

Экологические основы общественного производства

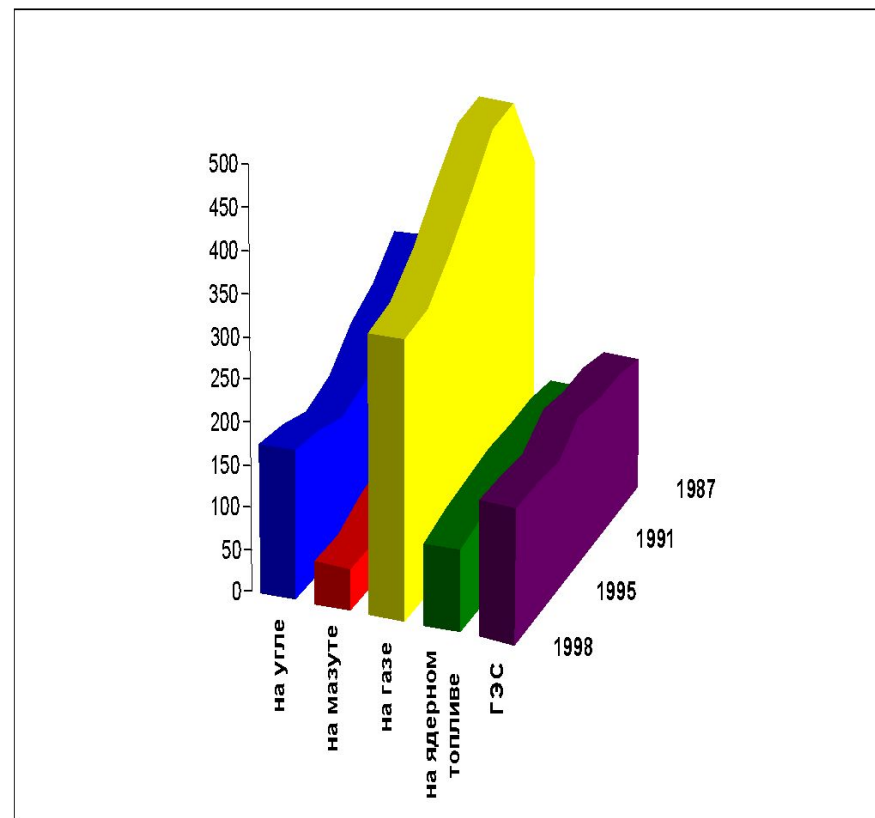
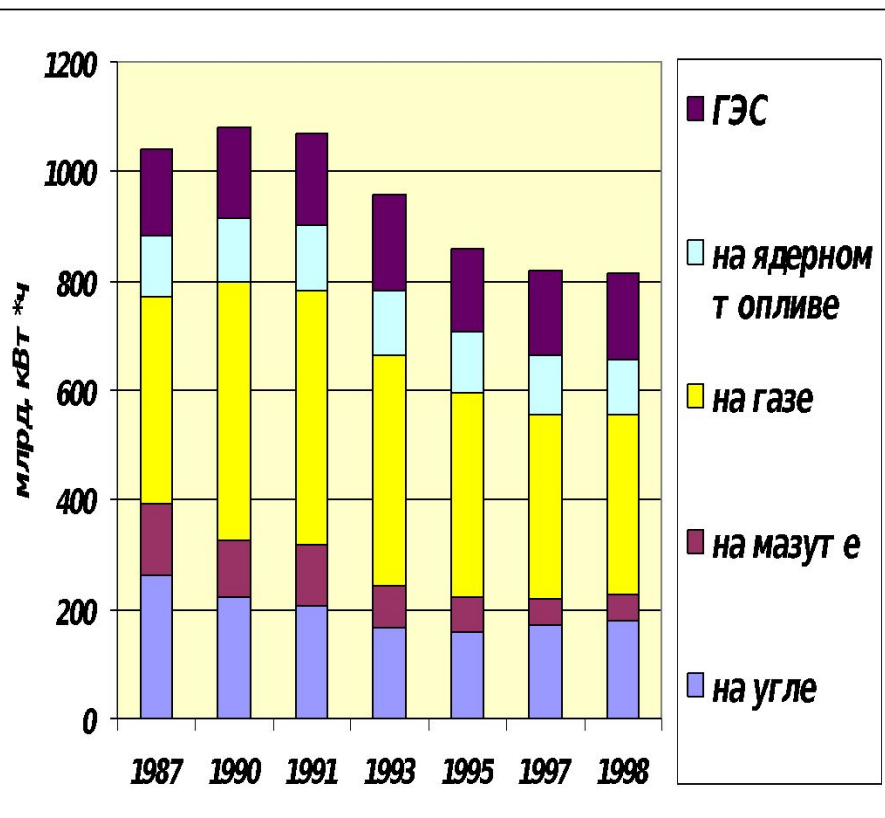
- **Битюкова Виктория
Расуловна,**
- **Каф. Экономической и
социальной географии
России**

