

Состояние и перспективные технологии мировой и российской теплоэнергетики

Трухний Алексей Данилович, доктор технических наук,
профессор кафедры паровых и газовых турбин НИУ «МЭИ»,
Заслуженный деятель науки Российской Федерации,
Почетный энергетик России,
Лауреат премии Правительства России в области образования

Тенденции развития мировой энергетики:

Две основные одновременно действующие тенденции:

- освоение парогазовых технологий, основанных на сжигании природного газа в мощных высокотемпературных высокоэкономичных ГТУ;
- освоение возобновляемых источников энергии, в первую очередь солнца и ветра.

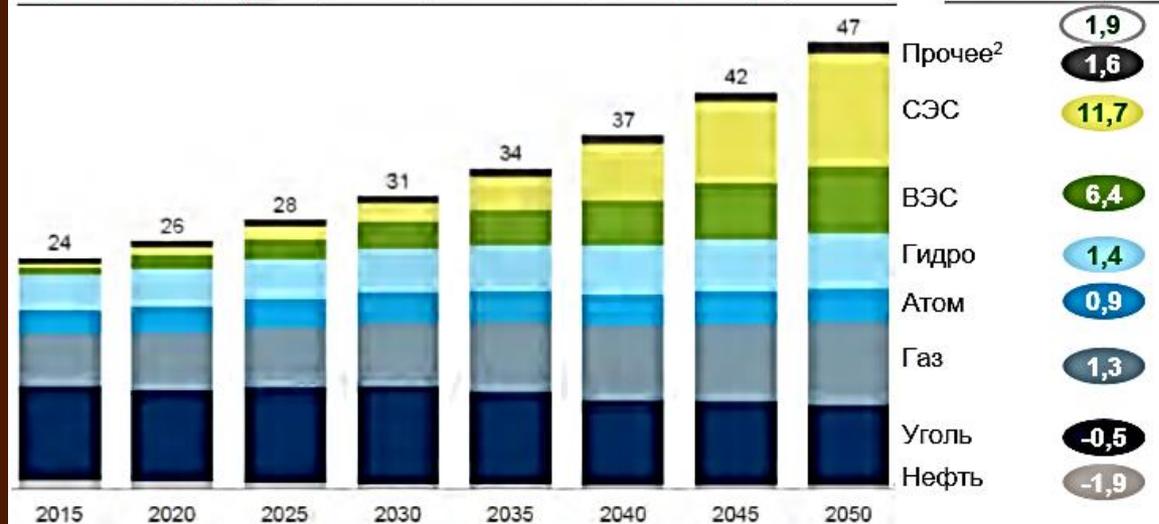
Прогноз развития различных источников энергии в мире и в России



ВИЭ

Мировая структура производства электроэнергии¹, трлн кВт-ч

Среднегодовые темпы роста, 2015-50 гг., %



По состоянию на 2017 год ВИЭ занимает 16% в суммарной электрической мощности и обеспечивает 9% от выработки электроэнергии в мире

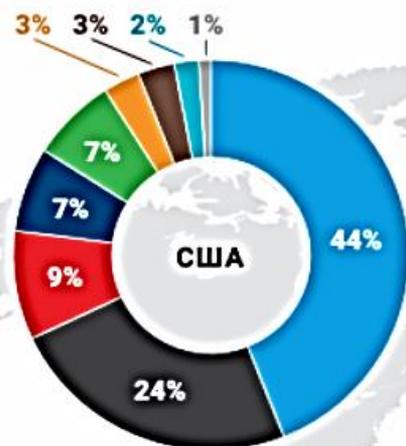
Солнечная и ветровая генерация способны обеспечить практически весь прирост потребности в электроэнергии в мире до 2050 г.

ВИЭ в России:

- менее 0,3% в установленной мощности ЕЭС России (на 01.01.2018)
- менее 0,1% в структуре выработки электроэнергии за 2017 год
- к концу 2023 года суммарная мощность ВИЭ должна составить 5,3 ГВт

СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ В КРУПНЕЙШИХ СТРАНАХ МИРА В 2017 ГОДУ

ПО УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ



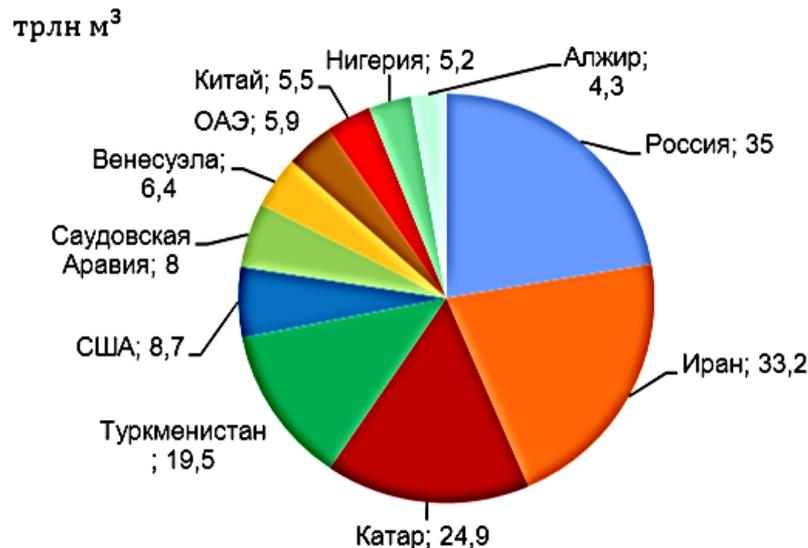
- Газовые электростанции
- Атомные электростанции
- Электростанции на нефтетопливе

- Угольные электростанции
- Ветровые электростанции
- Электростанции на биомассе

- Гидроэлектростанции
- Солнечные электростанции
- Гидроаккумулирующие электростанции

Сайт НП
Совет рынка

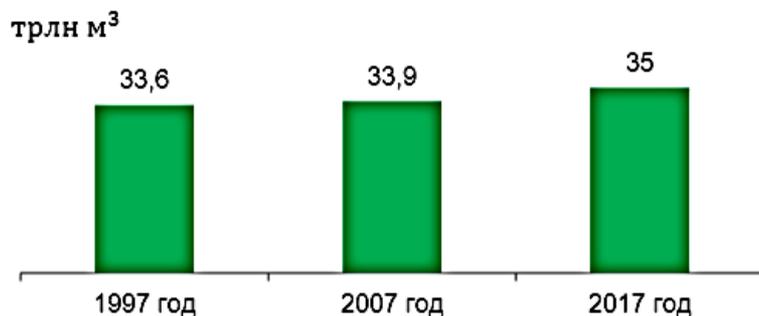
Десять стран мира формируют почти 80% мировых запасов природного газа (2017 год)



Запасы природного газа в России – самые высокие в мире.

На протяжении последних двух десятилетий отмечается динамика увеличения подтверждаемых запасов.

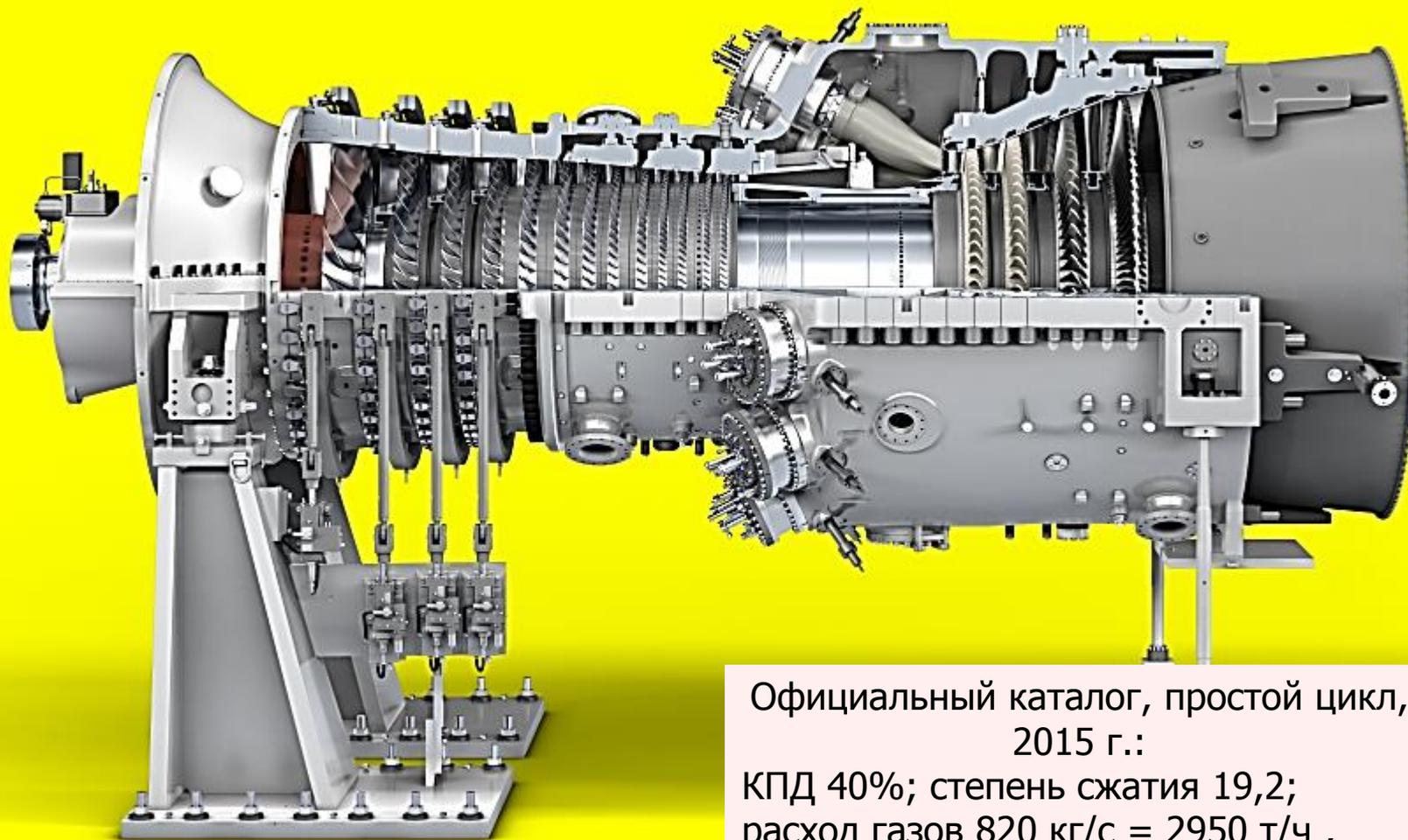
Подтверждённые запасы природного газа в России



