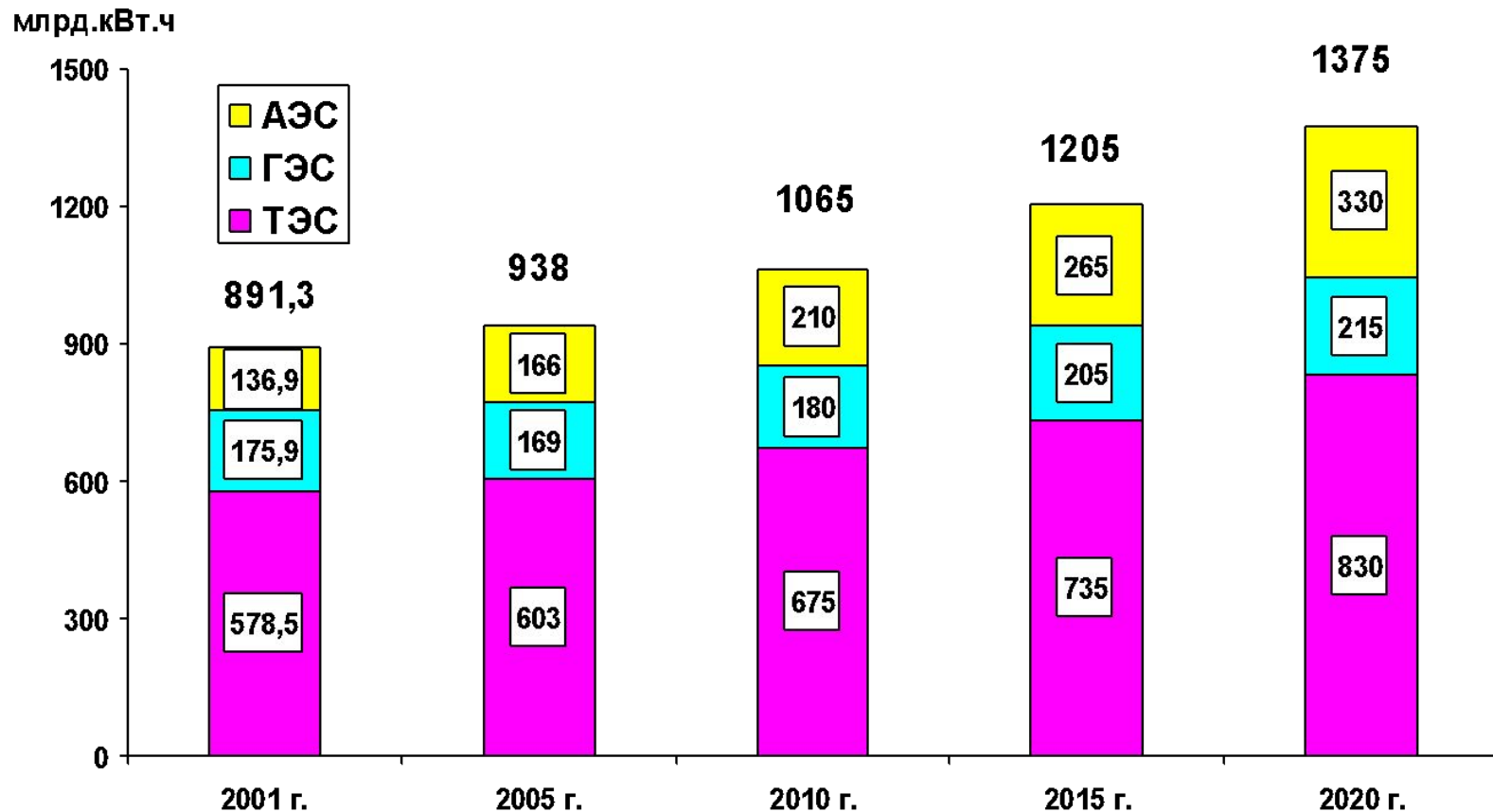


**Перспективы развития
электроэнергетики
в условиях либерализации
газового рынка**

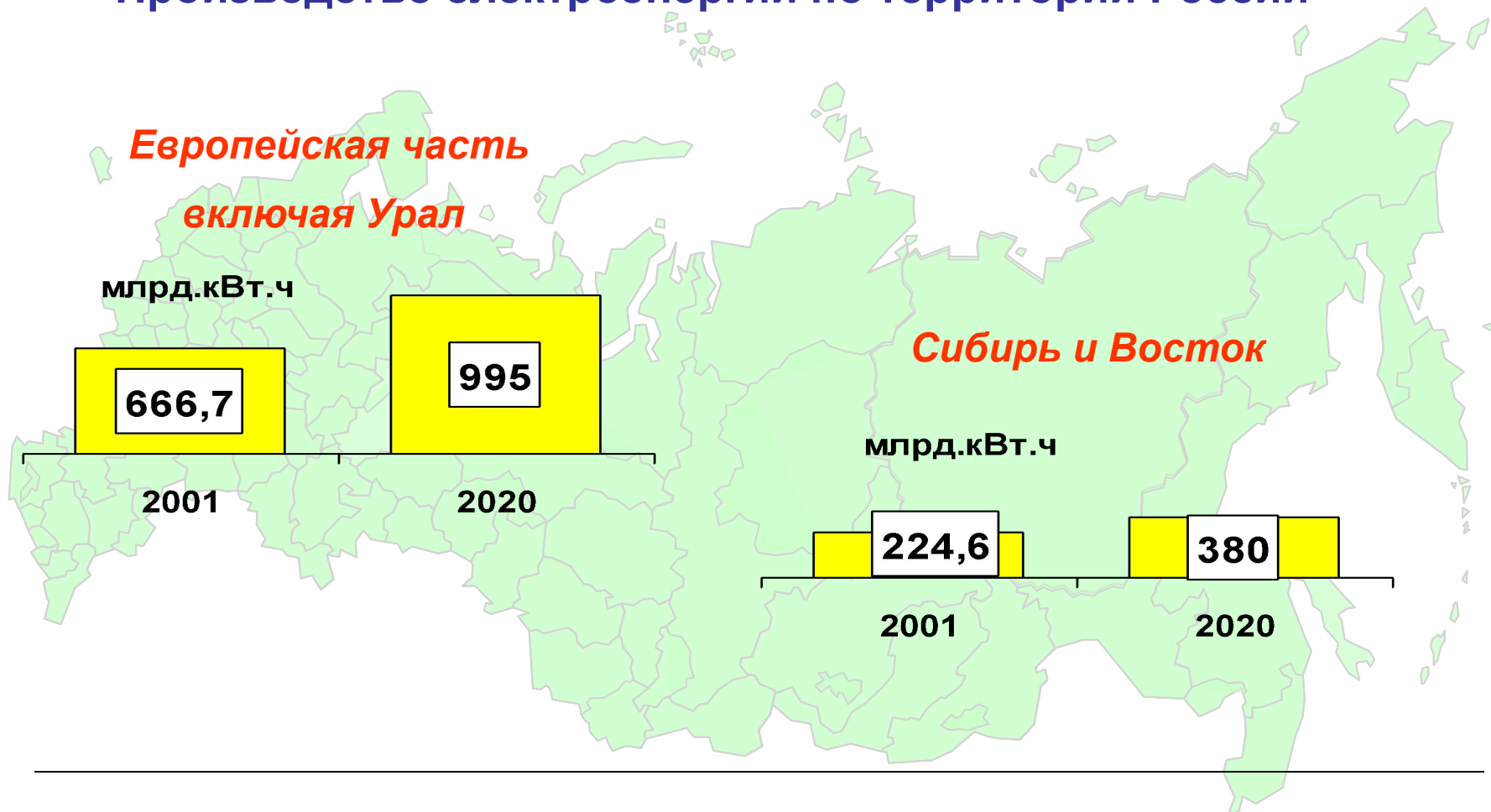
**Заместитель Председателя Правления
РАО «ЕЭС России» Воронин В.П.**