Ратанова М.П. Экологические основы
общественного производства,
Смоленск, 1999

ЭНЕРГЕТИКА

Тепловая энергетика

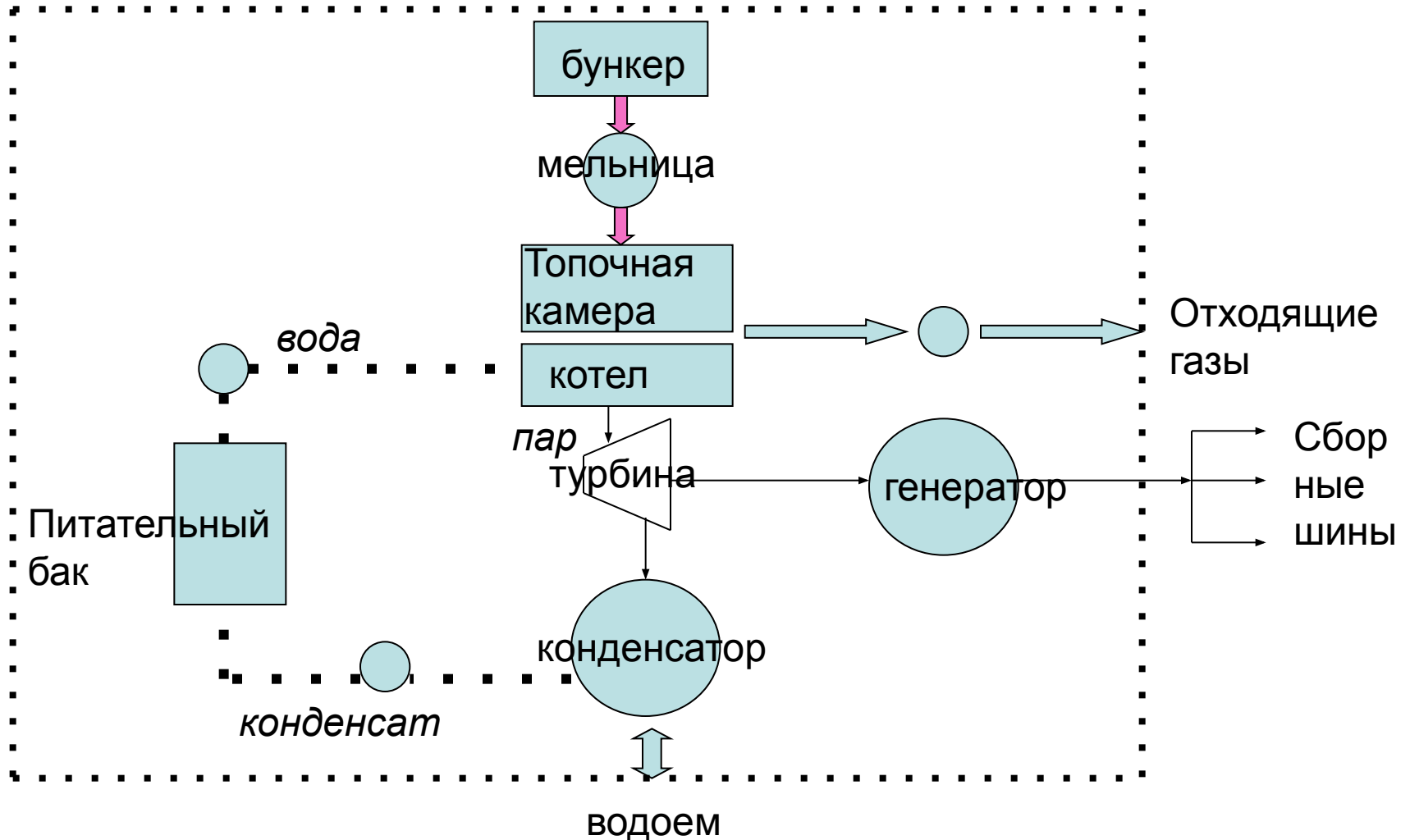
структура производства электроэнергии в России по видам используемых энергоресурсов. (846 млрд.кВт*ч)