* На конец 2017 года по данным BP Statistical Review of World Energy, JUNE 2018

Эти обстоятельства объективно предопределяет целесообразность строительства ПГУ, главным элементом которых являются ГТУ

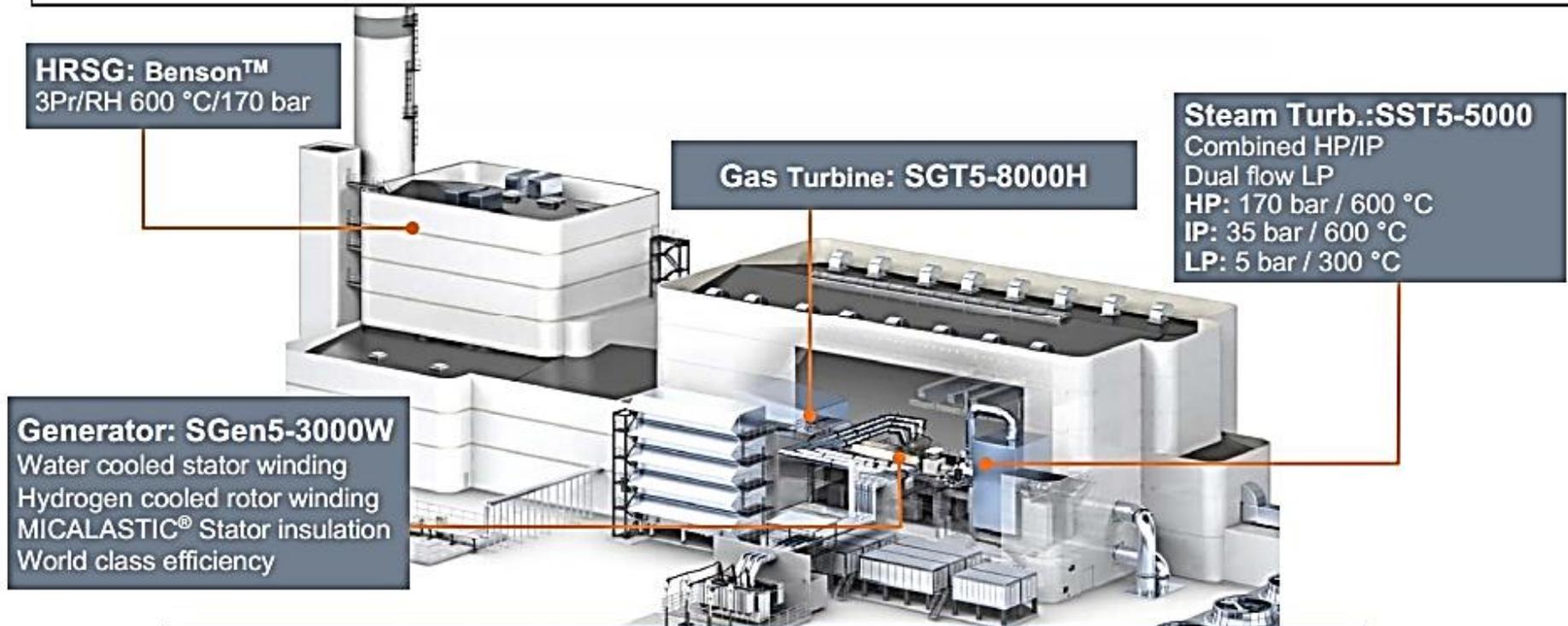
ГТУ SGT5-8000H Siemens
375 МВт (сегодня - 400 МВт), создавалась 8 лет
(2001 -2009 г.)



Официальный каталог, простой цикл,
2015 г.:

КПД 40%; степень сжатия 19,2;
расход газов 820 кг/с = 2950 т/ч ,
температура выхлопных газов 625 °С.

Innovative design features and proven technologies enable SCC5-8000H 1S to reach $\eta > 60\%$ ГТУ - 375 MBT



Two main levers to reach highest efficiency

Gas Turbine

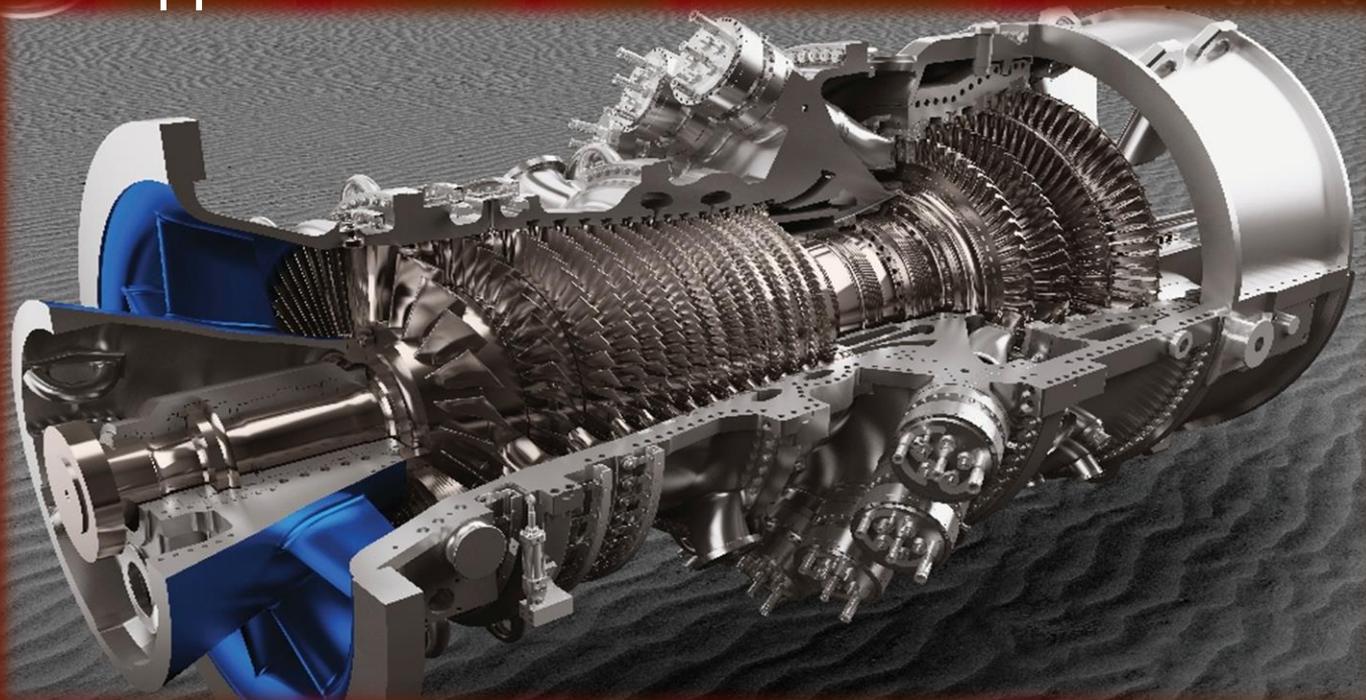
- Increased pressure ratio
- Increased turbine inlet temperature combined with cooling air optimization
- Improved component efficiencies

Water Steam Cycle

- Fuel preheating of 215 °C
- Advanced water/steam cycle (up to 600 °C) with Benson™ HRSG

ГТУ 9НА.01 фирмы GEPS

Создание 2011 г.; мощность 397 МВт; КПД 41,5%;
степень сжатия 21,8; выхлопные газы: 826 кг/с, 620 °С.
Начальная температура 1600 °С (1426 °С за соплами).
NO_x – 25 ppm.

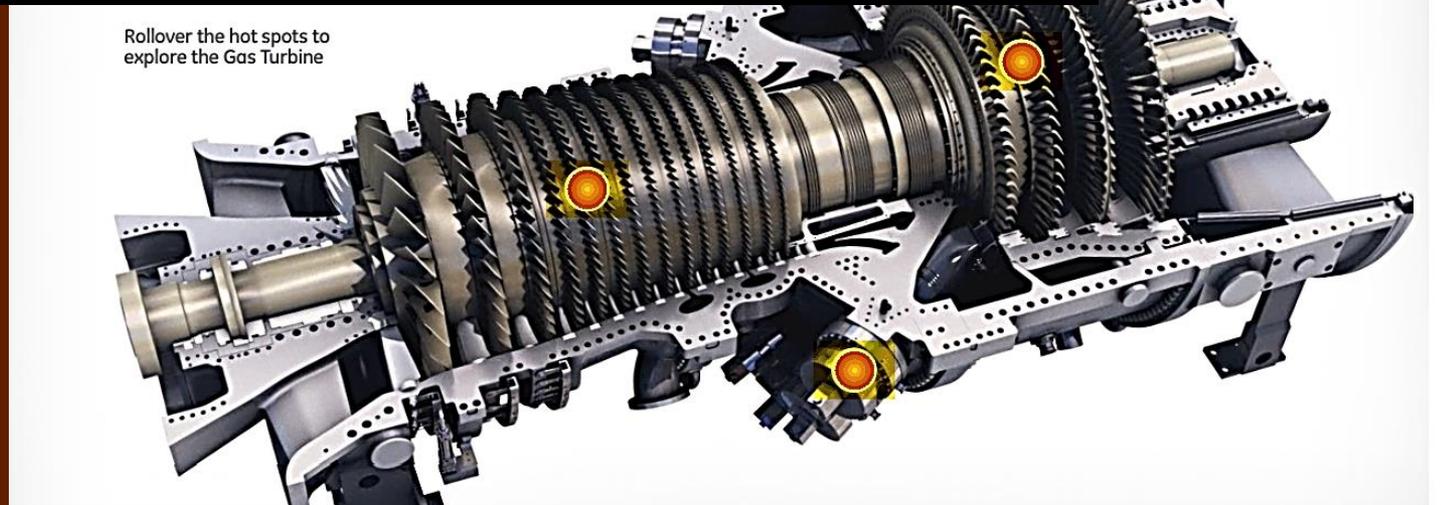


Главная особенность ГТД 9НА.01 – использование воздуха для охлаждения высокотемпературного тракта

Газотурбинная установка 9HA.01 GEPS Изготовление: Белфорд (Франция).

