1.ВВЕДЕНИЕ

Системная энергетика- дисциплина, изучающая общие свойства систем энергетики, их развитие и управление в условиях общего развития экономических отношений в стране или отдельных регионах. Дисциплина включена в программу обучения студентов по специальности 10.05-тепловые электрические станции Учёным советом ИрГТУ по представлению кафедры теплоэнергетики. Дисциплина базируется на обобщении дисциплин, изучаемых по данной специальности, а также включает некоторые дополнительные знания взаимодействия систем энергетики с другими сферами деятельности человека и окружающей среды.

Следует отметить, что данный курс лекций не претендует на полное изучение систем энергетики. Здесь рассматривается только часть всех проблем развития энергетики, в большей мере связанная с развитием и эксплуатацией теплоэнергетических установок. Наиболее полные системные исследования энергетики проводятся в Институте систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, основа которым положена академиком Л.А.Мелентьевым.

Развитие энергетики, основного источника комфортного обитания человека и эффективности его жизнедеятельности, давно тревожит не только науку, но и общество в целом. Быстрый прирост населения земли, интенсивное развитие всех отраслей энергетики, возрастающее воздействие на окружающую среду, конечность большинства первичных энергоресурсов - вот неполный комплекс проблем, которые необходимо решать не только для отдельных стран и регионов, но и в мировом масштабе. Предсказания о конечности энергоресурсов, о мировом «энергетическом голоде», о глобальном загрязнении окружающей среды вплоть до «тепловой смерти» Земли высказывались неоднократно с начала ХХ-го века. Хотя они оказались несостоятельными, но проблемы остались, тем более что негативные последствия развития энергетики накапливаются, и всё больше проявляются, особенно в промышленно развитых странах.

К настоящему времени опубликовано много работ, обоснованно доказывающих, что известных и предполагаемых энергоресурсов достаточно для обеспечения потребности в энергии до конца ХХI-го века. Но для этого необходимо пересмотреть энергетическую политику, делая упор на снижение удельного энергопотребления и сбережения окружающей среды.

В связи с этим, по-видимому, в ближайшие 50-60 лет произойдут коренные изменения в структуре энергобаланса, а именно:

-продолжение роста абсолютного потребления энергии, причём потребление первичных энерго ресурсов стабилизируется на уровне, примерно на порядок выше, чем в данное время;

- повышение роли новых технологий энергии, базирующихся на практически неисчерпаемых первичных ресурсах;

- увеличение затрат на разработку и освоение новых источников энергии и новых технологий преобразования, транспорта и использования энергии;

- образование глобальных и международных систем энергетики в отличие от преимущественно национальных в настоящее время;

- рост эффективности использования энергии при увеличении доли электроэнергии в энергобалансе мира.

Часто возникает вопрос - нужно ли прогнозировать развитие энергетики (и не только энергетики) на 40-50 лет вперёд, когда прогнозы не оправдываются и на более близкие перспективы. Да, необходимо, имея в виду, что основная цель прогнозных исследований заключается в изучении основных тенденций и пропорций в развитии энергетики при некоторых предпосылках условий развития энергетики в предстоящий период и выявления возможных «узких мест». Это позволяет заблаговременно предусмотреть более гибкую энергетическую политику. Здесь главное не упустить «время» и не принимать поспешных решений после свершившегося факта.

Так, после энергетического кризиса 1973-1974гг., когда значительно возросли цены на жидкое топливо, у нас в стране резко изменилась энергетическая политика на использование мазута на ТЭС. Более яркий пример - существующее положение в экономике и, соответственно, в энергетике.

В ходе изучения данной дисциплины употребляются понятия: «системная энергетика», «системный подход», «система» и т.п. Понятие «системы» чаще всего определяется конкретной областью науки (техническая, биологическая, экономическая, политическая и т.д.). В общем виде для понятия «система» можно привести следующие определения:

1.Система-это множество элементов, находящихся в таких отношениях и связях между собой, которые образуют определённую целостность и единство.

2.Система-это организованное множество, образующее целостное единство.

3.Система-есть множество связанных между собой компонентов той или иной природы, обладающее вполне определёнными свойствами; это множество характеризуется единством, которое выражается в интегральных свойствах и функциях множества.

Во всех примерах основой определения «системы» является «множество» и «единство». На примере этого понятия приведём понятие «система энергетики».

Система энергетики есть множество компонентов, объединённых единством цели - создание комфортных условий жизнедеятельности человека посредством преобразования видов энергии. Данное определение не претендует на полное точное определение систем энергетики.

Другое определение: система энергетики - это производственная система, созданная человеком, тесно связанная с окружающей средой от получения первичной энергии до преобразования.

Образование и развитие систем энергетики, взаимосвязанной со всеми другими производственными, экономическими, социальными, биологическими системами, есть объективное формирование и не зависит от политической (правящей) системы, а результат экономического и технического развития общества. Разумеется, политическая властная структура влияет на темпы развития, но не в глобальном общем направлении её развития.

Общую, большую систему энергетики для возможности её анализа и синтеза, подразделяют на ряд функциональных систем энергетики-компоненты системы: топливодобывающие, нефти - и газоснабжающие, электроэнергетические, ядерно-энергетические и др. Основными целями исследования и управления системой энергетики независимо от времени являются:

1).определение оптимальных темпов и пропорций в развитии всех компонентов системы энергетики;

2).своевременное выявление элементов новой техники, которые могут обеспечить решение основных задач научно-технического прогресса, создание условий для современной разработки и освоения такой техники;

3).обеспечение наиболее эффективного использования основных материальных, энергетических и трудовых ресурсов.

При этом важным фактором при управлении системой энергетики является время - чем больше время перспективного анализа, тем выше неопределённость принятия решения. Поэтому перспективные исследования необходимо разбивать по времени на ряд этапов. В конце каждого этапа проводится анализ прошедших периодов, выявляются основные тенденции в развитии энергетики и с учётом этого намечаются ближние и дальние корректирующие решения. В кризисные и переходные периоды в экономике и политике следует такой анализ проводить как можно чаще (ежегодно).

Энергетика в настоящее время превратилась в сложную совокупность процессов от получения природных энергоресурсов и их преобразования до конечных видов энергии в многофункциональном хозяйстве страны. Энергетика уже не обособлена границами одной страны. Процессы, происходящие в отдельной стране, влияют на развитие энергетики в других странах и регионах мира.

Примеров последнего можно привести много. Это и экспорт энергоресурсов, межрегиональные передачи электроэнергии, это и явления энергетических кризисов и аварий на АЭС, перенос выбросов в атмосферу других стран от ТЭС.

При исследовании системы энергетики выделяют следующие специфические её свойства:

1).существование совокупности компонентов системы энергетики как единого материального целого в силу вещественности многих связей - электрических, трубопроводных, транспортных, информационных, внутренних – при взаимозаменяемости продукции отдельных подсистем и элементов;

2).универсальность и большая народно-хозяйственная значимость продукции, особенно электроэнергии и жидкого топлива, а, следовательно, множество внешних связей;

3).активное влияние на развитие и размещение производственных сил;

4).сложность систем энергетики не только на уровне страны, но и отдельных регионов и ЭЭС, что требует соответствующих методов управления;

5).работа основных подсистем энергетики на совмещённую нагрузку в силу неразрывности многих процессов производства и потребления энергии;

6).активная взаимосвязь с окружающей средой, включая человека.

Учитывая свойства систем энергетики, при исследовании любых её компонентов необходим системный подход, т.е. учёт всей совокупности внешних и внутренних связей. Разумеется, всё учесть при решении конкретной задачи невозможно. Поэтому систему энергетики, как комплекс, разделяют на вертикальные и горизонтальные уровни с выделением основных связей между ними, т.е. выстраивают иерархию подсистем и связей. Затем определяют место в этой иерархии решаемой конкретной задаче, оценивают значимость внешних и внутренних связей. И только после этого находят решение или решения конкретной задачи с последующим уточнением значимости связей. Обычно решение находится после нескольких итерационных уточнений значимости и подробности учёта внешних и внутренних связей.

Рассмотрим на примере возможностей использования газа Ковыктинского месторождения. Использование этого газа в топливно-энергетическом балансе Иркутской области возможно по-разному.

Вариант 1. В связи с плохой экономической обстановкой в области и низкой эффективности природоохранных мероприятий на малых и средних котельных газ используется как основное топливо этих установок.

Вариант 2. Учитывая мощные сосредоточенные источники загрязнения окружающей среды и более быструю окупаемость на крупных ТЭЦ, газ используется как основное топливо крупных котельных и ТЭЦ больших городов.

Вариант 3. Учитывая экономическую обстановку в регионе, Ковыктинский газ экспортировать в другие страны - Монголию, Китай, Корею, Японию. Полученный доход от экспорта частично направлять на повышение качества природоохранных мероприятий малых и крупных источников вредных выбросов.

Вариант 4. Комбинирование трёх вышеизложенных вариантов с различными пропорциями использования газа в области и экспорта за её пределы.

Вариант 5. Ресурсы, вкладываемые в разработку ковыктинского газа, вложить в модернизацию источников тепловой и электрической энергии с повышением эффективности природоохранных мероприятий.

Вариантов использования ковыктинского газа можно назвать ещё несколько, но уже видно, что решение задачи может иметь несколько вариантов. К этому следует добавить неопределённость в инвестициях, во времени, окупаемости и других факторах, учитывая нестабильность экономики и значимую неопределённость на перспективу 5-10-40 лет.

2. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

Система энергетики обладает общими и индивидуальными свойствами, отражающими особенности развития энергетики, как комплекса взаимосвязанных систем – электроэнергетических, топливодобывающих, транспортных и др. Знание общих свойств значительно помогает при решении конкретных задач на этапах проектирования или эксплуатации.

Можно выделить четыре основных группы свойств систем энергетики: структурные, развития, функционирования и управляемости. Группа структурных свойств системы отражает единство основных связей и входящих в неё элементов (подсистем), т.е. иерархичность систем. Структурные свойства раскрывают сущность взаимосвязей разных иерархических уровней и включают:

1.Целостность отдельных систем и подсистем, входящих в данную структуру, отражает степень автономности и индивидуальности систем.

2.Уровень централизации управления – отражает внешние связи системы с другими системами различного иерархического уровня.

3.Сложность структуры определяется объёмом и значимостью внешних и внутренних связей системы.

Группа свойств, характеризующих развитие системы, включает: стабильность, динамичность, инерционность и дискретность.

Стабильность – способность системы в развитии сохранять свою структуру и экономичность. Большие системы, к которым относятся системы энергетики, в своём развитии изменяют связи, элементы в относительно малом объёме. Так, ввод новых мощностей или строительство дополнительной ЛЭП незначительно перестраивает внутрисистемные связи, т.е. то, что уже действует, продолжает работать.

Свойство динамичности определяется в развитии системы как влияние настоящего состояния на будущее, т.е. во многом предопределяется развитие системы в будущем принятием текущих решений.

Свойство инерционности отражает способность системы противостоять внешним и внутренним воздействиям. Количественно инерционность системы можно измерить периодом времени от принятия решения до его реализации, изменяющие развитие системы.

Дискретность отражает скачкообразные изменения в структуре и связях при развитии системы. Она определяется строительством и пуском новых электростанций, ЛЭП и других объектов, имеющих дискретную мощность. Например, производительность ТЭЦ по пару изменяется дискретно в соответствии с числом работающих котлов. Группа свойств, характеризующих функционирование системы, определяется комплексными свойствами экономичности и надёжности.

## Экономичность – свойство системы осуществлять свои функции с минимумом овеществлённого и живого затрат при наличии определённых ограничений. Это свойство отнесено к группе функционирования, так как оно в большей мере проявляется в период эксплуатации.

## Надёжность – комплексное свойство системы выполнять заданные функции при заданных условиях и ограничениях функционирования. Более подробно о комплексе свойств надёжности рассмотрено в специальном разделе.

## В группу свойств, характеризующих управляемость системы, включены пять основных свойств: неполнота информации; адаптация; недостаточность определённости оптимальных решений; самоорганизованность; многокритериальность.

## Основное свойство неполноты информации заключается в том, что наряду с детерминированной, значительная часть информации является вероятностной и неопределённой. Детерминированная информация относится к точной или однозначной информации. Например, на какой-то ТЭЦ установлено столько-то турбин. Вероятностная информация может быть представлена в виде функции распределения одних параметров по отношению к другим. Так, наработка на отказ труб поверхностей нагрева во времени описывается нормальным законом распределения с достаточной точностью. Неопределённая информация обычно представляется в виде диапазона значений, внутри которого параметры не поддаются описанию каким-либо законом. Например, представление о росте нагрузок в перспективе через 20-40 лет можно определить только в общем приближении в довольно большом диапазоне «от» и «до». Неполнота информации большое значение имеет при управлении развитием системы и при принятии направленности развития системы на перспективу.

## Свойство адаптации в общем случае характеризуется как процесс накопления и использования информации. Это свойство особенно должно учитываться и в значительной мере создаваться при планировании развития систем. Развитие систем необходимо планировать так, чтобы при изменившихся условиях система могла с малыми затратами адаптироваться к новым условиям.

Свойство недостаточности определённости оптимальных решений о функционировании и развитии систем формируется в результате постоянного изменения условий, внешних и внутренних. Это свойство связано со многими свойствами системы и в главном, оно отвечает положению, что принимаемое решение должно иметь некоторую область неопределённости, учитывающую неопределённость и неоднозначность имеющейся информации о системе.

Так, оптимальная температура питательной воды определяется стоимостью топлива, КПД котла, коэффициентом недовыработки электроэнергии норм верхних отборов, стоимостью ПВД и т.д. Но стоимость топлива меняется, а также условия, как снижение потребности в электроэнергии на неопределённое время, ставят задачу оптимизации температуры питательной воды в разряд неопределённости внешних условий. В этой ситуации традиционные экономические критерии не подходят.

Свойство самоорганизованности заключается в способности системы выбирать решения и реализовывать их для сохранения взаимодействия с окружающей средой. Это связано свойством не целостности системы.

Многокритериальность предусматривает свойство системы оптимально функционировать по ряду направленных (или условно зависимых) критериев.

Чаще всё оптимальное функционирование определяется экономическими критериями, а также экономичность (экономичность безопасность) выступают в качестве организаций развития системы.

Перечисленные свойства не охватывают всех свойств системы, таких как энергетика, но дают общее представление о сложности взаимосвязей как между элементами систем энергетики, так и с другими технологическими, экономическими, политическими и прочими системами. При решении задач в энергетики необходимо учитывать свойства в большей или меньшей мере в зависимости от уровня задачи.

3.ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МИРОВОГО ТОПЛИВНО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

Определение потенциальных энергоресурсов Земли очень сложная задача, особенно с учётом возможных научных открытий новых источников энергии.

С развитием науки и техники в данной области предельные энергоресурсы земли постоянно уточняются. Так, в 50-е годы запасы нефти оценивались в 15 млрд.т., то в конце 60-х годов в 100 млрд.т. В настоящее время потенциальные запасы нефти оцениваются примерно выше в 2.5-3 раза.

С другой стороны - пределы роста потребления энергии человечеством. Существует несколько методик оценки энергопотребления на одного жителя или на всё население Земли. Так, одна из теорий основана на том, что максимальное потребление оценивается в 5% тепловой энергии Солнца, воспринимаемой Землёй и слоями атмосферы. Это соответствует примерно 4000 млрд.т условного топлива. В 80-е годы население Земли использовало около 11-12 млрд.т, в настоящее время около 18-20 млрд.т. При таких темпах потребления чувство «энергетического голода» наступит к концу XXI века.

С ростом энергопотребления в силу ряда причин меняется структура потребления энергоресурсов.