Типы тепло-энергоустановок

- ГРЭС
- ТЭС
- ТЭЦ
- КОТЕЛЬНЫЕ

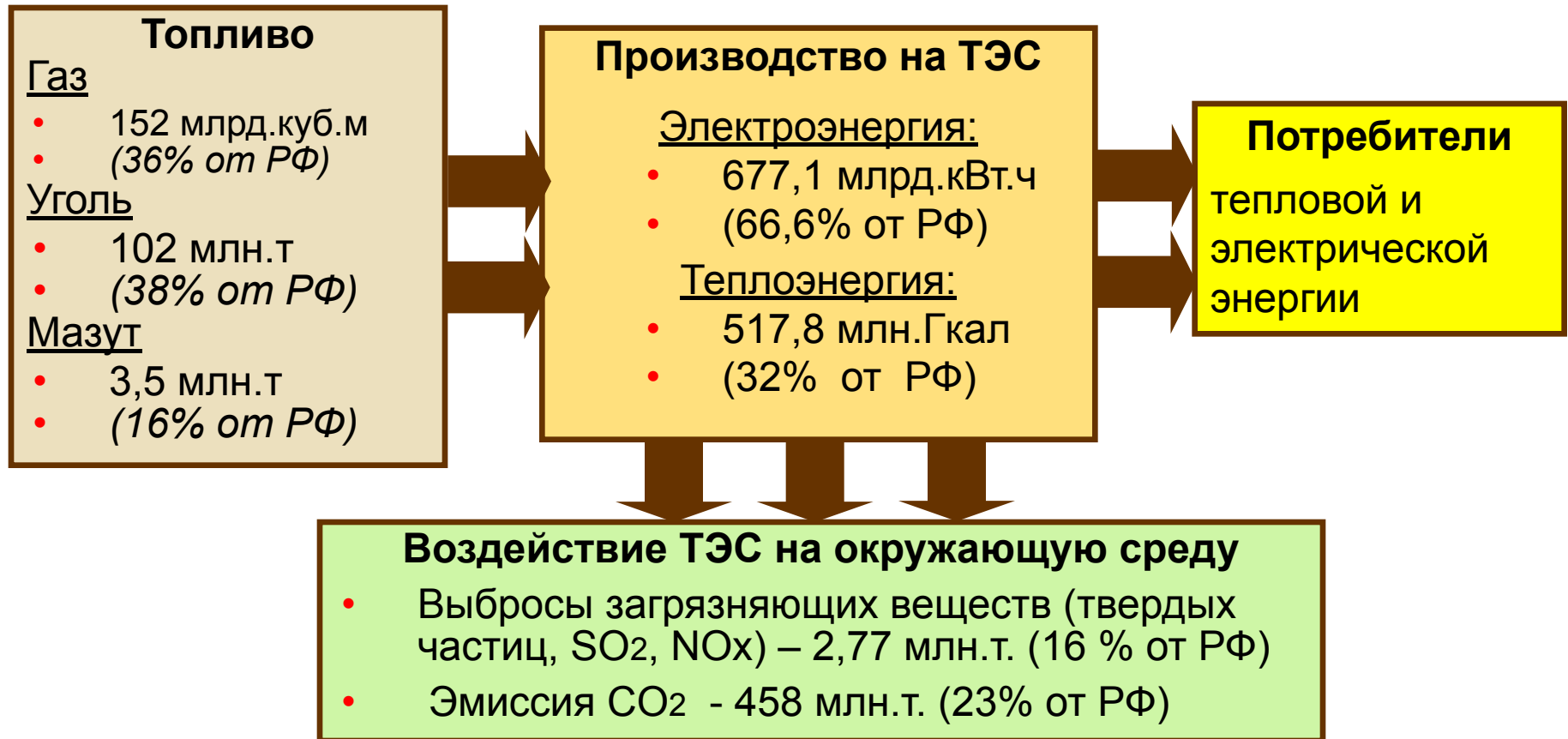
Схема технологического процесса паротурбинной конденсационной станции



Тепловые электростанции являются основными
стационарными источниками загрязнения
воздушного бассейна

30%  20%

Воздействие электростанций на окружающую среду в 2007 году



- Вывод: электроэнергетика более экологически эффективна, по сравнению с другими секторами экономики, потребляющими топливо (ЖКХ, черная металлургия, нефтехимия и т.д.)

Загрязнение природного комплекса от ТЭС

Факторы загрязнения атмосферы

1. Структура топливного баланса
2. Качество сжигаемого топлива
3. Тип энергоустановки
4. Возраст энергоустановки
5. Систем очистки
6. Высота выброса
7. Температура выброса
8. Структура выброса

1. СТРУКТУРА ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА

1.1. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

1.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

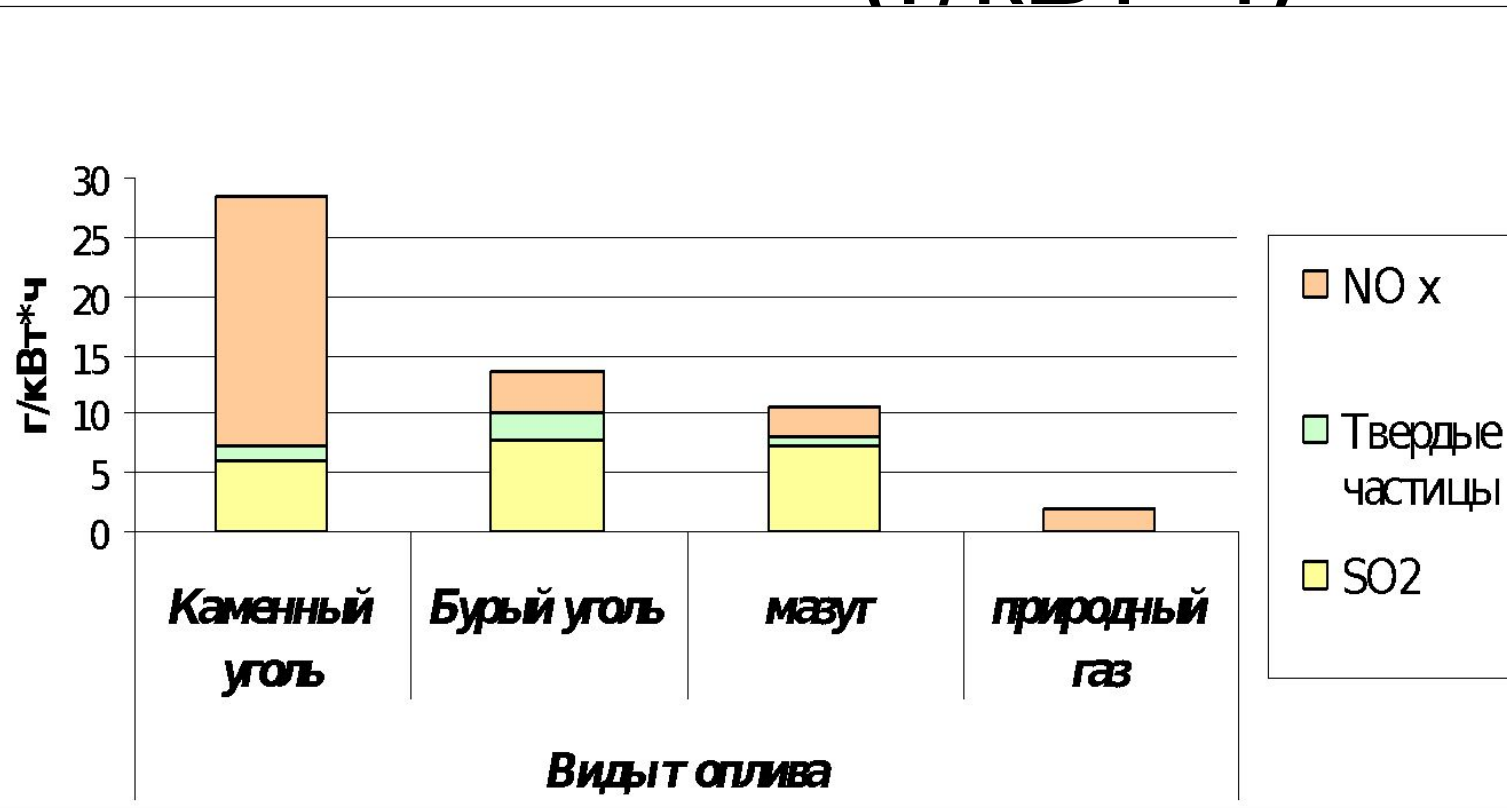
1.3. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ

1.1. Угольные ресурсы

Страна, год	Доля угля в ТБ	Энергетическая ценность, МДж/кг
Россия 1990	20,7	19
1995	18,3	18,5
2000	-	18,7
2010	-	18,3
США 1990	55,9	22,4.....31,4
Германия, 1990	55,1	24,4.....31
Англия, 1990	54	19,3.....25,5
Япония, 1990	20	25,1.....35,5
Австралия, 1993	88	22,4.....25,5
КНР, 1990	59	19,7
Польша, 1992	-	24,9
1993	91	23,9
2000	-	25,9

1.2. Пирамида «ЭКОЛОГИЧНОСТИ» ВИДОВ ТОПЛИВА

1.3. Выбросы в атмосферу при сжигании топлива (г/кВт*ч)



Эффект суммации

$$\frac{C1}{ПДК1} + \frac{C2}{ПДК2} + \frac{C3}{ПДК3} + \frac{Cn}{ПДКn} \leq 1$$

1. озон+NO₂+формальдегид

2. SO₂+H₂SO₄

3. SO₂+NO₂

4. SO₂+HF

5. SO₂+H₂S

6. SO₂+NO_x+NH₃

7. SO₂+ фенол

2 ФАКТОР. Качество сжигаемого топлива

Выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от разных видов топлива

Вид топлива	Теплота сгорания (МДж/кг)	Выбросы SO ₂ (г/кВт*ч)	Выбросы NO _x (г/кВт*ч)
Мазут	38,8	15,9	2,4
Подмосковный уголь	10,4	53,9	2,2
Донецкий уголь	24,2	21,6	2,8
Кузбасский уголь	22,6	3,5	3,7
Канско-Ачинский уголь	15,7	2,6	1,5
Экибастузский уголь	12,1	10,2	3,5

Выход вредных соединений при сжигании топлива в топках котлов

Вредные соединения	Выход вредных соединений, кг/тут		
	нефть, мазут, Q = 10 000 ккал/кг	уголь, Q = 7 000 ккал/кг	природный или промышленны й газ, Q = 9 000 ккал/кг
Сернистый ангидрит	14	20	0,39
Серный ангидрит	0,7	1	0,031
Сероводород	< 0,7	< 1	0,08
Оксиды азота	4,9	4	6,55
Синильная кислота	< 0,7	< 1	0
Аммиак	0,7	1	0,28
Соляная кислота	< 0,7	1	0,28
Формальдегид	0,7	1	0,85
Органические вещества	3,5	10	1,37
Кислоты в пересчете на уксусную	10,5	15	1,25
Пыль	0,7	100	0,08
Фтористые соединения	0	0,2	0

3 ФАКТОР. Тип энергоустановки

Парогазовая установка состоит из двух отдельных установок: паросиловой и газотурбинной.

В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива.

Преимущества ПГУ

- КПД более 60 %.
- Низкая стоимость единицы мощности
- потребляют существенно меньше воды
- Короткие сроки возведения (9-12 мес.)
- Меньше топлива
- Компактные размеры что сокращает затраты на ЛЭП
- Выброс меньше

Недостатки ПГУ

- Низкая единичная мощность оборудования (160—972,1 МВт на 1 блок), в то время как современные ТЭС имеют мощность блока до 1200 МВт, а АЭС 1200—1600 МВт.
- Необходимость осуществлять фильтрацию воздуха, используемого для сжигания топлива.

Преимущества были впервые доказаны еще в 1950-х годах

В СССР Невинномысской ГРЭС и Молдавской ГРЭС.

В России введены в эксплуатацию блоки на :

1. Северо-Западной ТЭЦ
2. Южной ТЭЦ в Санкт-Петербурге
3. Калининградской ТЭЦ-2
4. Тюменская ТЭЦ-1^[2]
5. ТЭЦ-27 и ТЭЦ-21 в Москве
6. Ивановской ГРЭС
7. Сочинской ТЭС. Шатурской ГРЭС
8. Краснодарская ТЭЦ
9. Челябинской ТЭЦ-3
10. Среднеуральской ГРЭС
11. Невинномысской ГРЭС

Таблица 6. 20 крупнейших ТЭС по количеству сжигаемого топлива в 1998 г.