Структура производства электроэнергии



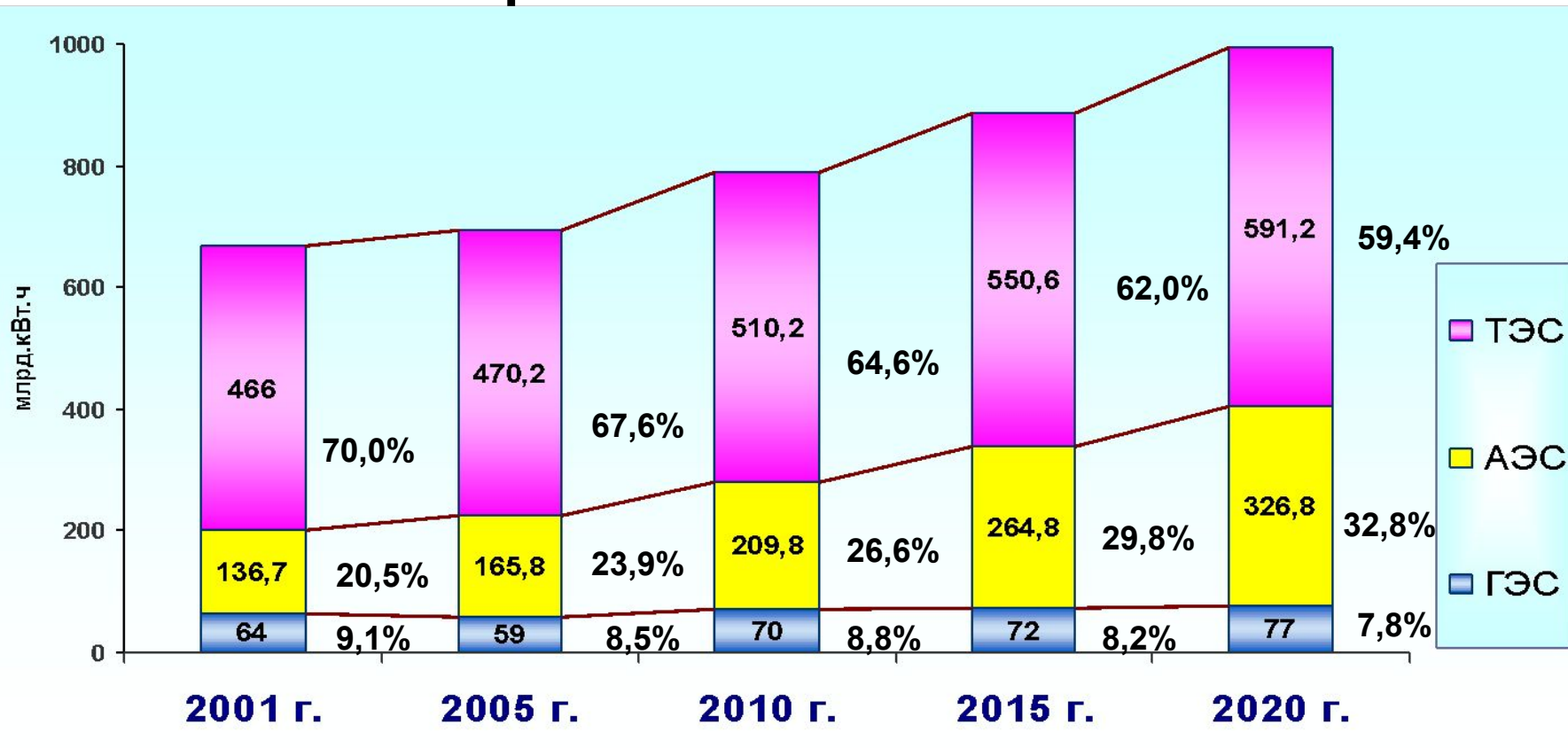
В 2001 г. электростанциями России произведено 891,3 млрд. кВт.ч электроэнергии, в том числе АЭС – 136,9 млрд. кВт.ч, ГЭС – 175,9 млрд. кВт.ч, ТЭС – 578,5 млрд. кВт.ч. Начиная с 1999 года мы имеем устойчивый рост производства электроэнергии и в перспективе, как свидетельствуют материалы Энергетической стратегии России на период до 2020 года, эта тенденция сохранится с темпами роста электропотребления более 2% в год.

Производство электроэнергии по территории России



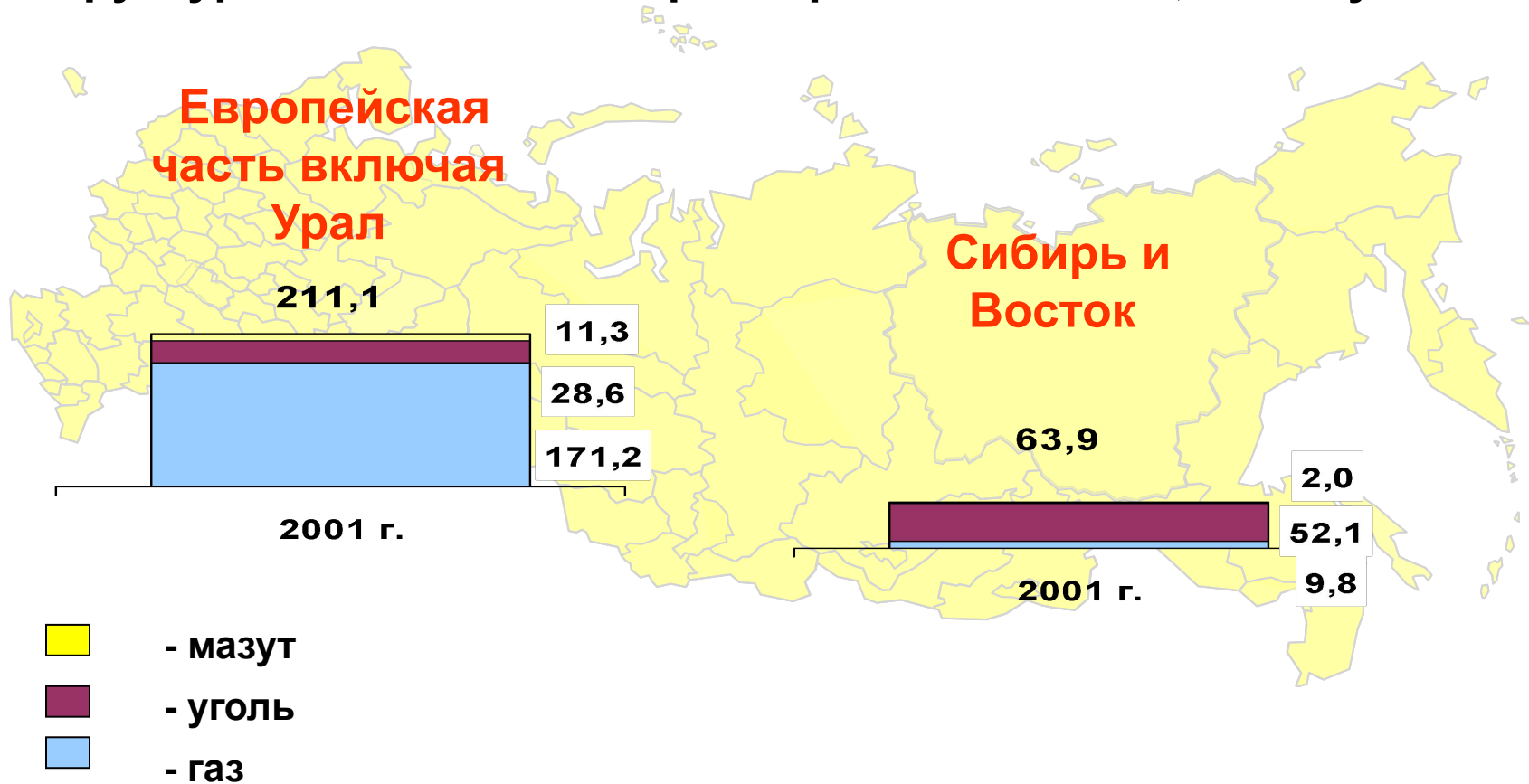
Относительно электроэнергетики мы должны понимать, что основной спрос на электроэнергию находится в Европейской части страны, где сосредоточено более 70% промышленного потенциала и населения страны. Эффективный гидроэнергетический потенциал в этой зоне практически исчерпан, а топливные ресурсы находятся в Сибири и на Дальнем Востоке.