Структура потребления энергоресурсов

Таблица 3.1

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Энергоресурс | Потребление по годам, % | | | | | |
|  | 1900 | 1920 | 1960 | 1970 | 1980 | 2000 |
| нефть | 2 | 7 | 26 | 39 | 36 | 31 |
| природный газ | <1 | >1 | 11 | 18 | 22 | 22 |
| ядерная + |  |  |  |  |  |  |
| гидро энергия | <1 | 1 | 6 | 6 | 11 | 28 |
| уголь | 50 | 63 | 43 | 29 | 26 | 17 |
| прочее | 45 | 28 | 14 | 8 | 5 | 2 |

Снижение роли угля в мировом масштабе связано с ростом стоимости добычи углей, низкой эффективностью их использования и высоким загрязнением окружающей среды продуктами сгорания угля.

В различных регионах Земли развитие энергетики и структура потребления энергоресурсов значительно различаются. Так, промышленно развитые страны занимают около 10% территории, в них проживает примерно 20% населения, но здесь производится около 60% электроэнергии и до 55% энергоресурсов от общего баланса.

Рассмотрим некоторые особенности преобразования и использования энергоресурсов.

Электроэнергия. Основная проблема теплофикации – темпы роста производства электроэнергии выше темпов производства энергоресурсов. В настоящее время примерно 1/3 энергоресурсов расходуется на производство электроэнергии. Это понятно – пока человечество не изобрело более удобный и экономичный вид энергии. Электроэнергия сейчас применяется не только в традиционных сферах деятельности, но и в таких областях, где традиционно использовались другие виды энергоносителей – отопление, конденсирование, автотранспорт и др.

Масштабы потребления электроэнергии во многом определяются концентрацией её производства и распределением на основе формирования мощных электроэнергетических систем (ЭЭС). К таким системам относятся:

1. Энергообъединение восточно- европейских стран (бывшего СЭВ);
2. Энергообъединение стран западной Европы;
3. Энергообъединение США и Канады.

Эти три мощных энергообъединения в 80-85-е годы производили до 70% мировой выработки электроэнергии.

В таких странах, как Япония, Австралия, Юар, энергосистемы функционируют в пределах всей страны.

К последним при формировании общегосударственных энергообъединений приближаются многие страны Азии и Африки.

Нефть. Добыча нефти в коммерческих целях началась во второй половине ХIХ века в Восточной Европе и Северной Америке. В 1870г. на западном побережье Каспия был установлен первый паровой бур.

С 1880г. по 1930г. рост добычи нефти в мире имел экспоненциальный характер, примерно 7,4% в год. Освоение крупных месторождений нефти в Иране, Ираке, Саудовской Аравии, Кувейте и Объединённых Арабских Эмиратах за 15 лет (с 1930г. по 1946г.) удвоило добычу нефти.

В настоящее время основные разрабатываемые месторождения нефти расположены в Северной и Западной Африке, Океании, Аляске, России, Китае. Основные производители и экспортёры нефти (кроме России и Китая) объединены в союз, позволяющий согласованно регулировать уровень добычи и цены на нефть (ОПЕК). Знаменитый энергетический кризис 70-х годов является следствием согласованного действия ОПЕК, повысившего цены на нефть в несколько раз. Это вызвало цепную реакцию во всём мире по переоценке стратегии использования энергоресурсов, особенно в странах-импортёрах нефтепродуктов.

В связи с образовавшейся ситуацией американская энергетическая комиссия выполнила оценку запасов нефти. Комиссия оценила мировые запасы нефти в 175-350 млрд. т, с распределением по регионам (%):

Северная Америка – 11

Западная Европа – 4

Япония, Австралия, Новая Зеландия – 1

СНГ, Восточная Европа, Китай – 24

Ближний Восток, Северная Африка – 42

Центральная и Южная Африка – 4

Юго-Восточная Азия – 5

Южная Америка – 9

Извлекаемые ресурсы определяются степенью извлечения нефти, которая в среднем на сегодня составляет 25-30%. На будущее степень извлечения оценивается в 60% для материковых и в 40% для морских месторождений.

Извлекаемые ресурсы нефти в значительной мере определяются экономической эффективностью нефтепродуктов относительно других видов энергоресурсов. Это подтвердил энергетический кризис 70-х годов, когда многие страны перешли на использование угля и газа, а также начали интенсивные разработки местных месторождений нефти, особенно прибрежных. Важной особенностью открытых месторождений нефти является тот факт, что их прирост мест отстаёт от темпов потребления. Так в 1970-80 годах разведывалось коммерческих месторождений нефти примерно 1,5 млрд. т в год, а потребление составило 2,8 млрд. т в год

В конце 80-х годов упомянутая комиссия высказала, что прирост добычи нефти остановится в 2000-2010 годах, а затем через 25-30 лет начнёт снижаться. Поддержание уровня добычи нефти на уровне потребления за счет глубоководных, Арктических, недовыработанных месторождений, переработки битуминозных песков и нефтеносных сланцев потребует не только дополнительных капиталовложений, но и новых технологий, материалов, транспортных средств. На научные проработки и развитие новых технологий потребуется не менее 15 лет. Таким образом, общество должно уже сейчас вкладывать деньги в науку и новые технологии. Выводы и рекомендации Американской комиссии полностью отвечают условиям России при соответствующем уточнении времени и ресурсов.

Газ. Природный газ лишь в последние 50-70 лет стал коммерческим топливом для получения энергии на ТЭС, в промышленности и коммунальном хозяйстве.

Применение природного газа в малых количествах освоено очень давно. Есть данные, что в Китае за 1000 лет до новой эры применялись системы бамбуковых подземных труб для извлечения газа, который использовался для выпаривания соли из растворов. Особенно значительно, по тем временам, природный газ применялся в храмах для отопления, освещения и ритуальных религиозных обрядов в начале нашей эры в Индии, Персии, Кавказе, Японии.

До 1905 года добыча и использование газа, как коммерческого источника энергии, не регистрировались. После Второй Мировой войны природный газ стал одним из главных компонентов энергобаланса стран Европы. Его добыча с 1950-1060 год увеличилась с 10.4 до 67.6 млрд.м3. В 1075 году добыча в Европе составила уже 500 млрд.м3. В эти годы лидерами по добыче газа были Франция, Италия, ФРГ, Голландия, Великобритания. В Голландии и Великобритании мощные месторождения газа расположены в континентальном шельфе. В странах с плановой экономикой прирост добычи газа происходил, в основном, за счёт СССР, где добыча газа с1945 по 1975 год увеличилась с 2.6 млрд.м3 до 289 млрд.м3 . В СССР добывалось более половины всей добычи газа в Европе, а протяжённость магистральных трубопроводов составила около 100 тыс.км.

На Ближнем Востоке и Африке газ играет второстепенную роль по сравнению с нефтью.

Американская энергетическая комиссия оценивает мировой разведанный запас газа в 65-70 трлн.м3, а неразведанных запасов – в 210-220 трлн.м3. При этом на страны – членов ОЭСР (организация экономического сотрудничества и развития в составе западной Европы, США, Канады, Японии, Австралии и Новой Зеландии) приходится около 26%, на страны СНГ, Китай и Восточную Европу – 32% и на развивающиеся страны 42% мировых запасов природного газа.

По её прогнозам (1980г) максимальная добыча газа достигнет к 2000-2010 году (3.7трлн.м3) при средних темпах прироста добычи 4.4% в год. За тем произойдёт снижение темпов прироста и к 2020-2030 году добыча газа составит около 3.2трлн.м3. К этому времени будет добыто около половины известных ресурсов газа. Дальнейшее развитие газовой промышленности связано с получением газа из нетрадиционных источников – угольные пласты, сланцы, биомасса, уголь, нефть.

Газ, как и нефть, в мировой политике отнесены к стратегическому топливу, по этому его добыча, а особенно транспорт в другие страны во многом зависят от политических и экономических ситуаций.

Уголь. Регистрация мировой добычи угля началась в 90-х годов прошлого века. Считается, что промышленная добыча угля началась в 12 веке в Англии и к 1750 году достигла 7 млн.т. К 1990 году добыча угля составила около 2.6 млрд.т у.т. С середины 19 века до начала первой мировой войны добыча угля удваивалась каждые 16 лет. С 1910-1950 год темпы роста добычи угля снизились до 1% в год из-за увеличения добычи газа и нефти, а за тем возросли до 2.3 % в год.

Исследования ресурсов угля показывают, что угля достаточно для удовлетворения мировых потребностей в энергии до середины 22 века. Основные проблемы будут заключаться в экономике и технологии добычи и переработке угля, экологически чистых технологиях использования угля. Суммарные ресурсы углей оцениваются примерно в 10125 млрд.т у.т., однако технически и экономически оправданные извлекаемые запасы составляют около 637 млрд.ту. (примерно 6.3%). Данная оценка дона в 1985-90 годы, и с развитием науки и техники в этой отрасли возможности добычи могут увеличиться. По этим же оценкам к 2020 году добыча угля составит около

13.1млрд.т у.т. в год, что потребует разработки новых месторождений с привлечением дополнительных инвестиций в отрасль. Важное значение имеет и время дополнительных инвестиций. Для развёртывания добычи угля открытым способом при наличии инфраструктуры требуется от 3 до 5 лет. При добыче шахтным способом для этого требуется около 10 лет.

В качестве примера рассмотрим результаты исследования НИИЭЭСША, проведённые в 1975 году.

В США в 1975 году добывалось 450млн.т. угля к 2000 году добыча угля должна увеличится до 1800 млн.т. Для обеспечения прогнозной добычи потребуется:

* капиталовложений в добычу 55 млрд.дол;
* 395 шахт и 292 открытых карьера;
* 2200 специальных железнодорожных составов и 6000 составов обычного типа;
* 300 барж, 1600 грузовиков и 10 трубопроводов для пульпы длиной

1600 км каждый;

* эксплуатационный персонал 480000 чел/год для добычи и 340000чел/год для транспорта грузов и топлива;
* капиталовложения в транспортную систему 61 млрд.дол.

Если учесть, что к этому времени в США будет добываться около 24% потребностей в угле, то можно понять, как стратегически важно предусмотреть эти проблемы как можно с большей заблаговременностью.

Ядерное топливо. Впервые коммерческая добыча урановых руд в малых масштабах началась в конце прошлого века для получения цветного стекла и радия. Источниками были месторождения урана в Чехии и кариотитовых руд на Колорадском плато в США.

В 1920-1930 годы открыли и разработали новые месторождения в Бельгийском Конго (Заир), Канаде, США. Большая доля урана добывалась из побочных продуктов добычи радия, золота и других редкоземельных металлов.

В 1960-е годы значительные залежи урановых руд разработаны в Южной Африке, Южной Америке, Китае, СССР, Франции и других странах. Рост добычи урановых руд был обусловлен перевооружением в странах обладателях ядерного оружия.

В качестве энергоресурса для производства электрической и тепловой энергии добыча урана началась в 1950-60 годы. В мире известно около 80 стран, где имеются залежи урановых руд, но добычу ведут не более половины из них. Это связано в основном с высокими первоначальными капиталовложениями в добычу и переработку топлива.

Повышенный интерес к АЭС появился после нефтяного кризиса 1973-74 гг., когда стоимость повысилась в несколько раз. Но ряд аварий на АЭС и объектах топливно ядерного цикла (США, Канады, СССР и др.) привёл к пересмотру программ развития атомной энергетики практически всеми странами, где имеются АЭС или планировалось развитие атомной энергетики. Основная цель пересмотра программ – обеспечение безопасности ядерно энергетических объектов различного назначения.

Можно с уверенностью говорить о том, что все программы и прочие оценки развития атомной энергетики, выполненные до 1990 года неосуществимы.

Более подробно развитие ядерной энергетики и процессы получения тепловой и электрической энергии на АЭС рассматривается в специальной дисциплине – тепловые и атомные электрические станции.

Нетрадиционные источники энергии. К нетрадиционным источникам энергии относятся источник не применяемые для коммерческого производства, электрической и тепловой энергии. В настоящее время уже сложно их относить к нетрадиционным, т.к. они получили массовое развитие в регионах с малыми или труднодоступными традиционными энергоресурсами. Значительный эффект от их использования представляется в сохранении чистоты окружающей среды.

Из нетрадиционных источников наибольшее распространение может получить солнечная энергетика как в большой, так и в малой энергетике.

Потенциал солнечной энергетики огромен, при этом экологически чистый. В среднем Земля получает от Солнца энергии эквивалентно 195х1015т условного топлива. Даже с учётом поглощения энергии атмосферой такого количества хватит заменить все другие источники энергии на неограниченное время.

Ещё больше возможности использования солнечной энергии при создании солнечной электростанции в космосе. Однако существует ряд ограничений.

Во–первых, ресурсы солнечной энергии распределены по регионам мира не равномерно. Наиболее пригодная территория для создания солнечных электростанций расположена в Северной Африке и Ближнем Востоке, т.е. в регионах богатых нефтью и газом. По этому возникают дополнительные проблемы с передачей энергии на расстояния в страны с малым числом солнечных дней.

Во – вторых, солнечные электростанции требуют больших участков земли и значительных капиталовложений.

В – третьих, существенная зависимость поступления солнечной энергии от климатических условий и длительности зимы и лета. К тому же полученная энергия не постоянна по мощности и требует специальных установок по накоплению энергии и выдачи в соответствии с графиком нагрузки.

Кроме солнечной энергии используется энергия биомассы, гидроэнергия, ветровая, океанских отливов и приливов, температурных градиентов между слоями воды в океане и других природных явлений.

Технический потенциал перечисленных источников с учётом экологических и экономических ограничений приведён в таблице 3.2

Таблица 3.2

|  |  |
| --- | --- |
| Источники энергии | Потенциал Гвт.год/год |
| Биомасса  Гидроэнергетика  Ветровая энергия  Геотермальная энергия  Тепловая энергия океана  Энергия приливов, течений и волн  Солнечная энергия малой мощности | 6  3  3  2  1  0,045  2,2 |

Всего 17,245

Общий потенциал энергоресурсов малой энергетики вдвое превышает величину мирового потребления в 1975 году. Но он меньше потенциала ядерной энергии или возможностей больших систем солнечной энергии. Соответственно малая энергетика может иметь вспомогательную, но не менее важную роль в мировом энергетическом балансе.

Основную роль на ближайшие 50 лет в мировых энергоресурсах будут иметь органические (уголь, нефть, газ), ядерные (урановые, термоядерные) источники. И в настоящее время основной задачей энергетической науки является экологичность и эффективность использования данных источников.

В 1998 году в г.Иркутске проходила международная конференция / /, где были приведены результаты последних исследований по энергетике мира и отдельным регионам.

Прогноз населения мира по регионам.

Таблица 3.3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | NA | EU | JK | AZ | SU | LA | ME | AF | CH | AS | W |
| 1990  2025  2050  2075  2100 | 276  358  370  376  378 | 554  587  565  542  541 | 170  175  161  150  148 | 21  26  26  26  26 | 289  295  294  292  296 | 448  684  800  855  874 | 271  536  985  771  803 | 502  1092  1487  1776  1903 | 1205  1663  1752  1786  1814 | 15562409  2847  3081  3179 | 5292  7825  8987  9655  9962 |

Примечание: NA – Северная Америка; EU – Европа; JK – Япония;

AZ – Австралия и Новая Зеландия; SU – Страны на территории бывшего СССР; LA – Латинская Америка; ME – Ближний Восток и Северная Африка;

AF – остальная часть Африки; CH – Китай, включая Тайвань, Северную Корею и Монголию; AS – Южная и Юго–Восточная Азия; W – весь мир.