Ранг	Ранг по выбор.	Станция	всего	Доля в %			
				мазут	газ	Уголь	прочие
1	69+44	Сургутская ГРЭС-1+2	14986		100		
2	1	Рефтинская ГРЭС г. Асбест	5517	2	0	98	
3	23	Костромская ГРЭС	4035	18	82		
4	101	ТЭЦ-21 г. Москва	3695	1	99		
5	30	Ириклинская ГРЭС пос. Энергетик	3617	13	87		
6	54	ТЭЦ-22 г. Люберцы	3460	0	86	14	
7	78	ТЭЦ-23 г. Москва	3323	1	99		
8	102	ТЭЦ-26 г. Москва	3277	2	98		
9	11	Кармановская ГРЭС пос. Карманово	3169	40	60		
10	7	Рязанская ГРЭС	3142	10	59	30	
11	57	Ставропольская ГРЭС пос. Солнечнодольск	3104	10	90		
12	3	Новочеркасская ГРЭС	2974	17	9	74	
13	91	ТЭЦ-25 г. Москва	2938	2	98		
14	108	ТЭЦ ВАЗа	2710	1	99		
15	39	Конаковская ГРЭС	2496	21	79		
13	85	Невинномысская ГРЭС	2447	4	96		
17	18	Нижекамская ТЭЦ-1	2396	30	70		
18	15	Томь-Усинская ГРЭС г. Мыски	2376	0		100	
19	14	Назаровская ГРЭС	2335	1		99	
20	19	Беловская ГРЭС	2330	0		100	

20 крупнейших ТЭС России по объему выбросов в 1998 г.

Ранг	Станция	Всего	Зола	SOx	NOx	Прочие
1	Рефтинская ГРЭС г. Асбест	284490	39	35	25	
2	Троицкая ГРЭС	176296	63	27	8	2
3	Новочеркасская ГРЭС	131422	23	51	19	7
4	Аргаяшская ТЭЦ	93579	64	27	3	7
5	Черепетская ГРЭС	88981	59	27	11	3
6	Приморская ГРЭС г. Лучегорск	73850	42	44	6	9
7	Рязанская ГРЭС	66906	15	57	19	10
8	Омская ТЭЦ-4	65631	50	39	10	
9	Верхне-Тагильская ГРЭС	62704	45	39	16	
10	Омская ТЭЦ-5	60485	37	45	16	2
11	Кармановская ГРЭС пос. Карманово	59238	1	78	19	2
12	Южно-Уральская ГРЭС	58561	36	44	13	7
13	Череповецкая ГРЭС	54346	25	63	11	
14	Назаровская ГРЭС	52736	36	50	12	2
15	Томь-Усинская ГРЭС г. Мыски	52077	30	34	32	3
16	Воркутинская ТЭЦ-2	50655	44	47	8	1
17	Владивостокская ТЭЦ-2	48725	32	31	12	25
18	Нижекамская ТЭЦ-1	41630		64	33	2
19	Сургутская ГРЭС-1+2	40888			76	24
20	Беловская ГРЭС	40679	36	35	29	

сброс загрязненных сточных вод (более 3%),

- На 1 кВт/час – 3 л воды (охлаждение турбогенератора)
- От 25 до 625 млн куб. м/год
- Средний расход охлаждающей воды на 1000 МВт – 30 куб. м/сек и 4500 ГДж
- Температура водоема на 5° – зимой и 3° – летом по санитарным нормам

Последствия водного загрязнения

- 1. изменение биоты
- 2. больше чем в 1,5 раза увел. БПК
- 3. растет кол-во основных форм азота
- Более активно проявляются токсичные свойства
- Патогены
- Синергизм

Способы уменьшения

- Разбрызгивание
- Отвод на большую глубину
- Сооружение зигзагообразных дамб
- Искусственная аэрация
- Обратное водоснабжение
- Градирни

Земельные ресурсы накопление в золоотвалах более 1,0 млрд.т ЗШО.