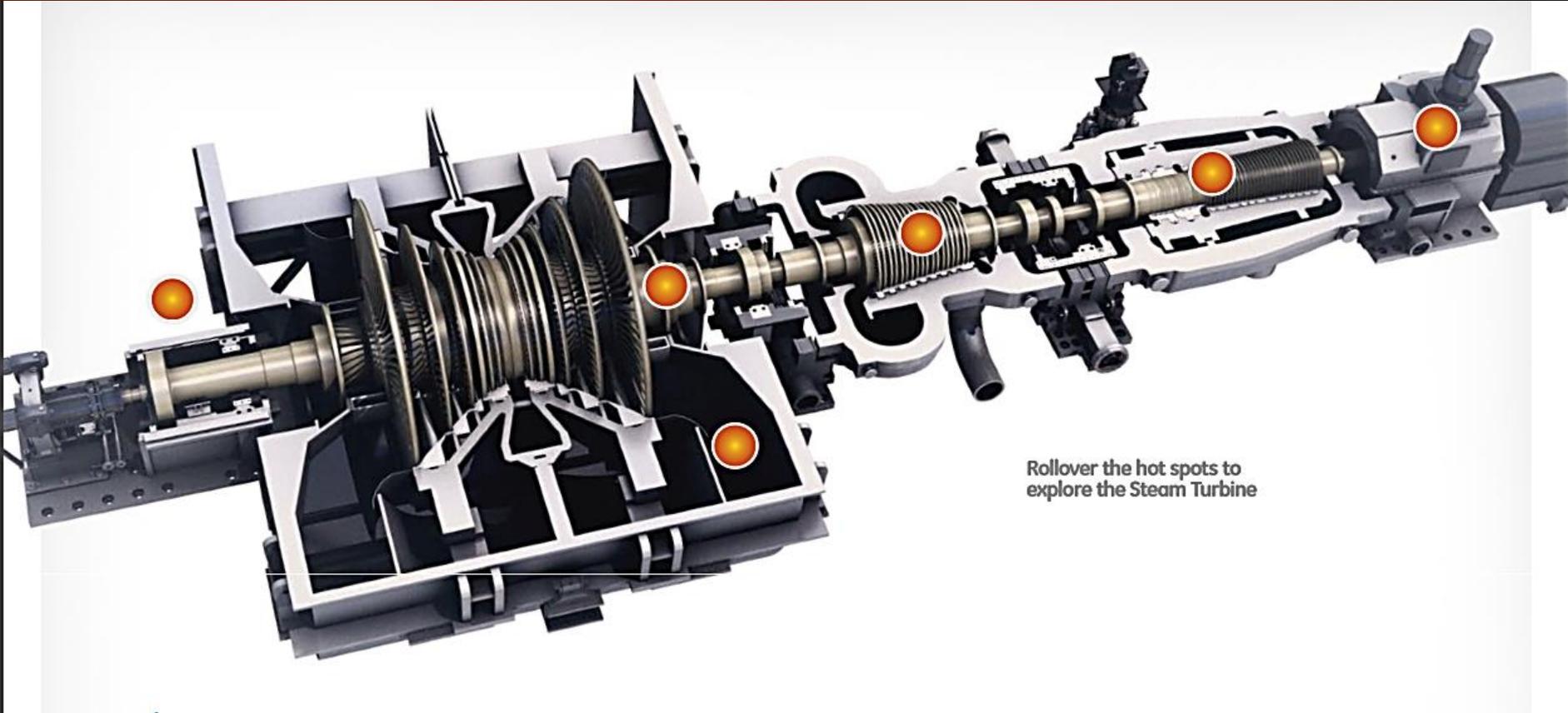
Показатели маневренности:

- минимум регулировочного диапазона 30%;
- пуск до полной нагрузки 30 мин.;
- скорость нагружения в регулировочном диапазоне 60 MW/мин.



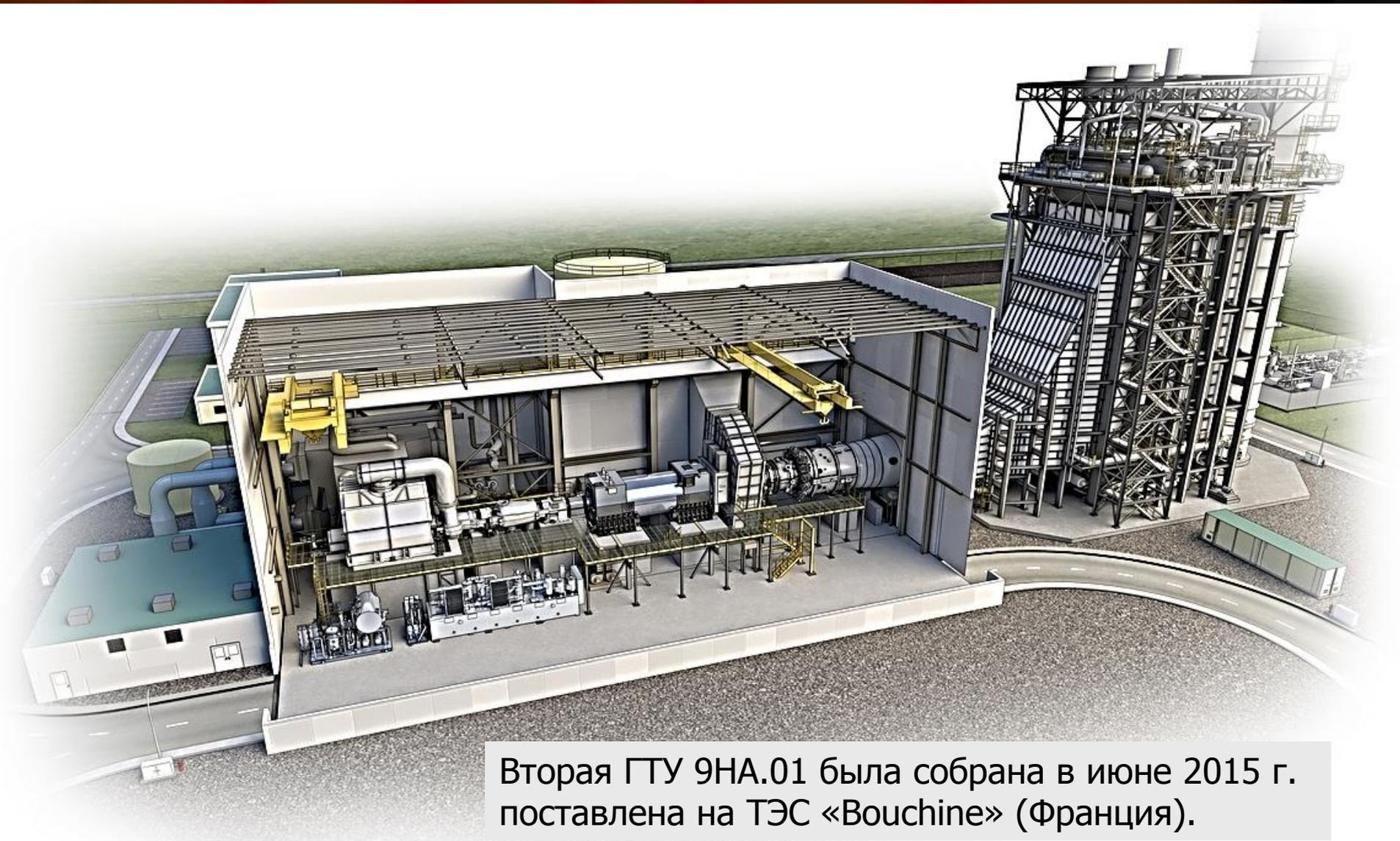
Сборка 9HA.01 на заводе праздновалась 28 мая 2015 г. Затем – отправка в США для 14-недельных полномасштабных испытаний в Гринвилле при полной нагрузке в течение 200 ч и при 40 пусках. По оценкам разработчиков выполненные проверки эквивалентны эксплуатации ГТД в течение 8000 ч в нормальных условиях.

Паровая турбина для ПГУ с ГТУ НА.01 GEPS



Мощность паровой турбины 205,2 МВт

Одновальная ПГУ 1x9HA.01 фирмы GEPS: мощность 592 МВт, КПД 61,6%



Вторая ГТУ 9HA.01 была собрана в июне 2015 г.
поставлена на ТЭС «Vouchine» (Франция).