Оценка перспективных межрегиональных

перетоков энергоресурсов, ТДж/год

Таблица 3.4

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | NA | EU | JK | AZ | SU | LA | ME | AF | CH | AS | W |
| Жидкое  Топливо  1990  2025  2050  2075  2100 | 14,4  9,8  12,9  -1,8  0,0 | 19,4  28,6  16,2  19,8  0,0 | 13,9  13,7  6,1  3,5  1,2 | 0,4  0,3  0,0  -7,7  -21,2 | -4,9  -14,9  -25,2  -30,5  -63,4 | -6,6  -11,7  -14,8  0,0  5,5 | -38  -56,2  -76,1  -78,7  9,3 | -2,6  -1,8  ­-9,2  -1,7  0,0 | 0,6  12,8  28,3  17,2  0,0 | 1,7  19,5  61,8  79,9  68,6 | 50,4  88,1  125,3  120,3  84,6 |
| Газ +  Гидро-энерге-тика  1990  2025  2050  2075  2100 | 0,6  -6,6  -1,9  -25,0  -11,1 | 4,0  6,3  10,1  8,7  1,2 | 2,2  1,4  9,3  11,3  12,2 | -0,2  -0,5  -0,9  -2,5  -7,2 | -3,5  -12,5  -45,7  -54,0  -82,6 | -0,4  -4,0  0,0  0,0  0,0 | -2,5  -12,1  -22,2  -37,1  -44,2 | 0,0  -1,0  -2,6  0,0  0,0 | 0,1  29,0  33,5  36,1  40,3 | -2,8  0,0  20,3  62,5  91,5 | 6,9  36,7  73,3  118,6  145,2 |
| Уголь  1990  2025  2050  2075  2100 | -3,0  -7,0  0,0  0,0  0,0 | 3,2  0,0  0,0  0,0  0,0 | 3,8  2,2  2,2  0,0  0,0 | -3,3  -3,0  0,0  0,0  0,0 | -0,6  -11,9  0,0  0,0  0,0 | -0,4  4,0  0,0  0,0  0,0 | 0,1  6,4  0,0  0,0  0,0 | -0,7  0,0  -2,2  0,0  0,0 | -0,1  0,0  0,0  0,0  0,0 | 0,6  9,3  0,0  0,0  0,0 | 7,7  21,9  2,2  0,0  0,0 |

Примечание: (+) -импорт, (-) -экспорт.

Авторы работы / / оценивают газовое топливо как основное для поддержания энергопотребления в дефицитных регионах, а возможности перетоков угля практически (по разным причинам, включая экологические) исчерпаются уже лет через 20-25.

Располагаемые энергоресурсы по регионам мира.

Таблица 3.5

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ресурсы | NA | EU | JK | AZ | SU | LA | ME | AF | CH | AS | W |
| нефть млн.Тдж | 25465 | 3374 | 0 | 5750 | 10740 | 24600 | 24915 | 2638 | 11020 | 2276 | 110778 |
| в т.ч с ц<44д/Гдж | 999 | 521 | 0 | 55 | 2100 | 1756 | 5326 | 517 | 755 | 374 | 12403 |
| природный газ |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| млн.Тдж в.ч с | 267125 | 34587 | 12 | 67856 | 189684 | 197035 | 16783 | 18052 | 22150 | 26203 | 839487 |
| ц<4.4 дол/Гдж | 1752 | 924 | 0 | 143 | 6262 | 1235 | 4120 | 740 | 537 | 848 | 16561 |
| уголь млн.Тдж | 37044 | 17598 | 23 | 19003 | 121170 | 1932 | 630 | 6468 | 54432 | 4116 | 262416 |
| в т.ч с ц<2.8дол/Гдж | 10878 | 5754 | 0 | 9156 | 5628 | 420 | 0 | 3108 | 17304 | 2436 | 54684 |
| ядерное топливо |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| млн.Тдж в.ч с | 1421,2 | 162,2 | 17 | 1596,2 | 1113,2 | 452,1 | 22,8 | 684,6 | 1655,9 | 55,7 | 7181,8 |
| ц<130 дол/кг | 1266,3 | 118,2 | 2,2 | 300,7 | 957,7 | 393,9 | 17,7 | 310,3 | 533 | 33,5 | 3973,5 |
| возобновляемые |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| млн.Тдж/год | 120,3 | 21,8 | 5,7 | 38,6 | 65,4 | 78,2 | 79,5 | 79,2 | 26,9 | 51,5 | 567 |

Сопоставляя эти данные с различным оптимальным потреблением энергоресурсов на всей планете располагаемых энергоресурсов хватит как минимум на XXI век, но экономически доступных на 50-60 лет.

Не равномерность ТЭР по регионам мира, а также их населённость, делят регионы на страны импортёров и экспортёров энергоресурсов. Но к концу XXI века возможности перемещения энергоресурсов значительно снизятся.

4. УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

В ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД.

Современные политические и экономические условия выдвигают новые приоритеты в развитии России для сохранения её роли в мировом экономическом пространстве. Эффективное выполнение этой задачи возможно лишь при условии разумного и рационального использования природных ресурсов и в первую очередь «топливно – энергетических».

Россия располагает громадными энергетическими ресурсами – 36% мировых запасов газа, 13% - нефти и более 30% запаса угля. Топливно – энергетический комплекс (ТЭК) производит более четверти всей продукции России, обеспечивая около 60% поступлений в бюджет страны от промышленности.

Однако слабое инвестирование в ТЭК, катастрофическое финансовое состояние предприятий ТЭК, недостаточно эффективная ценовая политика привели к ситуации, когда состояние энергетики в целом в России и отдельных регионах имеет реальную угрозу национальной безопасности. Разумное использование энергоресурсов и производственного потенциала в целях надёжного энергоснабжения потребителей и эффективного воздействия на экономику страны – важнейшая государственная задача, требующая не только оперативных решений, но и формирование энергетической политики на перспективу. Основные цели, приоритеты, направления и механизмы реализования государственной энергетической политике отражены в «Энергетической стратегии России» [ 1].

Главной целью Энергетической стратегии определено эффективное использование топливно – энергетических ресурсов и производственного потенциала ТЭК для социально – экономического возрождения страны. К важнейшим целям стратегии определены:

* существенное снижение техногенной нагрузки ТЭК на окружающую среду;
* сохранение и укрепление энергетической независимости страны, использование энергетических систем как действительного средства интеграции районов России и стран СНГ;
* поддержание и расширение экспорта продукции ТЭК страны.

В энергетической стратегии сделан сценарный прогноз энергопотребления России, даны оценка энергоресурсов и варианты энергосбережения.

Оптимистический сценарий – замедление спада производства в 1975 году; восстановление экономики к 2000 году; последующий прирост с темпами 3.5-4% в год. Уровень жизни восстановлен в 2000-2002 г, и к 2010 году - достигнет современных показателей стран Европейского Союза.

Вероятный сценарий – в 1997- 1998г. г – преодоление экономического спада; в течение следующих 7-8 лет- восстановление экономики с последующим приростом 3-3.5% в год. Соответственно развитие экономики и уровень жизни населения произойдёт на 3-4 года позднее.

Пессимистический сценарий – продолжение экономической ситуации до 2000 года, а с отставанием восстановления жизненного уровня населения на срок жизни целого поколения.

Для этих сценариев экономики разработаны прогнозы развития ТЭК в России. Главным приоритетом в добычи и исследовании топлива рассматривается газ, который должен обеспечивать свыше половины производства энергоресурсов страны.

Согласно стратегии спад добычи газа необходимо приостановить в 1996-1997годах; восстановить её докризисный уровень и осуществить добычу до 660-740 млрд.м3 к 2000г. и до

740-860 млрд.м3 к 2010 году за счёт развития и освоения новых месторождений севера Тюменской области, Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В эти же годы намечено остановить спад нефти добычи на уровне 270-300 млн.т в год. В дальнейшем экономически оправданный её добычи в России составляет 310-320 млн.т при низких мировых ценах на нефть и до 350 млн.т в год – при высоких.

Угольная промышленность по-прежнему будет играть главную роль в ТЭК России. Во всех сценариях развития ТЭК добыча угля будет снижаться до 2005 г. особенно быстро в европейских регионах страны. Увеличение добычи угля планируется на разрезах Кузнцкого и Канско-Ачинского бассейнов для снабжения топливом от Урала до Приморья. Но здесь потребуются большие инвестиции в реконструкцию и развитие отрасли (обогащение, освоение новых месторождений и т.д.). В ядерной энергетики – единственной отрасли ТЭК, сохранивший объём производства в условиях кризиса, главной задачей является техническое перевооружение и модернизация АЭС, возможно завершение строительства законсервированных АЭС большой степени готовности. В последующем десятилетии должен решаться вопрос о плановом выводе или продлении срока службы действующих АЭС с соответствующим освоением реакторов повышенной безопасности. Ввод АЭС экономически оправдан в центральных регионах и на дальнем востоке России.

Значительное внимание в стратегии уделено энергосбережению, при максимальном достижении которого можно обойтись без ввода новых КЭС и АЭС до 2010 года, а развитие энергетики обеспечить за счёт ввода ТЭС малой и средней мощности, ГТУ, ПГУ с использованием газа.

Главным регионом, обеспечивающим поставку энергоресурсов на Российский рынок, является Сибирь. Она обладает 85% запаса газа, 75% - угля и 65% - нефти России, в том числе 91% добычи газа 69%-нефти, 61%- угля и 27%- электроэнергии. От эффективного функционирования ТЭК Сибири зависит не только экономическое развитие Сибири, но и ТЭК России в целом. Здесь необходимо сочетание федеральных и региональных интересов с учётом безопасности энергоснабжения всех участников процесса развития России.

4.1 ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ.

При централизованной системе управления народным хозяйством вопросы экономии топлива и энергии решались директивным заданием показателей снижение удельных расходов на производство продукции.

Переход к рыночной экономике разрушил систему государственного воздействия на энергосбережения. В настоящее время спад производства сопровождается сокращением энергопотребления. Однако темпы снижения энергопотребления в

3-4 раза ниже темпов спада производства, что обусловлено не столько большой долей постоянной части расходов ТЭР, сколько отсутствием реального энергосбережения в отраслях народного хозяйства. В результате удельные расходы ТЭР на производство почти всех видов продукции возросли. Энергоёмкость национального дохода увеличилась за 3 года в 1.4 раза и составила в 1993г. 4.06 кг. у.т./руб., что соответствует перерасходу более млн.т. у. т. в год. На единицу выпускаемой продукции в России расходуется энергоресурсов в 2.3 больше, чем в США (1990г.- в 1.6 раза), и в 3 раза больше, чем в странах Западной Европы. При сохранении такого положения беспродуктивный спрос на энергоресурсы в ближайшие 5 лет возрастёт на 400 млн.т. у.т., что составляет около 1/3 всего нынешнего энергопотребления в стране.

Расходы ТЭР с 1992г. возросли по производству кокса на 6%, глинозёма – 5%, пластмассы –5.4%, стальной прокат – 4.9%, добыча нефти – 4.4%, железная руда – 3.3% и т.д. Дальнейший спад производства (до уровня 45 - 50%) даже при действующих ценах на энергоносители приведут к массовому снятию с производства энергоёмких видов продукции.

Негативное влияние на процесс энергосбережения в современных условиях оказывают следующие основные факторы:

-слабое обновление парка энерго - и топливопотребляющего оборудования, износ которого во многих отраслях составляет

50-60%;

-низкий удельный вес оборудования, соответствующего мировому уровню потребления ТЭР – в целом по стране в пределах 13 – 18%;

-не своевременное материально-техническое обеспечения предприятий;

-отсутствие экономического механизма рационального использования ТЭР;

- отсутствие на всех уровнях управления производством законодательных актов и нормативной документации, нацеленной на энергосбережение;

- отсутствие обоснованных территориальных программ по экономии ТЭР, исследовательские и опытные работы не обеспечены финансовой поддержкой, отсутствует экспертиза энергосбережения новых проектов;

- снижение технологической и производственной дисциплины.

Научно-исследовательские работы по энергосбережению ведутся в России уже давно, но нужна единая система политических и экономических решений от уровня правительства страны до производителя, нацеленных на энергосбережения ТЭР.

4.2 ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ И ЕЁ РЕГИОНОВ.

Энергетическая безопасность (ЭБ) – это состояние защищённости жизненно важных “Энергетических интересов” личности, общества и государства о внутренних и внешних угроз. Указанные интересы сводятся к бесперебойному обеспечению потребителей экономически доступными ТЭР приемлемого качества: в нормальных условиях – к обеспечению в полном объёме обоснованных потребителей; Чрезвычайных ситуациях – к гарантированному обеспечению минимально необходимого объёма потребностей, т.е. это уверенность в том, что энергия будет у потребителя в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях [ ].

Для стран, обладающих незначительными собственными ТЭР, ЭБ сводится к надёжности и гарантированности внешних поставок; для среднеобеспеченных – к энергетической независимости и способности обойтись в критических ситуациях собственными ТЭР. Решающими для обеспечения ЭБ России являются два внутренних фактора:

а) ощутимое превышение на внутреннем рынке потенциального предложения над спросом;

б) высокий уровень живучести систем энергоснабжения и энергопотребления, их устойчивость к возмущающим воздействиям при реализации потенциальных угроз.

В настоящее время ЭБ России в основном обеспечивается, не смотря на низкую надёжность энергооборудования и малый ввод мощностей, не компенсирующий их выбитие. Основная причина – значительное снижение спроса в результате спада производства и резкого сокращения объёма строительства жилья и объектов социальной инфраструктуры. Но с этой причиной связано основное опасение за ЭБ в ближайшие годы: как только спад сменится оживлением, а далее устойчивым ростом производства, глубоко изношенный, не имеющий достаточных заделов, технически отсталый производственный аппарат отраслей ТЭК окажутся не в состоянии удовлетворить спрос на ТЭР. К этому следует добавить, что потребители ТЭР “запустили” энергосбережение. Всё это является причинами превращения ЭБ в одну из актуальнейших проблем ТЭК России и отдельных регионов.

Вторая причина проблемы ЭБ состоит в том, что бюджетное финансирование резко сократилось, а возможности самофинансирования и привлечения внешних источников слабы. Это привело к отставанию ввода мощностей от необходимого

Некоторые показатели развития ТЭК России в 1981-95г.г.

Таблица 4.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | | | ГОДЫ | | | | | | | |
|  | | | 1981-85 | 1986-90 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
| Суммарные инвестиции ТЭК | |  | 29,5 | - | 34,8 | 28,9 | 26,5 | 22,6 | 17,4 | ,,,, |
| в млрд.рублей |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ежегодный ввод энергомощностей | | | 6 | 4,2 | 3,7 | 2,1 | 0,04 | 1,7 | 1,6 | 2,27 |
| Миллионов киловатт |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Выбытие энергомощностей млн/кВт | | | - | - | - | - | 1,3 | 0,62 | 0,84 | ,,,, |
| Ежегодный ввод мощностей по добыче | | | 5 | 11 | 3 | 5,3 | 7,7 | 7,1 | 2,4 | 8 |
| Угля млн.т | | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Выбитие мощностей по добыче угля | | | - | - | - | - | 23,7 | 27,1 | 17,1 | 19,1 |
| Годовой ввод газо- и нефтепроводов т.км | | | ,,,, | 5,01 | 3,3 | 2,6 | 1,5 | 2,4 | 2,4 | ,,,, |

1 – 1895г.

2 – по другим данным: в 1992г. – 0,66; 1993г. – 2,4; 1994г. – 2,4.

3 – по другим данным: в 1992г. – 7,3; 1993г. – 7,2; 1994г. – 3,1.

4 – только газопроводы.

Третьей причиной нестабильности ЭБ следует считать финансовую не стабильность предприятий и неплатежи, а также нестабильность поставок ТЭР.

Четвёртая причина – радикальное расширение круга угроз устойчивости энергоснабжения: к традиционным возмущающим воздействиям природного и технического характера добавляются воздействия экономического, политического и социального характера.

Среди экономических угроз ЭБ следует выделить высокий уровень монополизации ТЭР на федеральном и региональном уровнях и способность государственного регулирования естественных монополий в ТЭК. Монополисты диктуют уровень цен и товаров на ТЭР, навязывают потребителям уровень устойчивости энергопотребления, препятствуя зачастую проникновению на рынок альтернативных производителей.

К угрозам социально – политического характера относятся:

1.Трудовые и другие социальные конфликты и забастовки на предприятиях ТЭК и обеспечивающих ТЭК отраслях. Весьма опасной с позиции ЭБ является одностороннее прекращение поставок топлива, электрической и тепловой энергии потребителям, в том числе в рамках реагирования на неплатежи.

