

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Алтайская государственная академия образования имени В.М. Шукшина»  
(ФГБОУ ВПО «АГАО»)

Естественно-географический факультет

Кафедра географии и экологии

**Современное состояние и перспективы развития  
Топливо-энергетического комплекса Алтайского края  
(на примере ОАО «Бийскэнерго»)**

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Допустить к защите  
Зав. кафедрой В.М. Важов  
\_\_\_\_\_  
(подпись)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.

**Выполнил: студент**  
Г-ЗГ081 группы  
Казанин  
фамилия  
Алексей Анатольевич  
имя, отчество

**Научный руководитель:**  
канд. с.-х. н., доцент  
ученая степень, звание  
Одинцев Алексей Валерьевич  
фамилия, имя, отчество  
\_\_\_\_\_  
(подпись)

**Оценка** \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.

Председатель ГАК:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
(подпись)

Бийск 2014

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	3
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.....	5
1.1. Электроэнергетика .....	7
1.2. Топливная промышленность.....	9
1.3. Западно - Сибирская база.....	10
1.4. Волго-Уральская база.....	13
1.5. Тимано-Печорская база.....	14
1.6. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.....	19
1.7. Волго - Уральская нефтегазоносная провинция.....	21
1.8. Тимано - Печорская нефтегазоносная провинция.....	23
1.8. Угольная промышленность.....	27
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫРАЗВИТИЯ ТЭК АЛТАЙСКОГО КРАЯ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2.1. Состояние и роль ТЭК в экономике региона.....	30
2.2.Состояние и проблемы электроэнергетики.....	32
2.3.Состояние и проблемы теплового хозяйства.....	35
2.4.Состояние и проблемы газового хозяйства.....	38
2.5. Состояние и проблемы угольной промышленности.....	40
2.6. Состояние и проблемы нефтепродуктоснабжения .....	43
2.7. Оценка потенциала развития ТЭК Алтайского края.....	44
2.8. Направления и масштабы развития газового хозяйства.....	49
ГЛАВА 3. Современное состояние и перспективы развития ОАО «Бийскэнерго» .....	55
3.1. Этапы развития ОАО «Бийскэнерго».....	56
Заключение.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Список литературы.....	62

## ВВЕДЕНИЕ

ТЭК России является одним из наиболее успешно развивающихся сегментов экономики нашей страны.

Развиваясь, человечество начинает использовать все новые виды ресурсов (атомную и геотермальную энергию, солнечную, гидроэнергию приливов и отливов, ветряную и другие нетрадиционные источники). Однако главную роль в обеспечении энергией всех отраслей экономики сегодня играют топливные ресурсы. Это четко отражает "приходная часть" топливно-энергетического баланса. Топливо-энергетический комплекс тесно связан со всей промышленностью страны. На его развитие расходуется более 20% денежных средств. На ТЭК приходится 30% основных фондов и 30% стоимости промышленной продукции России. Он использует 10% продукции машиностроительного комплекса, 12% продукции металлургии, потребляет 2/3 труб в стране, дает больше половины экспорта РФ и значительное количество сырья для химической промышленности. Его доля в перевозках составляет 1/3 всех грузов по железным дорогам, половину перевозок морского транспорта и всю транспортировку по трубопроводам. Топливо-энергетический комплекс имеет большую районно - образовательную функцию. От него напрямую зависит благосостояние всех граждан России, такие проблемы, как безработица и инфляция.

**Цель:** определить современное состояние топливно-энергетического комплекса Алтая и выявить ближайшие перспективы развития данной отрасли.

На основании выше изложенной цели нами были сформулированы следующие задачи:

1. Определить перспективы развития топливно-энергетического комплекса РФ.
2. Выявить основные направления развития ТЭК Алтая.

3. На примере ОАО «Бийскэнерго» проследить перспективные пути развития топливно-энергетического комплекса.

**Объект исследования** – топливно-энергетический комплекс РФ.

**Предмет исследования** - ОАО «Бийскэнерго».

**Хронологические рамки** -1957-2013 гг.

**Территориальные рамки** – Российская Федерация.

**Методы исследования:** анализ теоретических материалов и статистических данных, картографический, метод социально-экономического районирования, исторический метод.

**Структура работы:** работа состоит из содержания, введения, 3 глав, заключения, приложения и списка литературы.

## **ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РФ**

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

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

В начале 1990х годов в связи с распадом СССР и общеэкономическим кризисом в России негативные трансформации произошли и в отраслях ТЭК.

«В 2000 году по сравнению с достигнутыми максимальными уровнями добыча нефти составила 61%, угля 72%, газа 96%, производство электроэнергии 88%. В целом производство первичных энергоресурсов составило в 2000 году 82% от уровня 1990 года, а потребление их 89% при уменьшении валового внутреннего продукта страны до 63%» [1].

Отсутствие необходимых инвестиций не позволило в 1990х годах компенсировать естественное выветывание производственных мощностей ТЭК. В

нефтяной промышленности это привело к сокращению эксплуатационного бурения почти в два раза и уменьшению мощностей нефтедобычи более чем на 200 млн.т. в год. В угольной промышленности утрачены мощности по добыче 58 млн.т. в год. Ежегодная сработка проектного ресурса мощностей в электроэнергетике в 57 раз опережала ввод новых мощностей электростанций.

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

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

- внешнеполитический кризис, вызванный государственным переворотом в Украине, а так же, возможные, в связи с этим, западные санкции;
- сокращение экспортного потенциала ТЭК в связи с возможной блокадой Украиной газопровода «Дружба»;
- слабо компенсированное выбытие производственных мощностей ТЭК в условиях угрожающе высокой изношенности основных фондов комплекса;
- недостаточное увеличение, особенно в нефтяной промышленности, геологоразведочных работ;
- высокий уровень энергоемкости в России, который ложится тяжелым прессом на экономику страны и конкурентоспособность производства;

- недостаточный энергетический и энерготранспортный потенциал в ряде регионов страны и низкая обеспеченность большинства регионов собственными природными топливно-энергетическими ресурсами. Возникшая после распада СССР энергетическая зависимость ряда регионов страны от стран СНГ;

- трудности обеспечения сезонными запасами топлива как страны в целом, так и отдельных ее регионов, особенно северных, связанные с финансовыми ограничениями и недостаточной мощностью подземных газовых хранилищ;

- негативное экологическое воздействие ТЭК на социально-экономические условия жизни общества.

Решение этих основных проблем и является приоритетом энергетической стратегии.

### **1.1. Электроэнергетика**

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

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

«Тепловая энергетика России располагает уникальной, потенциально эффективной структурой топлива, в которой 63% составляет природный газ,

28% уголь и 9% мазут. В ней заложены огромные возможности энергосбережения и охраны окружающей среды» [2].

В тоже время эффективность топливо использования на ТЭС, работающих на газе, недостаточна. Она значительно уступает топливной экономичности современных парогазовых установок (ПГУ). Однако из за трудностей с финансированием до настоящего времени не введен первый парогазовый блок ПГУ450 на Северо-Западной ТЭЦ Ленэнерго.

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

Сохраняется отношение к РАО «ЕЭС России» как к министерству, а к АО «Энерго» – как к «службам», что не способствует развитию корпоративных отношений в электроэнергетике и коммерциализации энергетических компаний. Это приводит к снижению эффективности и конкурентоспособности энергетических компаний, отказу платежеспособных потребителей от услуг региональных энергетических компаний, сужению рынка сбыта (особенно тепловой энергии).

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

Старение оборудования – одна из главных причин ухудшения технико-экономических и экологических показателей электростанций. В результате



организации РАО «ЕЭС России» ежегодно недополучает более 4 млрд. руб. прибыли. Требуется принятие незамедлительных мер по обеспечению надлежащего технического состояния генерирующего оборудования электростанций РАО «ЕЭС России».

## **1.2. Топливная промышленность**

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

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

С тех пор изменилось многое. Радикально перестраивается внутренняя структура государства. Разворачивается процесс реорганизации российского административного пространства. Появляются новые региональные образования. Но нефть, по - прежнему, важнейший источник валюты для страны. Нефтяная промышленность отрасль тяжелой индустрии, включающая разведку нефтяных и нефтегазовых месторождений, бурение скважин, добычу нефти и попутного газа, трубопроводный транспорт нефти. По разведанным запасам нефти, в 1992 году Россия занимала второе место в мире вслед за Саудовской Аравией, на территории которой сосредоточена треть мировых запасов. Из них запасы России 20,2 млрд. т. Запасы бывшего СССР на 1991 год составляли 23,5 млрд. тонн. Если учесть низкую степень подтверждаемости прогнозных запасов и еще большую долю месторождений с высокими издержками освоения (из всех запасов нефти только 55% имеют высокую

продуктивность), то общую обеспеченность России нефтяными ресурсами нельзя назвать безоблачной. Даже в Западной Сибири, где предполагается основной прирост запасов, около 40% этого прироста будет приходиться на долю низкопродуктивных месторождений с дебетом новых скважин менее 10 т в сутки. Что в настоящее время является пределом рентабельности для данного региона

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

### **1.3. Западно - Сибирская база**

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

«Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70% российской нефти. Так, в 2000 году добыча нефти без газового конденсата составила 231.397.192 тонны, из которых фонтанным способом 26.512.060 тонн, а насосным 193.130.104 тонны. Из данных следует, что добыча насосным способом превышает фонтанную на порядок. Это заставляет задуматься над важной проблемой топливной промышленности старением месторождений. Вывод подтверждается и данными по стране в целом. В 2000 году в Российской

Федерации из старых скважин добывалось 318.272.101 тонна нефти (без газового конденсата), в том числе из скважин, перешедших с прошлого года 303.872.124 тонны, в то время как из новых скважин нефтедобыча составила лишь 12.511.827 тонн»[3].

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

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

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

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

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

Без сомнения, эти выводы, сделанные на основе взаимоотношений в ведущем районе, можно распространить и на всю систему нефтедобычи в целом, что даст определенное объяснение сложной ситуации в данной отрасли. Для нефтяной промышленности Тюмени характерно снижение объемов добычи. Достигнув максимума в 1988 году 415.1 млн. тонн, к 2000 году нефтедобыча снизилась до 358,4 млн. тонн, то есть на 13.7 процента, причем тенденция падения добычи сохраняется и в 2005 году.