ПГУ ТЭЦ «Bouchine» (Франция)

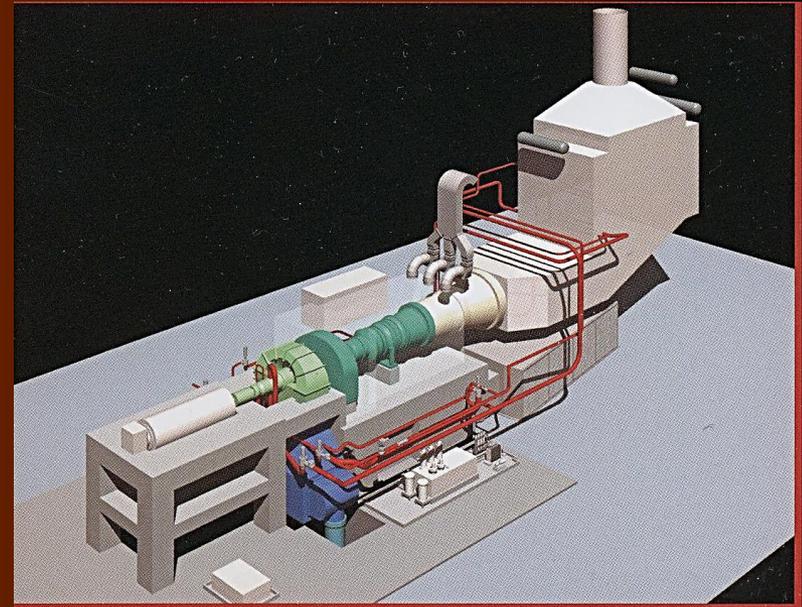


КПД ПГУ составил 62,22%,
вошел в книгу мировых
рекордов Гиннеса и
сегодня это самая мощная
работающая ПГУ

В EDF прогнозируют, что **новый энергоблок будет работать до 3000 часов в год, а количество пусков и остановов превысит 100 в год.**

Мощность ПГУ брутто, МВт	600
Мощность ПГУ нетто, МВт.	592
Удельный расход теплоты, кДж/кВт·	5862
КПД ПГУ нетто, %	61,4
Мощность ГТУ, МВт	394,5
Мощность паровой турбины, МВт	205,2

ГТУ М701J фирмы MHP



Создание 2014 г. ГТУ: 470 МВт; КПД 41%; 893 кг/с;
перед ГТ 1600 °С, за ГТ 615 °С; ввод в
эксплуатацию 2016 г.

В перспективе: ПТ: 217 МВт; ПГУ: 682 МВт; 61,7%.

Мы держим слово

Обзор параметров: турбины серии SGT-9000HL

* Рабочие показатели для простого цикла		
	50 Гц	60 Гц
Выходная мощность	567 МВт	388 МВт
Топливо (примеры)	Природный газ, сжиженный газ, нефтяной дистиллят, по запросу - иное	
Частота	50 Гц	60 Гц
Градиент набора мощности ГТ	85 МВт/мин	85 МВт/мин
КПД	42,6%	42,3%
Удельный расход тепла	8.461 кДж/кВтч (8.019 БТЕ/кВтч)	8.519 кДж/кВтч (8.074 БТЕ/кВтч)
Частота вращения ротора	3.000 об/мин	3.600 об/мин
Степень сжатия	24:1	24:1
Массовый расход выхлопных газов	1.000 кг/с (2.205 фунт/с)	700 кг/с (1.543 фунт/с)
Температура выхлопных газов	680° C (1,256° F)	680° C (1,256° F)
Выбросы NO _x	Снижение до 2 ppm с СКВ	Снижение до 2 ppm с СКВ
Выбросы CO	10 ppm	10 ppm

Примечание:

Показатели для простого цикла представляют собой брутто-значения при нормальных окружающих условиях (ИСО).
Показатели для режима ПГУ представляют собой нетто-значения при нормальных окружающих условиях (ИСО).
Фактические рабочие показатели изменяются в зависимости от индивидуальных проектных условий и применяемого топлива.

* Рабочие показатели для режима ПГУ		
	50 Гц	
	ПГУ 1x1/1S	ПГУ 2x1
Выходная мощность блока, нетто	841 МВт	1.682 МВт
КПД блока, нетто	>63%	>63%
Диапазон регулирования блока	40%	40%
Удельный расход тепла	<5.714 кДж/кВтч (<5.416 БТЕ/кВтч)	
Число газовых турбин	1	2
Уровни давления / Перегрев	Три / Да	Три / Да
Температура пара	>600° C (>1,112° F)	>600° C (>1,112° F)

Массогабаритные характеристики	
	50 Гц
Масса (порядка)	497.000 кг (1.095.700 фунт.)
Длина	13,0 м (42,6 фут.)
Высота	5,3 м (17,4 фут.)
Ширина	5,5 м (18,1 фут.)

Высокие экономические показатели современных ГТУ достигнуты благодаря:

- совершенствованию аэродинамики проточной части ВК и ГТ (трехмерное проектирование);
- глубокому изучению процессов теплопередачи в элементах высокотемпературного тракта;
- улучшению конструкции деталей горячего тракта (камеры сгорания и газовой турбины) с уменьшением температур деталей и температурных градиентов в них;
- совершенствованию системы пленочного охлаждения лопаток турбины с использованием нескольких тысяч отверстий вместо нескольких сот, обеспечивающих неразрывность заградительной воздушной пленки;*
- улучшением термобарьерных керамических покрытий.*

Показатели маневренности:

- минимум регулировочного диапазона 30%;
- пуск до полной нагрузки 30 мин.;
- скорость нагружения в регулировочном диапазоне 60 MW/мин.

Каковы перспективы совершенствования ГТУ и ПГУ?

По мнению фирм GEPS и Siemens, совершенствование проточной части турбомашин, улучшение керамических покрытий, уменьшение паразитных протечек, совершенствование охлаждения **позволят к концу текущего десятилетия достичь начальную температуру ГТУ 1700 °С и КПД ПГУ 63%. В дальнейшем даже при воздушном охлаждении может быть достигнут КПД ПГУ 65%.**

Главный недостаток ГТУ как основного элемента ПГУ – это не только огромные затраты на их разработку и изготовление, но и на обслуживание: стоимость капитального ремонта ГТУ после эквивалентной наработки 100 000 час. (а в календарных часах это значительно меньше) составляет 50-70% стоимости новой ГТУ.

Каково состояние с ГТУ в России?

1988 г. Изготовлен головной образец ГТЭ-150, пригодный для работы в составе ПГУ (161 МВт; КПД 31,5%; 630 кг/с; 1100 °С/530 °С).

1990 г. Ввод ГТЭ-150 в опытную эксплуатацию на ГРЭС-3 Мосэнерго. Сегодня две ГТЭ-150 находятся в работоспособном состоянии.

Попытки создать

ГТГ-110 (2002 г.; 114,5 МВт; 36 %; 14,7; 362 кг/с ; 1210 °С/517 °С)

и

ГТЭ-65 (2008 г.; 61,5 МВт; 36,7 %; 15,6; 184,4 кг/с, - °С/555 °С)

не увенчались успехом.

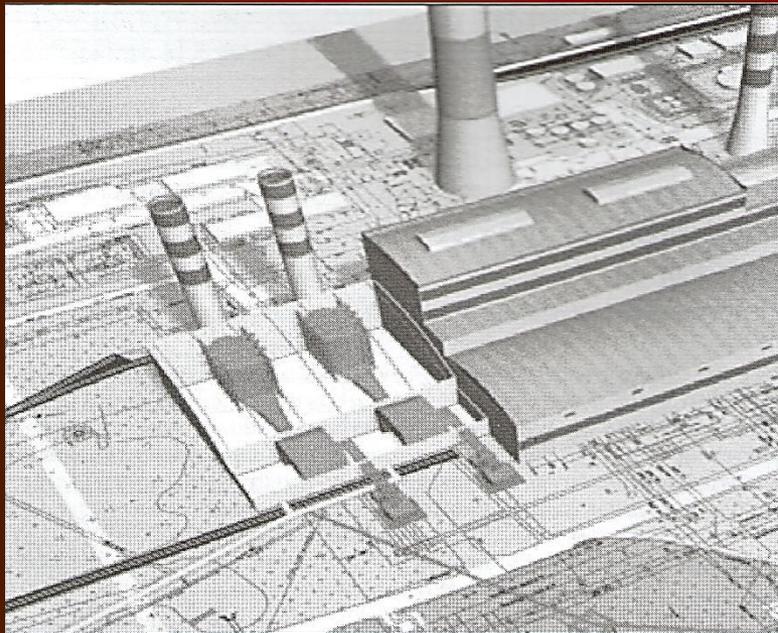
Таким образом, сегодня Россия не строит энергетических ГТУ собственной конструкции.

Зато на ее территории построены два предприятия, строящих ГТУ SGT-2000E мощностью 187 МВт с КПД 36,2% и 6F.03 мощностью 82 МВт с КПД 36%.

Что планируется ?

В рамках ДПМ-2 Минпромторг подготовил «дорожную карту», предполагающую создание к четвёртому кварталу 2019 года отечественные турбины мощностью 110 МВт, в конце 2021 и 2022 годов – 170 и 65 МВт соответственно. Их серийное производство предполагается начать к четвёртому кварталу 2027 года.

Реконструкция энергоблока 300 МВт Киришской ГРЭС по схеме утилизационной ПГУ



	К-300-23,5	ПГУ-800
ГТУ	-	2xSGT5-4000F
ПТУ	К-300-23,5-1	2КУ+К-245-13,3
Мощность, МВт	300	808
Электрический КПД брутто	39,1	54,6
Собственные нужды, %	2,9	1,4

В России на Казанской ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию ГТУ 9НА.01 фирмы GEPS для работы на общий коллектор неблочной (промышленной) ТЭЦ (ПГУ с параллельной схемой)

Гелиотермальная энергетика (с гелиостатами)

Гелиотермальная электростанция «Айванпа», США, 392 МВт, Калифорния, пустыня Мохава , ввод 2014 г.



Поле гелиостатов
(концентраторов солнечной энергии)



350000 гелиостатов по 14 кв. м

Паровые котлы на трех башнях по 140 м.
Строилась 7 лет.
Стоимость \$2,2 млрд
(примерно 5600 \$/кВт).