2. Региональные, этнические и другие политические конфликты, военные действия, диверсионно-террористические акты в районах размещения объектов ТЭК.

3. Экологические общественные движения в виде блокировок эксплуатации и пуска энергообъектов без тщательного обоснования и экспертизы данного объекта и соблюдения норм и законов. Примерами могут служить блокирование строительства Северо-Западной ТЭЦ в Москве, Катунской ГЭС на Алтае, ИТЭЦ-8, а также мощное пост-чернобыльское движение за полное прекращение строительства и эксплуатации всех АЭС.

Вышерассмотренные аспекты ЭБ относятся к России в целом, а для отдельных регионов эта проблема трансформируется в две региональные:

а) надёжность межрегиональных топливно-энергетических связей и поставок по ним;

б) самообеспеченность региона по ТЭР. К таким регионам относятся Дальний Восток, Забайкалье, Европейский Север.

Для другой группы регионов важнейшими угрозами ЭБ, включая и экологическую, рассматриваются аварии на трубопроводах газа и нефти, “перенасытивших” эти территории: Урал, Поволжье, Тюменская область.

Следует отметить особо регионы со значительными природными угрозами ЭБ. К ним относятся регионы, обеспечиваемые ТЭР Северным морским путём, а также частые землетрясения и наводнения в большинстве регионов Дальнего Востока.

Основные угрозы ЭБ и их последствия.

# Таблица 4.2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Угроза | Основная форма реализации | Основное последствие |
| Экономическая  Социально политическая  Техногенная  Природная | Дефицит инвестиций финансовая дестабилизация, рост неплатежей  Слабость хозяйственных связей  Высокий монополизм  Высокая энергоёмкость экономики, слабость энергосберегающей деятельности  Срыв партнёрами договорных поставок оборудования, и др. материалов для сооружения и эксплуатации ТЭК  Дискриминационные меры в отношении российских ТЭР на внешних рынках и их транзитах  Трудовые конфликты и забастовки  Диверсии, терроризм, политические конфликты  Общественные движения антиэнергетические направленности  Крупные аварии объектов массовые аварии в СЭ  Стихийные бедствия  Сильные проявления нормальных природных процессов | Недостаточный ввод мощностей техперевооружение СЭ  Задержка выплаты зарплаты, трудности с приобретением ТЭР и материалов, снижение возможности самофинансирования  Перебои в поставках оборудования  Запчастей, топлива  Диктат в ценах, тарифах на ТЭР  Качество и перебои поставок  Напряженность энергоблоков,  дефицит ТЭР, сниженная величина  резервов и запасов  Замедление ввода мощностей, недовыроботка ТЭР  Снижение дохода от экспорта ТЭР и источников инвестиций в ТЭР  Нарушение стабильности энергоснабжения, ремонтных циклов, дефицит ТЭР  Аварии выход из строя объектов ТЭР, перебои в поставках ТЭР  Ограничения строительства и функционирования объектов ТЭР  Снижение производственного потенциала, запаса и резервов, ограничения их отключения потребителей  Выход из строя объектов ТЭК на обширной территории, отключения и ограничения потребителей  Ограничения потребителей |

4.3 ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ РОССИИ СО СТРАНАМИ БЛИЖНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ

Энергетическая стратегия РФ предусматривает широкое внешнеэкономическое сотрудничество, как фактора стабилизации ТЭК страны. Особый приоритет придаётся связям со странами ближнего зарубежья несколько сложившиеся за долгие годы традицией, сколько продиктован «самой природой», так как большинство этих стран слабо обеспечены собственными ТЭР. Страны ближнего зарубежья можно разделить на 3 категории:

имеющие активный баланс ТЭР (Россия, Казахстан, Туркмения); частично обеспечивающие свои потребности в ТЭР (Азербайджан, Украина, Киргизия, Таджикистан, Узбекистан); Уровень обеспеченности ТЭР не превышает 5-10% (Армения, Беларусь, Грузия, Молдова).

Новые энергетические стратегии стран СНГ обосновывают состав антикризисных мер оздоровления ТЭК этих стран. Активизировались поиски собственных ТЭР и открыты небольшие месторождения нефти и угля в Армении и Молдове, вовлекаются гидроресурсы малых рек (Таджикистан), изучаются возможности не традиционных источников энергии в республиках Средней Азии.

Однако проблема энергоснабжения большинства стран СНГ остаётся острой, даже в благополучных странах. Так, в Туркменистане на внутренние нужды используется до 25% добываемого газа, а 75% передаётся в страны СНГ. В тоже время, в связи с отсутствием собственного угля в республику поставляется до полутора млн.т Киргизских, Таджикских и Узбекских углей. Потребность в нефти собственными ресурсами обеспечивается на 30% и по этому предусматривается поставка нефти из России.

В Казахстане объем добычи экибастузского угля ограничен трудностью его использования на ТЭС, отсутствием специального оборудования, обеспечивающего достижение экологических норм при сжигании данного топлива. При наличии ограничений добычи природного газа на Карагагонакском месторождении имеются большие возможности при освоении Тенгизского нефти газового месторождения. Казахстан может вывозить рядовой уголь и нефть, но остаётся дефицит по газу (до 50 млн.т.у.т. на перспективу), топочному мазуту (до 2-3млн.т.у.т.) и сортовому углю. Следовательно, даже для указанных стран возникли трудности самобаланса и требуются энергетические связи с другими странами СНГ, прежде всего с Россией.

Основные тенденции развития энергетики стран ближнего зарубежья направлены на формирование национальных, экономически и экологически допустимых топливно-энергетических балансов (ТЭБ), состоят в следующем.

1. Социальная направленность развития энергетики, заключённая в достижении заданных ориентиров потребления топлива и энергии на душу населения, повышением доли расходов ТЭР в коммунально-бытовом и сельском хозяйстве и снижении в промышленности, применении экологически чистых источников.
2. Усиление политики энергосбережения, поскольку почти третья часть всех добываемых энергоресурсов в настоящее время не используется (теряется), что приводит не только к экономическому, но и к экологическому ущербу. Так, в Белоруссии с помощью низких налогов стимулируются энергосберегающие технологии, разработан план обеспечения приборами учёта ТЭР, вводятся стандарты на бытовую технику, что позволит уменьшить потребление ТЭР на 20%. В Азербайджане за счёт энергосбережения предусматривается удовлетворить потребности в ТЭР на 25%.

В то же время для внедрения энергосбережения необходимо разработать согласованную между странами СНГ программу по выпуску энергосберегающего оборудования, принять законодательные акты, механизмы формирования тарифов и цен, порядок взаимоотношения и т.п.

1. Вовлечение в ТЭБ местных энергоресурсов, включая нетрадиционные.
2. Возрастание роли природного газа во всех странах СНГ, что, в основном, связано с невозможностью вовлечение в ближайшее время в ТЭБ по требованиям экологичности и снижения поставок мазута.
3. Коренная реконструкция теплового хозяйства и электроэнергетики на базе совершенных ГТУ и ПГУ на газе.
4. Ввиду снижения добычи нефти в России, объём её переработки уменьшится, осложнится обеспечение стран СНГ бензином, дизельным топливом и мазутом (Украина, Армения, Грузия, Белорусь). В то же время избыток нефти в Казахстане позволит практически обеспечить страны СНГ в нефтепродуктах, а некоторые страны рассчитывают на собственные ресурсы (Азербайджан, Туркменистан и, возможно - Узбекистан.
5. Существенное снижение атомной энергетики в ТЭБ европейских стран ближнего зарубежья и, прежде всего на Украине. В то же время трудности в обеспечении электроэнергией заставляют некоторые страны пересматривать своё отношение к строительству АЭС. Так, в Белоруссии предполагается сооружение к 2010 г. АЭС мощностью 1000 МВт с энергоблоками нового поколения. В Армении осуществляется пуск законсервированной АЭС.
6. Усиление энергетических связей между странами: по газу – РФ и Туркменистан, по электроэнергии – практически со всеми странами, по углю – РФ с Казахстаном и др. странами.

4.4 ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА В ТЭК РОССИИ.

Ядерная энергетика играет заметную роль в ТЭБ – на АЭС вырабатывается 17% электроэнергии; в 15 странах мира эта доля превосходит 30%. По прогнозам МАГАТЭ установленная мощность АЭС может возрасти к 2015 году примерно в 1.5 раза, т.е. до 390-530 ГВт. Рациональные масштабы использования ядерной энергетики определяется большим количеством факторов с особым учётом развития данной страны.

В СЭИ проведён ряд исследований экономических и экологических аспектов развития ядерной энергетики России и некоторых других регионах мира. Даже представлены кратко некоторые результаты этих исследований.

В связи с дискуссией по проблемам обеспечения безопасности российских АЭС была выполнена работа по оценке экономических последствий для страны от досрочного вывода из эксплуатации в 1995 – 1997годах АЭС с реакторами ВВЭР – 440 первого поколения и РБМК общей мощностью 12.8 ГВТ. Вывод такой мощности серьёзное возмущение для ЭБ России и требует не только ввода новых ТЭС на органическом топливе, но дополнительного развития топливных баз и транспортных коммуникаций.

Последствия определены путём составления двух вариантов развития ядерной энергетики (ЯЭ) – «базового», при котором АЭС работают до окончания своего проектного срока службы, и варианта досрочного вывода указанных АЭС.

### Характеристики составленных вариантов

#### Таблица 4,3

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ХАРАКТЕРИСТИКА | |  | 1990г. | Базовый |  | Досрочный | |
|  |  |  |  | 2000г | 2010г | 2000г | 2010г |
| Энергопотребление |  |  |  |  |  |  |  |
| (по России в целом) |  |  | 1072 | 1008 | 1253 | 1008 | 1253 |
| млрд.КВт |  |  |  |  |  |  |  |
| Добыча природного газа |  |  | 641 | 710 | 800-830 | 725 | 800-830 |
| млрд.м3 |  |  |  |  |  |  |  |
| Установленная мощность АЭС |  |  | 20,3 | 24,3 | 23,8 | 10,6 | 16,7 |
| ГВт |  |  |  |  |  |  |  |
| в том числе за 10 лет |  |  |  |  |  |  |  |
| ввод |  |  | - | 4 | 7,8 | 3 | 7,8 |
| вывод |  |  |  | - | 8,3 | 12,7 | 1,7 |

Для каждого варианта оценивались следующие составляющие затрат: а) капиталовложения в ТЭС; б) дополнительные капиталовложения в развития топливных баз, транспортировка топлива и электроэнергии; в) затраты на вывод АЭС из эксплуатации; г) затраты на повышение безопасности работающих АЭС; д) дополнительные затраты на ядерное и органическое топливо;

В таблице 4,4 приведены разности основных показателей развития ТЭК рассматриваемых вариантов: «базовый» - «досрочный».

### Разность характеристик вариантов

Таблица 4.4

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ХАРАКТЕРИСТИКА |  |  | 2000г | 2010год |  |
|  |  |  |  | I | II |
| Установленная мощность |  |  |  |  |  |
| ГВт |  |  |  |  |  |
| АЭС |  |  | -13,7 | -7,1 | -7,1 |
| ТЭС |  |  | 0,5 | 7,1 | 6 |
| в том числе |  |  |  |  |  |
| КЭС на кузнецком угле |  |  | 0 | 2,1 | 6,8 |
| КЭС на КАУ |  |  | 0 | 5 | 0 |
| КЭС на газе |  |  | 0,5 | 0 | -0,3 |
| капиталовложения в новые |  |  |  |  |  |
| ТЭС, млрд.дол. |  |  | 0,39 | 10,7 | 9,8 |
| Расход топлива на ТЭС, |  |  |  |  |  |
| млн.ту.т./год |  |  | 19,5 | 14,1 | 15 |
| в том числе: |  |  |  |  |  |
| природный газ |  |  | 14/3 | 0/0 | 1/-1 |
| кузнецкий уголь |  |  | 0/2,5 | 6,4/-1,3 | 0/15 |
| КАУ |  |  | 0/0 | 7,7/1,3 | 0/0 |
| затраты на топливо |  |  |  |  |  |
| млрд.дол./год |  |  | 1,03 | 0,94 | 0,82 |

1. – I – пониженный и II – повышенный уровень добычи газа,
2. – числитель – европейская часть РФ, знаменатель – Урал.

Из приведённых данных видно, что из-за снижения электропотребления ввода новых ТЭС для замещения АЭС не потребуется до 2000г. Но для компенсации недовыработки электроэнергии приходится считать на действующих ТЭС ежегодно 19.5 млн. т у.т. в основном природного газа. В дальнейшем потребуется дополнительный ввод мощностей на ТЭС на газе и углях.

В таблице приведены суммарные затраты, связанные с досрочным снятием АЭС с эксплуатации по сравнению с базовым вариантом. Анализируя приведённые результаты, можно сделать вывод, что дополнительные затраты довольно большие. Поэтому экономически целесообразно принять базовый вариант с повышением безопасности АЭС и сохранить их в эксплуатации до расчётного срока.

### Суммарные дополнительные затраты, млрд.дол.

Таблица 4.5

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Затраты |  | 1995-2000г. |  | 2001-2010г. |  | 1995-2010гг. |  |
|  |  |  | I | II | I | II | I | II |
| 1.Капиталовложения, |  |  | 5,3 | 4,3 | 15,2 | 11,7 | 20,5 | 16 |
| в том числе: |  |  |  |  |  |  |  |  |
| -ТЭС |  |  | 0,4 | 0,4 | 10,3 | 9,4 | 10,7 | 9,8 |
| -топливн. база и транспорт |  |  | 3,8 | 2,8 | 3,2 | 0,6 | 7 | 3,4 |
| -повышение безопасности АЭС |  |  | -0,8 | -0,8 | - | - | -0,8 | -0,8 |
| -вывод АЭС из эксплуатации |  |  | 1,9 | 1,9 | 1,7 | 1,7 | 3,6 | 3,6 |
| 2.Затраты на топливо |  |  | 6,7 | 6,7 | 10,4 | 7,9 | 17,1 | 14,6 |
| в том числе: |  |  |  |  |  |  |  |  |
| -органическое |  |  | 8,1 | 8,1 | 12 | 9,5 | 20,1 | 17,6 |
| -ядерное |  |  | -1,4 | -1,4 | -1,6 | -1,6 | -3 | -3 |

1. I – пониженный и II – повышенный уровень добычи газа.

# Наряду с экономической оценкой важным фактором выбора варианта развития ядерной энергетики является экологический критерий. При этом на специальной модели ТЭК страны определены районы размещения КЭС; замещающие АЭС: КЭС на газе размещаются в тех же районах, а угольные КЭС мощностью 11 ГВт – в Европейской части России и 9 ГВт – на Урале.

Далее был проведён анализ и систематизация районов размещения электростанций по отношению:

* климатических поясов (областей) для расчётов процессов атмосферной диффузии примесей;
* природных зон растительности и почв для оценки их устойчивости к загрязнителям;
* существующих уровней загрязнения атмосферы населённых пунктов, на которые будут накладываться выбросы новых КЭС.

Затем выполнены расчёты выбросов вредных веществ (окислов серы и азота, оксида углерода и золы) в атмосферу при сжигании органического топлива и диффузии примесей при различных метеорологических ситуациях и интенсивность выпадания твёрдых частиц на землю. В итоге выполнена оценка суммарных ущербов для природы и здоровья людей с учётом всех стадий топливного цикла при мощности электростанций 20 ГВт (таблица).

Ущербы для здоровья людей при различных стратегиях развития энергетики (смертность за 10 лет).

# Таблица 4.6

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Население | Топливный цикл | | |
| ЯТЦ | Газ | Уголь |
| Персонал | 200 | 40 | 1375 |
| Население | 120 | 1400 | 2430 |
| Всего | 320 | 1440 | 3805 |

Из таблицы видно, что угольный топливный цикл с точки зрения здоровья людей наиболее худший вариант.

В условиях России эффективность АЭС существенно зависит от региона из-за различий стоимости органического топлива и наличия гидроресурсов. Дальний Восток – один из перспективных регионов развития ядерной энергетики.