Структура производства электроэнергии в европейской части России



Несмотря на то, что в Энергетической стратегии России упор сделан на развитие генерации, не использующей органическое топливо, основой электроэнергетики России в целом, включая европейскую часть страны, на всю рассматриваемую перспективу останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре производства электроэнергии сохранится на уровне 60 %, что определяет повышенное внимание со стороны РАО «ЕЭС России» к вопросам перспективной топливной политики.

Структура топлива в электроэнергетике России, млн. т



Объем производства электроэнергии на ТЭС европейской части страны (80% от суммарного производства всех ТЭС России) во многом определяет структуру потребления топлива. В 2001 г. тепловые электростанции европейского региона потребили около 150 млрд. куб.м. газа, 95% от общего объема потребления этого топлива на ТЭС страны.

Оценка возможностей адаптации ТЭС РАО "ЕЭС России" к изменению топливного баланса в условиях снижения поставок природного газа

В 1999 году по инициативе Газпрома создана совместная с РАО «ЕЭС России» и Российской Академией наук рабочая группа по изучению возможности перевода на уголь электрических станций, запроектированных на уголь и работающих в настоящее время на газе.

В 2000 году рабочей группой **обследовано 82 ТЭС**. По результатам обследований выявлено, что реально могут быть переведены на уголь только 28 электростанций.

Последствия перевода 28 ТЭС, запроектированных для работы на твердом топливе, но работающих в настоящее время на газе, на сжигание угля

Преимущества

Ежегодная
экономиа
10 млрд.куб.м. газа

Недостатки

Увеличение потребности в инвестициях:
0,8 млрд.долл – на восстановление топливных хозяйств электростанций,
1,1 млрд.долл – на оснащение ТЭС природоохранными системами,
1,4-1,6 млрд.долл – на развитие угледобычи



Источники финансирования капитальных вложений в настоящее время не определены

Вывод: реализация данного варианта неэффективна, так как при этом сохраняются старые технологии, морально и физически изношенное оборудование, не повышается эффективность использования органического топлива.

Альтернативным является вариант внедрения современных парогазовых технологий и современных технологий сжигания углей, который может обеспечить как необходимую экономию газа, так и обновление основных производственных фондов электроэнергетического комплекса, повышение эффективности энергопроизводства.

Неэффективность применения на ТЭС европейской части России угольного топлива по сравнению с газовым

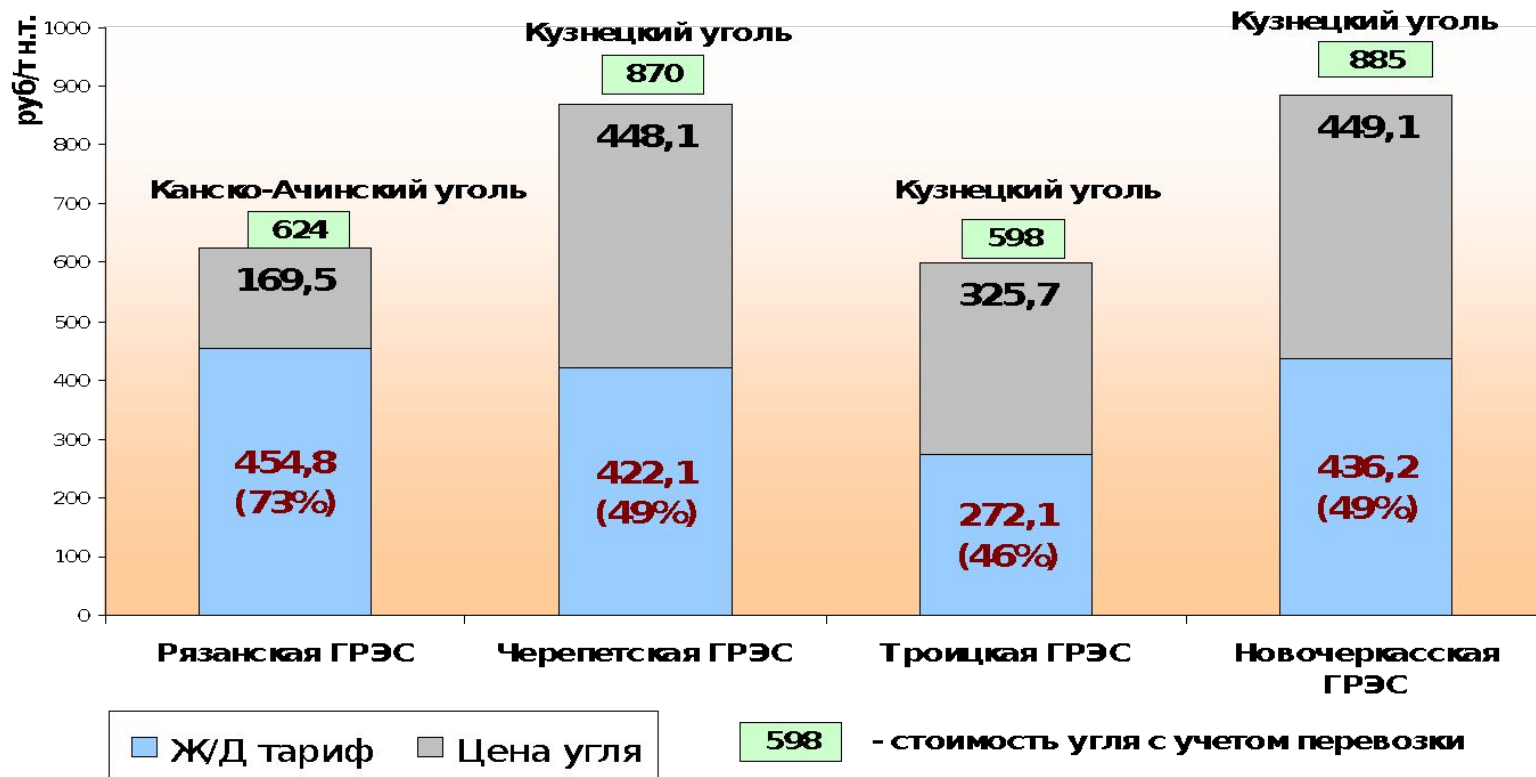
Сравнительная характеристика калорийности основных видов топлива ТЭС европейской части России



В России для электроэнергетики поставляются низкокачественные угли. Основная задача угольной промышленности – обогащение угля для электроэнергетики.