Переработка попутного нефтяного газа Тюмени осуществляется на Сургутских, Нижневартовских, Белозерном, Локосовском и ЮжноБалыкском газоперерабатывающих заводах. На них, однако, используется лишь около 60% добываемого с нефтью ценнейшего нефтехимического сырья, остальное количество сжигается в факелах, что объясняется отставанием ввода мощностей газоперерабатывающих заводов, недостаточными темпами строительства

газокомпрессорных станций и газосборных сетей на нефтепромыслах. Следовательно, выделяется еще одна проблема разбалансированность внутриотраслевой структуры нефтяной промышленности.

#### **1.4. Волго-Уральская база**

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

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

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

незначительным серы. В ставропольской нефти много легких фракций, чем она ценна, хорошая нефть и на Дальнем Востоке.

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

### **1.5. Тимано-Печорская база**

Третья нефтяная база Тимано - Печорская. Она расположена в пределах Коми, Ненецкого автономного округа Архангельской области и частично на прилегающих территориях, граничит с северной частью Волго-Уральского нефтегазоносного района. Вместе с остальными Тимано-Печорская нефтяная область дает лишь 6% нефти в Российской Федерации (Западная Сибирь и Уралоповолжье 94%). Добыча нефти ведется на месторождениях Усинское, Памгня, Ярега, Нижняя Омра, Водейское и другие. Тимано - Печорский район,

как Волгоградская и Саратовская области, считается достаточно перспективным. Добыча нефти в Западной Сибири сокращается, а в Ненецком автономном округе уже разведаны запасы углеводородного сырья, соизмеримые с западно - Сибирскими. «По оценке американских специалистов, недра арктической тундры хранят 2,5 миллиарда тонн нефти. Сегодня различные компании уже инвестировали в его нефтяную промышленность 80 млрд. долларов с целью извлечь 730 млн. тонн нефти, что составляет два годовых объема добычи Российской Федерации. Ведутся совместные разработки месторождений. Например, СП “Полярное сияние” с участием американской компании “Конако”, которое разрабатывает Ардалинское месторождение с запасами нефти более 16 миллионов тонн. В проект инвестировано 375 миллионов долларов, из которых 80 миллионов получили 160 российских компаний поставщиков и подрядчиков. 71 процент всех доходов “Полярного сияния” остается в России, что делает контракт выгодным не только для иностранцев, но и для жителей Ненецкого автономного округа, получивших дополнительные рабочие места, и в целом всей Российской Федерации» [4].

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

В 1996 г. газовой промышленности России исполнилось 50 лет. Конечно, среди других крупных отраслей ТЭК – угольной, нефтяной,

электроэнергетики, имеющих более чем столетнюю историю, она представляется довольно юным организмом. Но сейчас, в условиях стабильности, отрасль демонстрирует гибкость и умение находить зоны и ниши роста. На природный газ возлагаются большие надежды, как на наиболее дешевое высокоэкологичное топливо в период подготовки к переходу на более широкое использование альтернативных нетрадиционных видов электроэнергии (ветра, солнца, приливной, внутреннего тепла земли). Кроме того, на территории России имеются огромнейшие запасы этого вида топлива. Именно поэтому необходим тщательный анализ газовой промышленности, как одной из самых важных отраслей для экономики России.

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

Немалую роль играет и низкая стоимость добычи газа по сравнению со стоимостью добычи других видов топлива — угля, торфа, нефти. Если принять стоимость угля (в пересчете на 1 т условного топлива) за 100%, то стоимость газа составит только 10 %. Благодаря высоким потребительским свойствам, низким издержкам добычи и транспортировки, широкой гамме применения во многих сферах человеческой деятельности, природный газ занимает особое место в топливно-энергетической и сырьевой базе. В этой связи наращивание его запасов и потребления идет высокими темпами.

Природный газ – один из наиболее высокоэкономичных источников топливно-энергетических ресурсов. Он обладает высокой естественной производительностью труда, что способствует широкому использованию его во



многих отраслях народного хозяйства. Благоприятные естественные предпосылки природного газа и высокий уровень научно-технического прогресса в его транспортировке во многом обеспечивает ускоренное развитие газодобывающей промышленности.

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

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

Крупнейшим потребителем газа в промышленности является черная металлургия. В доменных печах частичное применение природного газа дает экономию дефицитного кокса до 15% (1 куб. м природного газа заменяет 0,91,3 кг кокса), повышает производительность печи, улучшает качество чугуна, снижает его стоимость. В вагранках применение газа снижает расход кокса вдвое.

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

При использовании газа на электростанциях уменьшаются эксплуатационные расходы, связанные с хранением, приготовлением и потерями топлива и эксплуатацией системы золоудаления, увеличивается межремонтный пробег котлов, не занимают земли для золоотвалов, снижается

расход электроэнергии на собственные нужды, уменьшается количество эксплуатационного персонала, снижаются капитальные затраты.

«Итак, продукция рассматриваемой отрасли обеспечивает промышленность (около 45% общего народнохозяйственного потребления), тепловую электроэнергетику (35%), коммунальное бытовое хозяйства (более 10%). Газ – самое экологически чистое топливо и ценное сырье для производства химической продукции»[5].

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

По промышленным запасам природного газа Россия занимает одно из первых мест в мире, а по разведанным и добыче — первое (40%) и 30%) мировых показателей соответственно). В Европе наша страна — монополист по запасам этого вида топлива. Добыча природного газа в России с 2000 постоянно увеличивалась и достигла в данный момент 800 млрд м<sup>3</sup> в год.

Газовые месторождения находятся, как правило, вблизи нефтяных. Наряду с природным, добывается попутный газ (вместе с нефтью на нефтяных месторождениях). Раньше при выходе на поверхность он сжигался, теперь научились газ отводить и использовать его для получения горючего и разных

химических продуктов. Добыча попутного газа составляет 11— 12% общей добычи газа.

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

### **1.6. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция**

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

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

«Укрепление топливно-энергетической базы газовой промышленности в нашей стране идет за счет восточных районов и, прежде всего, Западной Сибири. И в будущем основным центром добычи в течение всего периода, на который рассчитана энергетическая программа, останется Западная Сибирь. Запасы промышленных категорий в восточных районах составляют 21,6 трлн.

куб.м, в том числе на долю Сибири и Дальнего Востока приходится 16,2 трлн.куб.м или 70,5%. Как сказано выше, основная часть их сосредоточена в недрах Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области и приурочена в основном к меловым отложениям. При этом экономико-географическое положение ведущих месторождений газа оценивается положительно. Около 80% всех запасов газа сосредоточено на четырех уникальных месторождениях: Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и Медвежьем. Месторождения имеют, значительные размеры газоносных площадей и высокую концентрацию запасов. Так запасы по промышленным категориям Уренгойского месторождения оцениваются в 4,4 трлн. куб. м, Ямбургского 5,4 трлн. куб. м, Заполярного 2,0 и Медвежьего 1,6 трлн.куб. м.»[6].

Важное значение придается освоению месторождений газа полуострова Ямал (Ямало - Ненецкий автономный округ). Запасы природного газа здесь оцениваются в 9 трлн м3. Среди двадцати пяти разведанных месторождений этой территории своими запасами выделяются Бованенковское, Арктическое, Крузенштерновское, Новопортовское. На территории Тюменской области формируется крупнейший в России Западно-Сибирский программно-целевой территориально-производственный комплекс на основе уникальных запасов природного газа и нефти в средней и северной частях Западно-Сибирской равнины, а также значительных лесных ресурсов. Ресурсы нефти и газа были открыты здесь в начале 1960х годов на огромной площади в 1,7 млн. км2. Формирование Западно-Сибирского ТПК началось в конце 1960х годов. В Обь-Иртышском бассейне распространены ценные виды рыб — лососевые, осетровые, сиговые. Поэтому особенно опасно при увеличении добычи и переработки нефти и газа загрязнение рек.

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

«Освоение нефтегазовых ресурсов повлекло за собой и транспортное освоение этих территорий, эксплуатацию крупных лесных массивов в центральной части Тюменской и на севере Томской областей. Машиностроение Западно-Сибирского ТПК специализируется на ремонте нефтяного и газового оборудования; быстро растет строительная индустрия. Во внутренних связях ТПК большую роль играют железные дороги: Тюмень – Тобольск – Сургут – Нижневартовск – Уренгой, тупиковые ветки: Ивдель – Обь, Тавда – Сотник, Асино – Белый Яр, а также водный путь по Оби и Иртышу»[6].

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

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

### **1.7. Волго - Уральская нефтегазоносная провинция**

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

Велики запасы природного газа на Урале. В Оренбургской области в промышленную разработку введено Оренбургское газоконденсатное месторождение с переработкой 45 млрд. м<sup>3</sup>. Благоприятное географическое положение месторождения вблизи крупных промышленных центров страны на

Урале и в Поволжье способствовало созданию на его базе промышленного комплекса. Осваивается крупное газоконденсатное месторождение в Астраханской области. В Поволжском районе также эксплуатируются Арчединское, Степновское, Саратовское месторождения.

Оренбургское и Астраханское газоконденсатные месторождения содержат много сероводорода, их разработка требует использования экологически чистой технологии. Запасы Оренбургского газоконденсата оцениваются в 1,8 трлн. м<sup>3</sup>. Астраханское месторождение с запасами, превышающими 2 трлн. куб. м, отличается от Оренбургского повышенным содержанием серы.

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

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

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

экономический потенциал Оренбургской области и создает предпосылки для последующего ускоренного развития в ней машиностроения высокой и средней металлоемкости на базе уральского металла.

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

### **1.8. Тимано - Печорская нефтегазоносная провинция**

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

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

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

На территории Тимано- Печорской нефтегазоносной провинции выявлен целый ряд нефтяных месторождений – Усинское, Возейское и другие. Эти месторождения отличаются высоким содержанием попутного газа (в 23 раза больше, чем в месторождениях Волжско-Уральского бассейна и Западной Сибири). Указанные особенности газовых и нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции требует комплексного использования нефти и газа.

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



европейской части России – в Вологодской, Архангельской областях и республике Коми.

