупные шахты – Инта, Воргошовская. Условия добычи угля – тяжелые. Уголь – коксующийся. Основные потребители – европейский север (в т. ч. Череповецкий металлургический комбинат), Северо-Западный район, центральная Россия.
3. **Восточное крыло Донбасса** находится в Ростовской области. Запасы – 40 млрд тонн. Основные потребители – европейская часть России. 9% всей добычи по стране.
4. **Южноякутский бассейн** осваивается с 80-х годов. Действует Нерюгринский разрез, ГРЭС (более 2 млн Квт-час). Значение этого бассейна возросло со строительством малого БАМа, который строится до Якутска. Уголь экспортируется в Японию.
5. **Канско-Ачинский буроугольный бассейн.** Запасы – 600 млрд тонн. Основа энергетики Восточной России. Себестоимость угля низкая, т. к. добывается открытым способом. Основной потребитель – ГРЭС Сибири. Электроэнергия транспортируется в западную часть России.
6. **Подмосковный буроугольный бассейн** находится на территории Смоленской, Тульской, Калужской областей.
7. **Бассейн Кизел** находится на Урале в Пермской области. Уголь плохого качества.
8. **Челябинский буроугольный бассейн** в районе города Копейск**.**
9. **Иркутский бассейн.**
10. **Райчихинский буроугольный бассейн** на Дальнем Востоке у города Благовещенск.
11. **Бурейский бассейн** в Хабаровском крае (на реке Бурея у города Средний Упал). Каменный уголь.
12. **Бассейн Суган** у города Партизанск. Каменный уголь.
13. **Буроугольный бассейн Артем** в Приморском крае.
14. **Южно-сахалинский бассейн.** Каменный уголь.

Перспективные бассейны: Тунгусский, Ленский, Таймырский – входят в десятку крупнейших по запасам угля бассейнов мира.

В развитии угольной промышленности произошел явный сдвиг добычи угля в восточные районы. Они дают 3/4 угля в стране, характеризуясь преобладанием добычи над потреблением. В результате неизбежны массовые железнодорожные перевозки угля с востока на запад, которые в перспективе станут еще значительнее.

**Приложение № 1**

По итогам 1999г. во всех отраслях российской промышленности Госкомстатом был зарегистрирован прирост объемов производства. По сравнению с 1998г. в электроэнергетике он составил 0,2 %; в топливной промышленности – 2,4 %.

Производство основных видов ТЭР по России.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Единица****измерения** | **Январь-декабрь** | **Январь-март** |
|  |  | **1999 г.** | **1998 г.** | **99/98, %** | **2000 г.** | **1999 г.** | **00/99, %** |
| Нефть (включаягазокондесат) | млн.т | 304,8 | 303,3 | 100,5 | 77.7 | 74,4 | 104,4 |
| Газ | млрд.т | 590,7 | 591,4 | 99,9 | 159,4 | 160,8 | 99,1 |
| Уголь | млн.т | 249,1 | 231,9 | 107,4 | 71,1 | 67,2 | 105,7 |
| Выработкаэлектроэнергии | млрд.кВт.ч | 845,4 | 827,2 | 102,2 | 252,3 | 241,7 | 104,4 |
| Первичная пере-работка нефти | млн.т  | 168,6 | 163,7 | 103,0 | 42,5 | 40,1 | 106,0 |
| Производствонефтепродуктов- автобензин- дизтопливо- топочный мазут | млн.т | 26,546,952,2 | 25.945,155,2 | 102,2103,994,5 | 6,412,012,5 | 6,111,112,1 | 106,3108,0103,1 |

**Приложение № 2**

**6. Заключение**

Располагая 2,8% населения и 12,8% территории мира, Россия имеет 12-13% прогнозных ресурсов и около 12% разведанных запасов нефти, 42% ресурсов и 34% запасов природного газа, около 20% разведанных запасов каменного и 32% запасов бурого угля. Суммарная добыча за всю историю использования ресурсов составляет в настоящее время по нефти 17% от прогнозных извлекаемых ресурсов и по газу 5%. Обеспеченность добычи разведанными запасами топлива оценивается по нефти и газу в несколько десятков лет, а по углю - значительно выше. Существующая минерально-сырьевая база урана способна обеспечить его добычу, лишь частично покрывающую потребности атомной промышленности.