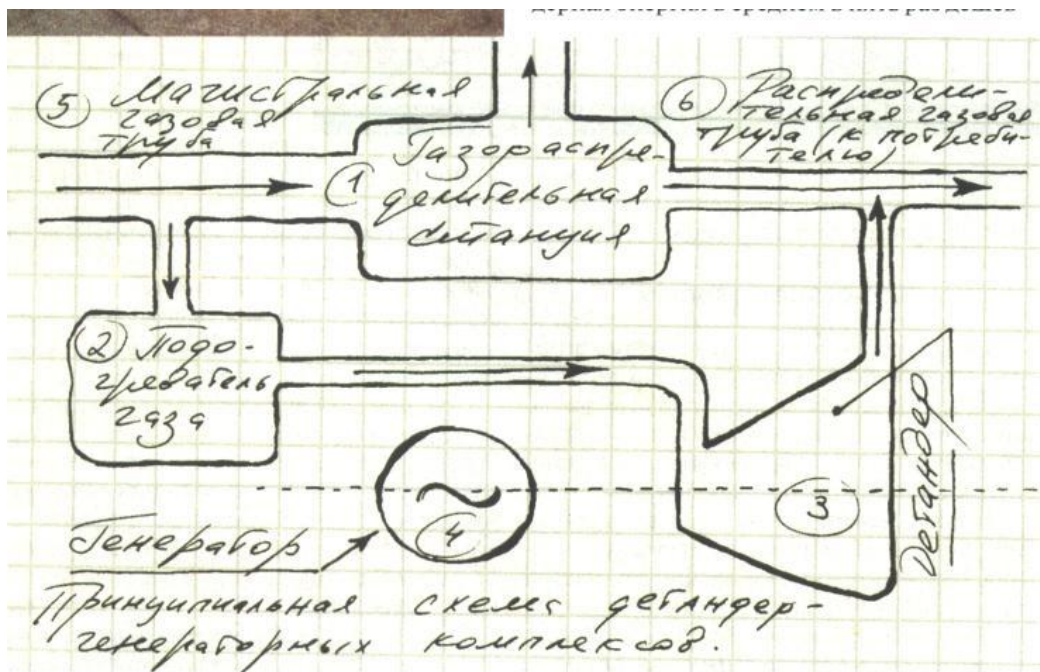
ЭМП



Пути снижения загрязнения

1. Новые технологии производства
2. Фильтры и системы очистки
3. Снижение энергоемкости
4. Тепло-энергосбережение

1. Новые технологии



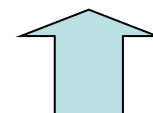
РОССИЯ – ЭНЕРГОРАСТОЧИТЕЛЬНАЯ СТРАНА

Страна	Энергопотребление (тнэ) на душу населения (МЭА, 2005)
Россия	4,46
Швеция	5,75
Норвегия	5,11
Дания	3,85
Польша	2,45



По объему потребления энергии на душу населения Россия несильно отстает от стран с развитой экономикой и схожими климатическими условиями. Проблема в том, что около трети этой энергии расходуется вхолостую.

Россия занимает первое место в мире по доле централизованного теплоснабжения на рынке отопления жилого сектора (около 70%). И первое место в мире по объему абсолютных потерь в тепловых сетях. Москва – мировой лидер по потерям в тепловых сетях.

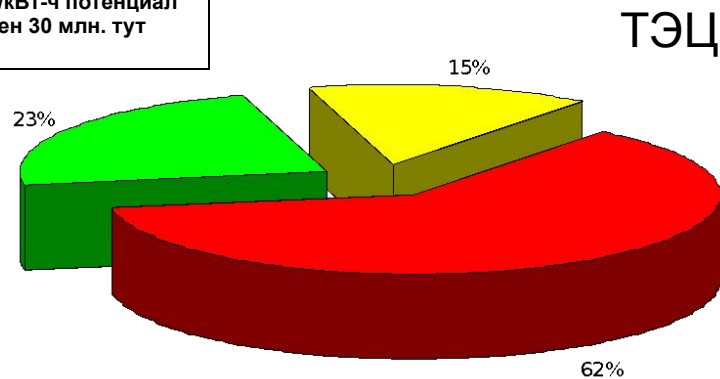
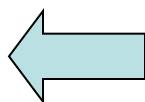


	Россия	Западная Европа
Потери при распределении тепловой энергии (% от поставленной энергии)	15-25	5-10
Потери при выработке (%)	15-40	5-15

ЭНЕРГОРАСТОЧИТЕЛЬНОСТЬ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

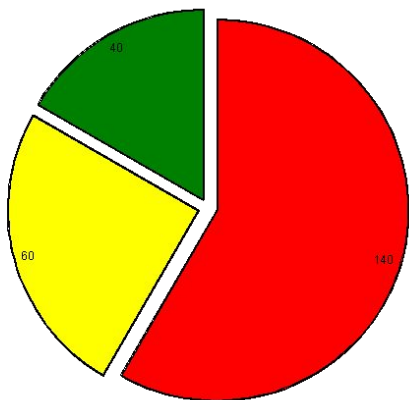
В России на ТЭЦ вырабатывается около 350 млрд. кВт-ч со средним удельным расходом топлива на производство электроэнергии (на отпуск с шин электростанций) 327 гут/кВт-ч, что ниже среднего КПД конденсационных станций стран ОЭСР и только на 4% меньше среднего расхода на российских ГРЭС, а значит, преимущества совместной выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ минимальны.

При снижении удельного расхода топлива на производство электроэнергии на ТЭЦ до 240 гут/кВт-ч потенциал экономии топлива равен 30 млн. тут

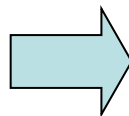


- Число котельных до 240 гут./кВтч
- Число котельных от 240 до 300 гут./кВтч
- Число котельных от 300 до 800 гут./кВтч

ГРЭС



- Выработка электроэнергии на ГРЭС с КПД < 38%, млрд. кВтч (удельный расход топлива 380-1350 г.т./кВтч)
- Выработка электроэнергии на ГРЭС с КПД > 38%, млрд. кВтч (удельный расход топлива 250-380 г.т./кВтч)
- Выработка электроэнергии на ГРЭС с КПД > 52%, млрд. кВтч (удельный расход топлива до 250 г.т./кВтч)



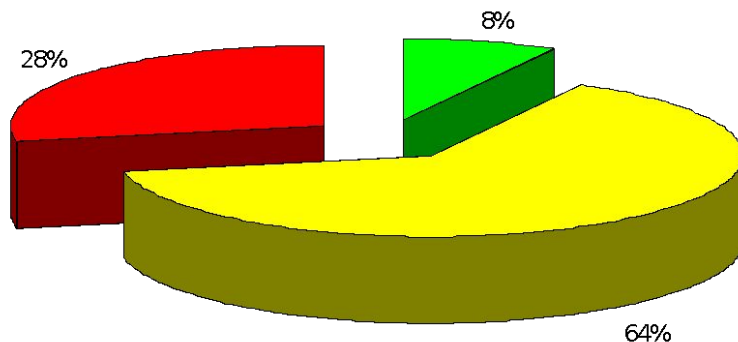
В России на тепловых электростанциях, работающих на конденсационном оборудовании, вырабатывается около 250 млрд. кВт-ч со средним удельным расходом топлива на производство электроэнергии (на отпуск с шин электростанций) 341 гут/кВт-ч, что соответствует КПД электростанций 36%. Это ниже как среднего по ОЭСР показателя по угольным и мазутным (38%), так и по газовым станциям (41%).