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

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

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

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

«На Дальнем Востоке, в бассейне реки Вилюй на территории Республики Саха (Якутия) открыты 10 газоконденсатных месторождений, из них

разрабатываются Усть - Вилюйское, Средне-Вилюйское, Мастахское; и на Сахалине Оха и Тунгорское месторождения. Для решения топливно-энергетической проблемы на Дальнем Востоке большое значение имеет разработка газовых ресурсов Лено-Вилюйской провинции. Группа месторождений газа в Центральной Якутии сможет обеспечить потребности в нем не только Дальнего Востока, но и Восточной Сибири. В перспективе следует учитывать использование газа на территории Южно-Якутского ТПК в технологических процессах производства стали и фосфорных удобрений. Рациональное использование якутского природного газа не ограничивается промышленностью. Следует также учитывать потребление газа в коммунальной сфере. Собственные потребности Якутии при строительстве новых ГРЭС и других газоемких производств составят около 7 млрд. куб. м газа в год. Это означает, что если ограничиваться только добычей газа для местных нужд республики, то придется законсервировать в ее недрах более чем 2/3 подготовленных к эксплуатации запасов природного газа, что снизит эффективность капиталовложений в его разведку и добычу. В тоже время широкое вовлечение природного газа Якутии в межрайонный оборот, а также поставки на внешний рынок повысят эффективность этих затрат в 34 раза»[7].

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

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

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

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

### **1.8. Угольная промышленность**

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

Добыча угля в России (в млн. тонн):

1913 – 29

1988 – 425

1997 – 244

1999 249

2002-350

2005-440

2010-525

2013-560

Господствующие угли – каменные угли (они составляют 2/3 общих запасов). Интересны пропорции между каменными и бурыми углями в территориальном отношении. В европейской части России 4/5 углей – каменные угли. На Урале наоборот бурых углей больше. А в Сибири бурых углей в 4 раза меньше, чем каменных. Из общих геологических запасов угля в стране 95% приходится на восточные районы, в том числе, более 60% на Сибирь»[8].

Месторождения угля расположены группами, образуя бассейны:

1. Кузбасс находится на территории Кемеровской области. Запасы – 725 млрд. тонн. Это основная база добычи каменного угля (50% от всей добычи по стране). Частично уголь добывается открытым способом. Уголь – коксующийся, высокого качества. Основные потребители: Сибирь, Урал, Центральный район, Поволжье.

2. Печорский бассейн находится на территории республики Коми за полярным кругом. Запасы – 240 млрд. тонн. Наиболее крупные шахты – Инта, Воргошовская. Условия добычи угля – тяжелые. Уголь – коксующийся. Основные потребители – европейский север (в т. ч. Череповецкий металлургический комбинат), Северо-Западный район, центральная Россия.

3. Восточное крыло Донбасса находится в Ростовской области. Запасы – 40 млрд. тонн. Основные потребители – европейская часть России. 9% всей добычи по стране.

4. Южно-якутский бассейн осваивается с 80х годов. Действует Нерюгринский разрез, ГРЭС (более 2 млн. Квт/час). Значение этого бассейна

возросло со строительством малого БАМа, который строится до Якутска. Уголь экспортируется в Японию.

5. Канско-Ачинский бурогольный бассейн. Запасы – 600 млрд. тонн. Основа энергетики Восточной России. Себестоимость угля низкая, т. к. добывается открытым способом.

6. Подмосковский бурогольный бассейн находится на территории Смоленской, Тульской, Калужской областей.

7. Бассейн Кизел находится на Урале в Пермской области. Уголь плохого качества.

8. Челябинский бурогольный бассейн в районе города Копейск.

9. Иркутский бассейн.

10. Райчихинский бурогольный бассейн на Дальнем Востоке у города Благовещенск

11. Бурейский бассейн в Хабаровском крае (на реке Бурея у города Средний Упал). Каменный уголь.

12. Бассейн Суган у города Партизанск. Каменный уголь.

13. Бурогольный бассейн Артем в Приморском крае.

14. Южносахалинский бассейн. Каменный уголь.

ТЭК РФ является одним из наиболее успешно развивающихся сегментов экономики. Но при этом имеет много острых проблем, как объективных, так и субъективных. Объективные – слабая геологоразведка новых месторождений, большой износ оборудования и транспортных сетей. Более дорогая (в связи с географическим положением) себестоимость добычи полезных ископаемых (газ, нефть, уголь). Субъективные проблемы связаны с внешнеполитическим кризисом, вызванным событиями в Украине. Возможное введение экономических санкций против РФ, связанный с этим отток капитала из страны и недостаток инвестиций, а так же возможное блокирование Украиной поставок газа через свою территорию в Европу.

## **ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЭК АЛТАЙСКОГО КРАЯ**

### **2.1. Состояние и роль ТЭК в экономике региона**

Топливо-энергетический комплекс края имеет в своем составе объекты электро- и теплоэнергетики, газоснабжения, угледобывающие предприятия. Наибольший удельный вес в общем объеме топливо-энергетической продукции края в настоящее время имеют предприятия электро- и теплоэнергетики. Доля производства и распределения электроэнергии газа и воды в объеме всей произведенной в крае промышленной продукции в 2010 году составила около 20%. Удельный вес предприятий ТЭК Алтайского края в производстве электроэнергии в целом по Российской Федерации в 2013г составил 0,6%, СФО - 3,0%; тепловой энергии - 1,4% и 8,7% соответственно.

«Алтайский край располагает прогнозными запасами угля - около 200 млн. т каменного и около 600 млн. т бурого. Перспективы развития угледобывающей промышленности в ближайшие годы связаны с Мунайским бурогольным месторождением в Солтонском районе с утвержденными запасами 34,7 млн. т. Добычей угля на месторождении занимается ООО "Разрез Мунайский". Предприятие зарегистрировано на территории края и все налоги от реализации угля поступают в краевой и районный бюджеты. В 2013г г. предприятием было добыто 104 тыс. т угля. Бурый уголь, который добывается открытым способом, используется в энергетике. Применение бурого мунайского угля экономически целесообразно для восточных районов Алтайского края. Основными потребителями солтонского угля являются Бийский, Зональный, Смоленский, Советский, Солтонский, Тогульский и Целинный районы»[9].

На территории Алтайского края функционирует 11 крупных и средних предприятий, занимающихся производством электроэнергии и тепла, с общей

установленной электрической мощностью 1675,2 МВт и тепловой мощностью 6866,3 Гкал/час на 01.01.2013. Уровень производства электроэнергии в 2013 г. на 23,0% превысил уровень 2007 г. За период 2000 - 2007 гг. энергопотребление в крае снизилось: электропотребление - на 5,0% (составило 10,06 млрд. кВт.ч); теплотребление - на 11,3% - до 19,7 млн. Гкал; потребление КПП - на 21,0% - до 5,9 млн. т у.т. При этом удельные показатели, характеризующие энергоемкость ВРП края, оставались относительно высокими.

К отрицательным тенденциям в ТЭК Алтайского края можно отнести рост потерь тепловой энергии в инженерных сетях. «В результате физического износа магистральных тепловых сетей потери тепловой энергии в них увеличились с 1,03 млн. Гкал в 2000 г. до 1,68 млн. Гкал в 2013г Приходная часть ТЭБ Алтайского края в 2012 г. составляла 10,6 млн. т у.т. энергоресурсов, в ее структуре велика доля ввозимых энергоресурсов - около 98%. Объем производимых в Алтайском крае первичных топливно-энергетических ресурсов увеличился с 69 тыс. т у.т. в 2000 г. до 204 тыс. т у.т. в 2012 г. (в 3 раза) в основном за счет роста добычи угля (с 5 тыс. т у.т. до 62 тыс. т у.т.). Производство прочих видов ТЭР увеличилось - с 64 тыс. т у.т. до 142 тыс. т у.т. Объем ввозимых в Алтайский край энергоресурсов в 2000 – 2013 гг. составил 9 - 13 млн. т у.т. В 2013 г. за пределами в края было закуплено более 8,6 млн. т у.т. угля, более 1 млн. т у.т. нефтепродуктов и более 0,7 млн. т у.т. природного газа. В структуре ввозимых 2013г. энергоресурсов уголь составляет большую часть - 83,1%. Доля нефтепродуктов и природного газа соответственно 9,8% и 7,1%. Объем ввозимых энергоресурсов в 51 раз превышает объем производимых в Алтайском крае первичных энергоресурсов, что характеризует регион как ресурсно-дефицитный, и это негативно сказывается на энергетической безопасности края. Объем потребления энергоресурсов в 2013 г. составил около 10,6 млн. т у.т., из них: 8,7 млн. т у.т. - уголь, около 1 млн. т у.т. - нефтепродукты и более 0,7 млн. т у.т. - природный газ. В структуре потребления

ТЭР с 2000 по 2013 гг. увеличилась доля природного газа (с 2,9% до 6,9%) и снизилась доля угля (с 86,3% до 82,1%). Сократилось потребление нефтепродуктов с 10,3% до 9,6%, а потребление дров увеличилось с 0,5% до 1,3%»[10].

Основными потребителями КПП являются тепловые электростанции (53 - 60%) и котельные (31 - 35%), непосредственное потребление КПП снизилось с 12,1% в 2000 г. до 9,7% в 2013г. В структуре потребления КПП наблюдался рост потребления природного газа с 5,1% 2000 г. до 11,2% в 2012 г.

На тепловых электростанциях за период 2000 - 2007 гг. в общем объеме КПП доля угля составляла более 80%, прочих видов топлива - 10 - 13%, природного газа - 3 - 5%.

В котельных основной вид топлива также уголь (в 2012 г. - 67%). В последние годы увеличилось потребление природного газа с 9,8% в 2000 г. до 27,7% в 2013 г., а мазута снизилось с 8,2% до 3,2%. Это говорит о большой зависимости тепловых электростанций и котельных от привозного топлива (почти весь уголь, нефтепродукты и природный газ в Алтайском крае привозные).

Можно отметить, что в структуре потребления КПП в Алтайском крае велика доля привозного угля и нефтепродуктов, но положительной тенденцией является увеличение потребности в природном газе, что благотворно скажется на экологической обстановке края.