Считается, что ресурсы определенного вида топлива в стране хорошо освоены и существенное наращивание добычи маловероятно, если доля извлеченного топлива в прогнозных ресурсах составляет около 25 %. В России к этому рубежу приближается использование нефти, а по газу и углю ресурсные ограничения обусловлены не размерами запасов, а стоимостью их освоения.

В нефтяной промышленности происходит качественное ухудшение сырьевой базы отрасли. Западно-Сибирская и Урало-Поволжская нефтегазоносные провинции будут оставаться главными нефтедобывающими регионами страны, хотя многие крупные месторождения здесь вышли на поздние стадии разработки с падающей добычей. Доля трудноизвлекаемых запасов с низкими дебитами скважин (менее 10 т/сутки) составляет 55-60% и продолжает расти. Потенциальная добыча “новых” нефтегазоносных провинций Европейского Севера, Восточной Сибири и Дальнего Востока кратно меньше, чем “старых”, и освоение их будет весьма затратным.

Перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться в основном следующими факторами – уровнем мировых цен на топливо, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы.

Расчеты показывают, что уровни добычи нефти в России могут составить в 2010 г. и 2020 г. соответственно до 335 и 360 млнт.\*

Основным нефтедобывающим районом России на всю рассматриваемую перспективу останется Западная Сибирь, хотя ее доля к 2020 г. и снизится до 58-55% против 68% в настоящее время. После 2010 г. масштабная добыча нефти начнется в Тимано-Печорской провинции, на шельфе Каспийского и северных морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Всего на Восток России к 2020 г. будет приходиться 15-20% нефтедобычи в стране.

В течение всей рассматриваемой перспективы останется актуальной задача повышения коэффициента извлечения нефти и комплексного использования углеводородного сырья.

Для обеспечения внутренней потребности России в качественном моторном топливе, смазочных маслах, спецжидкостях и других нефтепродуктах, а также экспорта нефтепродуктов, Энергетической стратегией предусматривается рост объемов переработки нефти к 2015-2020 гг. до 220-225 млн т/год с одновременным увеличением глубины переработки до 75-80% в 2010 г. и до 85% к 2020 г. Исходя из особой роли нефтеперерабатывающей промышленности в обеспечении обороноспособности страны, Энергетическая стратегия приоритетное внимание уделяет мерам по стимулированию развития отрасли и задачам государства по регулированию ее деятельности. Основное направление развития нефтепереработки – модернизация и коренная реконструкция действующих НПЗ с опережающим строительством мощностей по углублению переработки нефти, повышению качества нефтепродуктов и производству катализаторов.

В целях приближения производства нефтепродуктов к их потребителям возможно строительство новых высокоэффективных нефтеперерабатывающих заводов средней мощности в районах концентрированного потребления нефтепродуктов, а в удаленных северных и восточных районах допустимо развитие сертифицированных малых НПЗ с полным циклом переработки нефти.

Целевой задачей отрасли является также обеспечение сырьем (прямогонным бензином, бензином для химии, сжиженными нефтяными газами, ароматическими углеводородами, мономерами, сырьем для сажи и др.) нефтехимической промышленности, продукция которой на порядок выше стоимости продукции собственно нефтепереработки.

В газовой промышленности базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной мере уже выработаны: Медвежье – на 78%, Уренгойское – на 67%, Ямбургское– на 46%.

Основной резервный фонд разведанных месторождений размещен в Западной Сибири. Это уникальные по запасам месторождения п-ва Ямал, Заполярное месторождение, менее крупные и конденсатсодержащие залежи глубокого залегания в Надым-Пур-Тазовском районе. Открыты крупнейшие месторождения на шельфах Баренцева, Охотского и Карского морей. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке разведано свыше 2,7 трлн м3 запасов газа, из которых разрабатывается лишь 7,4%.

Из неразведанных ресурсов газа 42,3% размещены на шельфах северных морей. Из неразведанных ресурсов суши около 43% приходится на Восточную Сибирь и Дальний Восток, 47% на северные районы Западной Сибири. В Европейской зоне основные приросты прогнозируются в Прикаспии, где газ характеризуется высоким содержанием сероводорода и углекислоты.

Чтобы обеспечить расширенное воспроизводство сырьевой базы отрасли, необходимо развивать опережающими темпами поисковые работы в перспективных нефтегазоносных районах с высокой результативностью работ с целью подготовки фонда структур для глубокого разведочного бурения.

