



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Модернизация российской энергетики – ключевая задача энергетической политики

Заместитель Министра энергетики РФ А.Н. Шишкин

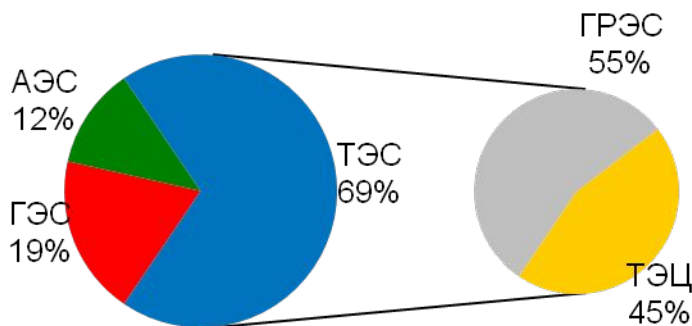
Москва, июнь 2010



Краткая характеристика энергетического комплекса России

- Электроэнергетика России создана на базе крупных ТЭС, ГЭС и АЭС, имеющих большой радиус покрытия нагрузок;
- Доля крупных электростанций (600 МВт и более) составляет 64% от всей установленной мощности (в т. ч. промышленных блок-станций);
- ТЭЦ строились в крупных городах или на промышленных предприятиях;
- Доля малой, распределенной генерации, включая ВИЭ, составляет 1,5%.

Структура электрических мощностей России



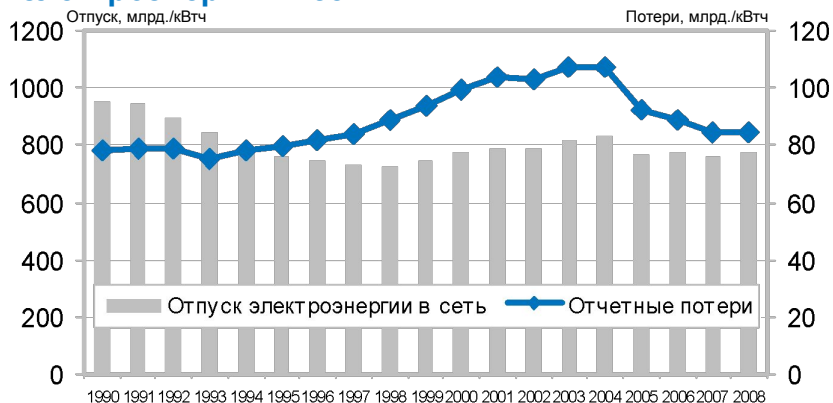
Несмотря на развитие ГЭС и АЭС, в России преобладает тепловая генерация на ископаемом топливе

Большинство городов и поселений питается электроэнергией от мощных электростанций через протяженные электрические сети и каскады понизительных подстанций. Крупные города частично получают электроэнергию от местных ТЭЦ. В средних и малых городах собственные источники электроэнергии, как правило, отсутствуют. Теплоснабжение - в крупных городах осуществляют как от ТЭЦ, так и котельные. В средних и малых городах – только от котельных. Тепловые сети очень протяженны и крайне изношены.

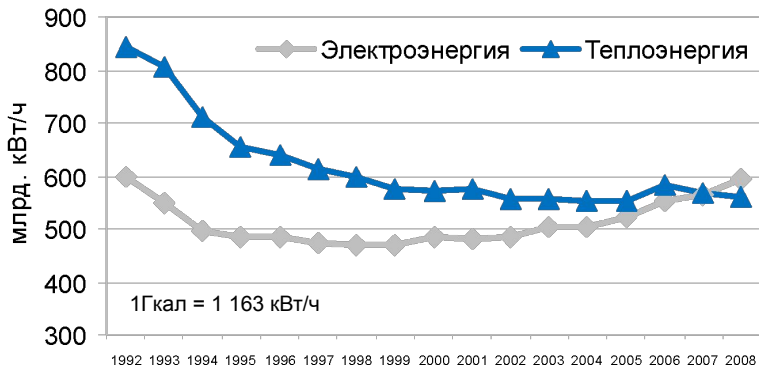


Показатели эффективности энергетики

Отпуск электроэнергии в сеть и потери электроэнергии в сетях



Падение когенерации на действующих ТЭС России

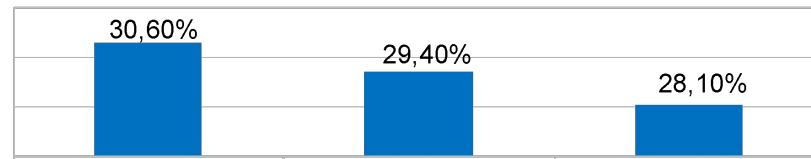


Причины резкого падения когенерации:

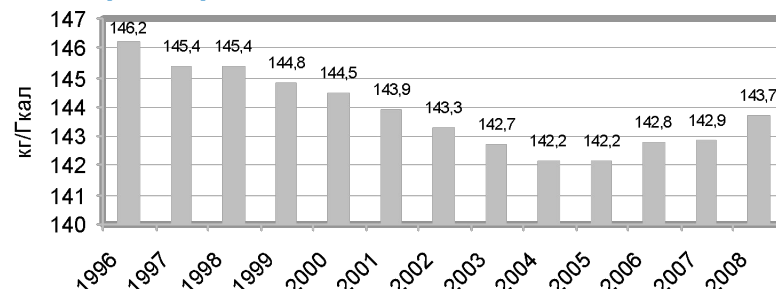
1. снижение промышленной тепловой нагрузки ТЭЦ;
2. вытеснение ТЭЦ котельными (пример - Москва);
3. рост использования электроэнергии на обогрев и охлаждение помещений

Источники информации: база данных АПБЭ и ОРГРЭС

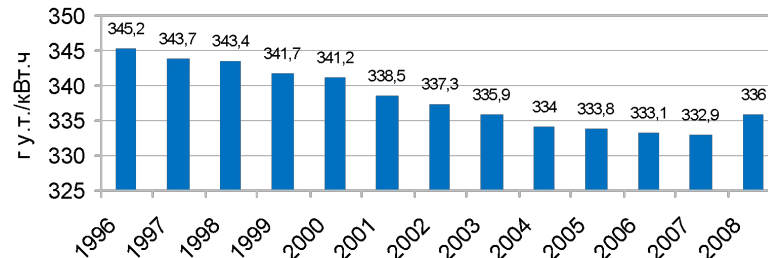
Выработка электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному циклу



Удельные расходы топлива на действующих ТЭС на электроэнергию



Удельные расходы топлива на действующих ТЭС на тепловую энергию



С 2005 года наблюдается рост удельных расходов топлива на ТЭС



Техническое состояние гидро и атомной энергетики России

ГЭС в общей структуре мощностей России*

Кол-во станций	Кол-во агрегатов	Общая мощн.	Доля ГЭС в общей уст. мощности
123 шт.	510 шт.	39,8ГВт	19%