Для оценки эффективности строительства АЭС на Дальнем Востоке проведены расчёты топливно-энергетических балансов региона на перспективу до 2010 г., а также учитывалась возможность экспорта электроэнергии в Китай и Южную Корею.

В регион включены: Амурская область, Хабаровский и Приморский край. Для этого региона рассмотрены четыре сценария развития энергетики:

1. Сценарий оптимального развития, когда предполагается ввод новых энергоисточников Ургальского ТЭК, ГЭС (Бурейской, Нижнебурейской, Гилюйской), Дальневосточной и Приморской АЭС.
2. Исключается возможность строительства Дальневосточной АЭС в Хабаровском Крае.
3. Исключается возможность строительства обеих АЭС (Дальневосточная и Приморская).
4. Исключается строительство АЭС, но ускоренно вовлекается баланс электростанций сахалинского газа.

В таблице представлены основные характеристики ТЭК Дальнего Востока при четырёх сценариях развития.

Развитие ТЭК Дальнего Востока.

Таблица 4,7

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ХАРАКТЕРИСТИКА |  |  | 1990г. | 2010г. |  | 2020г. |  |  |  |
|  |  |  | факт | 1 | 3 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Производство электроэнергии |  |  | 30,7 | 52,5 | 52,5 | 70,5 | 70,5 | 70,5 | 70,5 |
| млрд. кВт.ч |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| в том числе: ГЭС |  |  | 6,2 | 13,5 | 13,5 | 16,3 | 10,3 | 16,5 | 16,5 |
| КЭС |  |  | 8,5 | 8,6 | 17,2 | 11 | 18,6 | 27,2 | 27,2 |
| ТЭЦ |  |  | 16 | 21,8 | 21,8 | 26,8 | 26,8 | 26,8 | 26,8 |
| АЭС |  |  | - | 8,7 | - | 16,4 | 8,6 | - | - |
| Установленная мощность |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| электростанций, млн.кВт |  |  | 6,5 | 11,7 | 11,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 |
| ГЭС |  |  | 1,3 | 3,7 | 3,7 | 4,6 | 4,7 | 4,7 | 4,7 |
| КЭС |  |  | 2 | 1,9 | 3,2 | 2,6 | 3,6 | 4,9 | 4,9 |
| на уральском угле |  |  | - | - | - | - | 1,1 | 1 | 2,3 |
| на КАУ |  |  | - | - | 1,3 | - | - | 1,3 | - |
| Дальневосточная АЭС |  |  | - | 0,2 | - | 1,2 | - | - | - |
| Приморская АЭС |  |  | - | 1,1 | - | 1,3 | 1,3 | - | - |
| Добыча энергетического угля |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| млн.т |  |  | 24,7 | 28,5 | 30 | 35 | 36,5 | 36,5 | 36 |
| в том числе: |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Амурская область |  |  | 6,7 | 6,5 | 7 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| Хабаровский край |  |  | 2,1 | 5,5 | 5,5 | 10,5 | 12 | 12 | 11,5 |
| Приморский край |  |  | 15,9 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 |
| Расход топлива на ТЭС |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| млн.т у.т |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| в том числе: |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| газ |  |  | 0,88 | 1,2 | 1,2 | 1,6 | 1,5 | 1,6 | 6 |
| мазут |  |  | 2,7 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| уголь |  |  | 8,4 | 11,6 | 14,3 | 14,6 | 17,1 | 19,7 | 15,1 |
| Ввоз топлива млн.т у.т |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| в том числе |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| газ |  |  | 1,1 | 3 | 3 | 3,7 | 3,7 | 3,7 | 8,2 |
| мазут |  |  | 3,94 | 2,3 | 2,3 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,3 |
| уголь |  |  | 6,6 | 11,2 | 13,8 | 11 | 12,3 | 14,9 | 10,5 |
| из него КАУ |  |  | 1,1 | 1,3 | 3,6 | - | 1,3 | 3,9 | - |

Анализ результатов проведённых расчётов показывает, что обе АЭС (Дальневосточная и Приморская) как курируют на угле в Хабаровском крае. Наибольшую эффективность представляет строительство АЭС в Приморье.

Строительство обеих АЭС позволит к 2020г. полностью отказаться от ввода КАУ, а также уменьшить суммарные затраты в развитие энергетики примерно на 200 млн дол/год.

Отказ от обеих АЭС (3-ый сценарий) приведёт существенному увеличению расхода угля на ТЭС; ввод КАУ возрастёт к 2020г. до 4 млн т.у т. Дополнительные поставки сахалинского газа (4-ый сценарий) практически не влияют на конкуренцию АЭС и КЭС на угле, они лишь позволяют заменить уголь газом на ТЭЦ и отказаться от ввода КАУ.

Экономическая эффективность АЭС кроме местных условий значительно зависит от коэффициента дисконтирования капиталовложений, т.е. реальной банковской ставки при инвестировании развития энергетики Дальнего Востока

Рис 1

Зависимость приведённой стоимости электроэнергии от коэффициента дисконтирования и стоимости топлива для Дальневосточной и Приморской АЭС в сравнении с ГРЭС.

При составлении вариантов по стоимости электроэнергии за весь срок службы объекта (АЭС или ГРЭС) учитывались диапазоны отклонений стоимости условного топлива – от 60 до 70 дол./т у.т. Результаты показывают эффективность Дальневосточной АЭС при коэффициенте дисконтирования 6–7 %, что можно считать приемлемой при стабильной экономике. Эффективность Приморской АЭС обеспечивается при банковской ставки до 10%.

Эффективность ввода АЭС на Дальнем Востоке возрастает при осуществлении экспорта электроэнергии в Китай и Южную Корею за счёт валютных поступлений в федеральный и местный бюджеты.

К концу ХХI века основой энергетики мира станут уголь и ядерная энергия, суммарная мощность быстрых реакторов достигнет 10000 ГВт. Из них 46% составляет АЭС для производства водорода, используемого для производства теплоты и пиковой электроэнергии.

Большие перспективы развития имеет ядерная энергетика в регионах мира, для которых прогнозируется быстрый рост населения и электропотребления при ограниченных ресурсах органического топлива (Япония, Корея, Африка, Южная и Юго-Восточная Азия, Латинская Америка). В отличие от указанных регионов, Россия имеет значительные ресурсы органического топлива. В связи с этим для неё прогнозируется более умеренный рост ядерной энергетики в первой половине XXI века. Однако по мере истощения дешевых энергоресурсов, уран – 38 в выработке электроэнергии начнёт конкурировать с дорогим углём, а с учётом экологических ограничений к концу XXI века почти полностью вытеснят его; к 2100 году мощность АЭС с быстрыми реакторами в России может достигнуть 240 ГВт.

###### РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА

1.Региональные аспекты энергетической политики России.

Становление и развитие России как самостоятельного государства в условиях перехода к рыночной экономики потребовало, кроме всего прочего, и разработки новой энергетической политики – энергетической стратегии России, одобренные Комиссией по оперативным вопросам Правительства Р.Ф. в 1994г. В 1995г. вышел Указ Президента Р.Ф. №472 (Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки энергетического комплекса Р.Ф. на период до 2010года).

Одним из важнейших отличий энергетической стратегии от разрабатываемых ранее энергетических программ и концепций стало детальная разработка региональных аспектов. Росси конфедеративному государству с её огромными пространствами и значительным разнообразием природно-климатических и экономических условий, исторических и социальных традиций без разработки и реализации региональной политики просто не выжить.

Основной задачей региональной энергетической политики является обеспечение социально экономического развития территории любого уровня путём эффективного, надёжного и безопасного энергоснабжения при минимальных затратах общества и при приемлемом уровне техногенного воздействия на окружающую среду. Эта задача постоянна независимо от изменений, вызванных самыми различными экономическими, политическими, социальными, техническими и другими факторами.

Большинство регионов России не обеспечено в достаточном объёме энергоресурсами и со временем их дефицитность будет возрастать. Энергоизбыточными в будущем останутся только несколько регионов – север Западной Сибири, Центральная Сибирь, ряд районов Восточной Сибири и север европейской части России. Соответственно региональная политика должна учитывать принципиальные различия условий энергообеспечения и структуры ТЭБ макро регионов.

Вторым объективным фактором необходимости решения региональной энергетической политики является федеративное устройство России, когда властные функции, права собственности и ответственности за топливо и энергообеспечение разделены между федеральными органами и субъектами федерации. В этих условиях региональная политика должна обеспечить реализацию стратегии развития энергетики России в интересах как государства, так и субъектов федерации.

И, наконец, появились новые приграничные районы, изменились условия выхода продукции России на мировой рынок. Ряд областей и регионов России оказались связанными между собой линиями электропередач и газопроводами, проходящими через территорию других государств. Это относится к местным связям ЛЭП 500-1150 кВ между Уралом и Сибирью, проходящими по Казахстану связям Северного Кавказа, Псковской и Калининградской областей по газу и электроэнергии, проходящим через Украину, Эстонию и Литву.

В энергетической стратегии России сформированы следующие основные цели региональной энергетической политики:

* достижение консенсуса между интересами федеральных и региональных органов власти, предприятий ТЭК и потребителей энергоресурсов с учётом экологии путём сочетания стремления регионов к самообеспечению ТЭР и сохранения ТЭК России;
* чёткое разделение обязанностей, прав и ответственности по управлению энергетикой между органами власти, передача из центра в регионы всех тех полномочий, которые необходимы для надёжного энерго- и топливоснабжения территорий. Задачи федеральных органов, в первую очередь, создать регионам такие условия, которые бы обеспечивали им выполнение этих функций, и осуществить координацию межрегиональных энергетических связей внутри России;
* рациональное использование местных и поставляемых в регионы ТЭР, обеспечивающие повышение эффективности отраслей и предприятий народного хозяйства и подъём жизненного уровня населения.

Опыт зарубежных развитых стран свидетельствует, что основными условиями проведения эффективной национальной промышленно-энергетической политики считается:

* интернациональный характер ТЭК, когда на передний план выступают два равноправных принципа: конкуренция и кооперация;
* антимонопольное законодательство, позволяющее государству использовать весь научно-промышленный потенциал;
* прогрессивное налоговое законодательство.

Энергетическая стратегия России предусматривает следующие разграничения порядка управления энергетикой в центре и на местах: федеральные государственные органы в директивном порядке контролируют деятельность федеральных энергетических систем и атомную энергетику; управляют стратегическими запасами энергоресурсов; разрабатывают стандарты и нормативы безопасности и эффективности работы энергетических объектов и установок, организовывают государственный надзор за их соблюдением; ведут лицензирование экономической деятельности субъектов ТЭК; регулируют деятельность естественных монополий на основе законодательной и нормативной базы, а также путём владения акциями компаний и акционерных обществ.

К совместному ведению федеральных органов и субъектов федерации относятся; лицензирование деятельности предприятий по освоению месторождений природных ресурсов, предприятий, действующих в составе федеральных энергетических систем, а также объектов атомной энергетики; определение условий лицензирования деятельности энергетических предприятий, ответственных за надёжное топливо- и энергоснабжение потребителей и контроль за соблюдением выданных лицензий; организация энергоснабжения в условиях чрезвычайных обстоятельств.

В исключительном ведении субъектов РФ находятся; порядок функционирования объектов, не входящих в состав федеральных энергетических систем; выдача лицензий на строительство новых и расширение действующих топливно-энергетических объектов и отвод земель для них; принятие дополнительных требований к экологической безопасности и энергоэффективности объектов на подведомственной территории.

Опыт зарубежных стран показывает, что по мере совершенствования рыночных структур прямое государственное регулирование во многом заменяется разнообразными косвенными регуляторами. Но при этом роль государства в выработке стратегии промышленно-энергетического развития возрастает через совместную энергетическую политику государства, бизнеса и отдельных энергетических компаний. Бесплановое развитие России последних лет убедительно показало, что, когда рухнула административно-командная система и одновременно не была разработана стратегия постепенного перевода экономики на рыночные рельсы, произошёл обвал. Сегодня стало очевидным, что государство не может сосредоточиться только на «монетарном» регулировании – финансовой стабилизации – бездефицитного бюджета, чисткой кредитно-финансовой политики, укрепления курса рубля и т.д. Это прозрение даётся слишком дорогой ценой: валовая продукция России в 1995г. составила около 45% от уровня 1990г.

Региональные аспекты энергетической политики России рассмотрим на примере ТЭК Сибири и Иркутской области.

2. Основные приоритеты и проблемы перестройки ТЭК Сибири.

Сибирь обладает огромным потенциалом ТЭР (табл.), определяющим будущее энергетики и экономики самой Сибири, России, а также масштабы и эффективность их экспорта на международные рынки. На долю Сибири приходится 85% разведанных в России запасов природного газа (или около 1/3 мировых), 65% нефти (4%), 75% угля (16%).

Таблица.

Роль Сибири в ТЭК России (1994г.)

Доля разведанных запасов, %

## Природный газ 85

Уголь 75

Нефть 65

Гидроэнергетические ресурсы 40

Добыча, производство и потребление ТЭР.

Производство ТЭР, млн. т у. т ( % ) 1200 (83)

Потребление ТЭР, млн. т у. т ( % ) 235 (25)

Добыча нефти и конденсата, млн. т ( % ) 218 (69)

Добыча газа млрд. м3 (%) 550 (91)

Добыча угля, млн. т (%) 166 (61)

Производство электроэнергии, млрд. кВт\*ч (%) 235 (27)

Производство централизованной тепловой энергии, млн. Гкал.(%) 345 (19)

Для ТЭК Сибири завершился длительный этап форсированного количественного роста. Максимальный уровень добычи и производства ТЭР в Сибири был достигнут в 1988 г. и составил 1914 млн. т у. т(20% мирового уровня). На 1994 г. данные приведены в таблице, откуда видно, что за 7 лет падение производства энергоресурсов составило более 700 млн т у.т или 37%. При этом добыча нефти сократилась почти в 2 раза, угля – на 1/3,производство электроэнергии –на 15%, добыча газа –на 6% несмотря на кризис в отраслях ТЭК, Сибирь и в настоящее время остаётся главной топливо- энергетической базой России и многих её регионов, обеспечивая почти половину валютных поступлений за счёт экспорта энергоресурсов. В новых формируемых условиях хозяйствования оказались нарушенными принципы комплексного прохода к прогнозированию и управлению развитием страны, регионов и отдельных территорий. Часто принимаются отраслевые и локальные решения без учёта энергетической стратегии России и согласования с регионами. Так, без должной взаимосвязи принимаются отдельные решения по освоению ямальского газа и созданию Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса, развитию КАТЭКа и завершению строительства Богучанской ГЭС. Отсутствие комплексного решения проблем энергетики Сибири приводит к избыточности реализуемых проектов, их несогласованности по срокам и масштабам , распылению финансовых и трудовых ресурсов.

В результате, в ТЭК Сибири не разрешаются, а усиливаются кризисные явления в его развитии:

1). Имеет место нерациональный баланс котельно-печного топлива (КПТ). Если в европейских регионах России основу КПТ составляют газ и мазут, то в Сибири теплоэнергетика по-прежнему остаётся «угольной» отраслью (табл.).

Таблица.

Структура топливоснабжения электростанций России, %.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *Регион* | *Топливо* |  |  |  |
|  | газ | мазут | уголь | прочие |
| Северный | 32 | 30 | 34 | 4 |
| Северо-западный | 48 | 40 | 8 | 4 |
| Центральный | 76 | 10 | 12 | 2 |
| Центрально-Чернозёмный | 79 | 18 | 2 | 1 |
| Волго-Вятский | 56 | 34 | 8 | 2 |
| Поволжский | 80 | 18 | 1 | 1 |
| Уральский | 69 | 4 | 26 | 1 |
| Западно-Сибирский | 48 | 5 | 46 | 1 |
| Восточно-Сибирский | 13 | 4 | 80 | 3 |
| Дальневосточный | 10 | 15 | 74 | 1 |
| Россия в целом | 56 | 13 | 29 | 2 |

В результате такой структуры КПТ во многих городах и промышленных центрах Сибири сложилась тяжёлая экологическая обстановка: загрязнение воздушного бассейна в ряде городов превышает ПДК по пыли в 4-18 раз, по окислам серы-до 4 раз, по окислам азота-до 6-7 раз, а концентрация тяжёлых металлов в почве в десятки раз. При этом доля теплоэнергетики в загрязнении воздушного бассейна достигает 60-70%. Это связано с низким техническим уровнем многих энергетических объектов, в Сибири продолжает действовать свыше 30000 мелких котельных. В ОЭЭС Сибири доля агрегатов со сроком службы более 30 лет составляет около 11% и со временем рост доли устаревшего оборудования имеет экспоненциальный характер.