Перспективные уровни добычи газа в России будут в основном определяться теми же факторами, что и нефти, однако большее значение будут иметь внутренние цены на газ. Уровни добычи газа могут составить в 2010 г. и в 2020 г. 655 и 700 млрд м3 соответственно\*.

Чтобы иметь надежную сырьевую базу при намеченных темпах отбора разведанных запасов, в перспективе до 2020 г. необходимо обеспечить приросты не менее 3,0 трлн м3 эффективных запасов в каждое пятилетие (то есть, обеспечивающих цену добычи не выше 34-40 дол./тыс. м3, а отпускную – с учетом транспорта – не выше 70 дол./тыс.м3).

Основным газодобывающим районом страны на всю рассматриваемую перспективу остается Надым-Пур-Тазовский район Западной Сибири, хотя его доля и снизится к 2020 г. примерно до 64-60% против 87% в настоящее время.

Начиная с 2006 г. для компенсации снижения добычи газа необходимо ввести в разработку месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ, Штокмановское на шельфе Баренцева моря, а в последний период - месторождения полуострова Ямал. Опережение развития добычи газа на Штокмановском месторождении по отношению к месторождениям Ямала обуславливается меньшими в 1,5 раза удельными затратами. Кроме того, освоение месторождений полуострова Ямал сдерживается нерешенностью экологических проблем.

В целом по отрасли добыча газа на действующих месторождениях составит к 2020 г. около 142 млрд м3. Свыше 76% добычи свободного газа должны быть освоены на новых месторождениях. Региональное значение имеет программа освоения мелких, низкодебитных месторождений и залежей, особенно в экономически развитых европейских районах.

Особое внимание в Энергетической стратегии уделено комплексному использованию газовых ресурсов Ямало-Ненецкого автономного округа – основной газодобывающей базы России на всю рассматриваемую перспективу.

Продолжится газификация ряда регионов России, в том числе крупных промышленных центров южной части Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока, обусловленная, прежде всего необходимостью решения здесь экологических проблем. Общий прирост сети распределительных газопроводов составит до 75-80 тыс. км за пятилетие, из них более 75% — в сельской местности при массовом применении полиэтиленовых труб, обеспечивающем снижение стоимости и сроков строительства, соответственно, в 1,5-2 и 3 раза. Это позволит к 2021 г. дополнительно газифицировать до 10,5 млн квартир, из них 7,5 млн – в сельской местности.

Важное место в структуре топливоснабжения села и рассредоточенных потребителей останется за сжиженным газом, потребление которого прогнозируется увеличить в 1,2-1,3 раза.

В рассматриваемый период предстоит также создать научно-производственную базу для широкомасштабного подводно-подледного освоения перспективных ресурсов углеводородного сырья на шельфах арктических морей (Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и др.), включая технологии его добычи, переработки на месте в моторные топлива и транспортировки на внутренние и внешние рынки.

Учитывая важную роль систем трубопроводного транспорта энергоресурсов в энергетическом обеспечении жизнедеятельности общества, государство сохранит за собой контроль за деятельностью в этой сфере и соответствующую собственность в указанных системах – полную в системах магистральных нефтепроводов и частичную – в системе магистральных газопроводов.

Для подачи газа потребителям и обеспечения транзита потребуется существенное развитие Единой системы газоснабжения и строительство газотранспортных систем в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Всего в рассматриваемый период будет необходимо заменить 23 тыс. км линейной части магистральных газопроводов и отводов, провести модернизацию и замену газоперекачивающих агрегатов (ГПА) суммарной мощностью 25 тыс. МВт и построить около 22 тыс. км новых магистральных газопроводов и межсистемных перемычек.

Угольная промышленность располагает достаточной сырьевой базой для полного удовлетворения потребностей экономики России в угольном топливе. Однако в современных экономических условиях уголь значительно уступает газу и нефтетопливу по затратным и экологическим показателям его использования потребителями и фактически замыкает топливно-энергетический баланс. Наращивание производственного и экономического потенциала отрасли должно обеспечить снижение риска в энергообеспечении России от возможного невыполнения целевых установок по добыче газа и вводу АЭС. Отрасль должна иметь необходимые резервы по наращиванию объемов добычи угля до 500 млн т/год к 2020 г.