АЭС в общей структуре мощностей России*

Кол-во станций	Кол-во агрегатов	Доля АЭС в общей уст. мощности
12 шт.	39 шт.	12%

Оборудование ГЭС России*

Всего		Срок эксплуатации от 30 до 50 лет		Срок эксплуатации более 50 лет		
кол-во агрегатов шт.	кол-во агрегатов шт.	Мощн. ГВт	Доля от общей мощн. ГЭС	кол-во агрегатов шт.	Мощн. ГВт	Доля от общей мощн. ГЭС
510	173	22,6	56,8%	196	8,3	20,9%

Оборудование АЭС России*

Всего		Срок эксплуатации до 20		Срок эксплуатации от 20 до 40 лет	
кол-во агрегатов шт.	Мощн. ГВт	кол-во агрегатов шт.	Мощн. ГВт	кол-во агрегатов шт.	Мощн. ГВт
39	24,5	5	5,0	34	19,5

АЭС старше 40 лет - нет

* Источник: база данных АПБЭ



Техническое состояние тепловой энергетики России

Технические параметры пара на ТЭС

В России:

- давление до 25МПа;
- температура до 545-550°С

В мире:

- давление до 30-35МПа;
- температура до 600-650°С

КПД ТЭС

В России:

- в среднем 36,6%

В мире:

- Япония 41,5%
- Франция 39,5-40%
- Германия 39-40%

ТЭС в общей структуре мощностей России*

ТЭС Всего	ТЭС общего пользования	ТЭС промыш- ленных	Доля ТЭС в общей уст. мощности
585 шт.	332 шт.	253 шт.	69%

Оборудование ТЭС России*

Всего			Срок эксплуатации от 30 до 50 лет			Срок эксплуатации более 50 лет		
Котлов шт.	Турбин шт.	Мощн. ГВт	Котлов шт.	Турбин шт.	Мощн. ГВт	Котлов шт.	Турбин шт.	Мощн. ГВт
3136	2040	178,6	1847	1055	167,2	669	485	16

Тепловые сети в городах России*

- Суммарная протяженность тепловых сетей - более **172 тыс. км**
- **60%** тепловых сетей нуждаются в модернизации и перекладке;
- Потери в тепловых сетях **20-30%** (в мире 6-8)%

Котельные в городах России**

	2000 г.	2008 г.	Рост к 2000 г.	%
Число котельных шт.	67 913	72 106	+4 193	+6,2%
в т.ч. до 3 Гкал/час	47 206	54 686	+7 480	+16%
от 3 до 20 Гкал/час	16 721	13 963	-2 758	-16,3%
выше 20 Гкал/час	3 289	2 781	-508	

Продолжается «котельнизация» России. Стремительно растет число мелких котельных

* Источник: база данных АПБЭ

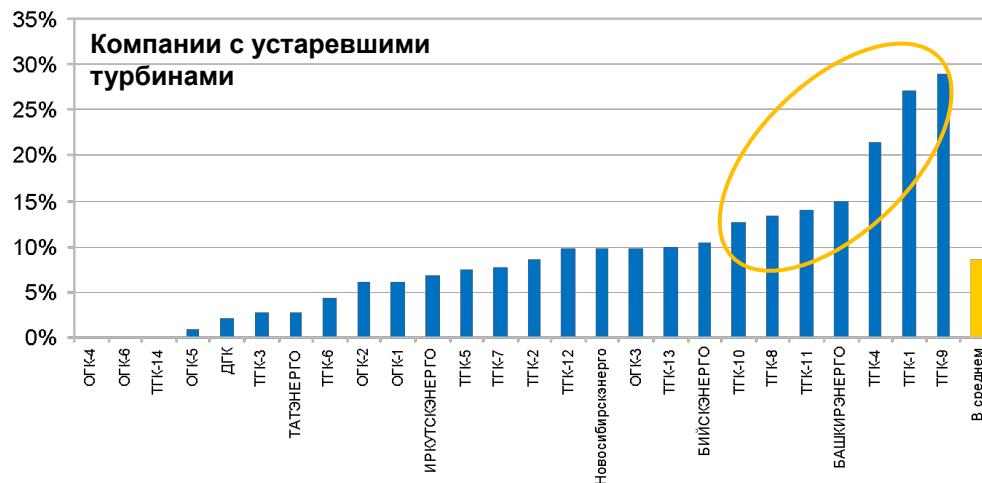
** Источник: данные формы Росстат 1-ТЕП



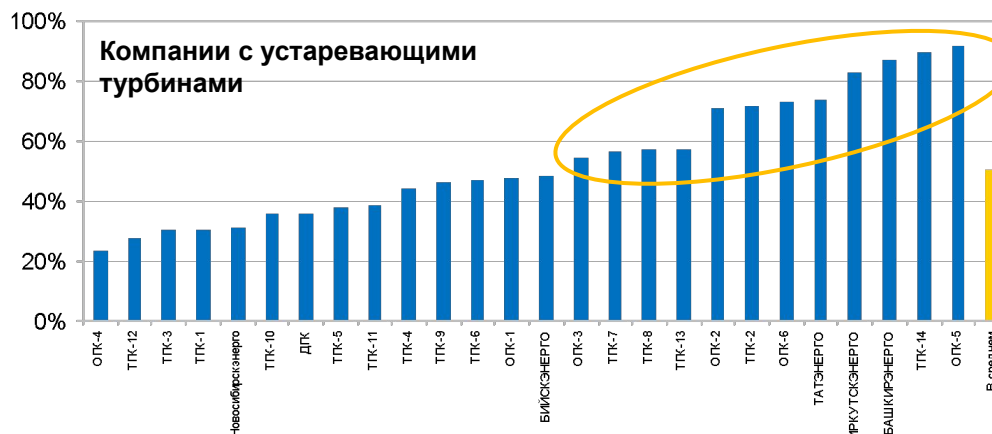
Возраст турбинного оборудования ТЭС по генкомпаниям

- Суммарная мощность турбинного оборудования ТЭС на 01.01.2010 г. составляет 182,6 ГВт, в том числе:
 - по ОГК — 78,4 ГВт или 43%
 - по ТГК — 104,2 ГВт или 57%
 - Турбин старше 50 лет – 8,7%,
 - Турбин от 30 до 50 лет – 50,7%
-
- Суммарная мощность оборудования, введенного в эксплуатацию до 1949 г., составляет:
 - по ОГК всего 437 МВт или 0,6% от уст. мощности всех ОГК,
 - по ТГК — 1421 МВт или 2,5% от суммарной мощности всех ТГК;
 - Пик ввода мощностей – 1959—1988 гг. (75,5% всей установленной мощности ОГК и ТГК).
 - За последние 20 лет введено 16,2% мощности.