Потенциал экономии топлива на ГРЭС равен 16,5 млн. тут, (в.ч. 9,7 млрд. м3 газа), а при повышении загрузки оборудования – 19 млн. тут

ЭНЕРГОРАСТОЧИТЕЛЬНОСТЬ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

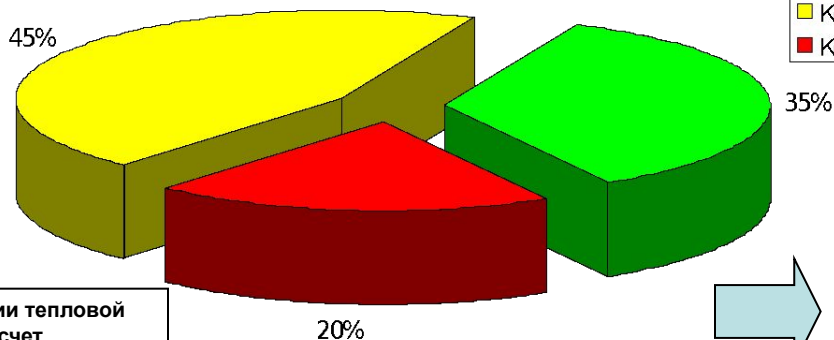
Средний КПД котельных равен только 67% при 92-95% в странах Западной Европы. В России КПД выше 85% имеют только 8% всех котельных. Еще 64% котельных с КПД выше 80% попадают в «желтую» зону, а 28% с КПД ниже 60% находятся в «красной» зоне, которая также включает 13% котельных с КПД даже ниже 40%.

Доведение среднего КПД всех российских котельных, работающих на газе, до 92% (уровень, достигнутый на многих новых котельных), а прочих – до 85% позволит «сбрить» красную зону взлета удельных расходов топлива и получить экономию в размере 41 млн. т. у.т., включая экономию 2,5 млн. т нефтепродуктов и 7 млрд. м3 природного газа.



Потенциал экономии топлива за счет повышения КПД котельных равен 41 млн. т. у.т., в т.ч. 7 млрд. м3 природного газа

- Котельные с КПД выше 85%
- Котельные с КПД 80-85%
- Котельные с КПД ниже 60%, включая 13% котельных с КПД ниже 40%



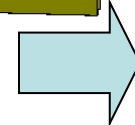
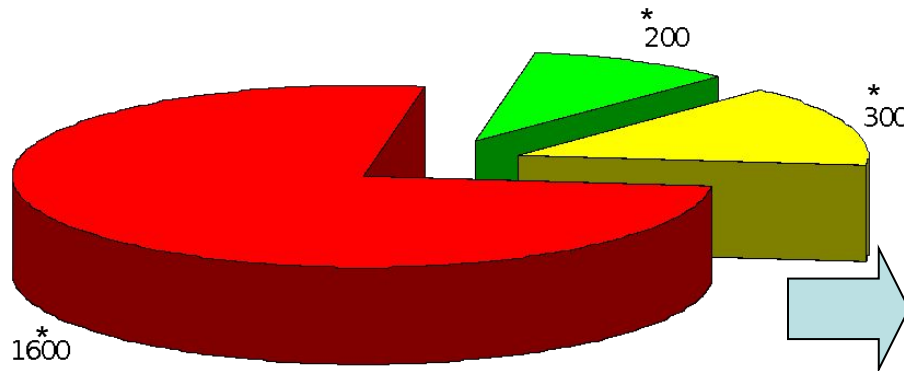
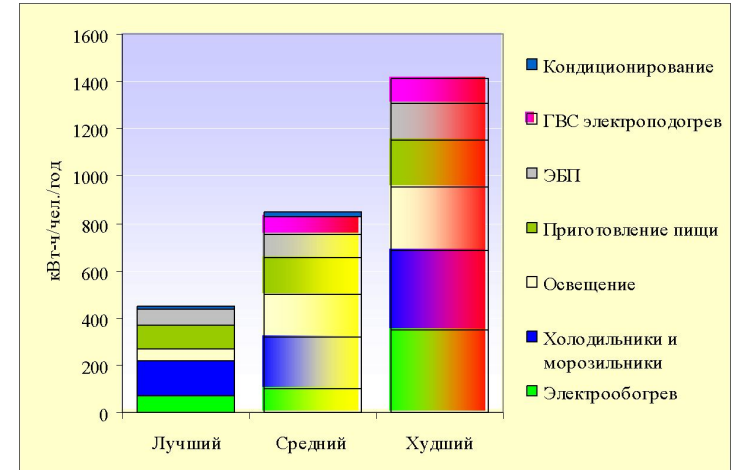
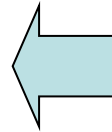
Потенциал экономии тепловой энергии в сетях за счет снижения сверхнормативных потерь тепла - 250 млн. Гкал, что эквивалентно ежегодной экономии 50 млн. т. у.т., включая 16 млрд. м3 природного газа

- Тепловые муниципальные сети, нуждающиеся в срочной замене
- Тепловые муниципальные сети, нуждающиеся в замене
- Тепловые муниципальные сети, в настоящее время не нуждающиеся в замене

Тепловые сети в России имеют протяженность 184 тыс. км, из которых 34 тыс. км нуждаются в срочной замене. Средний возраст тепловых сетей превышает 13 лет, а износ – 65%. Во многих странах Западной Европы с развитыми системами теплоснабжения потери в тепловых сетях составляют 2-10%. В России средние нормативные потери в тепловых сетях можно принять равными 10%. Средние сверхнормативные потери в тепловых сетях составляют 12-15% (по некоторым оценкам – до 20-30%).