В соответствии с оптимальной структурой топливно-энергетического баланса, принятого в Энергетической стратегии России, востребованные объёмы добычи угля по стране составят до 335 млн т в 2010 г. и до 430 млн в 2020 г. Названные уровни добычи угля в целом обеспечены разведанными запасами, что не исключает необходимости определенных дополнительных геолого-разведочных работ.

Принципиально важно, что в отличие от быстро дорожающих газа и нефти, цены на угль за счет вовлечения в отработку более эффективных его запасов, улучшения хозяйственной организации отрасли и, главное, научно-технического прогресса в добыче, переработке и транспортировке угля, в период 2001-2010 гг. будут изменяться более медленными темпами, а в период 2011-2020 гг. за счет широкомасштабного вовлечения в разработку канско-ачинских углей цена на энергетические угли может быть даже снижена (на 10-15% к уровню 2010 г.). Тенденция относительного удешевления угля сохранится и в последующее десятилетие, что служит важным аргументом для увеличения его роли в топливно-энергетическом балансе страны.

Удовлетворение потребности экономики страны в угольном топливе будет связано с развитием добычи угля в бассейнах федерального значения – Кузнецком и Канско-Ачинском. Межрегиональное значение будут иметь месторождения Восточной Сибири, Печорского, Донецкого и Южно-Якутского бассейнов.

В период 2001-2020 гг. с учетом выбытия из-за отработки запасов и ликвидации убыточных предприятий (до 60 млн т производственных мощностей по добыче угля), потребность в строительстве новых мощностей составит около 200 млн т, из них в Кузнецком бассейне – 75 млн т, в Канско-Ачинском – свыше 70 млн т., на месторождениях Дальнего Востока –20 млн т. Предусмотрено строительство 10 новых шахт и 16 разрезов, из них:

* в Кузнецком бассейне - 7 разрезов и 5 шахт (Талдинское, Ерунаковское, Караканское и Соколовское месторождения);
* в Канско-Ачинском бассейне - 3 разреза (Березовское и Абанское месторождения);
* на Дальнем Востоке - 1 шахта и 2 разреза (на Ургальском и Эльгинском месторождениях).

В целях роста конкурентоспособности угля на рынке энергоресурсов важное значение в рассматриваемый период должно приобрести улучшение качества угольной продукции. Для этого предусматривается широкое применение наиболее прогрессивных методов переработки и обогащения углей и переход на международную систему управления качеством (ISO 9000) на предприятиях угольной промышленности.

Атомная промышленность и энергетика рассматриваются в Энергетической стратегии как важнейшая часть энергетики страны, поскольку атомная энергетика потенциально обладает необходимыми качествами для постепенного замещения значительной части традиционной энергетики на ископаемом органическом топливе, а также имеет развитую производственно-строительную базу и достаточные мощности по производству ядерного топлива. При этом основное внимание уделяется обеспечению ядерной безопасности и, прежде всего безопасности АЭС в ходе их эксплуатации. Кроме того, требуется принятие мер по заинтересованности в развитии отрасли общественности, особенно населения, проживающего вблизи АЭС.

Для обеспечения запланированных темпов развития атомной энергетики после 2020 г., сохранения и развития экспортного потенциала уже в настоящее время требуется усиление геологоразведочных работ, направленных на подготовку резервной сырьевой базы природного урана.

Максимальный вариант роста производства электроэнергии на АЭС соответствует как требованиям благоприятного развития экономики, так и прогнозируемой экономически оптимальной структуре производства электроэнергии с учетом географии ее потребления. При этом экономически приоритетной зоной размещения АЭС являются европейские и дальневосточные регионы страны, а также северные районы с дальнепривозным топливом. Меньшие уровни производства энергии на АЭС могут возникнуть при возражениях общественности против указанных масштабов развития АЭС, что потребует соответствующего увеличения добычи угля и мощности угольных электростанций, в том числе в регионах, где АЭС имеют экономический приоритет.

Основные задачи по максимальному варианту – строительство новых АЭС с доведением установленной мощности атомных станций до 32 ГВт в 2010 г. и до 52,6 ГВт в 2020 г. и продление назначенного срока службы действующих энергоблоков до 40-50 лет их эксплуатации с целью максимального высвобождения газа и нефти; экономия средств за счет использования конструктивных и эксплуатационных резервов.