Площадь 14 кв. км, КИУМ 31,4% (обычно 15 – 30% без накопителей,
40 – 60% с накопителями на 6-15 ч),
КПД 28,3% (обычно для фотоэлектрических СЭС не более 20%)



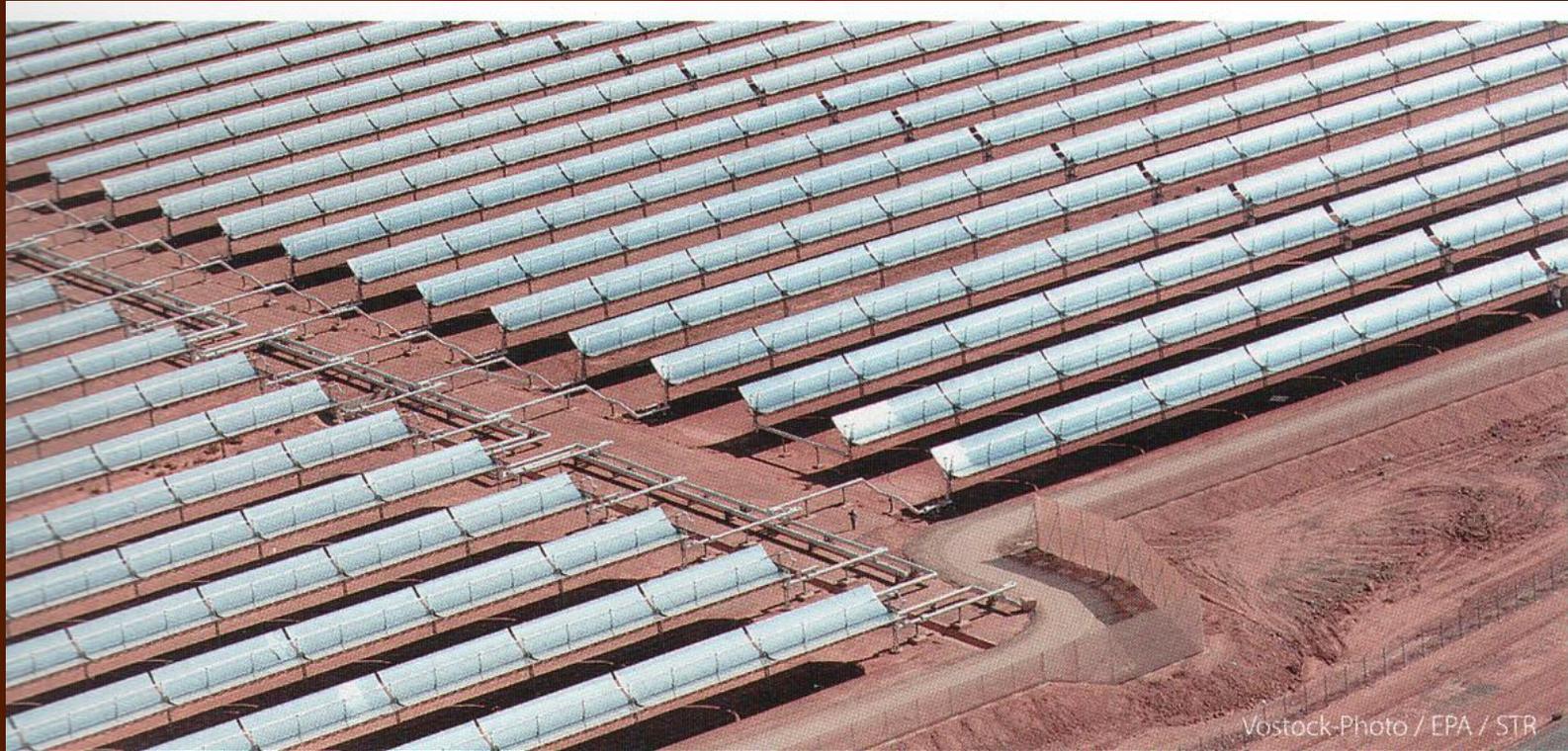
Ресивер:
трубчатые
масляные
теплоприемники

Энергоблок 130 МВт
гелиотермальной
СЭС «Айванпа», США

Одноцилиндровая конденсационная
паровая турбина SST-800 Сименс
(150 МВт, 140 бар/ 540°C).
На СЭС - 123 МВт.

8.10.2018

Трухний А.Д.



В пустыне Сахара (Марокко) введена в эксплуатацию 1-ая очередь гелиотермальной СЭС Noor 1 мощностью 160 МВт: 500 тыс. 12-метровых параболических зеркал, расположенных в 800 рядов. Далее будет Noor 2 и Noor 3 *суммарной мощностью 510 МВт.* («ЭБГ», №37, май, 2016 г.)

Чили, гелиотермальная СЭС: 3 башни с турбинами по 150 МВт с теплообменником для круглосуточного производства пара теплом расплавленной соли, нагретой до 500 °С (перерыв без солнца – 13 ч). Солевые накопители – потери 1% тепла в день.

Рассматриваются гелиотермальные СЭС с использованием ГТУ и ПГУ.

Особенности условий работы ПГУ в современных зарубежных энергосистемах

- доля высокоэкономичных ПГУ в установленной мощности энергосистем постоянно растет и это требует от них постоянного участия в поддержании частоты сети, особенно в энергосистемах с большой долей АЭС;
- доля непредсказуемой выработки электроэнергии «зеленой энергетикой» постоянно растет и адекватный ответ на это требование может дать только парогазовая энергетика.

Следствие: большинство ПГУ работает в режиме непрерывного изменения мощности, при котором тратится 61% топлива, а в базовом режиме – только 27%.

Первой на эту ситуацию откликнулась фирма General Electric Power, предложив проект ПГУ с удачным названием *FlexEfficiency50* (торговая марка *FE50™*)

ТЭС FlexEfficiency 50, г. Караман, Турция (представлена 8 июля 2011 г.)



Мощность 510 МВт
КПД 61%

Проект GE ТЭС FlexEfficiency50, г. Караман, Турция (представлена 8 июля 2011 г.)

Этот проект должен был стать первой в мире электростанцией комбинированного цикла с использованием возобновляемых источников энергии

Ветрогенераторы GE
суммарной
мощностью
22 МВт

Мощность 530 МВт
КПД ТЭС 69-71%
Пуск 2015 г. (проект)

Мощность 510 МВт
КПД 61%



Солнечно-тепловые
башни eSolar
мощностью 50 МВт

Место АЭС в мировой энергетике:

442 энергоблока на земном шаре общей мощностью 380 ГВт
в 31 стране, 16% выработки электроэнергии
28 энергоблоков строится



Атомная теплоэнергетика в мире

Главное достоинство атомной энергетики – огромная энергоемкость ядерного топлива и возможность 18-месячной работы без доставки нового топлива.

При делении 1 г ^{235}U
выделяется энергия
20000 кВт·ч

Среднемесячное
потребление
электроэнергии
средней семьей
150 – 200 кВт·ч

Главные недостатки:

- угроза тяжелых последствий в случае потери теплоносителя в первом контуре;
- большая стоимость установленного киловатта (в 2 - 3 больше, чем ТЭС газе и угле);
- проблема переработки и захоронения отработавшего топлива, которое надо хранить сотни тысяч лет.

Глобальная ПРОБЛЕМА: незамкнутость технологического цикла (невозможность полного сжигания ядерного топлива за одно пребывание в ЯР)

1000 кг природного урана
(7,1 кг ^{235}U)

Завод
по обогащению
урана

95,6 кг ^{238}U и 4,4 кг ^{235}U
(всего 100 кг)

Оксидное урановое топливо

Завод
по изготовлению
ТВЭЛов

100 кг

Активная
зона
реактора

ОЯТ
100 кг

Работа
АЭС 18 мес.

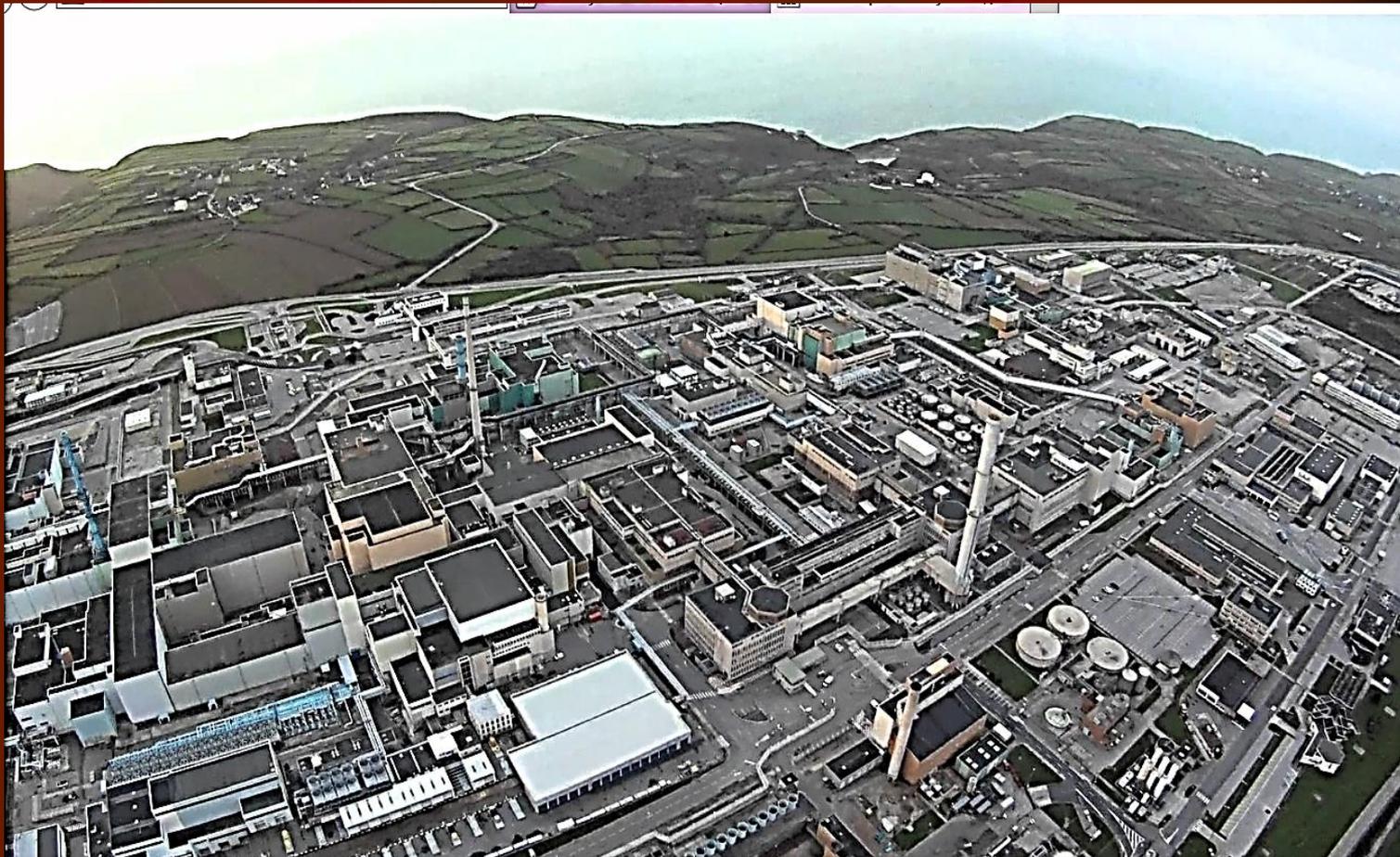
Обедненный уран на хранение:
897,3 кг ^{238}U и 2,7 кг ^{235}U
(всего 900 кг)