Доля турбин старше 50 лет по мощности



Доля турбин от 30 до 50 лет по мощности





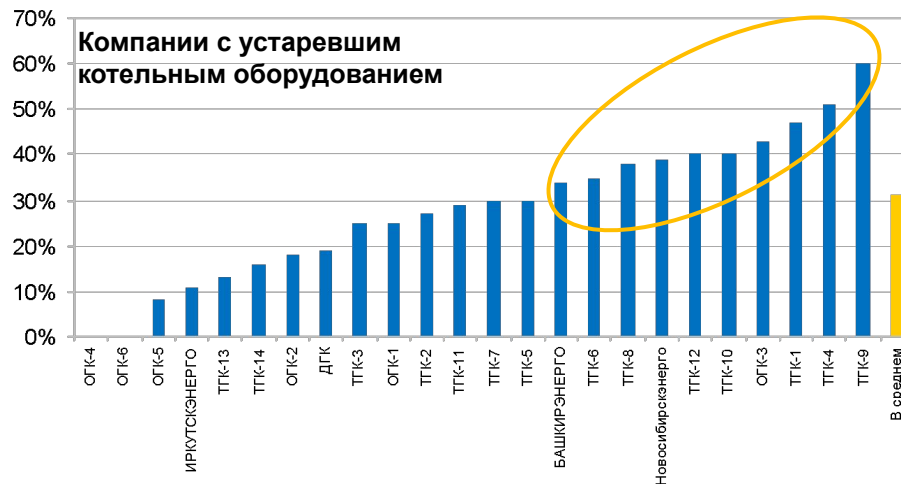
Параметры пара и возраст котельного оборудования ТЭС по генкомпаниям

Котлы по параметрам пара и возрасту

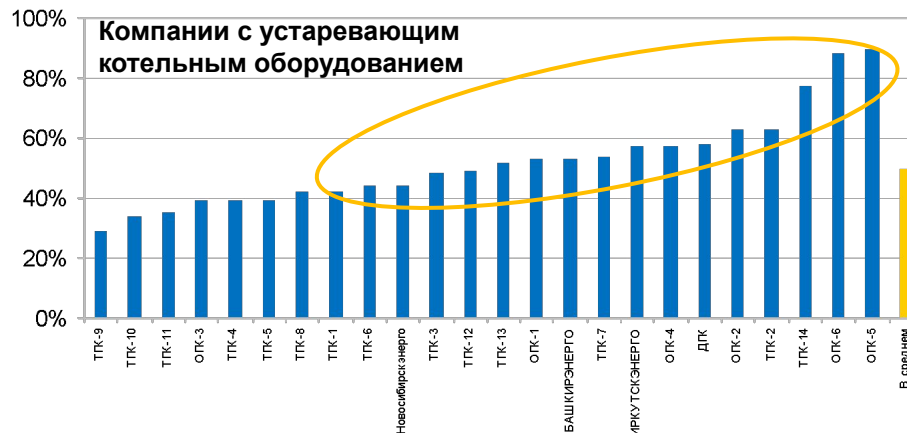
	Всего, шт.	от 30 до 50 лет, шт.	Доля, %	старше 50 лет, шт.	Доля, %
Котлы энергетические	1995	989	49,6	626	31,4
в том числе по давлению пара (атм.)					
Свыше 255	160	128	80,0	0%	0
от 110 до 255	845	657	77,8	43	5,1
от 40 до 110	581	211	36,3	326	56,1
ниже 40	409	121	29,6	257	62,8
Котлы водогрейные	1141	520	45,6	43	3,8

- Основное число котельного оборудования - на докритических и закритических параметрах пара – 71,5%
- Число котлов на сверхкритических параметрах пара в общем количестве энергетических котлов - 8,1%
- Число котлов параметрами пара ниже 40 атм. составляет - 20,5%

Доля энергетических котлов старше 50 лет



Доля энергетических котлов от 30 до 50 лет





Техническое состояние распределительных электрических сетей

Общее количество подстанций и воздушных линий

Подстанций (с установленной электрической мощностью трансформаторов около 423 млн. кВА):

- напряжением 35-220 кВ – 17 тыс.;
- напряжением 6-35/0,4 кВ – более 500 тыс.

Воздушных и кабельных линий 0,38-220 кВ – 2,35 млн. км, в том числе:

- напряжением 0,38 кВ – 840 тыс. км;
- напряжением 6-10 кВ – 1,1 млн. км;
- напряжением 35 кВ – 180 тыс. км;
- напряжением 110-220 кВ – 220 тыс. км

Отработали ресурс

ВЛ 35-110 кВ	ВЛ 6-10 кВ	ВЛ 0,38 кВ
Св. 60 тыс.км	560 тыс.км	510 тыс.км

Из общего количества подстанций 6-10/0,4 кВ:

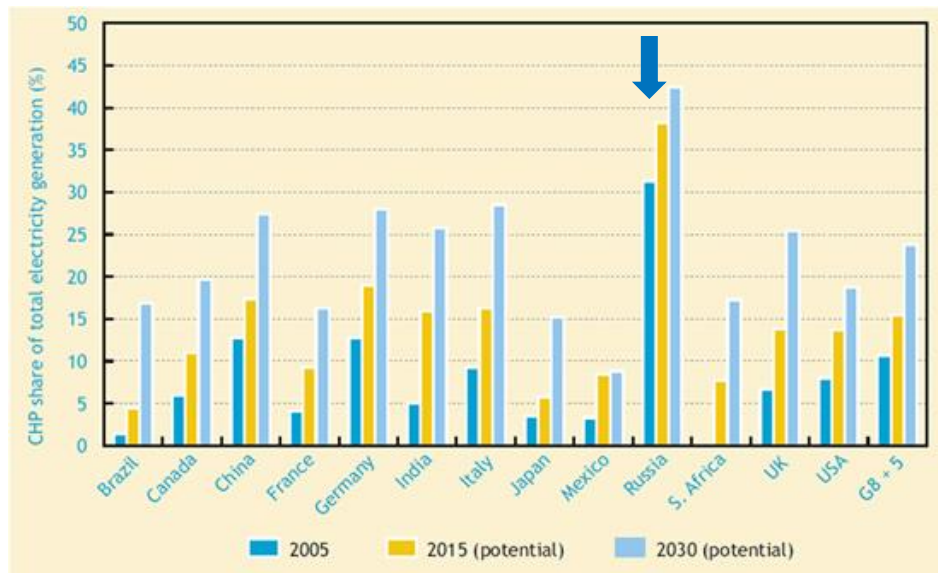
- **15 % - находятся в неудовлетворительном состоянии**
- Более 40 % воздушных и масляных выключателей – отработали нормативные сроки
- Около 50 % систем РЗиА – морально устарели

Технический уровень оборудования сетей РСК – соответствует уровню 30-летней давности.