## **2.2. Состояние и проблемы электроэнергетики**

Энергосистема Алтайского края входит в состав объединенной энергетической системы Сибири и имеет межсистемные связи с Республикой Казахстан, Новосибирской, Кузбасской, Красноярской энергосистемами. Алтайская энергосистема длительное время является дефицитной, поскольку



производимая в крае электроэнергия не может полностью обеспечить его потребность. Разница покрывается закупками электроэнергии в соседних энергосистемах в объеме до 5 млрд. кВт.ч. (около 50% от потребности). Электроснабжение осуществляется тремя электростанциями Барнаульского филиала ОАО "Кузбассэнерго", одной электростанцией ООО "Бийскэнерго", семью ведомственными электростанциями и по межсистемным линиям электропередачи.

Все электростанции края - ТЭЦ, производящие как электрическую, так и тепловую энергию. Основной вид топлива на них - уголь. На Барнаульских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 имеются котлы, работающие на газе, но они подключаются к работе лишь в периоды сильных морозов. Газ на этих ТЭЦ используется как резервный вид топлива. На начало 2013 года суммарная установленная мощность электростанций Алтайской энергосистемы (без ТЭЦ сахарных заводов) составила 1663,7 МВт. Из них 772,2 МВт приходится на три барнаульские ТЭЦ (ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3) Барнаульского филиала ОАО "Кузбассэнерго", что составляет 46,4% суммарной мощности энергосистемы. Установленные мощности остальных электростанций Алтайской энергосистемы таковы: ООО "Бийскэнерго" - 535 МВт; ТЭЦ ОАО "Алтай-Кокс" - 200 МВт; ГТ ТЭЦ-1 ООО "ГТ-ТЭЦ Энерго" - 36 МВт; ООО "Рубцовская ТЭЦ" - 70 МВт; ТЭЦ ОАО "Алтайские гербициды" - 32,5 МВт, ТЭЦ ОАО "Кучуксульфат" - 18 МВт. Электрические сети Алтайского края (рисунок 1.2 - не приводится) включают в себя: магистральные сети напряжением 220, 500 и 1150 кВ, находящиеся на балансе филиала ОАО "ФСК ЕЭС" - МЭС Сибири; распределительные сети напряжением 35, 110 кВ, находящиеся на балансе филиала ОАО "МРСК Сибири" - ОАО "Алтайэнерго"; коммунальные электрические сети АКГУП КЭС "Алтайкрайэнерго"; электрические сети ОАО "РЖД"; электрические сети других предприятий и ведомств.

Покрытие дефицита электрической мощности и энергии осуществляется по межсистемным линиям электропередачи напряжением 110, 220 и 500 кВ:

«Важнейшей проблемой энергосистемы Алтайского края, присущей энергетике Сибири и России в целом, является старение основного энергетического оборудования электростанций и электрических сетей. К 2012 году нормативный срок службы (порядка 30 лет) истек у генерирующих агрегатов суммарной мощностью 830 МВт, и 48% установленной мощности всех электростанций энергосистемы. Более 40 лет отработало оборудование общей мощностью 531 МВт (31%). Для реализации мероприятий по продлению срока службы этого изношенного оборудования или для его замены потребуются значительные материальные средства» [11].

Износ основных фондов "Алтайэнерго" составил по электрическим сетям 62%, а по отдельным районам электрических сетей филиала - до 72%. Четверть линий электропередачи и подстанций пришла в негодность и находится в неудовлетворительном состоянии.

Дефицитными и наиболее проблематичными по надежности электроснабжения являются Барнаульский и Бийский энергоузлы. Основные приемные ПС 220 кВ "Чесноковская" и "Власиха", построенные в 1963 - 1966 годах, подлежат реконструкции в связи с полным моральным и физическим износом оборудования и предельной загрузкой автотрансформаторов.

В г. Барнауле с увеличением строительства жилья и объектов административно-торгового и социально-бытового назначения увеличиваются коммунально-бытовые нагрузки. А так как ввод объектов, предусмотренных схемами развития Алтайской энергосистемы и г. Барнаула задерживается, на отдельных ПС города перегружены силовые трансформаторы или отсутствует возможность подключения вновь заявленной потребителями мощности.

Схема электроснабжения Бийского узла ненадежна в части устойчивости работы сети 220 кВ и уровней напряжения 6 - 10 - 110 кВ. Бийский узел также

дефицитен из-за постоянного снижения по техническим причинам рабочей мощности и отсутствием постоянных тепловых потребителей у ООО "Бийскэнерго". Дальнейшее развитие узла невозможно без усиления связей на уровнях напряжением 220 кВ или снятия существующих ограничений рабочей мощности ООО "Бийскэнерго".

Существуют ограничения на технологическое присоединение вновь заявленной мощности потребителей к электрическим сетям на ряде ПС 35 - 110 кВ городов Барнаула и Белокурихи. В целом в электросетевом комплексе края существует потребность в развитии электрических сетей, в реконструкции значительного количества электрических подстанций и замены трансформаторов как по причине износа, так и по причине недостаточности мощности.

### **2.3. Состояние и проблемы теплового хозяйства**

В период 2000- 2013 гг. потребление тепловой энергии в Алтайском крае повысилось с 22,289 млн. Гкал в 2000 г. до 24,600 млн. Гкал в 2013 г. (на 11,5%). Основной подъём потребления тепловой энергии произошел в промышленности - более чем на 13,0% по сравнению с 2000 г. Отпуск тепловой энергии населению возрос с 2000 г. почти на 5%, а отпуск тепловой энергии на коммунально-бытовые нужды снизился на 10,0% по сравнению с 2000 г. В территориальном разрезе суммарный отпуск тепла в городах составляет 76,6%, а в сельской местности - 23,4%. Максимальное суммарное потребление тепловой энергии приходится на города: Барнаул (39,6%), Бийск (11%), Заринск (9,2%) и Рубцовск (6,5%). Основными поставщиками тепла в крае являются ТЭЦ (48,5%), промышленные, отопительные и сельскохозяйственные котельные (48,3% от общего объема). В последние годы наблюдается снижение отпуска тепловой энергии от ТЭЦ Алтайского края из-за снижения объемов производства и увеличения среднесуточных температур наружного воздуха.

Снизился отпуск тепловой энергии от котельных. Основное снижение произошло в крупных (мощностью до 100 Гкал/ч) котельных. Несмотря на большую общую величину установленной мощности котельных (почти 12,4 тыс. Гкал/ч), их активная мощность значительно меньше. Число часов использования установленных тепловых мощностей котельных составляет всего 806 часов в год.

«В Алтайском крае эксплуатируется более 3570 км тепловых сетей (водяных и паровых) в двухтрубном исполнении, при этом более 57% этих сетей приходится на сельские поселения. Из всего объема тепловых сетей 20,4% нуждаются в замене (в городах - 16,7%, в сельской местности - 23,1%). Потери в тепловых сетях составляют от 10% для малых населенных пунктов, где длина сетей минимальна, до 30 - 40% в крупных населенных пунктах, прежде всего в райцентрах»[12].

Одним из основных потребителей тепловой энергии в Алтайском крае является жилищно-коммунальный сектор (доля в общем потреблении тепла составляет около 50%). Около 83,6% жилой площади края обеспечивается центральным отоплением, при этом городские поселения обеспечены в среднем на 90,8%, а в сельской местности - значительно меньше. Системами горячего водоснабжения край обеспечен в среднем на 40,6% (рисунок 1.3 - не приводится).

По состоянию на 2010 г. в системах теплоснабжения ЖКХ функционировало 2355 котельных. Почти 90% из них имеют установленную тепловую мощностью менее 3 Гкал/ч. Потери тепловой энергии в среднем составляют более 16%.

В рамках сектора ЖКХ отпуск тепла населению достигает 7,27 млн. Гкал, что составляет более 55% от суммарного отпуска. Отпуск тепловой энергии населению в районах и городах различен, что связано с наличием или отсутствием централизованных систем теплоснабжения на базе котельных.

Кроме ТЭЦ Барнаульского филиала ОАО "Кузбассэнерго" и котельных ЖКХ в крупных населенных пунктах края выработку тепла осуществляют также котельные и ТЭЦ других ведомств и собственников. Объем производства тепловой энергии на ведомственных ТЭЦ составляет 4550,3 тыс. Гкал или 43,9% от суммарного отпуска тепла от ТЭЦ.

В сфере теплоснабжения края сложилась неудовлетворительная ситуация, характеризующаяся низким техническим уровнем и изношенностью оборудования ТЭЦ и котельных, отсутствием измерений и автоматического регулирования, гидравлической разрегулированностью систем, неудовлетворительным качеством теплоснабжения потребителей и неэффективным использованием топлива. Положение особенно осложнилось в последние годы: в процессе затянувшейся передачи значительной части ведомственных котельных и тепловых сетей в муниципальную собственность эти объекты теплоснабжения в течение нескольких лет оставались бесхозными, плохо эксплуатировались и ремонтировались.

Низкая эффективность функционирования муниципальных систем теплоснабжения объясняется следующими причинами:

- высокий уровень физического износа основного оборудования (60 - 70%);
- низкая степень автоматизации большинства котельных;
- низкая степень оснащенности котельных приборами учета тепловой энергии;
- значительный объем несанкционированного потребления тепловой энергии;
- низкая эффективность применяемых электроприводов;
- большие потери в тепловых сетях вследствие высокой степени их износа.

Необходимо проведение комплекса мер по реконструкции систем и объектов теплоснабжения, их модернизации и развитию, направленных на

улучшение качества теплоснабжения, повышение эффективности использования топлива и снижение тарифов на тепловую энергию.

#### **2.4. Состояние и проблемы газового хозяйства**

Природный газ поставляется в регион по магистральным газопроводам "Новосибирск - Барнаул" и "Барнаул - Бийск - Горно-Алтайск, с отводом на Белокуриху". В Новосибирск природный газ поступает по газопроводу "СРТО - Омск - Новосибирск - Кузбасс". Газопровод "Новосибирск - Барнаул" протяженностью 292 км, диаметром 720 мм и пропускной способностью 1,7 млрд. куб. м газа в год введен в эксплуатацию в декабре 1995 года. Строительство магистрального газопровода "Барнаул - Бийск - Горно-Алтайск, с отводом на Белокуриху" началось в октябре 2000 года. Длина газопровода после завершения строительства составит около 326 км, диаметр - 720, 529 и 300 мм. Строительство участка Барнаул - Бийск (150 км) завершено 30 ноября 2006 года, построены ГРС в с. Троицком и в г. Бийске. В октябре 2007 года введен в эксплуатацию газопровод-отвод на г. Белокуриху. Протяженность газопровода-отвода составляет 87,9 км. Он включает в себя подводный переход через р. Обь протяженностью 1,6 км и ГРС "Белокуриха".