Неэффективность применения на ТЭС европейской части России угольного топлива по сравнению с газовым

Доля железнодорожного тарифа в цене угля для электростанций Европейской зоне России



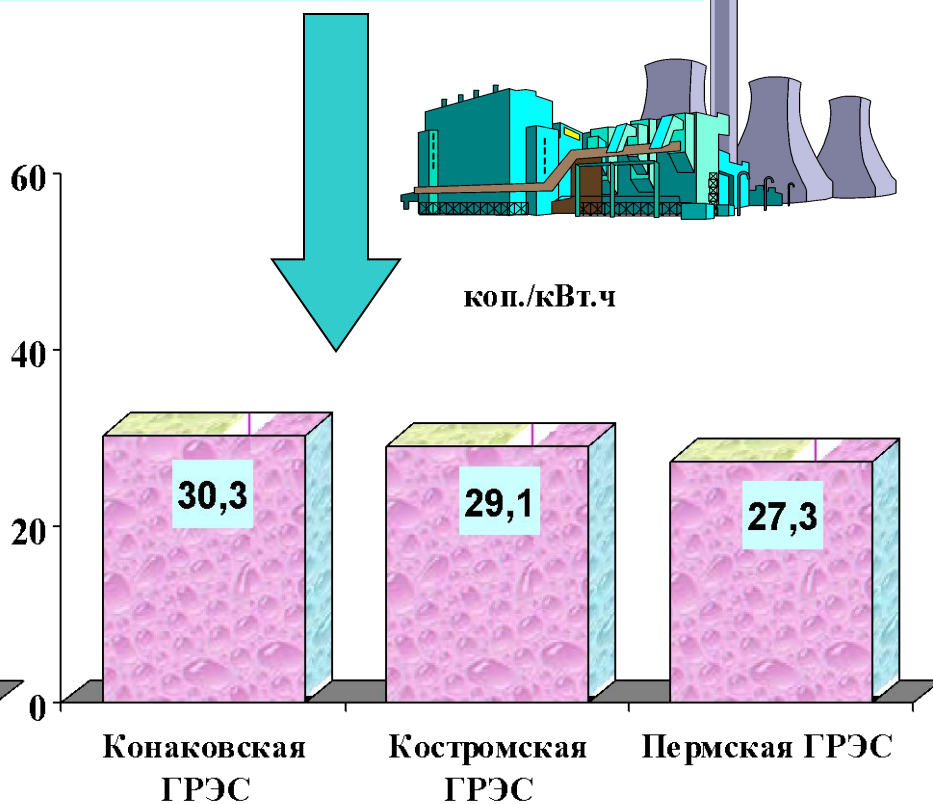
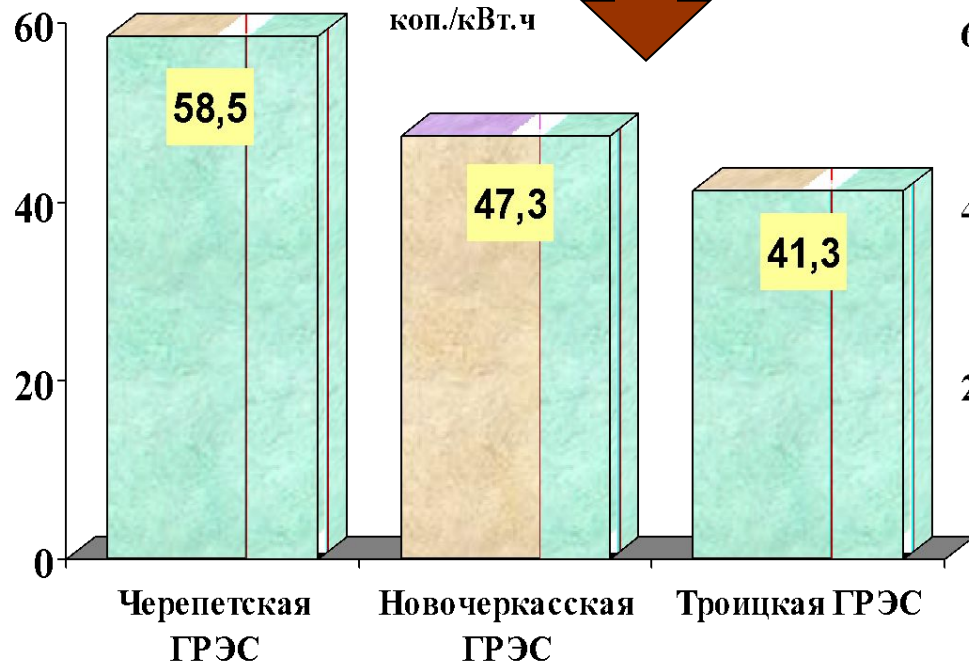
В связи с большими расстояниями ж/д перевозки транспортная составляющая в цене угля превышает или практически равна цене угля на месте добычи.

Неэффективность применения на ТЭС европейской части России угольного топлива по сравнению с газовым

Себестоимость производства электроэнергии на крупнейших угольных и газовых ТЭС европейской части России

Средняя себестоимость электроэнергии за 9 месяцев 2002 года на крупнейших угольных ТЭС

Средняя себестоимость электроэнергии за 9 месяцев 2002 года на крупнейших газовых ТЭС



Неэффективность применения на ТЭС европейской части России угольного топлива по сравнению с газовым

КПД генерирующего оборудования ТЭС

КПД действующих паротурбинных установок на газе

38-40%

КПД действующих паротурбинных установок на угле

30-32%

КПД парогазовых установок

50-60%

КПД новых угольных блоков на сверхкритических параметрах пара

45-46%

КПД существующих и перспективных угольных технологий значительно ниже КПД существующих и перспективных газовых технологий.

Неэффективность применения на ТЭС европейской части России угольного топлива по сравнению с газовым

Удельные капиталовложения в строительство электростанций

Удельные капиталовложения на сооружении новых ТЭС на угле - **1000 долл.США/МВт**

долл.США/МВт

1000

800

600

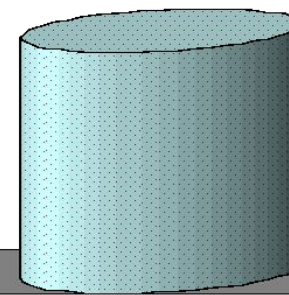
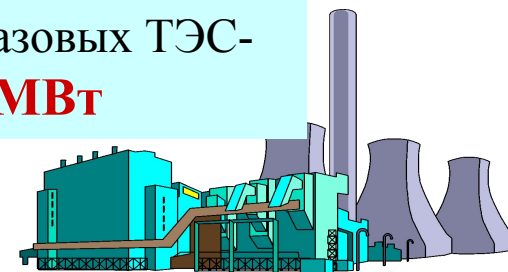
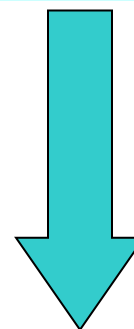
400