Потенциал роста когенерации в России

Прогноз роста доли когенерации в мире в объёме электрической генерации в перспективе до 2030 года*



Приоритет когенерации отмечен на уровне лидеров стран G8. На саммите в Хайлигендамме (июнь 2007) приняты рекомендации по расширению комбинированной генерации тепла и электроэнергии в национальных энергетиках

В России доля электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ в теплофикационном режиме, снизилась с 65% (1980) до 28,1% (2008) Коэффициент использования топлива на ТЭС снизился с 62% (1992) до 52% (2008)**

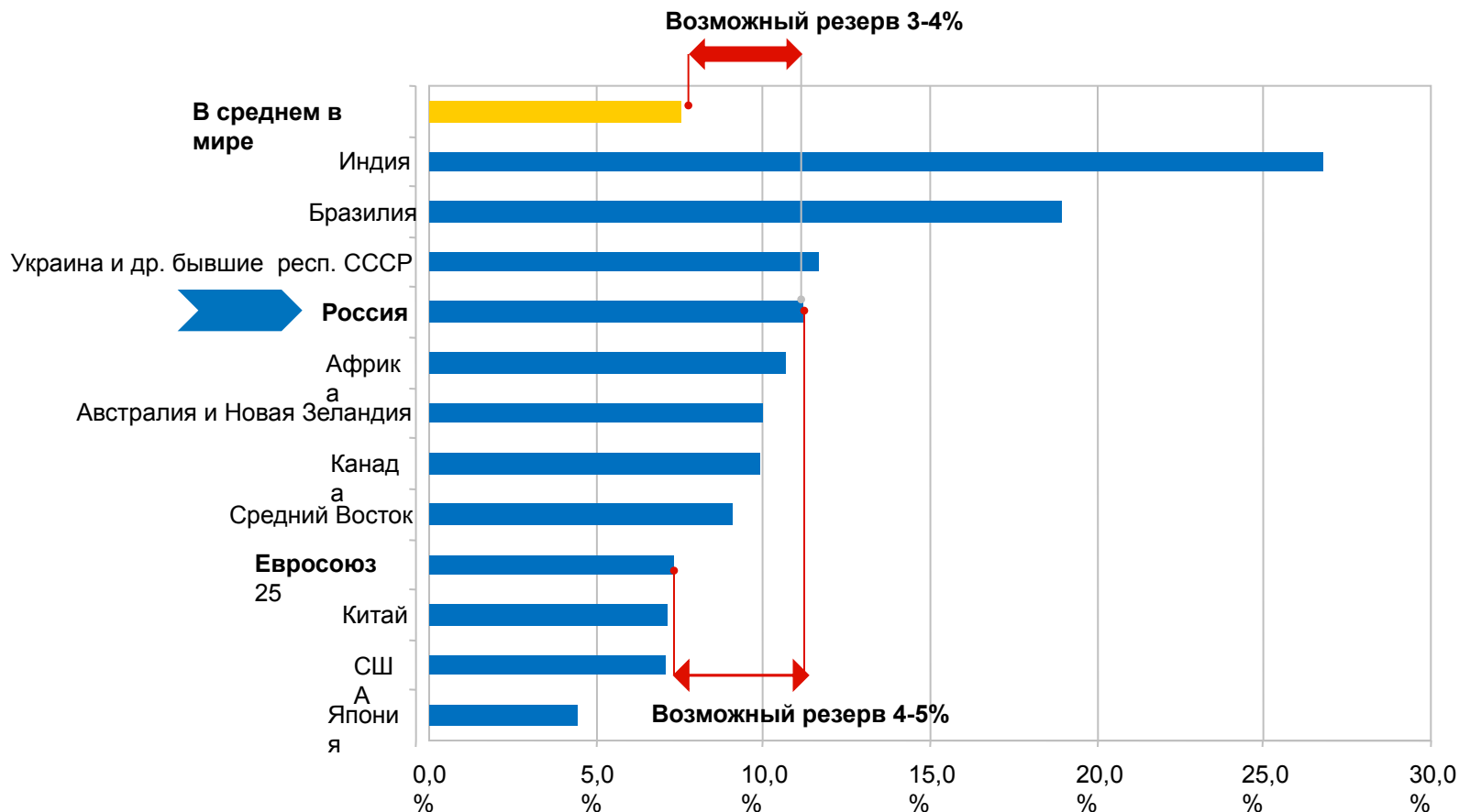
Перевод теплоснабжения городов и поселений с котельных преимущественно на когенерацию может обеспечить прирост производства электроэнергии на величину до 500 млрд.кВтч за счет распределенных источников энергии

* Источник: Доклад OECD/IEA, 2008

** Источник: база данных АПБЭ



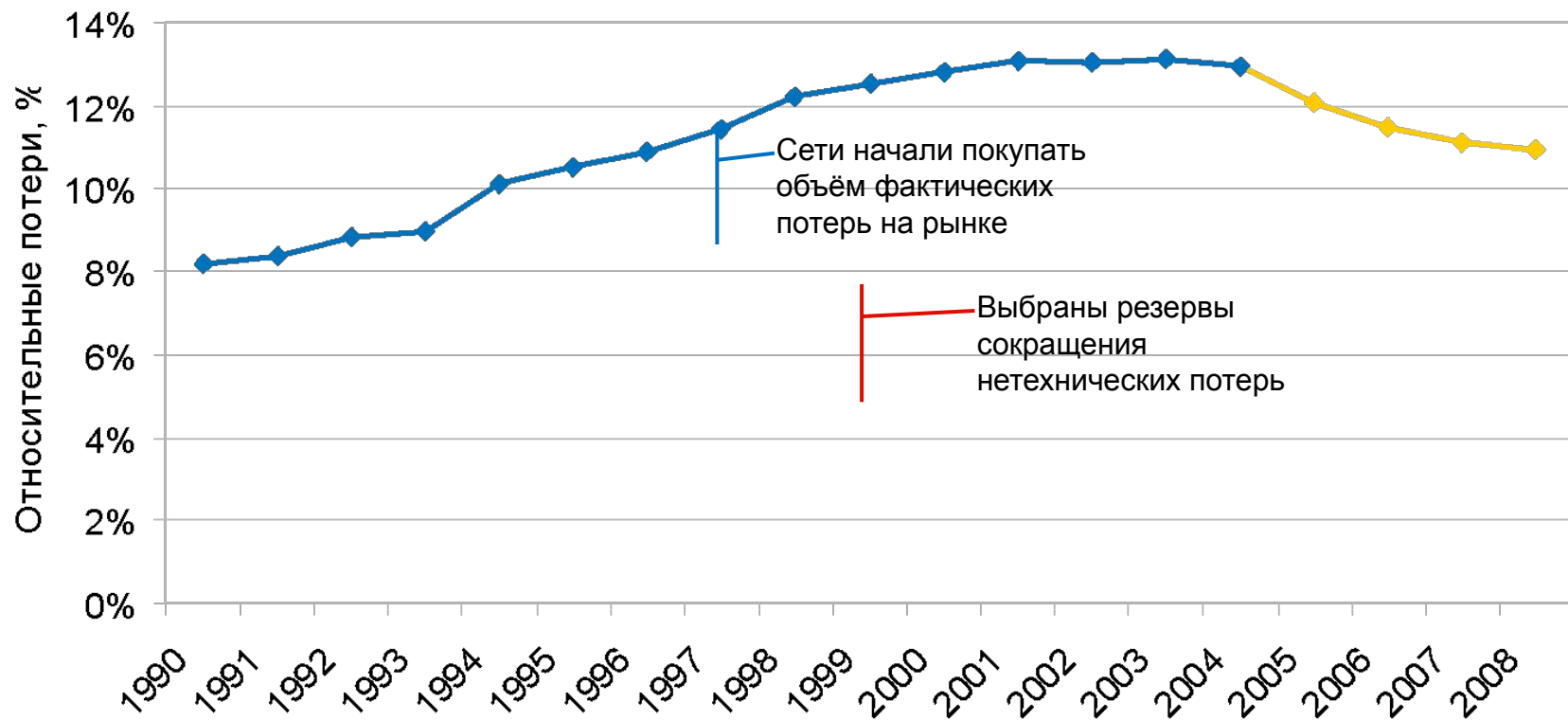
Потенциал сокращения потерь электроэнергии в сетях