В этом варианте, в частности, намечена достройка в 2000-2010 годы 5 ГВт атомных энергоблоков (двух блоков – на Ростовской АЭС и по одному – на Калининской, Курской и Балаковской станциях) и новое строительство 5,8 ГВт атомных энергоблоков (по одному блоку на Нововоронежской, Белоярской, Калининской, Балаковской, Башкирской и Курской АЭС). В 2011 – 2020 гг. предусмотрено строительство четырех блоков на Ленинградской АЭС, четырех блоков на Северо-Кавказской АЭС, трех блоков Башкирской АЭС, по два блока на Южно-Уральской, Дальневосточной, Приморской, Курской АЭС –2 и Смоленской АЭС – 2, на Архангельской и Хабаровской АТЭЦ и по одному блоку на Нововоронежской, Смоленской и Кольской АЭС – 2.

Одновременно в 2010 – 2020 гг. намечено вывести из эксплуатации 12 энергоблоков первого поколения на Билибинской, Кольской, Курской, Ленинградской и Нововоронежской АЭС.

Основные задачи по минимальному варианту – строительство новых блоков с доведением мощности АЭС до 32 ГВт в 2010 г. и до 35 ГВт в 2020 г. и продление назначенного срока службы действующих энергоблоков на 10 лет.

Основой электроэнергетики России на всю рассматриваемую перспективу останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре установленной мощности отрасли составит к 2010 г. 68%, а к 2020 г. – 67-70% (2000 г. – 69%). Они обеспечат выработку, соответственно, 69% и 67-71% всей электроэнергии в стране (2000 г. – 67%).

Учитывая сложную ситуацию в топливодобывающих отраслях и ожидаемый высокий рост выработки электроэнергии на тепловых электростанциях (почти на 40-80 % к 2020 г.), обеспечение электростанций топливом становится в предстоящий период одной из сложнейших проблем в энергетике.

Суммарная потребность для электростанций России в органическом топливе возрастет с 273 млн т у.т. в 2000 г. до 310-350 млн т у.т. в 2010 г. и до 320-400 млн т у.т. в 2020 г. Относительно не высокий прирост потребности в топливе к 2020 г. по сравнению с выработкой электроэнергии связан с практически полной заменой к этому периоду существующего неэкономичного оборудования на новое высокоэффективное, что требует осуществления практически предельных по возможностям вводов генерирующей мощности. В высоком варианте в период 2011-2015 гг. на замену старого оборудования и для обеспечения прироста потребности предлагается вводить 15 млн кВт в год и в период 2016-2020 гг. до 20 млн кВт в год. Любое отставание по вводам приведет к снижению эффективности использования топлива и соответственно к росту его расхода на электростанциях по сравнению с определенными в Стратегии уровнями.

Необходимость радикального изменения условий топливообеспечения тепловых электростанций в европейских районах страны и ужесточения экологических требований обусловливает существенные изменения структуры мощности ТЭС по типам электростанций и видам используемого топлива в этих районах. Основным направлением должно стать техническое перевооружение и реконструкция существующих, а также сооружение новых тепловых электростанций. При этом приоритет будет отдан парогазовым и экологически чистым угольным электростанциям, конкурентоспособным на большей части территории России и обеспечивающим повышение эффективности производства энергии. Переход от паротурбинных к парогазовым ТЭС на газе, а позже – и на угле обеспечит постепенное повышение КПД установок до 55 %, а в перспективе до 60 % что позволит существенно снизить прирост потребности ТЭС в топливе.

Для развития Единой энергосистемы России Энергетической стратегией предусматривается:

* создание сильной электрической связи между восточной и европейской частями ЕЭС России путем сооружения линий электропередачи напряжением 500 и 1150 кВ, а за 2010 г. и передач постоянного тока, проходящих по территории России. Роль этих связей особенно велика в условиях необходимости переориентации европейских районов на использование угля, позволяя заметно сократить завоз восточных углей для ТЭС;
* усиление межсистемных связей транзита между ОЭС Средней Волги – ОЭС Центра – ОЭС Северного Кавказа, позволяющего повысить надежность энергоснабжения региона Северного Кавказа, а также ОЭС Урала – ОЭС Средней Волги – ОЭС Центра и ОЭС Урала – ОЭС Северо-Запада для выдачи избыточной мощности ГРЭС Тюмени;
* усиление системообразующих связей между ОЭС Северо-Запада и Центра;
* развитие электрической связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока, позволяющей обеспечить параллельную работу всех энергообъединений страны и гарантировать надежное энергоснабжение дефицитных районов Дальнего Востока.

Нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы (биомасса, солнечная, ветровая, геотермальная энергия и т.д.) потенциально способны с избытком обеспечить внутренний спрос страны. Однако экономически оправданное применение нетрадиционных технологий использования возобновляемых энергоресурсов ещё будет составлять единицы процентов от общего расхода энергоресурсов.

Сводные данные о перспективах развития энергетического сектора России показаны в таблице

**Таблица
Прогноз развития энергетического сектора России**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **2000 г.** | **2005 г.** | **2010 г.** | **2015 г.** | **2020 г.** |
| **Производство первичных энерго-****ресурсов – всего – млн.т у.т.**в том числе: |  1417 | 14301500 | 14551575 | 15001660 | 152517~~4~~0 |
|  нефть и конденсат, млн.т |  323 | 308327 | 305335 | 305345 | 305360 |
| природный и попутный газ, млрд.м3 | 584 | 580600 | 615655 | 640690 | 660700 |
| уголь, млн.т | 258 | 270300 | 290335 | 320370 | 340430 |
| атомная энергия, млрд. кВт.ч | 131 | 155175 | 190205 | 210260 | 235340 |
| гидроэнергия, млрд. кВт.ч | 165 | 165170 | 170177 | 180190 | 190200 |
| нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы, млн.т у.т. | 1 | 3-4 | 5-7 | 8-12 | 12-20 |
| **Суммарное производство** **электроэнергии, млрд. кВт.ч** | 876 | 9701020 | 10551180 | 11351370 | 12401620 |
| **Объем переработки нефти, млн. т** | 174 | 175185 | 185200 | 190220 | 200225 |
| **Суммарное производство** **теплоэнергии, млн Гкал** | 2060 | 21202185 | 22002315 | 23002470 | 24202650 |

\*Примечание: в числителе — для пониженного, в знаменателе — для благоприятного варианта развития экономики.

Намечаемые уровни развития и технического перевооружения отраслей энергетического сектора страны невозможны без соответствующего роста производства в отраслях энергетического (атомного, электротехнического, нефтегазового, нефтехимического, горношахтного и др.) машиностроения, металлургии и химической промышленности России, а также строительного комплекса. Их необходимое развитие – задача всей экономической политики государства.

**8. Список использованной литературы:**

1. И.А. Родионова, Т.М. Бунакова «Экономическая география », М.:1998г.
2. Фейгин В. Газовая промышленность России: состояние и перспективы.

/Вопросы экономики. 1998 г. № 1

1. ТЭК – важнейшая структура российской экономики./Промышленность России. 1999 г. №3
2. Нефть и газ: Прогноз добычи и спроса на нефть и природный газ /БИКИ 1999г. № 143.
3. Угольная промышленность России: проблемы и перспективы./ Маркетинг 1995г. № 4.
4. «География», № 38, октябрь 1997г. (еженедельное приложение к газете «Первое сентября»).
5. Научно – аналитический журнал «ТЭК» 2000 г. № 2.
6. Ежемесячный производственно – массовый журнал «Энергетик» 2001 г. № 1.

**7. Приложения**

**План:**

1. Введение.
2. ТЭК России (выступление В.В. Путина).
3. Состояние ТЭК.
4. Электроэнергетика.
	1. Состояние электроэнергетики России.
	2. Существующее положение в электроэнергетике и необходимость реструктуризации.
5. Топливная промышленность.
	1. Нефтяная промышленность.
		1. Нефтяные базы России. Нефтедобывающие предприятия России:

А) Западно –Сибирская база;

Б) Волго – Уральская база;

В) Тимано – Печерская база.

* 1. Газовая промышленность.
		1. Состав и значение газовой промышленности в народном хозяйстве России.
		2. Место газа в ТЭКе.
		3. Развитие и размещение газовой промышленности России:

А) Западно – Сибирская нефтегазовая провинция;

Б) Волго – Уральская нефтегазовая провинция;

В) Тимано – Печерская нефтегазовая провинция;

Г) Нефтегазоносные области Северного Кавказа;

Д) Нефтегазоносные области Восточной Сибири;

Е) Дальний Восток.

* + 1. Перспективы развития газовой промышленности.
	1. Угольная промышленность.
1. Заключение.
2. Приложения.
3. Список использованной литературы.