200

0

угольные ТЭС

Удельные капиталовложения на сооружение парогазовых ТЭС - **500 долл.США/МВт**



газовые ТЭС

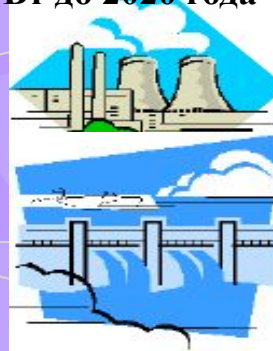
Сооружение линий электропередачи для транспорта электроэнергии из Сибири в европейскую часть России

**Экономия газа в
Европейской
части - порядка
7-8 млрд.куб.м**

**1 ВЛ 500 кВ
1 ВЛ 1150 кВ
1 ППТ ± 750 кВ**

**Можно передать
6 млн.кВт
мощности
и 30 млрд.кВт.ч
электроэнергии**

**Ввод угольных ТЭС
в Сибири порядка 15
ГВт до 2020 года**



**Увеличение
выработки
электроэнергии на
угольных станциях
Сибири и Дальнего
Востока и передача
электроэнергии
запертых
мощностей
сибирских ГЭС**

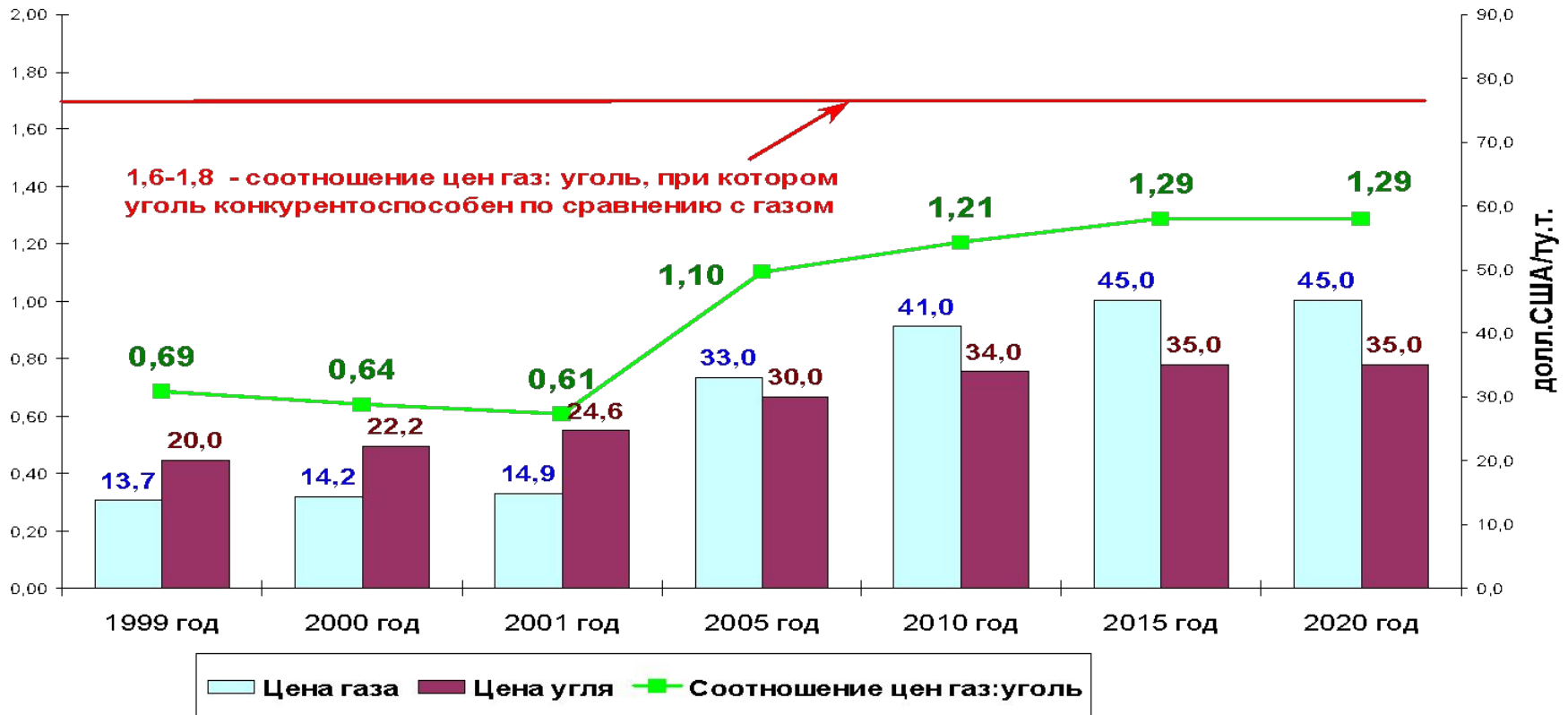
С учетом низкого качества угля, поставляемого для электроэнергетики, и удаленностью основных угледобывающих регионов, электроэнергия, вырабатываемая на угольных электростанциях европейской части России не будет востребована из-за своей дороговизны, поэтому новые и расширяемые угольные электростанции намечается вводить в Сибири и Дальнем Востоке, то есть в угледобывающих регионах. Кроме того, потребуются построить мощные линии электропередачи для выдачи избыточной мощности сибирских ТЭС на угольном топливе в европейскую часть страны. Объем инвестиций в эти линии на период до 2020 года оценивается в 2,8 млрд.долл.США.

Потребность тепловых электростанций в газе на период до 2020 года



Для производства электроэнергии под уровни, заложенные в Энергетической стратегии, по нашим оценкам требуется в 2020 году 185-190 млрд.куб м газа в год против 165 млрд.куб.м в год, предусмотренных в Стратегии. При этом 95% потребности в газе приходится на европейскую часть России.

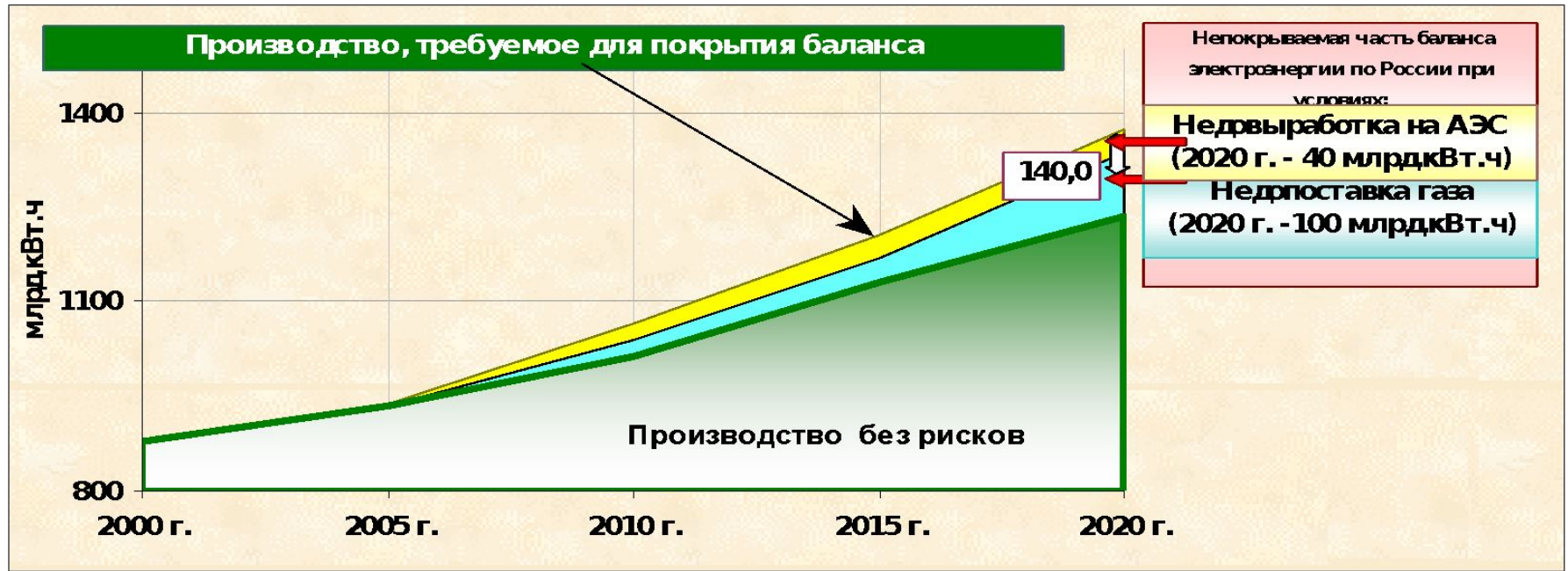
Динамика изменения соотношения цен на газ и уголь