ЭНЕРГОРАСТОЧИТЕЛЬНОСТЬ В ЖИЛЫХ ЗДАНИЯХ

Для оценки потенциала экономии электроэнергии, используемой домохозяйствами, все домохозяйства были разбиты на три группы: лучшие, средние и худшие. В лучшую группу входит не более 2% домохозяйств, в среднюю – 50%, в худшую – еще 48%. Разрыв по уровню потребления электроэнергии на одного человека очень велик.



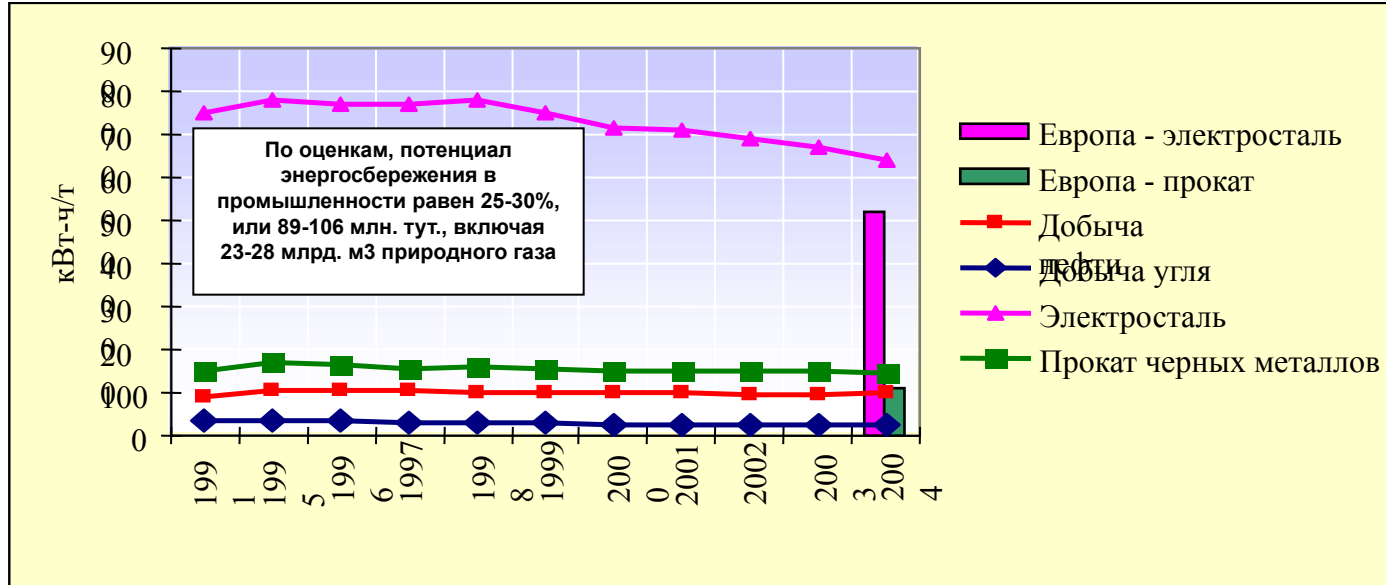
Небольшая часть жилых зданий, построенных после 2000 г. по новым СНиП, соответствует современным показателям эффективности систем теплозащиты и теплоснабжения зданий (зеленая зона). Основная же масса зданий построена с еще довольно низкими параметрами эффективности использования тепловой энергии на цели отопления. «Сбрить» красную и желтую зоны можно за счет мер по утеплению зданий, которые способны обеспечить при разумных затратах экономию в размере 35-60% от нынешнего уровня потребления.

Потенциал экономии тепловой энергии в жилых зданиях на цели отопления - 276 млн. Гкал, что эквивалентно ежегодной экономии 52 млн. т. угля, включая 24 млрд. м3 и 4 млн. т нефти

* млн. м2 жилой площади с централизованным отоплением

- Построенные после 2000 г. (расход тепловой энергии до 0,1 Гкал/м2 в год)
- Построенные между 1990 и 2000 г. (расход тепловой энергии 0,1-0,15 Гкал/м2 в год)
- Построенные до 1990 г. (расход тепловой энергии 0,15-0,5 Гкал/м2 в год)

ЭНЕРГОРАСТОЧИТЕЛЬНОСТЬ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ



В 2004 г. энергоёмкость российской промышленности осталась практически на уровне 1990 г. В одних отраслях очевиден прогресс, а в других – регресс. Например, удельный расход электроэнергии в добыче нефти в 2004 г. вырос на 7% по сравнению с 1991 г., снизился в добыче угля на 32% (за счет снижения доли шахтной добычи), в производстве электростали – на 15%, в прокате черных металлов – только на 3%.

Динамика изменения энергоёмкости в основных отраслях

тыс. т у.т./млрд. руб, в ценах 2000 г.