Таблица.

Возрастной состав агрегатов ТЭС России, % (1994г.)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ОЭЭС | Установленная | Срок службы, лет |  |  |  |
|  | мощность млн.кВт | >40 | >30 | >20 | >10 |
| Северо-Запада | 15,2 | 7,2 | 17,1 | 34,9 | 77,6 |
| Центра | 57,5 | 2,1 | 13,4 | 35,7 | 71,8 |
| Северного Кавказа | 11,6 | 1,7 | 9,5 | 45,7 | 82,8 |
| Средней Волги | 24,8 | 0,4 | 13,7 | 37,9 | 62,1 |
| Урала | 42 | 2,1 | 14 | 38,1 | 71,4 |
| Сибири | 46,2 | 0,6 | 10,6 | 48,5 | 77 |
| Дальнего Востока | 7,2 | "- | 5,6 | 25 | 47,2 |
| Изолированные ЭЭС | 4,2 | "- | 2,4 | 23,8 | 59,5 |
| Всего по России | 208,7 | 1,9 | 12,5 | 39,2 | 71,7 |

2). Нарушены пропорции в структуре элетро- и теплогенерирующих мощностей, что приводит к нерациональным режимам работы энергосистем, появлению избыточных и дефицитных районов по электроэнергии. Так, в Сибири в настоящее время имеются избытки электроэнергии в Красноярском крае, Тюменской и Иркутской областях и дефицит на юге Западной Сибири и Бурятии (табл.)

Таблица.

Самообеспеченность регионов Сибири, млрд.кВт\*ч (1993г.)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| РЭЭС | Электропот- | Производство | Дефицит (-) |
|  | ребление | электроэнергии | Избыток (+) |
| Омская | 12,3 | 8,9 | -3,4 |
| Новосибирская | 15,6 | 9,2 | -6,4 |
| Барнаульская | 13,1 | 6,1 | -7 |
| Томская | 5,9 | 1 | -4,9 |
| Кузбасская | 34,7 | 24,4 | -10,3 |
| Красноярская | 49,3 | 68,8 | 19,3 |
| Иркутская | 50,8 | 62,6 | 11,8 |
| Бурятская | 5,8 | 4,4 | -1,4 |
| Читинская | 7,4 | 5,1 | -2,3 |
| ОЭЭС Сибири | 194,9 | 190,3 | -4,6 |

3). Расстроены межтерриториальные связи, что привело к использованию неэффективных источников топлива и энергии, росту цен на них. Рост железнодорожных тарифов привёл к тому, что цены на восточносибирские угли на Дальнем Востоке оказались сопоставимыми с ценами на австралийский уголь (табл.)

Таблица.

Цены на топливо, электро- и теплоэнергию, III кв. 1995г.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Энергоносители | Россия в среднем | Иркутская | Хабаровский | г.Магадан |
|  | I кв. 1995г. | область | край |  |
| Местный уголь, $/т у.т | 49 | 38 | 49 | 78 |
| Привозной уголь, $/т у.т | "- | 35 | 105 | 90 |
|  |  | (КАУ) | (Азейский) | (Ургальский) |
| Импортный уголь, $/т у.т | "- | "- | 83 | 95 |
| Природный газ,$/т у.т | 35 | "- | 69 | "- |
| Нефть сырая, $/т | 55 | 70 | 130 | "- |
| Мазут, $/т | 78 | 78 | 172 | "- |
| Дизтопливо, $/т | 194 | 210 | 325 | 332 |
| Электроэнергия, цент/кВт\*ч | 2,9 | 0,8 | 6,3 | 5,6 |
| Теплоэнергия, $/Гкал | 13,6 | 10,8 | 35,7 | 36,7 |

Для справки: цены на Лондонской нефтяной бирже в III квартале 1995г.: сырая нефть-120 $/т, мазут-99 $/т, дизтопливо-156 $/т.

4). Отсутствуют чёткие приоритеты в очерёдности освоения ТЭР, что влечет за собой распыление инвестиций и замораживание сроков освоения важнейших для региона и страны топливно-энергетических баз.

5). Для нефтяной промышленности Сибири начался сложный этап её развития, связанный с вовлечением месторождений, меньших по запасам, залегающих на больших глубинах и имеющих более сложную структуру, что приводит к значительному увеличению общих и удельных затрат на подготовку и добычу сырья.

К этому следует добавить развал геологоразведочных, научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ, отсутствие чёткой структуры и экономических механизмов управления энергетикой регионов и др.

Все разработанные в бывшем СССР энергетические программы отличались потребительским отношением к Сибири и игнорированием её социально-экономических проблем. Распад СССР и потеря портов на Балтике и Чёрном море, политические и экономические проблемы транзита при экспорте ТЭР через страны СНГ и общемировое значение азиатско-тихоокеанского региона (АТР) диктуют стратегическую важность для России восточного геополитического направления. В отношении ТЭК Сибири и Дальнего Востока возникают новые комплексные проблемы:

* выбор общей приоритетной стратегии развития;
* создание общего рынка топлив и электроэнергии с учетом их экспорта на Восток и Запад;
* освоение новых ресурсов нефти и газа и строительство магистральных нефте- и газопроводов в восточном направлении;
* перестройка структуры электроэнергетики и угольной отрасли с учетом возможного экспорта в восточном направлении.

К числу приоритетных направлений энергетической стратегии Сибири необходимо отнести следующие:

* энергосбережение и рациональное природопользование в энергетике;
* структурно-технологическое преобразование ТЭК;
* коренное совершенствование баланса КПТ: использование природного газа, газификация углей, переработка и облагораживание углей;
* разработка и реализация крупных топливно-энергетических программ: газ Ямала, Восточно-Сибирский нефтегазовый комплекс, КАТЭК;
* надёжное электро-, топливоснабжение северных и изолированных потребителей;
* широкомасштабное вовлечение нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

В качестве приоритетного направления государственной и региональной политики может стать развитие газовой промышленности Сибири в восточном геополитическом направлении.

Здесь возможно несколько вариантов:

1).сооружение транссибирской газовой магистрали (ТГМ): север Тюмени (СРТО) - Красноярск - Иркутск - Улан-Уде – Чита – Китай – Южная Корея с последующим подключением Якутии.

Эффективность подкрепляется следующими положениями:

а) достаточность месторождений СРТО и полуострова Ямал;

б) низкое качество топлива, используемого в Сибири и Дальнем Востоке;

в) приоритетные потребители, такие как химические комплексы, коммунально-бытовая сфера, ТЭС и десятки тысяч котельных, смогут потреблять млрд.м3 газа в год;

г) подключение к ТГМ Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса обеспечит надёжность газоснабжения;

д) потребность в природном газе Китая, Южной Кореи и Японии в ближайшие десятилетия оценивается в 100-150 млрд.м3 в год, что обеспечивает стабильное потребление;

е) в странах АТР (США, Япония, Южная Корея) имеются планы глобальных межнациональных систем энергоснабжения, в которых Россия обязана участвовать;

ж) имеются конкуренты по доставке газа в Китай и Южную Корею из Туркмении;

з) имея опыт строительства мощных газовых магистралей на Запад, ТГМ может быть построена за несколько лет.

2). Ресурсы природного газа Сибирской платформы с целью удовлетворения внутренних потребителей и подачи газа в Китай и Южную Корею.

Сибирская платформа уже сейчас обладает крупными месторождениями газа:

* в центральной части Красноярского края – Собинское;
* в Иркутской области – Ковыктинское;
* в Якутии – Средневелюйское, Среднетюнгское, Чеяндинское.

Эти месторождения могут обеспечить ежегодно 40-50 млрд.м3 природного газа. Оценивая внутренние потребности региона в 17-21 млрд.м3 в год, то подача газа в ТГМ может составлять 25-30 млрд.м3 в год. В качестве газового месторождения и первоочерёдности разработок необходимо принять Ковыктинское. По состоянию на 1.01.95г. запасы газа в нём составили 870 млрд.м3, а предполагаемые – 1100 – 1200 млрд.м3. Уже подготовленные к эксплуатации запасы позволяют добывать 25-30 млрд.м3 в год.

Одним из предпринятых направлений развития ТЭК Сибири является освоение нефтегазовых месторождений Восточной Сибири, которые могут снять напряжённость в Западной Сибири по добыче нефти и обеспечить бездефицитность России в продуктах нефтепереработки. Крупные месторождения нефти Сибирской платформы:

* Красноярский Край – Юрубченское;
* Иркутская область – Верхнегонское;
* Якутия – Талаканское и Средне-Бомуобинское;

Запасы нефти на Сибирской платформе оценивались в 1994 году в 1300 млн.т, а реализуется примерно 9-11%. Есть все основания создания в Восточной Сибири нефтяной промышленности с ежегодной добычей 25-30 млн.т. Это обеспечит собственные потребности и поставки нефти и нефтепродуктов на Дальний Восток и на экспорт.

Развитие газовой и нефтяной промышленности на территории Восточной Сибири создадут благоприятные условия для развития экономики региона, но породят социально- экономические проблемы в угольной промышленности. Так, только для Иркутской области вовлечение в ТЭБ 5-6 млрд.м3 природного газа приведёт к вытеснению из него 9-10 млн.т угля.

Анализ рынка угля показывает, что зона использования КАУ распространяется в основном в заданном направлении, а устойчивый спрос иркутских углей имеется только на Дальнем Востоке, где они конкурируют с местными углями. Но реальная энергетическая политика Дальнего Востока ориентируется на самобаланс по ТЭР.

По этому для обеспечения рынка сбыта сибирских углей (КАУ и иркутские) необходимо установить долгосрочные связи с потребителями регионов различной формы, организации переработки угля переработки угля. Здесь перспективной представляется переработка восточно- сибирских углей в метанол, потребность которого в мире оценивается в 50-75 млн.т. только для добавок к моторному топливу. Рынок метанола очень большой и экономически эффективен: экспорт, моторное масло, жидкое топливо у мелких тепловых потребителей. Особенно эффективность метанола обеспечивается при росте цен на нефтепродукты и ужесточении экологических ограничений.

Кроме переработки углей в метанол необходима организация термического облагораживания низкосортных углей Восточной Сибири. Высоко калорийное и экологически чистое твёрдое топливо в виде брикетов в первую очередь должны использоваться у бытовых потребителей и в мелких котельных.

Проблема энергоснабжения северных регионов Сибири особая задача из-за ряда особенностей этой зоны: удалённость и труднодоступность потребителей, дефицитность многих из них по топливу и электроэнергии, малая концентрация нагрузок, повышение требования к надёжности оборудования. Повышенная ранимость экосистемы. Всё это требует не стандартных технических и экономических решений. Потребительское отношение к природным ресурсам северных территорий обусловили особое состояние энергетики и наличие большого числа мелких не экономичных энерго источников.

Характеристика энергетики северных районов Восточной Сибири (1990 *год.*)

# Таблица

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика |  |  | Показатель |  |
| площадь, млн.м2 | | | 1,8 | |
| Численность населения млн.ч | | | 0,48 | |
| Электропотребление млрд.кВтч | | | 11,24 | |
| Топливопотребление: |  |  |  |  |
| `-DЕС, тыс.т у.т. | | | 270 | |
| `-котельные, тыс. т у.т. | | | 1200 | |
| количество DЕС, шт. | | | 600 | |
| Средняя единичная мощность |  |  |  |  |
| DЕС, кВт |  |  | 300-400 |  |
| количество котельных, шт. | | | 500 | |
| Средняя единичная мощность |  |  |  |  |
| котельной, Гкал/ч | | | 2 | |
| удельный расход топлива |  |  |  |  |
| кг у.т/Гкал |  |  | 240-320 |  |
| цена дизельного топлива |  |  |  |  |
| млн.руб/т (1996г.) | | | 3-5 | |

Северные районы составляют 44% территории Восточной Сибири и на них проживает всего около 5% населения, а потребление электроэнергии – 8%.

Для сравнения отпускная цена дизельного топлива на заводах составила на 1.01.96г. 1-1.2 млн.руб/т, а увеличение в 3-4 раза по месту использования связано со стоимостью транспорта топлива.

Более подробно условия электропотребления северных районов рассмотрим на примере Иркутской области.

Низкая плотность и концентрация электропотребителей северных районов Сибири и ориентация на сомообеспечение и самобаланс в ТЭР делает перспективным использование не традиционных невозобновляемых источников энергии: ветроустановок, солнечных установок, биогаза и т.д. Возможно строительство мини АЭС повышенной безопасности.

Для решения вышеперечисленных проблем развития ТЭК Сибири (и не только ТЭК, а комплексного развития всех субъектов Сибири) организована Межрегиональная ассоциация “Сибирское соглашение” (МАСС).

Главными задачами деятельности МАСС в области энергетики:

На федеральном уровне:

* представительство интересов региона при рассмотрении, согласовании и принятия решения по всем основным вопросам развития и функционирования ТЭК России и его отраслей;
* отслеживание и корректировка Энергетической стратегии России в плане обоснованной реализации её основных положений, приоритетов, генеральных схем развития топливно – энергетических отраслей и программ научно- технического прогресса в ТЭК;
* государственная поддержка освоения топливно- энергетических баз Сибири и реализации межрегиональных и экспортных энергетических проектов;
* формирование и правовое обеспечение общих положений целевой, инвестиционной налоговой политики, наделённой на социально – экологическую эффективность использования Сибирских ТЭР на внутреннем и мировом, рынках энергоресурсов;
* создание условий для формирования оптовых региональных и межрегиональных рынков топлива и электрической энергии.

На региональном общественном уровне:

* разработка и периодическая корректировка энергетической стратегии Сибири с учётом изменения условий как на федеральном уровне, так и на уровне субъектов;
* подготовка и экспертиза законопроектов, постановлений федеральных и местных органов по вопросам энерго -, топливообеспечения потребителей Сибири;
* формирование и согласование межрегиональных цен и тарифов на ТЭР и объёмов их поставок;
* проведение экспертиз инвестиционных, инновационных и других проектов, затрагивающие интересы нескольких территорий;
* выбор приоритетов и очерёдности инвестирования энергообъектов, имеющих общерегиональное значение;
* создание организационных и инвестиционных фондов.

На территориальных условиях:

* разработка и корректировка энергетических программ для своих территорий;
* разработка законодательной базы, обеспечивающей создания на территориях социально- ориентированной и экологически чистой энергетики;
* формирование налоговой политики, рентных платежей, стимулирующих высококачественное использование ТЭР;
* формирование территориальных цен и тарифов на ТЭР;
* обеспечение бесперебойного энерго-, топливоснабжения потребителей;
* разработка механизмов реализации энергоснабжения;
* обеспечение рациональных масштабов вовлечения местных ТЭР и нетрадиционных источников энергии.

Выводы по анализу и проблемам ТЭК Сибири:

1.Сибирь даёт 75% всех производимых в России ТЭР.

Однако все ранее разработанные энергетические программы отличались потребительским к ней отношением, игнорировали её социально – экологические и экологические проблемы, а также не учитывали принципиально новые задачи самоутверждения России в Восточном геополитическом направлении и Азиатско – Тихоокеанском регионе.

2.Необходима специальная энергетическая стратегия Сибири (ЭСС) с приоритетными направлениями: форсированное создание и развитие газовой промышленности в восточном геополитическом направлении с целью газификации Сибири и Дальнего Востока и экспорта в страны АТР; обеспечение устойчивого развития угольной промышленности, обеспечение природоохранного и эффективного топливо и энерго снабжения зон Севера, Байкала и др.