Поставка газа на ТЭС осуществляется, в основном, предприятиями ОАО «Газпром» и нефтяными компаниями, при этом цены на газ регулирует ФЭК России. Уголь и мазут мы покупаем практически у всех угольных и нефтяных компаний России по рыночным ценам. Это приводит к перекосу цен на топливные ресурсы, в результате чего газ, являющийся более высококачественным топливом, стоит дешевле, чем уголь.

Заложенное в Стратегии соотношение цен на газ и уголь даже к 2010 году не достигнет мировых показателей $-1,5:1$, а реальная практика формирования цен на рынке топливных ресурсов свидетельствует о том, что рыночные цены на уголь растут даже более высокими темпами, чем регулируемые цены на газ.

Баланс электроэнергии России с учетом недовыработки на АЭС и недопоставок газа



В проекте основных положений Энергетической стратегии на период до 2020 года предусматриваются опережающие темпы развития атомной энергетики и значительное, почти в 2,5 раза, увеличение выработки электроэнергии на АЭС к 2020 году. По оценке отраслевых институтов РАО «ЕЭС России» предусмотренные в Основных положениях Энергетической стратегии темпы развития атомной энергетики, при которых выработка электроэнергии на АЭС увеличится со 136,9 млрд. кВт.ч в 2001 г. до **330 млрд. кВт.ч** в благоприятном варианте и до 290 млрд. кВт.ч в пониженном варианте, являются излишне оптимистичными и срыв их выполнения создаст дополнительную нагрузку на теплоэнергетику, что приведет к увеличению потребности в органическом топливе.

Оценка возможных рисков невыполнения программы строительства АЭС показывает, что недовыработка электроэнергии на уровне 2020 г. может составить порядка 40 млрд. кВт.ч. Для производства такого количества электроэнергии на ТЭС потребуется дополнительно более 10 млрд. куб. м. Недоставка газа в объеме 25 млрд. куб. м приведет к недовыработке 100 млрд. кВт.ч электроэнергии.

Суммарные риски составляют 10% от требуемого производства электроэнергии.

Состав генерирующих компаний на базе ТЭС



В соответствии с программой реформирования РАО «ЕЭС России» предусматривается создание 6 генерирующих компаний на базе тепловых электростанций. Чисто газовыми (газо-мазутными) ТЭС являются 11 электростанций. Большая часть ТЭС наряду с газом использует уголь.

Требования к газовому рынку:



Разделение функций добычи и транспорта газа



Свободный доступ производителей и потребителей к газопроводам



Возможность свободного обращения потребителей к поставщикам газа и заключения долгосрочных договоров на поставку ресурса



Пропускная способность газотранспортной сети не должна быть препятствием газоснабжения потребителей