Потери в сетях зависят от протяженности электрических сетей от источников до центров потребления, технического уровня электросетевого оборудования, структуры и топологии сетей, климатических и географических условий и др. факторов



Динамика относительных потерь электроэнергии в сетях России



Для дальнейшего сокращения потерь электроэнергии в сетях необходимо:

- Модернизация оборудования электрических сетей, создание smart grids;
- Значительные инвестиции в системы учета;
- Сокращение плеч доставки электроэнергии в центры потребления;
- Развитие и оптимизация распределительных сетей и распределенной генерации



Целевые индикаторы развития энергетики до 2020 года

Электроэнергетика

Показатели энергоэффективности	2007г.	2020г.
Удельный расход топлива на электроэнергию, г у.т./кВтч	333	296,6
Коэффициент полезного использования топлива, %	52	60
КПД ТЭС, %		На новых станциях ≥60 ≥48
	на газе	
на угле	33	
Доля электроэнергии ТЭС, выработанной на когенерации, %	30	45
Потери электроэнергии в электрических сетях, %	11	8,3

Теплоснабжение

Показатели энергоэффективности	2007г.	2020г.
Доля отпуска тепла на базе когенерации, %	33	52
Удельный расход топлива на котельных, кг у.т./Гкал	173,2	167,2
Потери тепла, %	14,7	10,7
Удельное теплотребление на 1 м ² (отапливаемых помещений), Гкал/м ²	0,0407	0,0286
Доля отпуска тепла по приборам учета, %	36,3	100



Модернизация должна охватить все сектора электроэнергетики:

Генерация:

- Модернизация ГЭС
- Модернизация АЭС
- Модернизация тепловой электроэнергетики

Электрические сети:

- Модернизация и реконструкция сетевой инфраструктуры под новое расположение электростанций с преобладанием распределенной генерации, ускоренное развитие распределительных сетей
- Внедрение интеллектуальных сетей Smart Grids в ЕНЭС и распределительных сетях

Системы централизованного теплоснабжения:

- Замена котельных на когенерацию,
- модернизация и реконструкция тепловых сетей

Наиболее значимый сектор первоочередной модернизации – тепловая энергетика



Модернизация и развитие гидроэнергетики России в период до 2020 года

Вводы энергоблоков на ГЭС :

Строительство 21 новой ГЭС установленной мощностью более 300 МВт.

Общая мощность новых вводов = 25,9 ГВт

Инновационное обновление отрасли:

- Внедрение эффективного гидротурбинного оборудования, отвечающего современным экологическим требованиям.
- Разработка и внедрение накопителей электроэнергии большой мощности для выравнивания графиков нагрузок электростанций на основе ВИЭ.
- Разработка и внедрение интеллектуальных диагностических систем для обеспечения надежности и безопасности гидротехнических сооружений и оборудования.
- Разработка и внедрение новых технологий и материалов для строительства высоконапорных плотин.
- Разработка новых технологических решений ГАЭС, включая подземные варианты компоновки их основных элементов.



Модернизация и развитие атомной энергетики в период до 2020 года

Модернизация действующих энергоблоков АЭС :

- продление на 15-25 лет срок эксплуатации **15 энергоблоков** суммарной мощностью **13,5 ГВт**.
- реализация программы увеличения выработки электроэнергии и повышения КИУМ увеличит располагаемую мощность АЭС на **4,5 ГВт**

Инновационное обновление отрасли:

- **создание серийных атомных энергоблоков нового поколения:**
 - типового проекта АЭС нового поколения - АЭС-2006;
 - проекта прототипа коммерческого энергоблока БН-П4
- **формирование новой технологической базы атомной энергетики на основе замкнутого топливного цикла с реакторными установками на быстрых нейтронах**

Демонтаж	Вводы
9 энергоблоков единичной мощностью 12-1000 МВт на 4 АЭС Общая мощность = 3,75 ГВт	14 энергоблоков единичной мощностью 800-1150 МВт на 8 АЭС Общая мощность = 15,35 ГВт



Основные направления модернизации и развития тепловой энергетики

- 1 Всемерное развитие когенерации и модернизация систем централизованного теплоснабжения в населенных пунктах
- 2 Перевод ТЭС, использующих газ, на современные технологии
- 3 Увеличение доли угольной генерации и перевод ее на чистые угольные технологии
- 4 Опережающее развитие типового проектирования, отечественного энергомашиностроения и НИОКР
- 5 Учет опыта эксплуатации действующих лучших отечественных парогенераторов в проектах новых энергоблоков



Главное направление модернизации тепловой энергетики – развитие когенерации

Переход от отдельного производства электроэнергии, тепла и холода преимущественно к их когенерации и тригенерации:

- перевод котельных в режим когенерации обеспечит рост производства электроэнергии до 500 млрд. кВтч (типовое решение – замена котельных на ГТУ-ТЭЦ в сочетании с тепловыми насосами, перевод существующих котельных в пиковый режим);
- модернизация систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) и тепловых сетей;
- в крупных городах где есть действующие ТЭЦ и котельные – устранить избытки тепловых мощностей, оптимизировать СЦТ.

Развитие когенерации и тригенерации в городах позволит:

- повысить коэффициент полезного использования топлива до 85 %;
- изменить потребности в топливе;
- вовлечь в теплоэнергетику местные виды топлива;
- улучшить экологию городов и поселений.