3.Разработка ЭСС должна активизировать роль межрегиональной Ассоциации «Сибирское соглашение», а также определить задачи и ответственность органов власти различных уровней (федерального, общесибирского и территориальных) по формированию энергетических программ, их корректировки и выполнению.

* 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРБЛЕМЫ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ.

Теплоэнергетика как наука, изучающая способы и системы использования теплоты сгорания топлива и превращения тепловой энергии в другие её виды (прежде всего в электрическую) оказывает важнейшее влияние на экономику страны. Уровень состояния теплоэнергетики в стране во многом определяет возможность развития других отраслей народного хозяйства и в конечном итоге технический прогресс. Об этом свидетельствуют последние годы, когда кризисное состояние ТЭК страны, вызвавшее недопустимый скачок цен на энерго ресурсы, привело к резкому спаду производства необходимых товаров, почти полной остановке речного флота, экономической убыточности многих предприятий. Кроме того, многократное увеличение на электрическую и тепловую энергию не привело к ожидаемому уменьшению их удельных расходов и экономии топлива. Так, при уменьшении производства всех видов продукции в 2-3 раза общий расход электроэнергии уменьшился всего на несколько %. Причин этому много и, вероятно, главными являются разрушение экономических связей и экономический хаос. Не малое значение имеет и технический застой в теплоэнергетики. Эксплуатируется изношенное устаревшее оборудование, сохраняются низкоэкономичные системы теплоснабжения с высокой аварийностью и громадными потерями энергии. Всё это приводит к ежегодному перерасходу 100 млн.тонн топлива.

Главной проблемой, которую необходимо решать не медленно, это создание новых типов теплоэнергетических установок, позволяющих снизить удельный расход топлива на выработку электроэнергии на 35-40%. Это вполне реальная цифра, если сравнить КПД современных КЭС в 38% с КПД новых ПГУ в 52-54%. При этом важно повысить надёжность работы оборудования и установок в целом, т.е. достижения высокой экономичности ПГУ при наиболее простой их тепловой схеме. По этой причине не получили распространение ГТУ по схеме проф. В.В. Уварова, поскольку в одном энергоблоке комплектуется 7-8 турбин и компрессоров. По этому решающее значение приобретает выбор термодинамического цикла ТЭС. Ещё 30 лет назад в книге «Парогазовые установки ЭС» (М.: Энергия, 1965г.) А.И. Андрющенко показал, что наилучшим циклом ПГУ является бинарный, с высокотемпературным сжатием воздуха и «Треугольным утилизационным паровым циклом». За рубежом опыт развития ПГУ подтвердил это.

Улучшение экологических показателей не всегда снижает экономичность работы ТЭС. Примером служит впрыск воды в сжатый воздух в ГТУ с регенерацией. Насыщение воздуха в таких ГТУ повышает эффективность регенерации, снижает температуру уходящих газов, а в камере уменьшается образование окислов азота.

В ГТУ применяется природный или искусственный газ, попытки применять другие газы в качестве рабочих тел не дали должного эффекта. Здесь может выступить ограничением рабочие температуры материалов, которые в настоящее время не превышают 800 0С. Пол этой же причине чисто паротурбинные установки, не смотря на достижение самых низких температур отвода теплоты в цикле, не позволяют повысить КПД КЭС с выше 45% при самых ультравысоких параметрах и усложнениях цикла.

Когда закончится «газовый бум», главным видом энергетического топлива станут угли. Уже десятки лет энергетики многих стран пытаются создать ГТУ работающей на твёрдом топливе, а также эффективные установки по его газификации. Не даёт должных результатов подземная газификация углей. Остаётся перспективным сжигание твёрдых топлив в паротурбинных установках. Но попытки создания энергоблоков на сверхвысокие параметры («ультравысокие») – давление 35 МПа и температура пара 650 0С с трёх кратным перегревом не обеспечит КПД более 45%, а КПД перспективных ПГУ на угле более 50%.

Особое значение для достижения экономии топлива имеет теплофикация. Согласно общепринятому определению под этим термином понимается централизованное теплоснабжение потребителей теплоты на базе её комбинированной выработки на ТЭЦ. В 30-е годы, когда в нашей стране быстрыми темпами развивалась теплофикация, достигалась огромная экономия топлива. Она достигалась как за счет вытеснения отопительных котельных с КПД меньшим на 1/3 котлов ТЭЦ, так и за счет выработки электроэнергии, которая на блочных КЭС производилась с КПД около 0,25.

Однако за прошедшие десятилетия произошли существенные изменения в экономичности действующих теплофикационных систем. Прежде всего, КПД КЭС вырос до 0,38-0,40, а КПД индивидуальных отопительных установок на природном газе выше, чем на ТЭЦ.

Если же учесть затраты на перекачку сетевой воды в крупных и сложных системах теплоснабжения, её утечки и тепловые потери в сетях, то сама централизация теплоснабжения теперь вызывает не экономию, а значительный перерасход топлива в энергосистеме. В этих условиях общая экономия топлива в системе достигается при высокой концентрации тепловых потребителей и значительном увеличении выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Имеется и второй путь–создание централизованной теплофикации на базе мелких ПТУ или ДВС, размещаемых совместно с экономичными котлами-утилизаторами.

Полная автоматизация мини-ТЭЦ при установке их непосредственно у потребителей обеспечивают высокую их экономичность. Экономический эффект достигается главным образом за счет уменьшения капиталовложения и повышения надёжности теплоснабжения.

Эффективность теплоснабжения можно повысить за счет совместной работы основных ТЭЦ и мини-ТЭЦ, последние работают в пике графика теплофикационных нагрузок.

Для обоснованного выбора той или иной системы теплофикации и типа оборудования мини-ТЭЦ, надо иметь соответствующие показатели их работы и эффективности. В настоящее время практически нет объективного универсального системного показателя эффективности ТЭЦ и систем теплофикации. Используемая сейчас Минэнерго КПД ТЭЦ по выработке электроэнергии и соответствующий ему удельный расход топлива (ВЭ) оказывается независящим от совершенства цикла ТЭЦ и удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. К этому следует добавить, что практически не учитывается, что отпускаемая тепловая энергия участвовала предварительно в выработке электроэнергии.

А физический метод распределения затрат на топливо и другие составляющие издержек односторонне направлен на повышение экономичности только электрической энергии. Этим самым повышается стоимость тепловой энергии, и потребителям стало экономичнее покупать тепловую энергию у местных источников, чем у ТЭЦ (или организаций типа «Теплоэнерго»).

Рассмотренные выше задачи направлены на достижение экономии топлива при производстве тепловой энергии. Не меньшую, а, пожалуй, большую экономию топлива можно получить путём энергосбережения у потребителей. Здесь эффект проявляется как в снижении мощности теплоподготовительных установок, так и в снижении платы потребителей. Для этого необходима целевая программа энергосбережения при материальной поддержке предприятий со стороны государства и региональных властей.

Мы уже рассмотрели некоторые возможности и перспективы ГТУ и ПГУ средней и малой мощности (мини-ТЭЦ). Возрастающая роль мини-ТЭЦ обусловлена и новыми условиями развития энергетики страны:

* значительное сокращение централизованных инвестиций в развитие электроэнергии и теплоснабжения и переход к финансированию строительства мини-ТЭЦ за счет внебюджетных фондов, собственных средств энергосистем, бюджетов потребителей энергии;
* значительный рост тарифов на электроэнергию, отпускаемую крупными энергообъединениями, что стимулирует потребителей создавать собственные электро- и тепловые источники;
* повышение требований к экологической чистоте объектов теплоэнергетики, что может быть решено путём развития теплофикационных ГТУ и ПГУ;
* необходимость рационального использования природного газа, что обеспечивается в первую очередь на теплофикационных установках;
* стремлением отдельных предприятий и энергообъединений к самобалансу производства и потребления энергии;
* конверсия предприятий оборонного комплекса, перевод заводов-изготовителей авиационных и судовых газотурбинных агрегатов (ГТА) на нужды стационарной энергетики.

Важным преимуществом теплофикационных ГТУ небольшой мощности (мини-ТЭЦ) является возможность блочной поставки и быстрого ввода в эксплуатацию в любой местности.

Применение мини-ТЭЦ с ГТУ в нашей стране сдерживается из-за несогласованных действий разработчиков и изготовителей ГТА и электрогенераторов к ним, котлов-утилизаторов, компрессоров и других комплектующих агрегатов и средств автоматики. Основным фактором сдерживания изготовителей и проектировщиков является экономическая неопределённость условий эксплуатации и рынка сбыта.

Теплофикационные установки малой мощности могут быть созданы на основе ГТА, разработанных НПО им. В.Я.Климова (табл.4.8), и ГТА средней мощности с разрезным валом, изготавливаемых на заводах России и Украины (табл. 4.9).

###### Характеристики ГТА малой мощности НПО им. В.Я.Климова.

# Таблица 4.8

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | ГТД-1250 | ТВ 2-117 | ТВ 3-117 | ТВ 7-117 |
| Мощность, кВт | 810 | 1100 | 1100 | 1835 |
| КПД , % | 26,7 | 22,4 | 24,5 | 30 |
| Расход воздуха, кг/с | 4,48 | 8,1 | 7,67 | 7,95 |
| Степень сжатия | 10,19 | 6,3 | 7,53 | 14,2 |
| Температура, оС: |  |  |  |  |
| Начальная | 939 | 840 | 803 | 112,7 |
| за ГТА | 465 | 440 | 410 | 507 |

###### Характеристика ГТА средней мощности с разрезным валом

# Таблица 4.9

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель |  | Изготовитель и марка |  |  |  |  |
|  |  | ПО "Машпроект" |  |  | ПО "Труд" | НПО "Сатурн" |
|  |  | ГТГ-6 | ГТГ-15 | ГТ-17 | НК-38 | АЛ-3 СТ |
| электрическая |  |  |  |  |  |  |
| мощность, МВт |  | 6,3 | 15 | 17 | 16 | 16 |
| год создания |  | 1991 | 1991 | 1993 | 1995 | 1993 |
| КПД,% |  | 31 | 28,1 | 34,5 | 38 | 35 |
| расход воздуха кг/c |  | 30,4 | 97,9 | 75 | 54 | 55 |
| температура газов |  |  |  |  |  |  |
| перед турбиной |  | 1000 | 863 | 1070 | 1203 | 1194 |
| за турбиной |  | 414 | 359 | 413 | 443 | 522 |

Приведённые характеристики ГТА позволяют объединить самые разнообразные требования потребителей. Создание мини – ТЭЦ возможно по следующим схемам:

* при отпуске тепловой энергии потребителям только за счёт утилизации тепла уходящих газов ГТА в котлах – утилизаторах (утилизационная схема);
* при использовании уходящих газов ГТА в качестве окислителя для сжигания топлива в топке обычного парового или водогрейного котла (сбросная схема);
* при использовании для покрытия пиковой тепловой нагрузки тепла топлива, сжигаемого перед котлом – утилизатором в дополнительной камере сгорания в среде уходящих газов (комбинированная схема).

Утилизационная схема обеспечивает максимальную электрическую мощность установки при заданном тепловом потреблении, однако, тепловая экономичность такой ГТУ невелика из-за большого избытка воздуха в уходящих газах. Для этой схемы необходимо разработать и освоить выпуск котлов – утилизаторов, допускающих работу ГТУ в северных регионах:

* чисто утилизационным, являющемся расчётным режимом ГТУ;
* автономном, при котором отпуск теплоты при остановке ГТА обеспечивается при сжигании газа или мазута в среде холодного воздуха;
* комбинированном – при сжигании газа или мазута в среде уходящих газов ГТА, что позволяет отказаться от установки пиковых водогрейных котлов.

Сбросная схема обеспечивает максимальное использование теплоты сгорания топлива, однако, электрическая мощность ГТУ при заданном тепловом потреблении минимальна. Значительное преимущество сбросной схемы заключается в том, что в ней могут использоваться серийно выпускаемые водогрейные и паровые котлы с незначительной реконструкцией горелочного фронта. Для паровых котлов необходимо также провести и ре конструкцию их конвективной части с установкой вместо воздухоподогревателя, экономайзера и калориферной установки для обеспечения работы котла и при остановленном ГТА.

Практически имеется возможность экономичные теплофикационные ГТУ по сбросной схеме с котлами различных типоразмеров, часть которых приведена в таблице 4.10

Основные показатели мини – ТЭЦ с ГТУ средней мощности, реализуемых по сбросной схеме

# Таблица 4.10

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| электрическая |  | удельный расход |  | типоразмер |  |
| мощность ГТУ МВт |  | условного топлива на отпуск |  | оборудования |  |
|  |  | электроэнергии | теплоты | ГТА | котла |
| 1,8 | | 144 | 38,9 (163) | ТВ7-117 | DКВР-20 |
| 16 | | 140 | 38,7 (162) | НК-38 | Е-160-14 |
| 16 | | 140 | 39,4 (165) | НК-38 | КВГМ-100 |
| 20 | | 141 | 38,4 (163) | АЛ-31 стэ | Е-160-14 |
| 20 | | 140 | 39,4 (165) | АЛ-31 стэ | КВГМ-100 |

Все типы отечественных ГТА характеризуются значительным содержанием окислов азота в уходящих газах, в 2-3 раза превышающим условные нормы. Поэтому при использовании, например, утилизационной схемы необходимо осуществлять специальные мероприятия для подавления образования окислов азота в процессе сгорания топлива, либо очищать уходящие газы. В числе таких мероприятий может быть впрыск воды в проточную часть компрессора, воды или пара в камеру сгорания или каталитический способ очистки уходящих газов от оксидов азота. При применении же сбросной схемы и сжигании в топке котла природного газа с использованием современных горелочных устройств содержание оксидов азота в уходящих газах не превышает установленных норм.

Экономичность мини ТЭЦ с ГТУ достаточно высока по сравнению с паротурбинной ТЭЦ: на ТЭЦ с турбинами типа Р удельный расход топлива на отпускаемую электроэнергию составляет 160-165 г у.т./(кВт.ч), а на мини ТЭЦ с ГТУ – 140 – 144г у.т./(кВт.ч); удельный расход топлива на тепловую энергию для ТЭЦ составляет примерно 170кг у.т./Гкал, а для мини ТЭЦ – 163-165кг у.т./Гкал. Также низкие удельные расходы топлива для мини ТЭЦ с ГТУ по сбросной схеме обусловлены их простой тепловой схемой, исключающей утечки пара и конденсата, характерные для паротурбинных ТЭЦ, а также небольшим расходом электроэнергии на собственные нужды.

Важным условием в эффективности применения ГТУ малой и средней мощности на мини ТЭЦ является возможность их установки в действующих котельных при реконструкции и модернизации последних.

Для оценки экономической эффективности в условиях рыночной экономики в качестве основных показателей могут быть использованы: внутренняя норма доходности, срок окупаемости капиталовложений и рентабельность.

Экономическую эффективность малой энергетики рассмотрим на примере сравнения между собой комбинированной и раздельной схем электроснабжения для условий Северо- Западных районов России.