Эксплуатацию магистральных газопроводов контролирует Алтайское линейно-производственное управление магистральных газопроводов ООО "Томсктрансгаз". Реализацию природного газа в регионе осуществляет ООО "Алтайрегионгаз" - филиал ООО "Новосибирскрегионгаз", которое, в свою очередь, является одним из 55 региональных подразделений компании ООО "Межрегионгаз". ООО "Алтайрегионгаз" оказывает услуги 220 юридическим лицам - потребителям природного газа и более 54 тыс. физических лиц. Крупнейшими потребителями являются Барнаулский филиал ОАО

"Кузбассэнерго", ОАО "Алтайвагон", ОАО ПО "Алтайский шинный комбинат", ООО "Барнаулэнерго", КГУП "Индустриальный", ООО "Алтайкровля".

ОАО "Алтайгазпром" занимается эксплуатацией и техническим обслуживанием сетей природного газа на территории края. С 01.09.1999 Администрация Алтайского края передала ОАО "Алтайгазпром" функции единого заказчика по проектированию и строительству объектов газификации с использованием природного газа в крае.

По состоянию на 01.01.2012 в регионе было построено 1465 км распределительных газовых сетей, переведена на природный газ 361 котельная, газифицировано 64266 квартир. В 2012 году построено 375,3 км газораспределительных сетей, переведено на природный газ 104 котельных, подготовлены к приему газа 11342 квартиры и газифицирована 6951 квартира. На начало 2012 года уровень газификации края с использованием природного газа составил 5,1%, в том числе в городах - 7,9%, в сельской местности - 1,6%. В среднем по России данные показатели равны соответственно 58%, 64% и 40%.

Основной организацией, осуществляющей в регион поставки и реализацию сжиженного углеводородного газа является ОАО "Алтайкрайгазсервис". Для использования сжиженного газа имеются 6 ГНС и 2 ГНП, которые обслуживают 1443 сельских населенных пункта и 16 городов в 58 районах края. На всех ГНС и ГНП установлены колонки для заправки газом автомобилей. Газифицировано более 630 коммунально-бытовых предприятий, более 80 промышленных предприятий, 17 сельскохозяйственных предприятий и 14 котельных. Эксплуатируется порядка 640 групповых резервуарных установок, более 230 км газопроводов сжиженного газа. Количество складов хранения и обмена баллонов - 485 шт. В обороте находится порядка 1 млн. баллонов емкостью 50, 27, и 5 литров.

«Суммарные объемы потребления сжиженного газа в крае имеют незначительную тенденцию к снижению - с 59,8 тыс. т в 2000 г. до 52,7 тыс. т в

2010 г. Около 13,0% СУГ потребляется предприятиями и организациями, около 87,0% - населением. Из всего объема потребленного предприятиями и организациями СУГ, 5,9% приходится на работу автотранспорта. В крае насчитывается порядка 60 АГЗС, большая часть которых расположена в г. Барнауле и г. Бийске и вдоль автотрасс "Новосибирск - Барнаул" и "Барнаул - Бийск - Белокуриха". В Алтайском крае начата работа по созданию рынка газомоторного топлива, предусматривающая использование компримированного (сжатого) природного газа в качестве моторного топлива для двигателей сельскохозяйственных машин и автомобилей. Для выполнения работ по переводу автотранспорта на газомоторное топливо ОАО "Алтайгазпром" создало дочернее предприятие ООО "Алтайнефтегазпереработка"»[13].

Основные проблемы газового хозяйства края:

-недостаточно развита сеть распределительных газопроводов и отводов от магистральных газопроводов, питающих сельскохозяйственных потребителей и социальную сферу и потребителей среднего и малого бизнеса;

-недостаточно загружены существующие магистральные и распределительные газопроводы;

-недостаточно инвестиций в развитие газовой инфраструктуры на территории региона;

-в муниципальных образованиях не выработан механизм замещения недостающих средств на газификацию внебюджетными инвестициями;

-в период пиковых экспортных отгрузок практически ежегодно в крае проявляется дефицит сжиженного газа.

## **2.5. Состояние и проблемы угольной промышленности**

Потребление угля для нужд энергетики, промышленности, ЖКХ и населения в качестве КПТ, составившее в 2000 году 6,99 млн. тонн, в 2013 году



– 7млн. тонн, остается стабильным. В структуре потребления угля доминирует кузнецкий каменный уголь (80,4%), далее следуют канско-ачинский бурый - 15,4%, экибастузский каменный - 2,4%, нерюнгринский каменный - 1,4%. Суммарная доля минусинского и карагандинского углей - 0,4%. Доля местного мунайского угля невелика - 0,6%. Близость Кузнецкого угольного бассейна определила недостаточность внимания к целенаправленным поискам угля на территории края. При слабой геологической изученности и незначительном объеме подготовленных запасов Алтайский край имеет достаточно высокий прогнозный потенциал (преимущественно бурые угли). Единственным месторождением, где в настоящее время ведется добыча угля, является Мунайское буроугольное месторождение, расположенное в Солтонском районе вблизи границы с Кемеровской областью. Месторождение расположено в юго-восточной части Неня-Чумышской впадины. Оно представлено двумя промышленными, горизонтально залегающими на глубине 41 - 57 м пластами угля средней мощностью 10 - 12 м. Государственным балансом запасы по одному из участков месторождения (Мунайский 1) учитываются в объеме 8,97 млн. т, в том числе промышленные запасы 8,34 млн. т. «В целом по Мунайскому месторождению (с учетом других участков) запасы угля оцениваются в 34,7 млн. т (с учетом 25,7 млн. т, не прошедших государственную экспертизу). Бурый уголь Мунайского месторождения гумусовый, объемная масса 1,28 т/куб. м. Зольность угольной массы - от 17,3 до 18,9%, горной массы - от 18,6 до 21,2%, средняя рабочая влажность - от 33,0 до 34,1%, содержание серы - от 0,3 до 3,2% (среднее содержание - от 0,79 до 0,88%), водорода - 4,4%. Высшая теплотворная способность - 6930 ккал/кг, низшая теплота сгорания - от 3400 до 3510 ккал/кг (14,2 - 14,7 МДж/кг). Марочный состав - 2БФ»[14].

Как и все бурые угли, мунайские значительно уступают каменным кузнецким по теплотворной способности (примерно в 2 раза). Мунайские угли

сопоставимы с канско-ачинскими, однако по содержанию золы и серы несколько им уступают. Добычу угля на участке Мунайский 1 Мунайского месторождения ведет компания ООО "Мунайский разрез". Проектная мощность предприятия - 150 тыс. т в год. В 2010 году добыто 104 тыс. т угля (Приложение 1)

В настоящее время ООО "Мунайский разрез" является единственным действующим предприятием по добыче угля в Алтайском крае. Добываемый открытым способом бурый уголь поставляется автомобильным транспортом в котельные и на нужды населения преимущественно близлежащих районов края. Отгрузка угля осуществляется в 14 районов, в первую очередь по договорам, заключенным с муниципалитетами в рамках проводимого Администрацией края ежегодного конкурса на поставку угля для бюджетных нужд. Основными потребителями угля являются котельные в районах восточной зоны Алтайского края: Бийском, Зональном, Смоленском, Советском, Солтонском, Тогульском и Целинном районах.

Основные проблемы углеснабжения края:

-сильная зависимость энергетики и жилищно-коммунального сектора от поставок энергетических углей из Кузбасса и Красноярского края вследствие незначительных объемов собственного угля;

-большая задолженность муниципальных образований по выплатам углеснабжающим компаниям;

-наличие случаев поставки некачественных углей, что ведет к ухудшению эффективности работы котельных, порче и без того изношенного оборудования, ухудшению финансового положения предприятий ЖКХ;

-недостатки инфраструктуры разреза Мунайский ограничивают развитие добычи угля и возможность его вывоза. Существующая ЛЭП не позволяет подключить более мощную карьерную технику. В неудовлетворительном

состоянии дорога от разреза до г. Бийска. Прежде чем увеличивать объемы добычи угля, нужно построить 140 км дороги;

-неопределенность с ресурсной базой местных углей сдерживает развитие как собственно угледобычи в крае, так и возможное строительство региональной электростанции на этих углях.

## **2.6. Состояние и проблемы нефтепродуктоснабжения**

Потенциально извлекаемых нефтяных ресурсов в Алтайском крае нет, нет и объектов нефтепереработки. Основные районы потребления нефтепродуктов в Алтайском крае располагаются в непосредственной близости от городов Барнаула и Бийска. Промышленное потребление моторного топлива преимущественно направлено на сельскохозяйственные нужды. Поставки бензина и дизельного топлива в сельские районы осуществляются через сеть специализированных нефтебаз, основное ядро которых находится в географическом центре края - г. Барнауле. Таким образом, центр поставки нефтепродуктов основным потребителям края располагается примерно в 200 км к югу от транссибирской железнодорожной магистрали. Именно по железной дороге и осуществляются поставки нефтепродуктов в Алтайский край, в основном с нефтеперерабатывающих заводов Сибири - Омского НПЗ, Ачинского НПЗ и Ангарской нефтехимической компании.

Основным оператором рынка нефтепродуктов в крае является ОАО НК "Роснефть - Алтайнефтепродукт", значительное место на нефтепродуктовом рынке занимает ОАО "Газпромнефть - Алтай". Эти две компании практически полностью покрывают территорию Алтайского края сетью нефтебаз и АЗС. Остальные операторы занимают незначительную долю рынка.

Потребление моторного топлива в крае в последние годы повысилось с 634,2 тыс. т в 2002 г. до 750,8 тыс. т в 2012 г. и составило около 218 кг/чел., что

в 1,5 раза меньше, чем в европейской части страны и в 1,6 раза меньше, чем в Сибирском федеральном округе.