^{238}U никак не
используется!
Топливный цикл
не замкнут !!!

$$\text{КПД АЭС} = \frac{4,4 - 1,26}{4,4} * 0,36 = 0,714 * 0,36 = 25,7\%$$

На переработку:
94,03 кг ^{238}U
1,26 кг ^{235}U
0,74 кг (плутоний)
3,97 кг продуктов деления

Завод по переработке ОЯТ La Hague (Франция) всех европейских АЭС



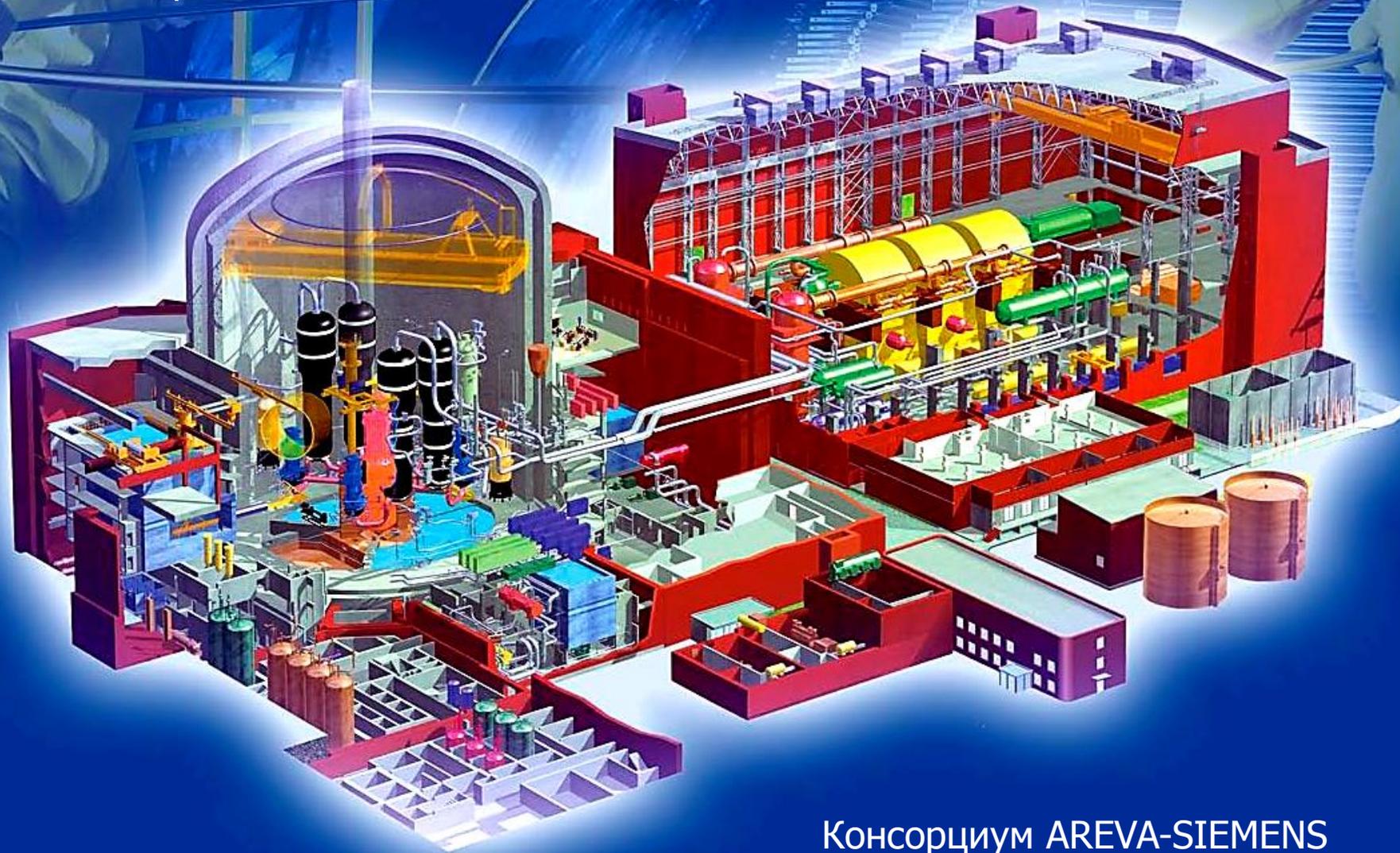
При переработке экономится 15% нового уранового топлива, но главное, что после переработки «хоронить» по объему надо всего 3 - 5%.

Замкнутый ядерный топливный цикл для энергетики



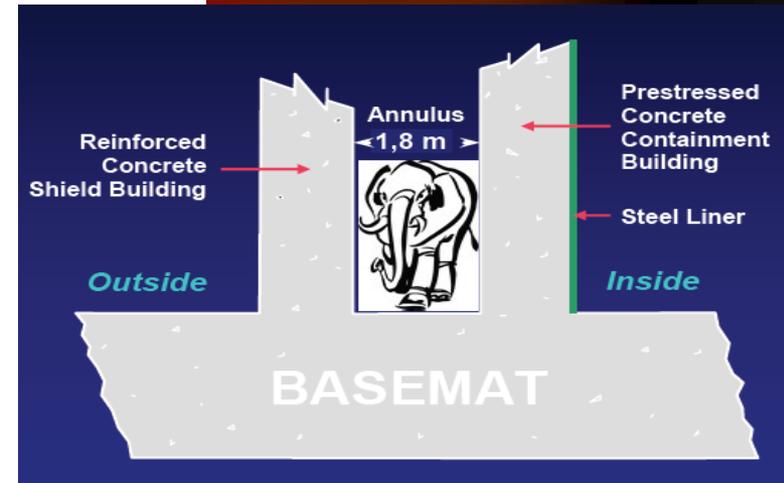
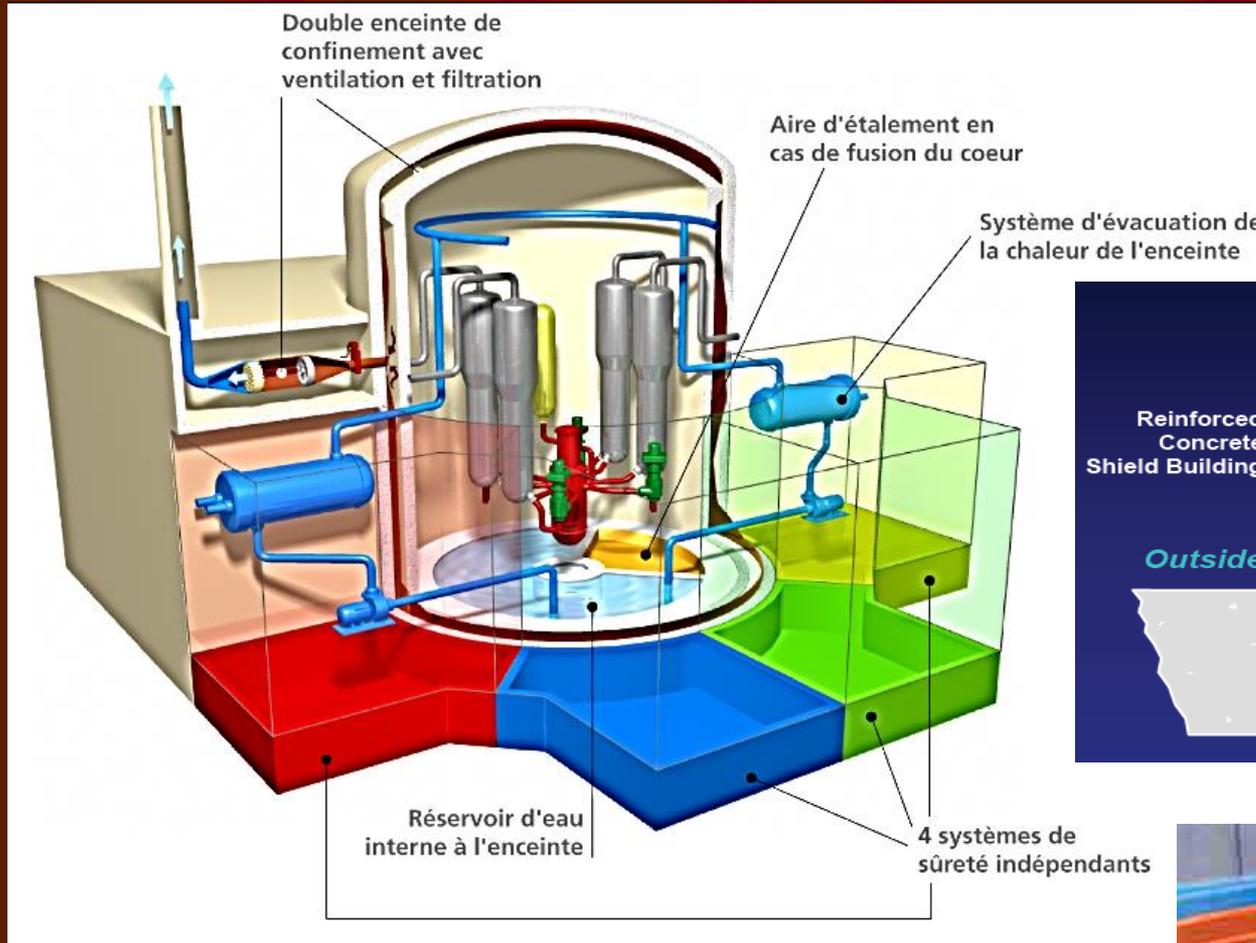
Строящаяся АЭС Олкилуото-3, 1600 МВт

Начало строительства 2004 г.