В качестве источников электроэнергии в выполненных расчётах принимались ГТУ, ПГУ и дизель электростанции (DВС)

###### Основные показатели раздельной схемы электроснабжения

(по сравнению с ГТУ – ТЭЦ)

# Таблица 4.11

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | | | Тепловая нагрузка, Гкал/ч | | | |
|  | | | 10 | 20 | 50 | 100 |
| годовой отпуск теплоты, тыс.Гкал |  |  | 26 | 52 | 130 | 260 |
| годовой отпуск электроэнергии т.МВт.ч |  |  | 11 | 27,5 | 88 | 220 |
| годовой расход топлива на |  |  |  |  |  |  |
| производство тепловой энергии тыс.т.у |  |  | 4,6 | 9,1 | 22,8 | 45,5 |
| относительная величина топливной |  |  |  |  |  |  |
| составляющей затрат на производство |  |  |  |  |  |  |
| теплоты % | | | 25 | 40 | 55 | 60 |
| топливная составляющая затрат |  |  |  |  |  |  |
| на производство теплоты тыс.дол. |  |  | 232 | 456 | 1149 | 2293 |
| полные затраты на тепло тыс.дол. |  |  | 928 | 1148 | 2089 | 3822 |
| затраты на электроэнергию тыс.дол |  |  | 630 | 1150 | 5000 | 12500 |
| суммарные затраты млн.дол. |  |  | 1,56 | 2,7 | 7,09 | 16,32 |
| суммарные капиталовложения млн.дол |  |  | 2,25 | 4 | 8,8 | 15 |

###### Основные показатели комбинированной схемы энергоснабжения на базе ГТУ

# Таблица 4.12

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | | | Тепловая нагрузка, Гкал/ч | | |  |
|  | | | 10 | 20 | 50 | 100 |
| годовой отпуск теплоты, тыс.Гкал |  |  | 26 | 52 | 130 | 260 |
| электрическая мощность МВт |  |  | 2 | 5 | 16 | 40 |
| годовой отпуск электроэнергии т.МВт.ч |  |  | 11 | 27,5 | 88 | 220 |
| годовой расход топлива тыс.ту.т |  |  | 6,3 | 14,8 | 39,3 | 88,2 |
| затраты на топливо тыс.дол |  |  | 320 | 746 | 1971 | 4445 |
| относительная величина топливной |  |  |  |  |  |  |
| составляющей затрат % |  |  | 25 | 40 | 55 | 60 |
| суммарные ежегодные затраты млн.дол. |  |  | 1,28 | 1,87 | 3,58 | 7,41 |
| капиталовложения в ТЭЦ млн.дол |  |  | 1,8 | 4 | 11,2 | 24 |
| капиталовложения в пиковую |  |  |  |  |  |  |
| котельную млн.дол | | | 1,53 | 2,36 | 5,26 | 7,8 |
| суммарные капиталовложения млн.дол |  |  | 3,33 | 6,36 | 16,45 | 39,1 |
| экономия ежегодных затрат в комбини- |  |  |  |  |  |  |
| рованную схему электроснабжения м.дол. |  |  | 0,28 | 0,83 | 3,51 | 8,91 |
| перерасход капиталовложений в ТЭЦ |  |  |  |  |  |  |
| по сравнению с раздельной схемой |  |  |  |  |  |  |
| энергоснабжения млн.дол |  |  | 1,08 | 2,36 | 7,65 | 24,1 |
| коэффициент аннуитета (при банковс- |  |  |  |  |  |  |
| ком проценте за кредит в 8%) |  |  | 0,258 | 0,352 | 0,459 | 0,37 |
| срок окупаемости капиталовложений, лет |  |  | 4,5 | 3,5 | 3,5 | 3,2 |
| внутренняя норма доходности при |  |  |  |  |  |  |
| сроке выплаты за кредит в 5 лет % |  |  | 10 | 22 | 35 | 25 |

# Аналогичные расчёты также выполнялись для DВС. Из полученных данных следует:

Во всём диапазоне заданной тепловой нагрузки ГТУ оказывается эффективное разделение схемы энергоснабжения. При этом срок окупаемости капиталовложений составляет не более 3-5 лет, а внутренняя норма доходности от 10% при расчётной тепловой нагрузке *Qор=10Гкал/ч* возрастает до 25% - 35% при *Qор>50Гкал/ч* (при сроке выплаты за кредит в 5 лет).

При рассмотрении комбинированной схемы с DВС полученные экономические показатели оказываются значительно хуже, чем для ГТУ. Так, при *Qор=10Гкал/ч* срок окупаемости капиталовложений превышает 100 лет, а при *Qор=20Гкал/ч* – около 8 лет. Это связано с тем, что удельные капиталовложения для DВС существенно превышают их значение для ГТУ (примерно на 30%) и достигают 1000-1100 дол/кВт при *Qор=10-20Гкал/ч.*

При применении ПГУ срок окупаемости капиталовложений составляет 4.5 года, а величина ВНD-11.5% при выплате за кредит в течение 5 лет и 24% при сроке в 10 лет.

Основные показатели раздельной схемы энергоснабжения при учёте в комбинированной схеме ПГУ – ТЭЦ

# Таблица 4.13

|  |  |
| --- | --- |
| Показатель | Тепловая нагрузка |
| Годовой отпуск тепла тыс.Гкал  Годовой отпуск электроэнергии т.Мвт.ч  Затраты на производство тепловой  энергии млн.дол  суммарные затраты на  электроэнергию млн.дол  ежегодные затраты млн.дол  капиталовложения в котельную млн.дол | 260  446  3,82  25,42  29,24  15 |

###### Основные показатели комбинированной схемы электроснабжения с ПГУ

# Таблица 4.14

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Тепловая нагрузка 100Гкал/ч |
| Электрическая мощность Мвт  Годовой отпуск тепла тыс.Гкал  Годовой отпуск электроэнергии т.Мвт.ч  Годовой расход топлива тыс.т у.т.  Затраты на топливо млн.дол  Относительная величина топливной  составляющей затрат %  Суммарные ежегодные затраты млн.дол  Капиталовложения в ТЭЦ млн.дол  Капиталовложения в пиковую котельную млн.дол  Суммарные капиталовложения млн.дол  Тоже, с учётом динамики млн.дол  Экономия ежегодных затрат в ТЭЦ по сравнению с раздельной схемой мл.дол.  Перерасход капиталовложений в ТЭЦ по сравнению с раздельной схемой м.дол.  Коэффициент аннуитета  Срок окупаемости капиталовложений лет.  Внутренняя норма доходности при выплате за кредит в течении 5 лет %  Тоже, в течение 10 лет % | 81  260  446  129  6,502  50  13  53,46  6,9  60,36  74,2  16,24  59,2  0,274  4,5  11,5  24 |

Выполненные расчёты позволили определить состав основного оборудования для рассматриваемых мини ТЭЦ в зависимости от величины тепловой нагрузки.

###### Состав основного оборудования мини ТЭЦ

# Таблица 4.15

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ТИП | Тепловая нагрузка Гкал/ч | | | |
|  | 10 | 20 | 50 | 100 |
| ГТУ | 2хГТА-1\* | 2хГТА-2.5 | 2хГТА-8 | 2хГТА-20 |
|  | тип ТВД-1500 | тип ГТД-2500 | тип ГТД-8000 | тип АЛ-31 СТЭ |
|  | 2хКУ-1.6 | 2хКУ-4.1 | 2хКУ-10 | 2хКУ-24 |
| DВС | 2хDВС-1.5 | 2хDВС-3.5 |  |  |
|  | 2хУК-1.65 | 2хУК-3.85 |  |  |
| ПГУ |  |  |  | 3хГТА-20 |
|  |  |  |  | 3хТ-7-3.5 |
|  |  |  |  | 3хКУ-29-4 |
|  |  |  |  | Q=3х18Гкал/ч |

Примечание: КУ- котёл утилизатор; УК – утилизационный контур;

\* - электрическая мощность Мвт;

ХХ- тепловая мощность Гкал/ч.

Из полученных данных видно, что единичная мощность паровой турбины для ПГУ достигает 7 Мвт, а производительность КУ – от 1.6 до 20 Гкал/ч. При этом используются как судовые (ГТD), так и авиационные (ТВD, АЛ) газовые турбины. Для ТЭЦ с DВС единичная мощность дизель- генераторов составляет 1.5 – 3.5 Мвт в зоне тепловых нагрузок 10-20 Гкал/ч.

Данное оборудование выпускается отечественными заводами военного производства и может использоваться с незначительной реконструкцией для нужд малой энергетики.

Величина расчётного коэффициента теплофикации изменяется от 0.32 до 0.48 для ГТУ, от 0.33 до 0.38 для DВС и составляет 0.54 для ПТУ, что лежит в зоне, близкой к континуму.

Электрический КПД для ГТУ не имеет чётко выраженные тенденции к повышению с ростом единичной мощности газовых турбин: 28,5% при приросте 2.5Мвт и 35.5% - при 20Мвт. К этому значению приближается и КПД дизель- генераторов 35-37%, а КПД ТЭЦ при работе по конденсационному режиму достигает 50%.

Удельный расход топлива мини ТЭЦ с ГТУ лежит в диапазоне

156-222 г у.т/(кВт.ч), с ДВС –153-222 г у.т/(кВт.ч), а с ПГУ составляет

182-201 г у.т/(кВт.ч).

Приведённые выше сравнения систем энергоснабжения потребителей (и не только) в условиях изменения политики фиксирования потребовали и изменений при выполнении технико – экономических ростов.

Рассмотрим некоторые из них относительно мини ТЭЦ. Обычно при сопоставлении раздельной и комбинированной схем энергоснабжения электрическая мощность ТЭЦ, определяется по тепловым нагрузкам, сравнивалась с КЭС и котельной. КЭС в этом случае принималась как «замещаемая мощность». Но мини ТЭЦ по мощности несоизмеримо малы с любыми КЭС, работающими в энергосистемах. Если брать в качестве замещающей мощности КЭС такой же мощности, что и мини ТЭЦ, то данная КЭС будет не оптимальной с точки зрения энергосистемы в целом. Данное условие приведёт к некорректному приведению вариантов к равному энергетическому эффекту.

Если оставить в технико – экономических расчётах принятые ранее условия равного энергетического эффекта, то практически не возможно, обосновать целесообразность сооружений мини ТЭЦ.

Не зависимо от мощности ТЭЦ, до сих пор остаётся спорным вопрос о распределении эксплуатационных расходов. Последние годы этому вопросу уделяется повышенное внимание. Причина и сущность дискуссии по этому вопросу заключается в следующем:

1. Определённая условность принятого физического метода разнесения затрат ТЭЦ между электрической и тепловой энергией, поскольку вся экономия от комбинированного производства относится только к электроэнергии. В этом случае затраты на тепловую энергию приближаются или равны текущим затратам при выработке районными котельными. При формировании тарифов на тепло- и электроэнергию, отпускаемую с ТЭЦ, это может значительно повлиять и привести к случаю, когда потребителю выгоднее покупать от районных котельных и других источников теплоты.
2. Излишняя концентрация мощностей на ТЭЦ и необходимость по экологическим ограничениям её сооружение в доли от городской застройки привели к резкому росту затрат на транспорт теплоты от ТЭЦ, что вызвало существенное увеличение стоимости тепловой энергии.
3. Развитие рыночных отношений в энергетике привело к новой политики ценообразования на энергию. При сохранении физического метода затрат на ТЭЦ усилится тенденция на снижение темпов и масштабов развития теплофикации в стране, что с народнохозяйственной позиции отрицательно, поскольку приведёт к существенному перерасходу топлива в масштабах страны.

Противники физического метода настаивают на применении эксергетического способа, который базируется на термодинамической оценки эффективности применения разных теплоносителей с учётом качества каждого. В этом методе тепло оценивается по количеству работы, которое может быть получено в идеальном цикле Карно при срабатывании энергии теплоносителя до параметров окружающей среды. В случае применения эксергетического метода отпуск электроэнергии от ТЭЦ менее эффективен, чем от КЭС, поскольку конечные параметры пара турбин П значительно выше конденсационного цикла (для ПТ и Т сравнение производится при чисто теплофикационном цикле). По этому энергосистемы будут отказываться от ТЭЦ, как источников электрической энергии.

Другими словами – физический метод повышает эффективность выработки электрической энергии на ТЭЦ, а эксергетический – повышение эффективности отпуска тепловой энергии при более низких начальных параметрах ТЭЦ.

Возможно компромиссное решение, основанное на проведении технико – экономических расчётов по методу аналогов, когда распределение эксплуатационных расходов на ТЭЦ осуществляется пропорционально соответствующим расходам при раздельном способе производства заданных объёмов тепловой и электрической энергии. При этом удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии будут ниже, чем на котельных, а на выработку электрической энергии – выше, чем на ТЭЦ при физическом методе, и ниже, чем на КЭС. Этот подход по разнесению эксплуатационных затрат на ТЭЦ повлияет на формирование тарифов на тепловую энергию при комбинированном производстве. При этом должен быть предусмотрен механизм в установлении тарифов для коммунального и промышленного секторов потребления тепловой энергии, а также установка контрольно измерительной и регулирующей аппаратуры у каждого потребителя. Это позволит потребителю оплачивать не за отпущенную, а за использованную тепловую энергию для обеспечения комфортных условий по желанию потребителя, т.е. применение, так называемого, абонентского тарифа. Важным моментом при введении абонентского тарифа является заинтересованность потребителя в энергосбережении.

Развитие малой энергетики требует нормативно правовое обеспечение на всех уровнях власти – от федерального до местного или субъектов федерации.

По инициативе РАН разработаны основные положения проекта закона о малой энергетики, где отмечаются:

1. В целях развития рыночных отношений в энергетики, обеспечения энергобезопасности страны, эффективности и надёжности энергоснабжения предоставляется право юридическим и физическим лицам вводить в действие установки малой мощности согласовывая такие решения с региональной энергетической комиссией.
2. Независимые производители электрической и тепловой энергии в субъектах Р.Ф. наделяются правами владения частной и акционерной собственностью на введённые ими установки малой энергетики, отвечают за бесперебойное энергообеспечение подключенных потребителей и производит с потребителями расчёты за поставляемые тепловую и электрическую энергию на договорных основах.
3. Независимым производителям электрической и тепловой энергии предоставляется право на отпуск энергии в сети территориальных энергоснабжающих предприятий в качествах и рамках, согласованных с энергоснабжающей организацией и региональной энергетической комиссией по договорной цене, соответствующей средней себестоимости, и энергоснабжающим организациям вменяется в обязанность покупать избыточную электроэнергию независимых производителей.
4. Установки малой энергетики по своим энергетическим и экономическим характеристикам должны отвечать системе государственных стандартов.
5. Производители оборудования для малой энергетики, отвечающего государственным стандартам, облагаются налогом на добавленную стоимость на 50% ниже установленных ставок по этой продукции на 5 лет производства такого оборудования.
6. Потребителям, осуществляющим ввод в действие установок малой энергетики, отвечающим государственным стандартам, предоставляется право на получение льготных кредитов сроком погашения в 10-15 лет.
7. Правительством Р.Ф. разрабатывается система экономических мер по развитию машиностроительной базы и широкому применению установок малой энергетики, включая их поставки и выделение финансовых средств для выпуска головных образцов перспективного оборудования, привлечение оборонных отраслей промышленности, а так же комплекс стимулов для потребителей малой энергетики.
8. Для обеспечения контроля за ходом развития малой энергетики производить статистические наблюдения в регионах и готовить статистическую отчётность по малой энергетики, в том числе об объёмах производства оборудования, использующего используемого для нетрадиционных не возобновляемых источников энергии, и об объёмах замещения органического топлива за счёт применения такого оборудования.

Из выше изложенного можно сформулировать следующие выводы:

1. В условиях перехода экономики к рыночным отношениям теплофикация составляет свои преимущества перед раздельным способом производства электрической и тепловой энергии, но ввиду отсутствия централизованного финансирования вынуждена развиваться в основном на базе сооружения ТЭЦ средней и малой мощности.
2. Важнейшим техническим направлением, способствующим повышению эффективности теплофикации, является применение парогазового цикла как для новых так и для реконструируемых ТЭЦ, работающих на природном газе. Электрическая мощность ПГУ для целей теплоснабжения может достигнуть около 20-25 млн. кВт. К 2010 году.
3. Для повышения конкурентоспособности теплофикации в рыночных условиях следует совершенствовать методы технико – экономических расчётов. Одним из решений может стать метод, позволяющий учесть эффект от комбинированного производства для двух видов энергии, что оказывается особенно важным для формирования тарифа на тепло, отпускаемое на ТЭЦ.
4. Нормативно – правовое обеспечение малой энергетики должно способствовать её развитию и включать как экономические стимулы, так и регуляторы взаимоотношений между независимыми производителями электрической и тепловой энергии и местными электрическими системами.