К основным проблемам системы нефтепродуктообеспечения потребителей Алтайского края можно отнести недостаточную насыщенность территории железными дорогами, в силу чего значительную роль в снабжении моторным топливом играет дорогостоящий автомобильный транспорт. Это создает дополнительную финансовую нагрузку на потребителей и усугубляет проблему высокой, зачастую неподъемной для сельского населения стоимости моторного топлива. К безусловным проблемам процесса нефтепродуктообеспечения в крае, как, впрочем, и во всей России, следует отнести продолжающееся повышение цен на нефтепродукты, что отчасти влечет снижение покупательного спроса на них.

## **2.7. Оценка потенциала развития ТЭК Алтайского края**

Развитие электроэнергетики в период до 2020 г. обуславливается в первую очередь следующими факторами:

- обеспечение ожидаемого роста электропотребления в регионе;
- целесообразность сокращения дефицита собственной электроэнергии;
- необходимость демонтажа или модернизации стареющего энергетического оборудования;
- целесообразность повышения коэффициента использования установленной мощности электростанций и снижения удельных расходов топлива;
- обеспечение необходимой пропускной способности электрических сетей как внутри Алтайской энергосистемы, так и с соседними энергосистемами;
- обеспечение необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей;

- целесообразность совершенствования схем электрической сети и подстанций;

- необходимость повышения режимной управляемости, обеспечения требуемого качества электроэнергии;

- целесообразность снижения потерь электроэнергии в сети.

Алтайский край не имеет значительных запасов топливных ресурсов, сопоставимых с ресурсами соседних субъектов Российской Федерации. Это практически исключает возможность строительства в крае крупных КЭС. Поэтому все действующие электростанции Алтайской энергосистемы - это ТЭЦ, производящие как электрическую, так и тепловую энергию. Исходя из этого вводы новых генерирующих мощностей в Алтайской энергосистеме связаны главным образом с работой имеющихся ТЭЦ. Исключение составляет предложение ООО "Барнаулский завод РТИ" о сооружении КЭС мощностью 600 МВт в Солтонском районе на базе Мунайского месторождения бурых углей. Однако для реализации этого проекта необходимо довести добычу угля на Мунайском месторождении до 2 млн. т в год, что требует проведения дополнительных геолого-разведочных работ с целью подтверждения наличия необходимой ресурсной базы. В настоящее время можно ориентироваться на предложения по развитию генерирующих мощностей в Алтайском крае, зафиксированные в одобренном варианте "Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года" и в инвестиционных программах генерирующих компаний, работающих на территории края.

«Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года" предусматривает лишь одно предложение о развитии электростанций на территории Алтайского края - ввод в период 2016 - 2020 гг. на Барнаулской ТЭЦ-3 энергоблока Т-180-130, установленной мощностью 180 МВт, работающего в теплофикационном режиме на канско-ачинском угле»[15].

Инвестиционной программой ООО "Бийскэнерго" планируется ввод на Бийской ТЭЦ-1 в 2012 г. турбоагрегата ПТ-65-130 номинальной мощностью 65 МВт и в 2017 г. - турбоагрегата К-100-130 номинальной мощностью 100 МВт. Инвестиционной программой ОАО "Кучуксульфат" в период 2011 - 2020 гг. предусматривается модернизация двух турбогенераторов на ТЭЦ предприятия без увеличения установленной мощности электростанции. В планах МУП "Южная тепловая станция" г. Рубцовска - ввод к 2015 г. турбогенератора мощностью 10,5 МВт. ЗАО "Бийский сахарный завод" в период 2011 - 2015 гг. планирует увеличение мощности своей ТЭЦ на 6 МВт. ОАО "Черемновский сахарный завод" в период до 2015 г. предусматривает увеличение установленной мощности своей ТЭЦ на 2,5 МВт. На ТЭЦ ООО "Сибирский сахар" (г. Камень-на-Оби) в период 2011 - 2015 гг. запланирован демонтаж генерирующих мощностей в объеме 1,5 МВт и ввод в объеме 4 МВт с доведением установленной мощности электростанции к 2015 г. до 6,5 МВт.

Среди проектов строительства новых электростанций можно назвать планы ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго" построить в г. Барнауле в период до 2015 г. еще две электростанции - газотурбинная ТЭЦ-2 и газотурбинная ТЭЦ-3 установленной мощностью по 36 МВт каждая (на базе газотурбинных энергоблоков ГТЭ-009 номинальной мощностью 9 МВт). ЗАО "Теплоцентральный Белокуриха" в рамках газификации города-курорта Белокурихи планирует в период до 2015 г. сооружение газовой мини-ТЭЦ установленной мощностью 16 МВт (на базе газопоршневых агрегатов SR 4 фирмы "Катерпиллар" номинальной мощностью 2 МВт).

В ходе разработки "Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года" Администрацией Алтайского края был внесен ряд предложений, направленных на решение существующих проблем энергоузлов Алтайской энергосистемы - Барнаульского, Бийского и Рубцовского, в том числе:

-реконструкция ПС 220 кВ "Власиха", "Чесноковская", "Бийская РПП", "Южная" с заменой существующих АТ на новые 2х200 МВА;

-реконструкция ПС 220 кВ "Горняк" с заменой существующих АТ на новые 2х125 МВА;

-расширение и реконструкция ПС 500 кВ "Барнаульская" с установкой дополнительной автотрансформаторной группы 501 МВА;

-организация схемы внешнего электроснабжения курортно-рекреационной и игровой зон в Алтайском районе.

«Однако в одобренный Правительством Российской Федерации вариант Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года ни одно из этих предложений не вошло, несмотря на острую необходимость реконструкции и усиления основной электрической сети Алтайского края»[16].

Предполагается, что строительство и реконструкция электросетевых объектов напряжением 220 кВ Алтайского края будет выполняться филиалом ОАО "ФСК ЕЭС" - ЗСП МЭС в соответствии со схемой развития электрических сетей напряжением 220 кВ и выше ОЭС Сибири на период до 2020 года. Схема внешнего электроснабжения игровой и особых экономических зон туристско-рекреационного типа на территориях Алтайского края и Республики Алтай будут определены технико-экономическим обоснованием, разрабатываемым ОАО "Сибирский энергетический научно-технический центр".

Значительное развитие электрических сетей предусматривается инвестиционными планами Алтайского краевого унитарного предприятия коммунальных электрических сетей (АКГУП КЭС) "Алтайкрайэнерго". Одним из направлений развития электросетевого комплекса на рассматриваемую перспективу является совершенствование технологической базы диспетчерского управления. В рамках этого направления в Алтайском крае

планируется реализовать проект создания новой противоаварийной автоматики для Алтайской энергосистемы.

Приоритетными направлениями Программы в части теплоснабжения являются:

- замена котлов в модернизируемых котельных на котлы с более высоким КПД;

- использование при передаче тепловой энергии современных изолирующих материалов;

- использование модульных и блочных котельных;

- использование частотно-регулируемых приводов насосных агрегатов в системах тепло-, водоснабжения;

- ремонт и утепление наружных конструкций зданий;

- установка в домах приборов учета потребления ресурсов: воды, газа, тепловой энергии, электричества;

- ремонт и оптимизация внутренних систем отопления.

В программе запланировано проведение мероприятий по снижению уровня износа оборудования с 85% до 50%; снижению темпов роста тарифов на услуги ЖКХ; росту доли средств внебюджетных источников для модернизации коммунальной инфраструктуры с 12% до 65%; снижению непроизводственных потерь в коммунальных сетях до 14%; увеличению КПД газовых котлов до 90%; увеличению КПД угольно-мазутных котлов до 80%; снижению аварийности в коммунальных сетях до 0,5 аварий на 1 км; перекладке 615 км сетей водоснабжения, 155 км сетей водоотведения и 780 км сетей теплоснабжения; модернизации 350 водоподъемных скважин; модернизации 545 котельных; монтажу 317 установок для очистки поверхности нагрева котлов и 60 водоподготовительных установок; установке 65710 приборов учета воды, тепла и газа на объектах коммунальной инфраструктуры, соцкультбыта и жилищного



фонда; по газификации 17500 жилых домов, переводу на природный газ 97 котельных.

Строительство новых и перекладку существующих тепловых сетей от ТЭЦ-3 Барнаульского филиала ОАО "Кузбассэнерго" до потребителей.

«С учетом ограниченности собственных топливных ресурсов и расширяющейся газификации региона перспективным направлением развития теплоэлектроэнергетики в Алтайском крае может стать сооружение мини-ТЭЦ на природном газе, в том числе на базе реконструируемых котельных, в первую очередь мазутных. Проведенный предварительный анализ возможных масштабов использования в Алтайском крае мини-ТЭЦ на базе ГТУ показал, что в перспективе до 2020 г. их суммарная мощность может составить более 150 МВт. В первую очередь, газотурбинные ТЭЦ будут сооружаться в городах, попадающих в зону первоочередной газификации (Барнаул, Новоалтайск, Бийск, Белокуриха), а также в районах этой зоны»[17].

## **2.8. Направления и масштабы развития газового хозяйства**

При выборе направлений и этапности газификации муниципальных образований будут положены в основу следующие условия:

наибольшая эффективность от газификации;

местонахождение муниципального образования вдоль предполагаемой трассы магистрального газопровода-отвода;

максимально возможное обеспечение загрузки газопровода для минимизации эксплуатационных затрат;

величина экономического потенциала муниципального образования;

существующий и перспективный уровень платежеспособности населения.

Учитывая ограниченные возможности бюджетов и населения, в срок до 2020 года предполагается газификация только части муниципальных

образований с большим экономическим потенциалом, где будет достигаться значительный эффект от газификации. Таким образом, до 2013 года предлагается развивать юго-западное направление со строительством газопровода "Барнаул - Рубцовск", с 2014 до 2020 года - западное направление со строительством газопровода "Павловск - Яровое", с газификацией части муниципальных образований со значительным объемом топливопотребления, относительно высоким экономическим потенциалом, находящихся в непосредственной близости от магистрального газопровода-отвода

Оставшуюся часть муниципальных образований возможно газифицировать в более поздний период в рамках дозагрузки существующих газопроводов.