Главный барьер:
ведомственная разобщенность крупной и муниципальной

Необходимо возложить на Минэнерго функции координации развития как «большой», так и муниципальной энергетики



В 2010-2015 необходимо реализовать демонстрационные (пилотные) проекты :

- Разработка и освоение отечественных ГТУ мощностью 65-270-350 МВт и ПГУ на их основе с КПД 60%.
Срок освоения – 2015 год;
- Разработка и освоение модульных одновальных ПГУ-ТЭЦ мощностью 40—100—170 МВт и удельной выработкой на тепловом потреблении 1200—1500 кВтч/Гкал с коэффициентом использования топлива 85-86%.
Срок освоения – 2015 год;
- Разработка и освоение тепловых насосов и типовых технических решений по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентом преобразования 4—5 в системах теплоснабжения;
Срок освоения – 2012-2014 г.

Эти демонстрационные проекты предусмотрены новой Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г.



Перевод угольных ТЭС на чистые угольные технологии

В 2010-2015 необходимо реализовать демонстрационные (пилотные) проекты :

Наименование технологии	Место внедрения	Срок освоения
1. Угольный блок Нэл.=660 МВт на суперкритические параметры пара	Татауровская ГРЭС	2015
2. Угольный блок Нэл.=330 МВт на суперкритические параметры пара	Алтайская КЭС	2015
3. Угольный блок Нэл.=900-1000 МВт на КАУ на суперкритические параметры пара	Берёзовская ГРЭС, блок № 4	2015
4. Современные технологии газоочистки по улавливанию SO ₂ , NO _x , золы частиц для действующих угольных блоков 200-800 МВт (снижение NO _x <200 мг/м ³ , SO ₂ <200 мг/м ³ , зол. част. < 10-30 мг/м ³)	Рефтинская ГРЭС, Троицкая ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС, Черепетская ГРЭС, Каширская ГРЭС, Верхне-Тагильская ГРЭС	2015
5. Угольный блок с ЦКС мощностью 330 МВт на СКД параметрах пара	Новочеркасская ГРЭС	2012
6. Опытно-промышленная ПГУ с газификацией углей Нэл.=200 МВт для выработки электроэнергии и тепла	ТЭЦ-17 Мосэнерго	2016
6. Опытно-промышленная ПГУ с газификацией углей Нэл.=20 МВт для выработки электроэнергии и тепла	Закамская ТЭЦ-5	2015
7. Опытная энергетическая установка Нэл.=50 МВт с улавливанием CO ₂ из цикла и его последующим захоронением	На одной из ТЭС Поволжья, вблизи расположения нефтепромыслов	2015



Основные направления модернизации распределительных электрических сетей

- 1 переход на более высокие классы напряжения (с 6-10 кВ на 20-35 кВ)
- 2 создание ПС с дистанционным управлением и контролем без персонала
- 3 компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности подстанционного оборудования
- 4 надежность ПС при работе в экстремальных климатических условиях при $t^{\circ} \text{C}$ до -50°C
- 5 применение ТП нового поколения с элегазовыми КРУ и малогабаритными вакуумными выключателями



Ввод устройств гибких систем электропередачи (FACTS) в сетях ЕЭС/ЕНЭС

NN	Наименование объекта	Мощность оборудования, напряжение	Срок ввода в эксплуатацию*
1.	УШР на 11хПС 500 кВ в ОЭС «Востока», ОЭС «Сибири», ОЭС «Урала»	Всего 11 УШР суммарно 1820 Мвар	2010 -2015 гг.
2.	СТК на 9 ПС 220-330-500 кВ	Всего 11 СТК суммарно 810 Мвар	2010 -2015 гг.
3.	СТАТКОМ, АСК на 4ПС 220-500 кВ	Всего 6 СТАТКОМ суммарно 350 Мвар	2010 -2015 гг.
4.	УУПК на ВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская – Новокузнецкая»		2012 г.
5.	ОЭС Сибири – ОЭС Востока: ПС 500 кВ «Могоча»	Забайкальский преобразовательный комплекс, 200 МВт	2012 г.
6.	ФПУ в ОЭС Сибири – ОЭС Урала: ВЛ 220 кВ «Советско-Соснинская - Володино»		2013 г.
7.	Устройства ограничения ТКЗ в ОЭС Центра		2010 -2015 гг.

* Сроки требуют уточнения

Устройства FACTS предназначены для управления потоками мощности, увеличения пропускной способности сетей, регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности, демпфирования колебаний и обеспечения динамической устойчивости систем электропередачи



Учитываются ли приоритеты модернизации в инвестпрограммах энергокомпаний?

В договорах предоставления мощности (ДПМ) в период с 2010 по 2019 г.г. генерирующие компании планируют модернизацию действующих ТЭС и ввод новой мощности в объеме 24,1 ГВт.

На газе:

Ввод 66 парогазовых блоков на 54 ТЭС суммарной мощностью 19,0 ГВт, в том числе:

- 22 блока на 17 КЭС суммарной мощностью 9,0 ГВт;
- 44 блока на 37 ТЭЦ суммарной мощностью 10,0 ГВт. Из них:
- 23 современных ПГУ-400/420 суммарной мощностью 9,3 ГВт на 17 ТЭС, в т.ч. 6,8 ГВт – на КЭС и 2,5 ГВт – на ТЭЦ.



Проблема!

63% новых мощностей на газе планируется на базе иностранного оборудования

На твёрдом топливе:

Ввод 20 новых энергоблоков на 12 угольных ТЭС суммарной мощностью 3,8 ГВт и 10 турбин суммарной мощностью 623 МВт на 7 угольных ТЭЦ.



Проблема!

Отсутствие в отечественном энергомашиностроении современных экологически чистых угольных технологий.

В проектах ДПМ планируется использовать устаревшие технологии!