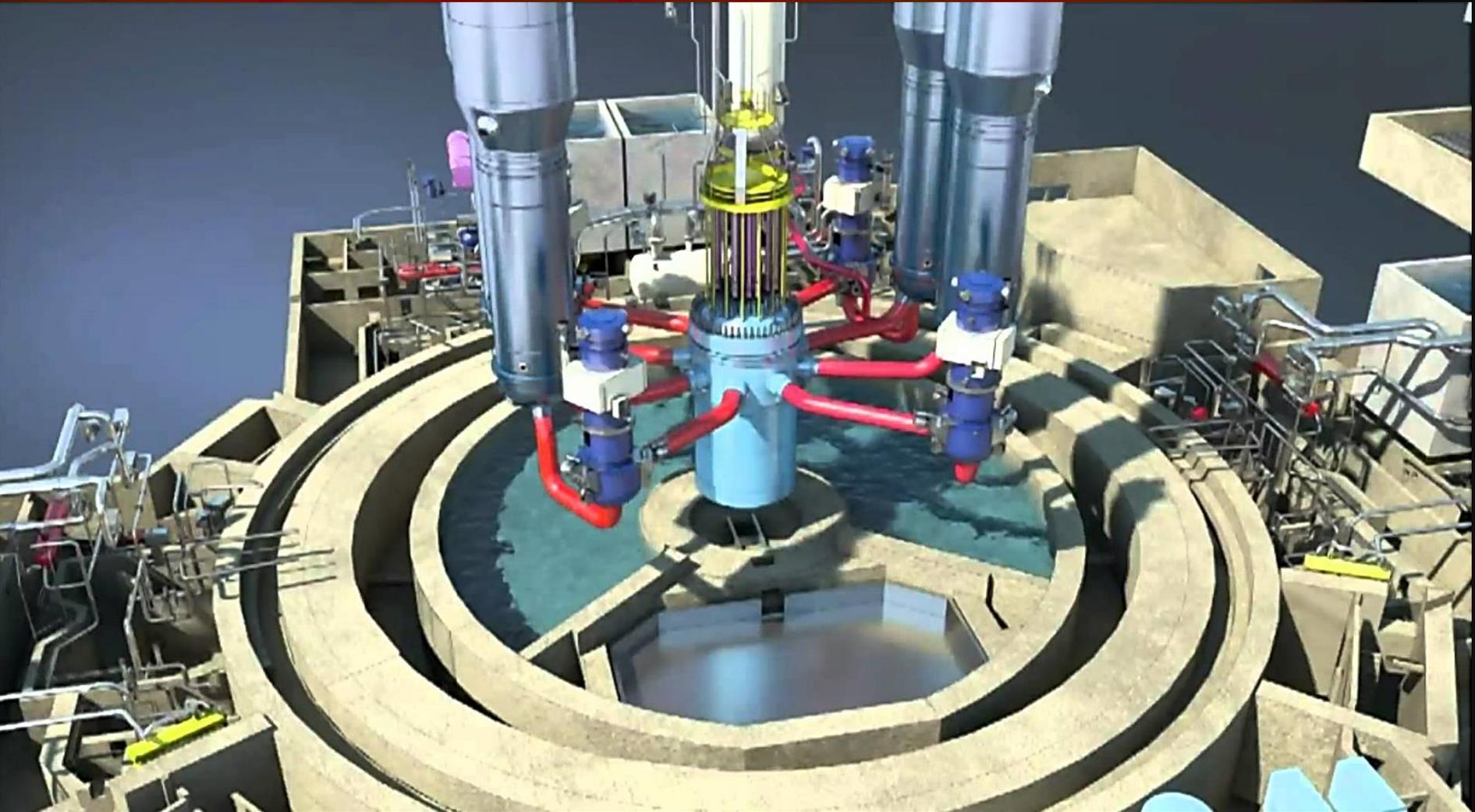


Консорциум AREVA-SIEMENS

Системы безопасности реакторов EPR-1500



Реактор EPR-1500



Машинный зал «Олкилуото-3»





Рабочая лопатка
последней ступени
турбины мощностью
1600 МВт для АЭС
«Олкилуото-3»
(Финляндия)

Длина рабочей части – 1825 мм
Общая длина – 1995 мм
Вес – 310 кг
Центробежная сила – 1550 тс

Каково состояние «Олкилуото-3» сегодня?

- Планировалось, что АЭС Олкилуото-3 будет введена в строй в 2009 г, однако в результате целого ряда технических и финансовых проблем ее сдача в эксплуатацию переносилась 8 раз . Сегодня предполагается ее пуск в мае 2019 г.
- По некоторой информации начальная стоимость АЭС в 3 млрд евро возросла более чем 3 раза и достигла 10,5 млрд евро.

Строительная часть энергоблока Фламанвиль-3 в полной готовности



С декабря 2007 идет сооружение новой АЭС мощностью 1650 МВт с реактором [EPR](#).
Пуск планировался на 2012 год, но из-за технических проблем был перенесен
сначала на 2016 год, а затем на конец 2018 года.

Контракт на строительство предусматривал затраты на уровне 3 миллиарда евро.

На 2015 год затраты достигли 8,5 миллиарда евро

В июле 2018 года EDF объявила о сдвиге пуска на первый квартал 2020 года.

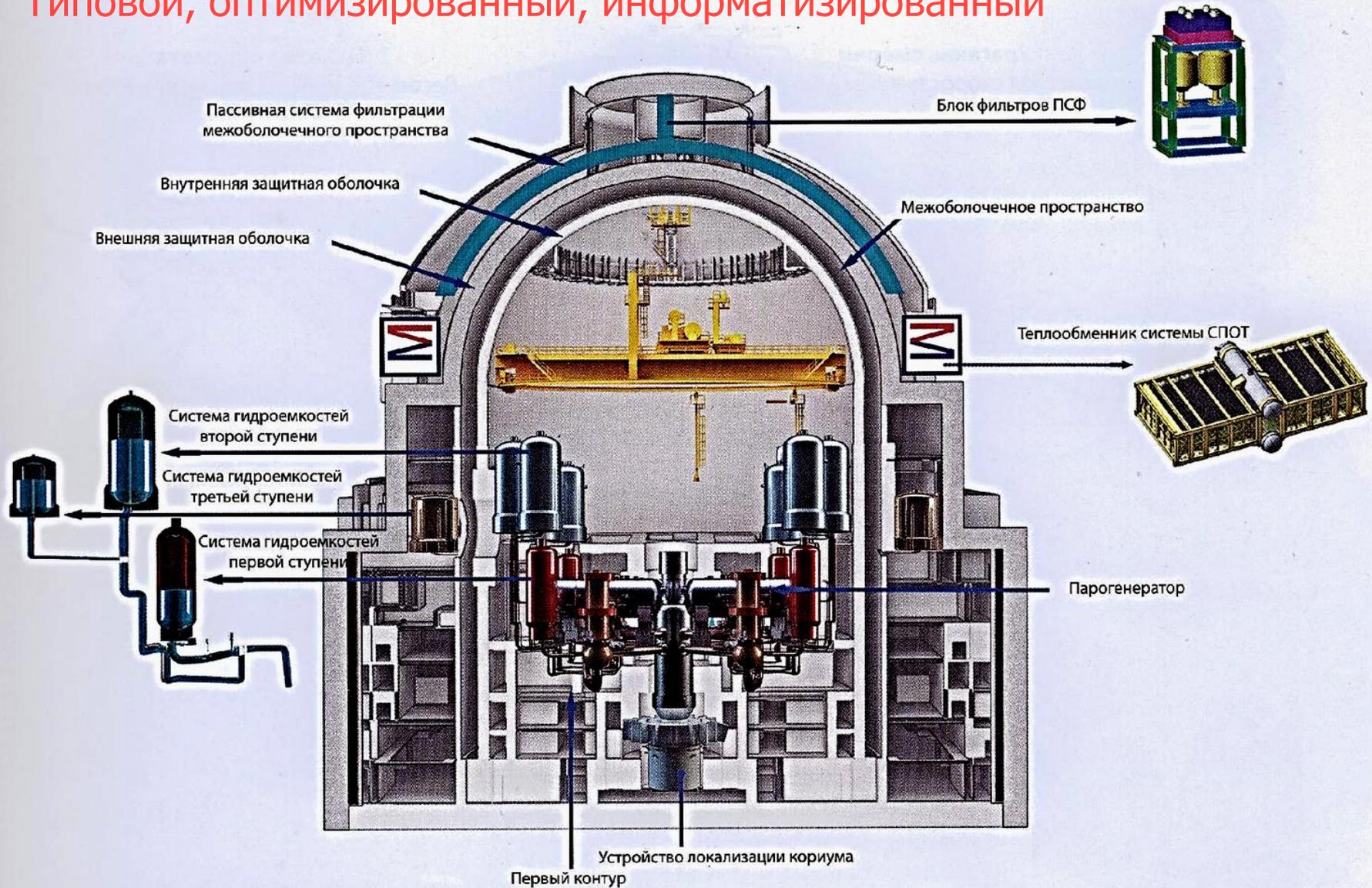
Цена³⁸ блока составит 10,9 миллиардов евро.