При прогнозировании темпов газификации и объемов газопотребления были учтены следующие факторы:

- этапность строительства магистрального газопровода-отвода;
- ограниченность средств местных и краевого бюджетов для инвестирования строительства поселковых и городских распределительных газовых сетей и технического перевооружения муниципальных котельных;
- существующий и перспективный уровень доходов населения;
- уровень доступности жилищно-коммунальных услуг, в том числе услуг газоснабжения;
- темпы роста промышленного и сельскохозяйственного производства.

Определение прироста объемов газопотребления по каждому муниципальному образованию основано на следующих предположениях:

- первоочередными потребителями газа в населенных пунктах в начальные периоды газификации (в первый год - два) выступают коммунальные котельные, готовность которых к приему газа выше по причине: а) меньших удельных капитальных затрат при переводе на газообразное топливо; б) возможности финансирования мероприятий по их техническому

переворужению и строительству за счет привлечения внебюджетных инвестиций;

-ежегодные темпы газификации домовладений составят порядка 10%;

В 2015 и в 2019 годах предполагается ввод в эксплуатацию газозаправочных станций в г. Камне-на-Оби и г. Славгороде, что позволит ежегодно переводить на газомоторное топливо еще порядка 800 единиц техники.

Прогнозные уровни газопотребления по западным и юго-западным районам представлены на рисунке 2.1 (не приводится).

Наибольший рост объемов потребления газа будет достигнут при газификации городов: Алейска (2009 год), Рубцовска (2012 год), Камня-на-Оби (2015 год) и Славгорода (2019 год). Газификация остальных муниципальных образований к значительному росту реализации газа не приведет, однако позволит сократить эксплуатационные затраты при дозагрузке газопровода. Перспективным является согласованное с ОАО "Газпром" содействие газификации Восточно-Казахстанской области Республики Казахстан через территорию Алтайского края, закрепленное проектом договора между Алтайским краем и Восточно-Казахстанской областью.

Алтайский край характеризуется достаточно высоким ресурсным потенциалом угольного сырья и одновременно крайне невысокой его добычей в разведанных запасах. Прогнозные ресурсы угля Алтайского края, утвержденные научно-техническим советом МПР России по состоянию на 01.01.1998 составляют 161 млн. т, в том числе категории P1 - 63 млн. т, категории P3 - 98 млн. т. Ресурсный потенциал связывается, в основном, с угленосной Неня-Чумышской впадиной, расположенной на северо-востоке края, в районах, граничащих с Кемеровской областью. Здесь выделены наиболее перспективные площадки: Шабуровская (юго-восток) и Караганская (северо-запад). В пределах Шабуровской площадки выявлено и в основном разведано Мунайское месторождение с запасами бурого угля категорий В + С1 + С2, оцениваемыми в

объеме 34,7 млн. т. При этом Государственным балансом учитываются только запасы одного из участков месторождения (Мунайский 1) в количестве 8,97 млн. т (категория В + С1) На площади также отмечены Шабуровское и Новотроицкое углепроявления. Суммарные прогнозные ресурсы бурых углей Шабуровской площади в 2007 г. были рассмотрены и оценены институтом ВНИГРИУголь по категории Р2 в количестве 499,1 млн. т и категории Р3 - 450,8 млн. т. На территории Караганской площади находятся Ново-Макарьевское, Кедровское, Караганское и Болотинское месторождения. Оценка прогнозных ресурсов Караганской площади (ВНИГРИУголь, 2007 г.) составила: категория Р1 - 601,8 млн. т, категория Р2 - 138,3 млн. т и категория Р3 - 81,8 млн. т.

В настоящее время на Шабуровской площади ведутся поисковые работы силами ОАО "Горно-Алтайская экспедиция". Работы финансируются за счет средств федерального бюджета.

В результате выполнения данных работ предполагается уточнить прогнозные ресурсы категорий Р1 - 120 млн. т и Р2 - 150 млн. т.

«Единственным объектом в Алтайском крае, запасы которого можно брать в расчет при обосновании перспектив развития угледобывающего сектора, является Мунайское бурогольное месторождение, расположенное в Солтонском районе вблизи границы с Кемеровской областью. В 2014 году на Мунайском разрезе планируется добыть 200 тыс. т и тем самым, по оценке компании ООО "Разрез Мунайский", выйти на точку безубыточности предприятия. В 2014 году намечено довести объем добычи до 300 тыс. т. Добытый уголь планируется реализовывать в районах бийской зоны и Республики Алтай, небольшое количество будет завозиться в г. Барнаул. С выходом на объем добычи 300 тысяч тонн разрез станет крупнейшим налогоплательщиком и работодателем в Солтонском районе. С учетом допущений о достоверности оценки запасов на участках, где еще не проведена

государственная экспертиза, суммарные прогнозные объемы добычи угля могут достигать 2000 тыс. т в год»[18].

По отношению к базовым угледобывающим регионам Сибири размеры балансовых разведанных запасов (А + В + С1) в Алтайском крае крайне незначительны. Соотношение с размерами запасов Кемеровской области - 1:9484, Красноярского края - 1:4888 (на 01.01.2010).

Если в Кемеровской области и Красноярском крае поддержание текущего уровня добычи угля обеспечено его балансовыми запасами категорий А + В + С (с учетом резерва) соответственно на 572 и 1196 лет и имеются значительные возможности наращивания объемов добычи, то в Алтайском крае существенное наращивание объемов добычи угля на перспективу обуславливается необходимостью проведения соответствующих поисково-оценочных и разведочных работ и подготовки разведанных запасов. Таким образом, ресурсная база угля в Алтайском крае имеет и будет иметь только местное значение. Регион и в перспективе может полностью обеспечиваться привозным углем. Однако развитие собственной угледобычи является целесообразным и будет способствовать повышению надежности топливоснабжения, сдерживанию роста цен на привозной уголь, повышению налоговых поступлений от зарегистрированных в крае предприятий угледобывающего сектора, увеличению числа занятых в районе.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что, исходя из принципов системного подхода к энергетике идеология стратегического развития ТЭК Алтайского края должна, с одной стороны, опираться на основные положения общероссийских стратегических документов, определяющих долгосрочную энергетическую политику государства и приоритеты развития ТЭК страны на отдаленную перспективу, а, с другой стороны, должна учитывать основные природно-ресурсные, социально-экономические и технические особенности региона.

В Энергетической стратегии России на период до 2020 года заложены следующие целевые стратегические ориентиры: энергетическая и экологическая безопасность; энергетическая эффективность экономики и экономическая (бюджетная) эффективность энергетики. Главными механизмами реализации Энергетической стратегии России определены формирование рациональной рыночной среды, поддержка стратегических инициатив хозяйствующих субъектов и техническое регулирование энергетики.

Поэтому Стратегия должна быть концептуально ориентирована и в рамках стратегических сценариев развития региона. При этом следует учитывать такие региональные особенности, как начало освоения Мунайского месторождения бурых углей в Солтонском районе; реализацию программы газификации края; наличие задолженности муниципальных образований перед поставщиками по оплате поставленных топливно-энергетических ресурсов; проблему энергоснабжения дефицитных Барнаульского и Бийского энергоузлов с зонами опережающего развития (особая экономическая зона туристско-рекреационного типа "Бирюзовая Катунь", игорная зона "Сибирская монета", биофармацевтический кластер в наукограде Бийске); развитие кластера сельхозмашиностроения в городе Рубцовск; организацию производства биоэтанола и глютенa в Ребрихинском районе; развитие производства минеральных удобрений и пестицидов в городе Яровое; развитие горнорудного кластера в Рубцовском, Змеиногорском районах; строительство цементного завода в Локтевском районе; энергоснабжение особой аграрной территории "Алтайское Приобье" и другие.

В целом идеология стратегического развития ТЭК Алтайского края должна исходить из реализации следующих стратегических целей:

- повышение энергетической безопасности края;
- повышение энергетической эффективности экономики края;
- повышение бюджетной эффективности ТЭК края.

Главную стратегическую цель развития ТЭК Алтайского края можно сформулировать следующим образом:

К 2020 году топливно-энергетический комплекс Алтайского края должен стать высокоэффективным, сбалансированным инфраструктурным комплексом, способным обеспечить устойчивое развитие экономики и поступательный рост уровня жизни населения региона при безусловном соблюдении экологических норм и технологических стандартов.

### **ГЛАВА 3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОАО «БИЙСКЭНЕРГО»**

Строительство ОАО «Бийскэнерго» началось 27 ноября 1954 года для обеспечения возрастающих потребностей Бийска в электрической энергии. В мае 1957 года введён в строй котлоагрегат №1 производительностью 170 т пара в час и турбоагрегат №1 мощностью 25000 кВт.

Сегодня ОАО «Бийскэнерго» - электростанция высокого давления с поперечными связями, имеющими в своём составе две группы основного оборудования с давлением 90 кгс/см кв и 130 кгс/см кв. на станции установлено 16 энергетических котлов общей производительностью 4110 т пара в час, 5 водородных котлов общей теплопроизводительностью 500 Гкал.ч, 8 турбинных установок общей электрической мощностью 535 МВт.

Отпуск тепла в горячей воде осуществляется в тепловые сети города Бийска: ООО «Бийскэнерго ТеплоТранзит» и предприятиям города.

«Основные направления деятельности ОАО «Бийскэнерго»: производство и реализация тепловой и электрической энергии; снабжение тепловой энергией промышленных предприятий, жилищно - коммунальных объектов и населения г. Бийска; выполнение диспетчерского графика поставки электрической энергии на федеральный оптовый рынок электроэнергии (мощности); обеспечение графика теплоснабжения потребителей в зимний период, надёжности и устойчивости работы энергосистемы в летний период»[19].

#### **3.1. Этапы развития ОАО «Бийскэнерго»**

В 2007 году одна из крупнейших угольно-энергетических компаний страны «Кузбассразрезуголь» совместно с «Новосибирскэнерго» консолидировали контрольный пакет «Бийскэнерго» - второй по величине энергетической



компании Алтайского края. Основные задачи – техническое перевооружение станции и теплосетей, развитие энергетики города и края, так как износ составляет более 60 %.