Предложения по поставкам газа должны превышать потребность в этом ресурсе

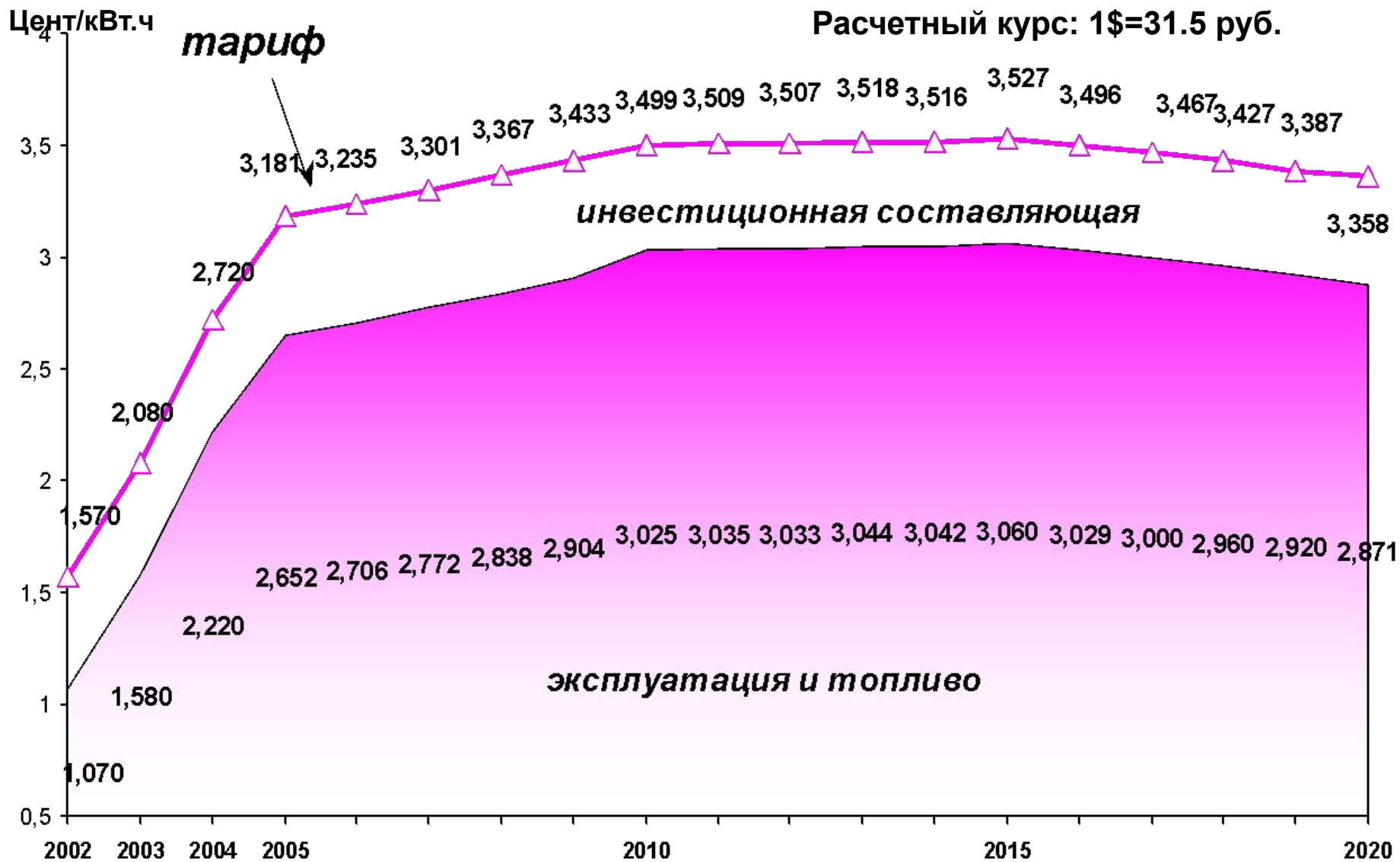


Объем газа в руках одного поставщика не должен превышать 20%

Дополнительные информационные слайды

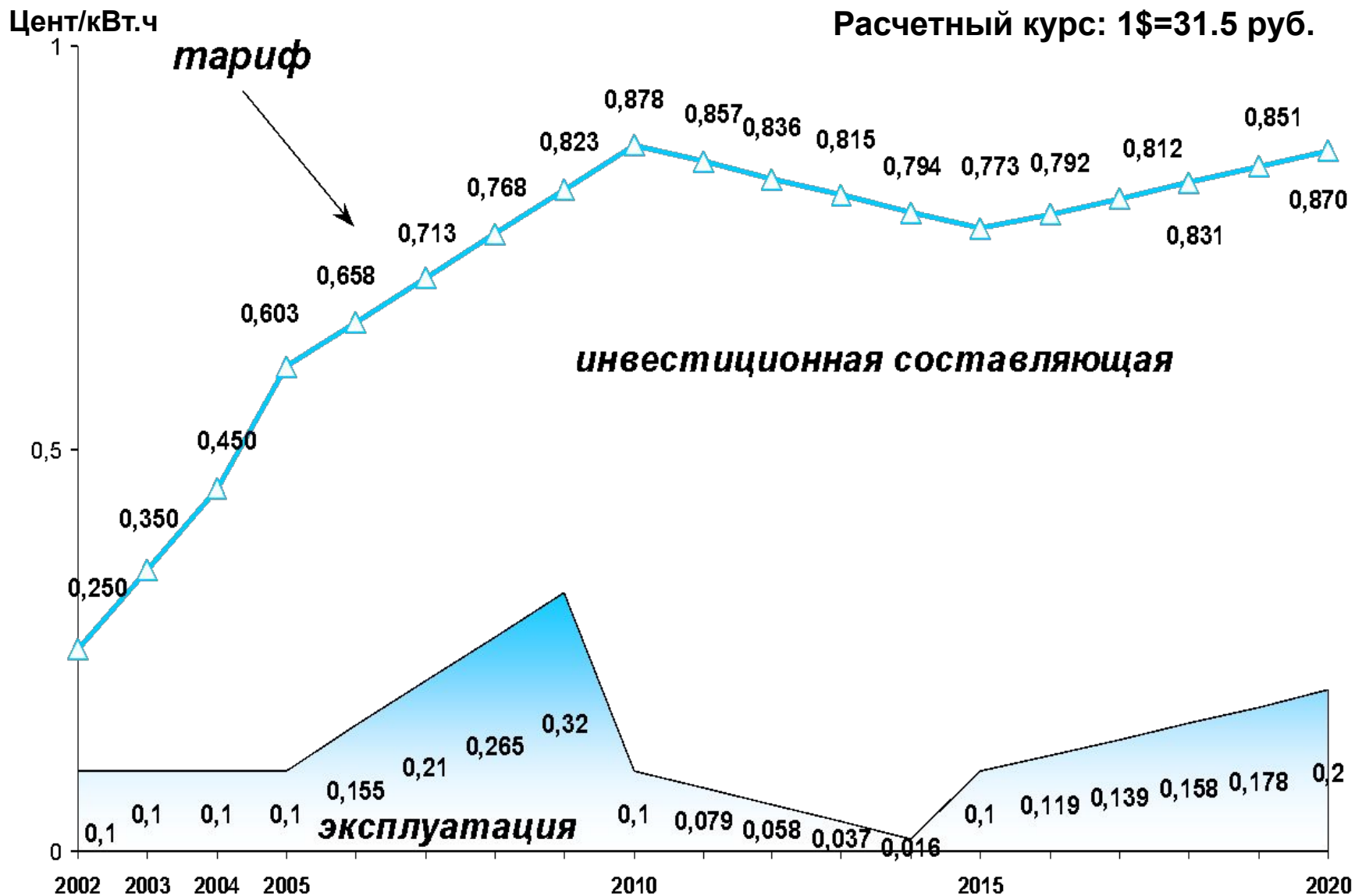
Тариф на электроэнергию, производимую на ТЭС (газ-максимальный вариант)

Расчетный курс: 1\$=31.5 руб.



Тариф на электроэнергию, производимую на ГЭС (газ-максимальный вариант)

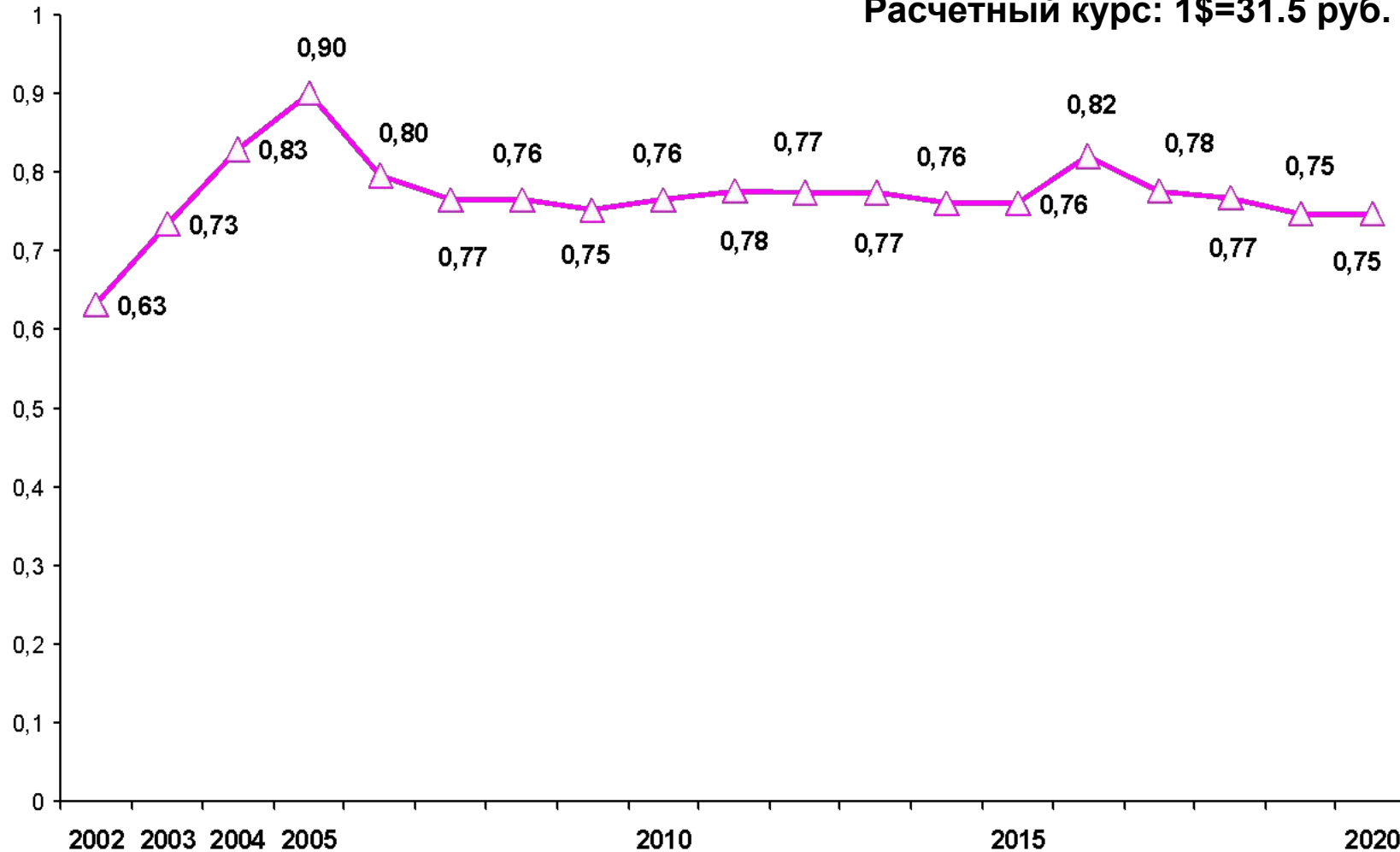
Расчетный курс: 1\$=31.5 руб.