8.10.2018

Трухний А.Д.

Системы безопасности реактора ТОИ

Типовой, оптимизированный, информатизированный



Годы создания головных образцов паровых турбин

Турбина	Год выпуска
T-100-130	1961
K-300-240	1961
K-200-130	1958
K-800-240	1970 (1975, 1982)
на 90 ат (8,8 МПа)	1945—1950
T-250-240	1972
K-1200-240	1978

Сегодня:

Эксплуатируется более 100 МВт оборудования, введённого в 1930-е годы.

За пределом паркового ресурса (220 тыс. ч) работает 74% ТЭС (110 ГВт), а к 2035 г. свой парковый ресурс выработает 130 ГВт).

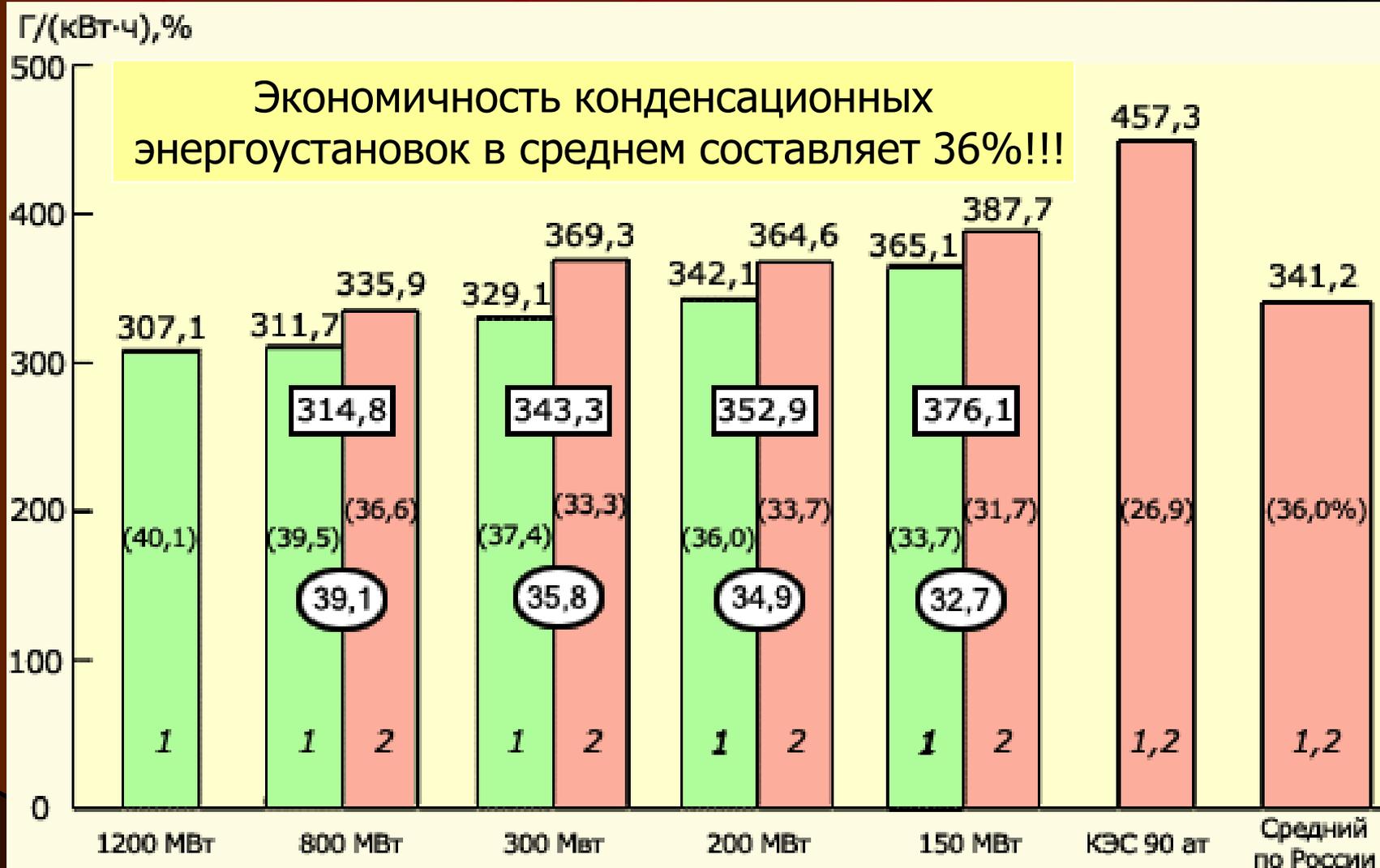
Средний возраст оборудования в зоне Тюмени составляет 9 лет, а в Мурманской области – 56 лет.

Возрастная структура генерирующих мощностей

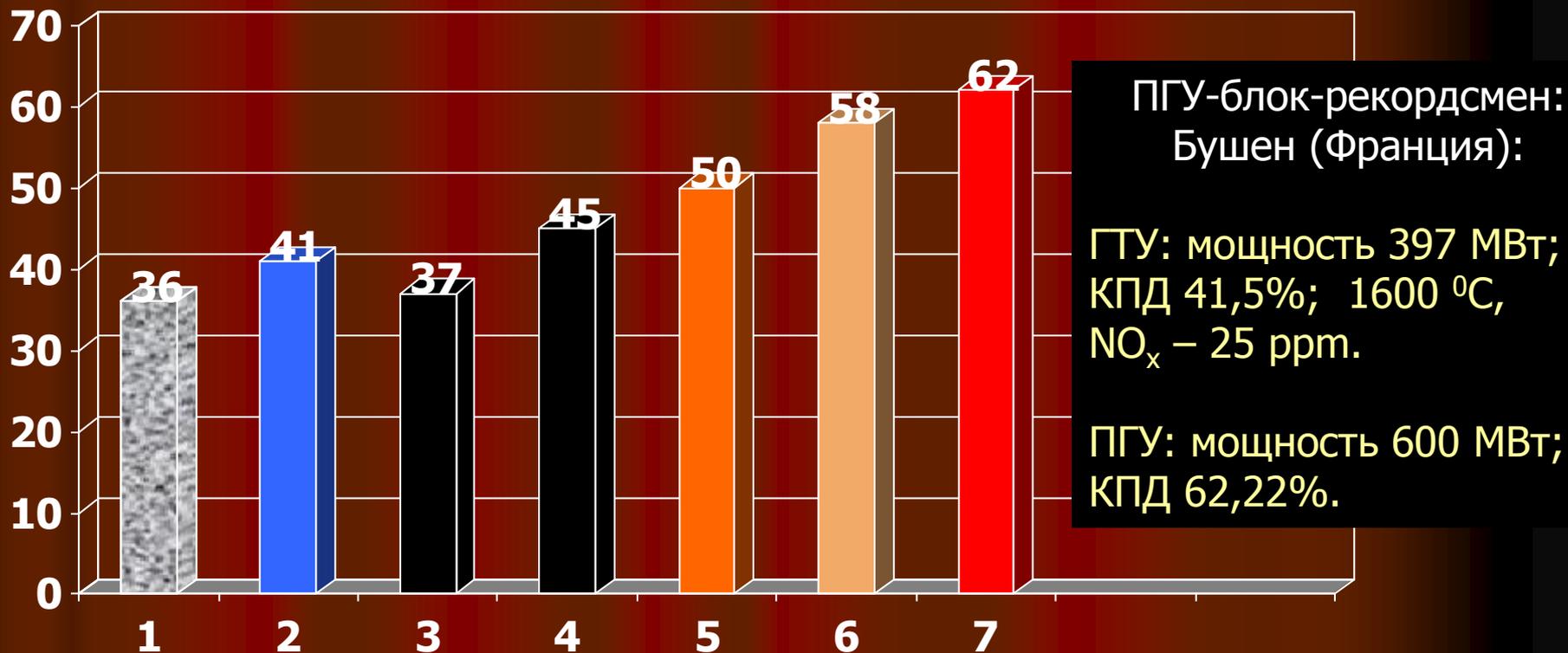
Мощность электростанций ценовых зон



Использование старого изношенного оборудования приводит к большим перерасходам топлива



Сравнение КПД российских и зарубежных энергоблоков



1 – средний КПД по России; 2 – лучшие газовые блоки России; 3 – лучшие угольные блоки России; 4 – средний КПД зарубежных угольных блоков; 5 – КПД ПГУ с ГТУ SGT-2000E; 6 – средний КПД ПГУ, построенных в России на основе передовых западных технологий; 7 – КПД ПГУ, достигнутый на западных продвинутых парогазовых энергоблоках.

Как осуществлять модернизацию сегодня ?

Финансовый механизм модернизации – ДПМ.

Три варианта: модернизация только основного оборудования энергоблоков (например, только турбин и котлов), новое строительство на базе ПГУ и смешанный вариант.

Модернизация оборудования ТЭС в 3–4 раза дешевле строительства новых мощностей, но менее эффективна; сроки ее реализации составляют от одного года до трёх лет вместо трёх-шести лет в случае строительства новой генерации. Но это просто отодвигает проблему. С другой стороны – нет ГТУ российского производства.

Смешанные варианты: срочное продление путем технических мероприятий срока эксплуатации работающего оборудования с парковым ресурсом 220 тыс. ч до 300 тыс. ч. с последующей разворотом нового строительства.

Для модернизации теплоэнергетики России нужно 255 паровых турбин, 50 газовых турбин, 130 котлоагрегатов, 225 генераторов.

**СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ!**