В этом же году было сменено руководство ОАО «Бийскэнерго» - гендиректором был назначен Виталий Федяев. По его словам «основная стратегия ООО «Бийскэнерго» заключается сейчас в обеспечении лидерства за счёт минимализации издержек. По итогам 2006 года значительно увеличили валовую прибыль предприятия: она по итогам 2006 года на 325 тысяч рублей больше, чем в 2005 году. То есть эффективность работы увеличилась по сравнению с предыдущим годом на 15 %. Впервые за последние годы была получена чистая прибыль в 20 млн. рублей».

Другой основной задачей является изменение системы теплоснабжения, которая уже не отвечает потребностям города. Одним из способов улучшения городской системы теплоснабжения является замещение малых котельных центральным теплоснабжением. Идея ликвидации малых котельных и перехода на относительно дешёвое тепло и водоснабжение от бийской ТЭЦ зрела давно. Это привело к тому, что прекратились перебои с горячей водой и теплом в домах, обслуживаемых малыми котельными и снижению стоимости теплоэнергии.

Особняком во все времена стояли планы строительства трубопровода через Бию с целью обеспечения центральным теплоснабжением жителей заречной части города.

«С 2006 по 2010 год началась плановая реконструкция ОАО «Бийскэнерго». Были произведены работы по оптимизации работы ТЭЦ-1 в частности. Проведены режимно – наладочные мероприятия на котлах ст №12, 14, 15, 16 после реконструкции топочно-горелочных устройств. Увеличение КПД на данных котлах составило 4-6,5 %, снижение потерь с механическим недожогом – 4,9 – 7,7 %. Проведены режимные испытания турбоагрегата ст №7 Т-110/120-

130, проведена реконструкция схемы дренажа коллекторов питательной воды, реконструирована схема опорожнения ОСП. Выполнение данных мероприятий позволило снизить потери пара и конденсата в 2008 году по сравнению с 2007 годом. Введена система частичного урегулирования двух сетевых насосов ЦН – 400, установлена стационарная система непрерывного контроля вибрации турбоагрегата ст№3, что повысило надёжность турбоагрегата»[20].

Внедрена электрогидравлическая система регулирования турбоагрегата ст №3, что позволило минимизировать отклонения по генерации от заданного графика. Начата реконструкция пожарного коллектора с переводом на техническую воду, мероприятие позволит снизить покупку воды у Бийской инженерной компании. Приобретено оборудование для монтажа кислородомера на подпитку теплосети.

«Установлена аккумуляторная батарея № 3 ВАРТА 900 Ач, что повысило надёжность электроснабжения постоянным током собственных нужд станции; начаты работы по установке водоизмерительной аппаратуры; выполнен монтаж камер, приобретено оборудование. Завершён монтаж главного паропровода в осях 17-51 (параллельная нитка). Приведена в соответствие с требованиями СО ЦДУ ЕЭС система теплоизмерений и телесигнализации»[21].

Приведена в соответствие требованиям НП АТС система измерительных цепей АИИС КУЭ. Произведена замена фарфоровых колонок изоляторов разъединителей на полимерные обходной системы шин 110 кв (8 шт). Заменены маслonaполненные линейные вводы ЗРУ -110 КВ, яч №14, ТС- 7 на полимерные с твёрдой изоляцией.

Установлены две пробоотборочные и одна проборазделочная машины на конвеер 2/1. Установлена система кондиционирования административного и производственных зданий. Реконструировано охранное освещение по периметру станции. Произведена реконструкция автономной системы отопления топливозаправочного пункта в централизованную систему.

Завершён монтаж каналов связи, необходимых по условиям работы на рынке электроэнергии.

Произведена замена линейного разъединителя ЗРУ-110 кв, ТС-4, необходимого для надёжной и безопасной работы оборудования станции. Завершено оборудование автоматической установкой пожарной сигнализации административно-базовых помещений. Произведена техническая модернизация системы золоулавливания с 94-95,5 до 98,5 %. Приобретён автотранспорт для перевозки вахтенного персонала. Приобретено новое современное оборудование (калориметр и эндоскоп «Кобра»).

После 2010 года основные усилия были направлены на усиление надёжности электротехнического, котельного и турбинного оборудования тепловодоснабжения. Некоторые из них не дорогие, но очень эффективные с точки зрения экономики. Например, такие как система вентиляции, шарикоочистка, освещение и многие другие.

Что же касается более крупных проектов, то их реализация началась несколько лет назад и сейчас они находятся в завершающей стадии. Это замена оборудования водозабора, работы по золоотвалу и другие. То есть, одни мероприятия завершаются, другие – продолжаются. Так в текущем году стартовал достаточно мощный и сложный проект по реконструкции угольного склада. В 2014 году запланирована замена турбогенераторов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В перспективе ТЭК нашей страны имеет огромный потенциал и огромные возможности роста. Это имеет и свои плюсы, и свои минусы. Плюсы - это возможность реструктуризации нашей всё ещё очень слабой промышленности, не прибегая к внешним заимствованиям. Возможность вести независимую внешнюю и внутреннюю политику в перспективе не стать «банановой республикой» для развитых стран Запада.

Это так же возможность существенного улучшения качества жизни собственных граждан путём создания новых рабочих мест, повышения зарплат, газификации регионов страны, особенно Сибири и Дальнего Востока. Налоги полученные с топливно - энергетических компаний могут и должны направляться на увеличение пенсий и зарплат, улучшение здравоохранения и образования, модернизацию армии. Минусы – это пресловутая «нефтяная игла», которая при чрезвычайной бюрократизации нашего государства может похоронить все благие начинания. Чрезвычайно высокие цены на нефть и газ отвращают наших чиновников даже от попыток реструктуризации промышленности, приводят к огромному росту коррупции и взяточничества.

Огромные богатства олигархов только усиливают расслоение общества, увеличивая пропасть между богатыми и бедными.

Существенным минусом развития ТЭК в настоящее время стало ухудшение экологического состояния территорий. Прокладка новых трубопроводов, сжимание сопутствующего газа, отвалы угольных шахт, всё это приводит к существенному ухудшению состояния окружающей среды.

На примере ТЭК Алтайского края и «ОАО Бийскэнерго» мы выявили перспективы развития отрасли в целом.

1) Перспективы развития ТЭК РФ в целом видятся в увеличении темпов геологоразведки, начала разработки новых месторождений (преимущественно в

Сибири и на Дальнем Востоке), снижение издержек при добыче путём ввода в строй нового оборудования, введения новых технологий добычи. Освоение новых рынков сбыта, в связи с известными событиями на Украине и возможным бойкотом Запада наших энергопоставок. Поэтому наиболее перспективным рынком сбыта на данный момент является Юго-Восточная Азия. Огромный контракт на поставки газа в Китай должен минимизировать наши возможные потери на западном рынке, а в перспективе и полностью переориентировать поставки углеводородов на Восток, как наиболее быстро и успешно развивающийся регион.

2) Алтайский край практически не имеет собственных ресурсов углеводородов, из всех добывающих предприятий ТЭК наиболее успешно функционирует Мунайский угольный разрез. Основным элементом производства электроэнергии являются ТЭЦ (наиболее крупные в Барнауле и Бийске). Перспективными направлениями развития ТЭК края является полная его газификация, которая должна завершиться к 2020 году, а так же увеличение объёмов добычи угля на Мунайском разрезе.

3) «ОАО Бийскэнерго» является практически единственным предприятием ТЭК г. Бийска. Главными задачами предприятия являются его модернизация, полная замена устаревшего оборудования на новое, регулирование тарифной политики и снижение издержек производства. Одним из перспективных проектов является перевод Бийской ТЭЦ на газ, но на данный момент в связи с его большой стоимостью он практически не реализуется.

### Список литературы

1. Родионова И.А., Бунакова Т.М. Экономическая география [Текст]/ И.А. Родионова, Т.М. Бунакова.-М.:20012.-302с.
2. Фейгин В. Газовая промышленность России: состояние и перспективы // Вопросы экономики [Текст] /В. Фейгин.-М.: 2008. № 1
3. Научно – аналитический журнал «ТЭК».ТЭК- важнейшая структура российской экономики./Промышленность России[Текст]. 2011. №3
4. Научно – аналитический журнал «ТЭК». Нефть и газ: Прогноз добычи и спроса на нефть и природный газ[Текст] /БИКИ 2012г. № 143.
5. Научно – аналитический журнал «ТЭК». Угольная промышленность России: проблемы и перспективы[Текст]/ Маркетинг 2010г. № 4.
6. Научно – аналитический журнал «География», /Нефтедобывающая промышленность РФ. [Текст]/ Октябрь 2012. № 38
7. Научно – аналитический журнал «ТЭК»//Перспективы газовой промышленности. [Текст]/М.: 2000. № 2.
8. Ежемесячный производственно – массовый журнал «Энергетик»//Кузбасский угольный разрез. [Текст]/Новосибирск, 2001 г.
- 9.Амелин А. Экономика и ТЭК сегодня. Энергоэффективность и энергосбережение. [Текст]/А. Амелин.- М.:Наука,2009-№11
- 10.Вавилова Е.В.Экономическая география и региономистика. [Текст]/Е.В. Вавилова.-М.:2004-148с.
- 11.Видякин В.И. Региональная экономика. [Текст]/В.И. Видякин.- М.:Инфра,2005.-666с.
- 12.Градов А.П. Региональная экономика: учебное пособие для вузов. [Текст]/А.П. Градов, Б.И.Кузин.-СПБ Питер,-2012.-143с.
- 13.Кистанов В., Копылов Н.Региональная экономика. [Текст]/В. Кистанов, Н. Копылов.-М.:Финансы и статистика,2013.-43с.

14. Михайлов С. Экономика и ТЭК – сегодня. Возобновляемая энергетика сегодня и завтра. [Текст]/С.Михайлов.-М.:2010№11
15. <http://alter-power>
16. <http://epussia>
17. <http://9ks>
18. <http://rninenergo.gov>
19. <http://ng.ru>
20. <http://uglinto>
21. <http://-iea>
22. Экономическая энциклопедия России. [Текст]/М.:2011.-240с.
23. Бийский рабочий. ОАО «Бийскэнерго» сегодня. [Текст]/2014.-№5