Инвестиции на модернизацию и их доля в инвестпрограммах энергокомпаний

Наименование компании	2009			2010		
	Инвестиции в модернизацию (млн. руб.)	Инвестпрограмма (млн. руб.)	Доля инвестиций в модернизацию в инвестпрограмме (%)	Инвестиции в модернизацию (млн. руб.)	Инвестпрограмма (млн. руб.)	Доля инвестиций в модернизацию в инвестпрограмме (%)
Сетевые компании						
ОАО "ФСК ЕЭС"	25 500	106 044	24%	44 000	170 900	26%
ОАО "Холдинг МРСК"	41 553	87 983	47%	57 787	104 435	55%
Генерирующие компании						
Генерация ЗАО "КЭС", в т.ч.:	5 581	12 871	43%	6 115	22 269	27%
ОАО "ТГК-5"	736	948	78%	658	4 161	16%
ОАО "ТГК-6"	732	1 529	48%	1 253	2 802	45%
ОАО "ТГК-7"	2 114	5 424	39%	1 830	5 997	31%
ОАО "ТГК-9"	1 999	4 971	40%	2 374	9 309	26%
Государственные генкомпании, в т.ч.:	10 979	77 393	14%	16 806	125 839	13%
ОАО "ИнтерРАО ЕЭС"	533	10 657	5%	1 638	12 600	13%
ОАО "ОГК-1"	1 234	7 165	17%	2 413	12 209	20%
ОАО "РусГидро"	9 059	58 765	15%	12 217	98 692	12%

В 2010 г. планируется рост инвестиций на модернизацию основных фондов энергокомпаний в абсолютном выражении



Изменение подходов к формированию инвестпрограмм в энергетике

Инвестпрограммы генкомпаний необходимо ориентировать на:

1. Использование исключительно новых технологий (особенно в части угольных вводов);
2. Масштабный вывод устаревшего оборудования на крупных ТЭС;
3. Строительство ТЭЦ взамен котельных в городах и поселениях (это относится к ТГК);
4. Строительство и реконструкция тепловых сетей (ТГК совместно с органами власти муниципальных образований)



Проблема:
огромный дефицит и отставание в разработке проектов!

Увеличение доли распределенной генерации изменит рынки топлива: будут активно вовлечены местные виды топлива – уголь, торф, отходы, а также ВИЭ.



В настоящее время площадки многих ТЭЦ используются не рационально

На крупных КЭС съём мощности с 1 га составляет:

- на Березовской ГРЭС – 47.3 МВт/га,
- Пермской ГРЭС – 44.4 МВт/га.

Съём мощности с площадок некоторых старых ТЭЦ в 5 раз ниже:

- на Ижевской ТЭЦ -2 – 7.0 МВт/га,
- Кировской ТЭЦ-5 – 9.0 МВт/га,
- Костромской ТЭЦ-2 – 2.6 МВт/га,
- Ново-Астраханской ТЭЦ – 6.3 МВт/га,
- Хабаровской ТЭЦ-3 – 6.9 МВт/га.

Техническое перевооружение старых ТЭЦ на современные установки значительно увеличит съём мощности с площадки ТЭЦ.

Сохранение площадок действующих ТЭС и котельных и повышение эффективности их использования – один из приоритетов при модернизации тепловых генерирующих мощностей



Потенциал отечественного энергомашиностроения

Виды продукции	Среднегодовое производство, 2006-2008 гг.	Производственная мощность
Котлы паровые свыше 10 т.пар/ч	2260	8307
Турбины паровые, МВт	2360	7929
Турбины газовые, МВт	1960	2628
Турбины гидравлические, МВт	1920	2800 (оценка)

1. Располагаемый суммарный потенциал предприятий составляет 4 – 5 ГВт в год, что не обеспечивает потребности электроэнергетики в оборудовании для нового строительства и технического перевооружения действующих электростанций;
2. При этом производственные мощности предприятий энергомашиностроения недоиспользованы;
3. Выпускаемое оборудование требует повышения технического уровня по показателям энергоэффективности и надежности, соответствующим лучшим зарубежным образцам.



Задача!

В 2010-2015 гг. освоить новые технологии и производство необходимого оборудования, реализовать демонстрационные (пилотные) проекты



Планы развития предприятий энергетического машиностроения

ОАО «СИЛОВЫЕ МАШИНЫ»

- приобрело у Siemens лицензию на производство на мощностях ОАО «ЛМЗ», продажу и сервисное обслуживание газовой турбины SGT5-4000F мощностью 285 МВт. Кпд такой ГТУ составляет 39,8%
- к 2015 году планирует увеличить производственную мощность по комплектам «турбина-генератор» до 17 ГВт / год
- предполагает организовать производство паровых турбин порядка 11 ГВт в год

ОАО «САТУРН-ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ»

- имеет в производственной линейке энергетические турбины мощностью от 25 МВт до 110 МВт.
- ведёт разработки газовых турбин 12, 16, 25, 65, 140 и 160 МВт

ОАО «ЭМАЛЬЯНС»

- декларирует возможность выпуска котельного оборудования до 5,5 ГВт в год, из которых 3 ГВт приходится на котлы для паросиловых энергоблоков, 2,5 ГВт – на котлы-утилизаторы для ПГУ
- в 2008 году заключило лицензионное соглашение с NOOTER/ERIKSEN, INC., США о передаче технологии на производство котлов-утилизаторов для ПГУ, адаптированных под технические нормы РФ
- в 2008 году заключило соглашение с крупнейшим китайским производителем энергооборудования Shanghai Electric Power Generation Group о совместном участии в тендерах на поставку энергетического оборудования для электростанций
- сотрудничает с финским отделением американской компании Foster Wheeler по освоению производства котлов с циркулирующим кипящим слоем и их поставки для Новочеркасской ГРЭС

ЗАО «УРАЛЬСКИЙ ТУРБИННЫЙ ЗАВОД»

- разработало паровые турбины практически для всех типоразмеров ПГУ (170, 180, 210, 230, 325, 400, 450)
- планирует организовать выпуск 2,5 ГВт паровых и 0,5 ГВт газовых турбин в год
- сотрудничает с компанией Mitsubishi Heavy Industries (MHI) и предполагает организовать производство газовых турбин большой мощности и паровых турбин по технологиям MHI.



Обеспечение опережающего развития НИОКР в электроэнергетике

1. Введение для генерирующих компаний нормативных значений отчислений на цели НИОКР на уровне не ниже 3% от себестоимости выпускаемой продукции
2. Формирование координационного плана НИОКР суммирующего все планы НИОКР энергокомпаний электроэнергетики в соответствии с заданными Минэнерго РФ приоритетами развития
3. Некоторые важные направления НИОКР:
 - Разработка отечественных энергоблоков с газификацией угольного топлива мощностью 200-250 МВт с использованием синтез-газа в паро-газовом цикле (ПГЦ ВЦГ); создание демонстрационного объекта
 - Исследование и разработка компоновочных решений по созданию энергоблоков с внутрицикловой газификацией твердого топлива на площадках действующих угольных ТЭС
 - Разработка и освоение серийного производства отечественных одновальных теплофикационных модульных ПГУ мощностью 40, 100, 170 МВт
 - Разработка и освоение серийного производства отечественных высокоэффективных газовых турбин мощностью 300-350 МВт («Силовые машины», «Салют»)
 - и др.