Тариф на сетевые услуги (газ-максимальный вариант)

Цент/кВт.ч

Расчетный курс: 1\$=31.5 руб.



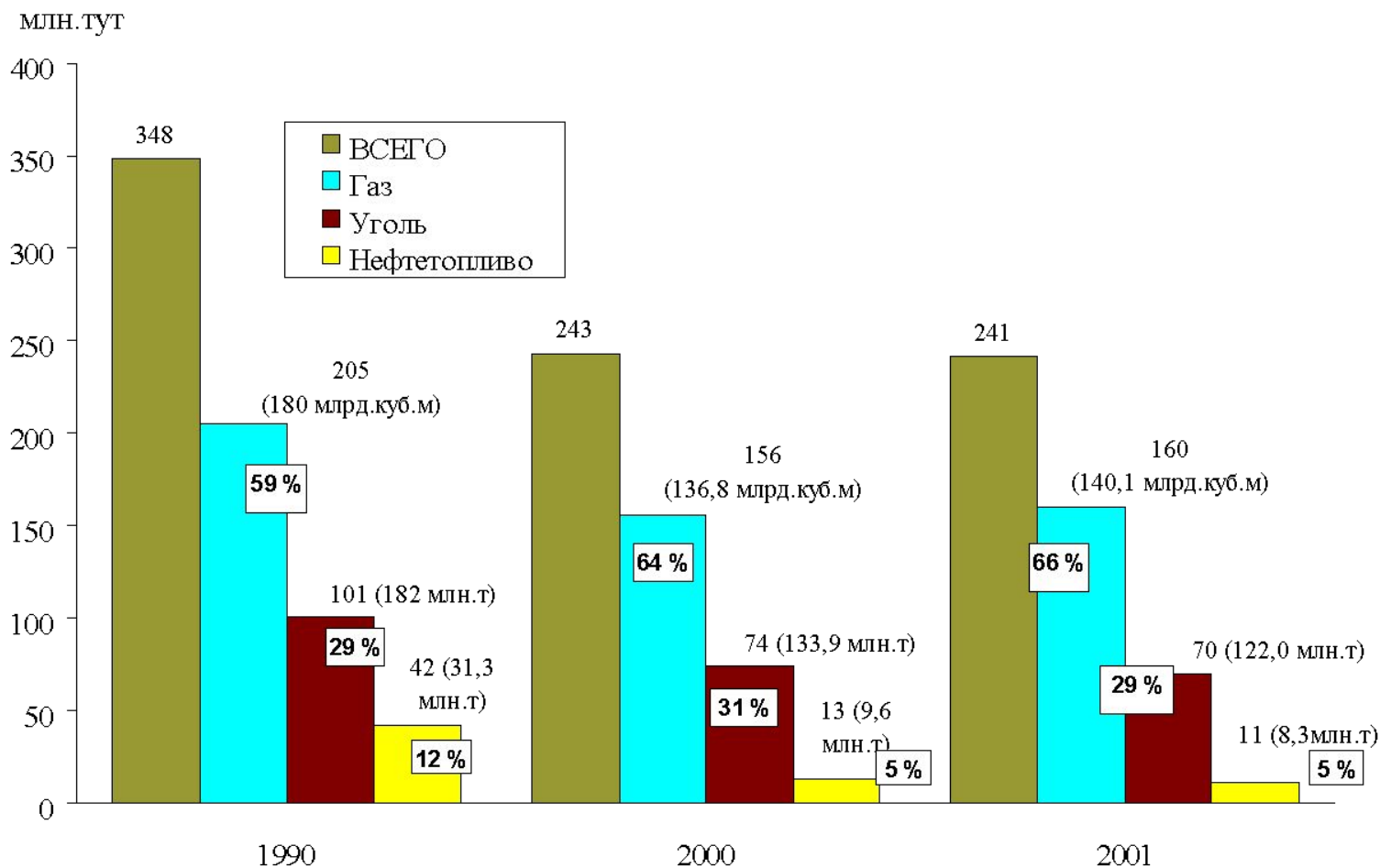
Объем использования газа в 2001 году на ТЭС, входящих в состав генерирующих компаний на базе ТЭС –

48091 тыс. тут или 26,6% от объема использованного газа на ТЭС России (181 млн.тут)



В соответствии с программой реформирования РАО «ЕЭС России» предусматривается создание 6 генерирующих компаний на базе тепловых электростанций. Чисто газовыми (газо-мазутными) ТЭС являются 11 электростанций. Большая часть ТЭС наряду с газом использует уголь.

Топливопотребление на ТЭС РАО "ЕЭС России" и АО-энерго в 1990, 2000 и 2001 годах



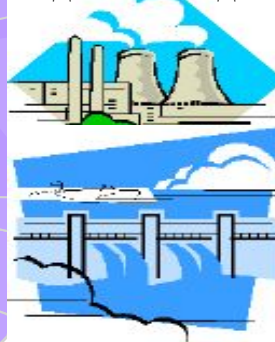
Сооружение линий электропередачи для транспорта электроэнергии из Сибири в европейскую часть России

Экономия газа в
Европейской части -
порядка 7-8 млрд.куб.м

1 ВЛ 500 кВ
1 ВЛ 1150 кВ
1 ППТ ± 750 кВ

Можно передать
6 млн.кВт
мощности
и 30 млрд.кВт.ч

Ввод угольных ТЭС
в Сибири порядка 15
ГВт до 2020 года



Увеличение
выработки
электроэнергии на
угольных станциях
Сибири и Дальнего
Востока и передача
электроэнергии
запертых
мощностей
сибирских ГЭС

Удельные капвложения на сооружение эл.сетей, долл. ША/км

Класс напряжения	Европейская часть России	Сибирь и Дальний Восток
ВЛ 220 кВ	30-40	50-80
ВЛ 330 кВ	60-70	
ВЛ 500 кВ	80-100	100-200
ВЛ 750 кВ	165-210	
ВЛ 1150 кВ	320	410
ППТ ±750	185-240	220-400

С учетом ^{кВ} низкого качества угля, поставляемого для электроэнергетики, и удаленностью основных угледобывающих регионов, электроэнергия, вырабатываемая на угольных электростанциях европейской части России не будет востребована из-за своей дороговизны, поэтому новые и расширяемые угольные электростанции намечается вводить в Сибири и Дальнем Востоке, то есть в угледобывающих регионах. Кроме того, потребуется построить мощные линии электропередачи для выдачи избыточной мощности сибирских ТЭС на угольном топливе в европейскую часть страны. Объем инвестиций в эти линии на период до 2020 года оценивается в 2,8 млрд.долл.США