Стимулирование модернизации мощностей

Для формирования институциональных условий , способствующих повышению эффективности и модернизации тепловой энергетики, необходимы экономические и административные меры:

- Повышение внутренней цены на газ до уровня расчетной цены netback (увеличение потребления газа в стране обеспечить не за счет роста неэффективного потребления газа, а за счет расширения газификации и глубокой переработки углеводородов)
- Постепенное формирование оптимального соотношения цен газ/уголь (2/1), плюс развитие конкуренции и стандартизации на угольных рынках;
- Последовательный рост платы за загрязнение окружающей среды для субъектов тепловой энергетики;
- Принятие технических регламентов, предусматривающих запрет использования энергозатратных технологий, установление и контроль графиков замещения неэффективного оборудования;
- Налоговое поощрение внедрения энергоэффективных технологий;
- Бюджетное субсидирование процентов по кредитам для энергоэффективных проектов в электроэнергетике



Запуск долгосрочного рынка мощности (ДРМ)

Улучшение инвестиционного климата в электроэнергетике:

- внедрение долгосрочных ценовых параметров рынка мощности
- внедрение новой системы договоров, повышающей уровень гарантий оплаты
- повышение размера предельного уровня оплаты мощности для отобранных действующих мощностей
- утверждение привлекательных расчетных значений возврата на вложенный капитал (WACC) на уровне 8,5 % и гарантированных уровней оплаты по ДГПМ

Предполагаемый эффект ДРМ в улучшении соотношения доли старой/новой мощности

	2010 год	2015 год	2020 год (прогноз)
мощность, млрд.руб.	313,5	831	1094,4
старая мощность (доля, %)	286,4 (91,3%)	396,8 (48%)	407,3 (37%)
новая мощность (доля, %)	27,1 (8,7%)	434,2 (52%)	687,1 (63%)



Формирование технической политики для производителей и поставщиков угля

Стандартизация и обогащение углей - необходимое условие перехода к чистым угольным технологиям

- Переход угольной промышленности на производство высококачественной угольной продукции на основе стандартизованного угольного топлива
- Повышение глубины и объёмов переработки углей на основе использования эффективных технологий углеобогащения
- Доведение качества угольной продукции по тепловому эквиваленту до уровня, сопоставимого с уровнем развитых угледобывающих стран



Проблема!

Энергетика на чистых угольных технологиях должна базироваться на унификации и типизации угольных электростанций



Федеральный Закон «О теплоснабжении»

В проекте Федерального Закона «О теплоснабжении» во взаимосвязи с Законом Об электроэнергетике и Законом Об энергосбережении необходимо определить:

- возможность непосредственной продажи электроэнергии, произведенной на тепловом потреблении на розничном рынке потребителям, находящимся на территории субъекта Российской Федерации;
- особые условия ценообразования для установок малой и возобновляемой энергетики на розничных рынках электрической и тепловой энергии;
- принципы ценообразования на тепловую и электрическую энергию на установках когенерации с учетом рынка электроэнергии.



Поручить Минэнерго совместно с заинтересованными министерствами и ведомствами:

- Разработать и ввести единую Методику и Порядок разработки показателей топливно-энергетических балансов территорий субъектов Российской Федерации, Порядок согласования скользящего прогноза их развития, в том числе электрических и тепловых нагрузок потребителей;
- Разработать и ввести Методику оценки показателей эффективности топливно-энергетических балансов в т.ч. электроснабжения и теплоснабжения территорий субъектов Российской Федерации;
- Поработать вопросы, связанные с порядком финансирования реконструкции и развития современных, эффективных систем транспорта и учета тепла



Меры налогового и экономического стимулирования развития когенерации

- Внесение изменений в Налоговый Кодекс
 - Смена налогоплательщика налога на прибыль (возможно и НДС) с объемов выручки от реализации тепловой энергии на территории, оставляя все эти средства для целевого использования в распоряжении субъектов Российской Федерации;
 - Смена налогоплательщика налога на прибыль (возможно и НДС) с объемов выручки от реализации электрической энергии на территории, выработанной на базе когенерации, оставляя все эти средства для целевого использования в распоряжении субъектов Российской Федерации;
 - Налоговые льготы для источников когенерации;
 - Частичное освобождение от налога на прибыль доходов тепловых генераторов, полученных в результате снижения удельных расходов условного топлива относительно утвержденного для них норматива;
- Субсидирование платы за присоединение к системам теплоснабжения
- Административная ответственность субъектов тепловой энергетики за нарушение соглашений о повышении энергоэффективности.



Стимулирование развития малой энергетики

- Определение места и роли малой, распределенной энергетики в формировании эффективных систем регионального энергоснабжения в специальных нормативных актах
- Финансовая, ценовая поддержка и налоговое стимулирование малой генерации и когенерации, в том числе на базе ВИЭ
- Финансовая поддержка и налоговое стимулирование проектно-изыскательских работ и муниципальных заказов на разработку типовых технологических решений и проектов по малой энергетике
- Финансовая поддержка и налоговое стимулирование предприятий энергетического машиностроения, на которых организуется производство эффективных малых энергетических установок и технологий возобновляемой энергетики
- Уточнение схемы размещения генерирующих объектов электроэнергетики, использующих ВИЭ на территории Российской Федерации
- Разработка системы мониторинга развития распределенной электроэнергетики, использующей ВИЭ



Потенциал возобновляемых источников энергии и местных видов топлива*

Экономический потенциал ВИЭ в России (за исключением потенциала энергии крупных рек) превышает 300 млн.т у.т./год, или 1/3 потребления первичных энергоресурсов в РФ

ВИЭ	Технический потенциал	Экономический потенциал
Малая гидроэнергетика	126	70
Геотермальная энергия	11 869	114
Энергия биомассы	140	69
Энергия ветра	2 216	11
Солнечная энергия	9 676	3
Низкопотенциальное тепло	194	53
Всего по РФ	24 221	320

Технический потенциал ВИЭ – часть валового потенциала, преобразование которого в полезную энергию возможно при существующем уровне развития технологий, при соблюдении экологических требований

Экономический потенциал ВИЭ – часть технического потенциала, преобразование которого в полезную используемую энергию экономически целесообразно



Кадровая политика в энергетике

Современной энергетике нужны компетенции, совмещающие инженерно-технические и управленческие знания. В международной практике давно ведется подготовка системных инженеров – специалистов по управлению созданием, эксплуатацией и развитием сложных технических систем. Крупнейшие технические ВУЗы мира имеют такие программы.

В России подобных программ нет!

Для решения масштабных задач модернизации энергетики России необходимо подготовить **большое число новых квалифицированных специалистов:**

- в рамках системы высшего образования необходимо сформировать магистерские обучающие программы и программы повышения квалификации, ориентированные на подготовку инженеров-энергетиков нового поколения - системных инженеров
- в рамках системы технического регулирования в электроэнергетике необходимо осуществить локализацию международных стандартов и разработку отечественных стандартов, поддерживающих подходы и методы системной инженерии
- в рамках некоммерческих партнерств и саморегулирующих организаций в электроэнергетике необходимо сформировать межкорпоративные центры компетенций, обеспечивающих исследование, внедрение и развитие практики управления техническими системами в электроэнергетике



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Спасибо за внимание