

Título

Utilização Limpa de Combustíveis

João Luís Toste Azevedo

Prof. Auxiliar

Dep. Eng. Mecânica

Instituto Superior Técnico



INSTITUTO
SUPERIOR
TÉCNICO

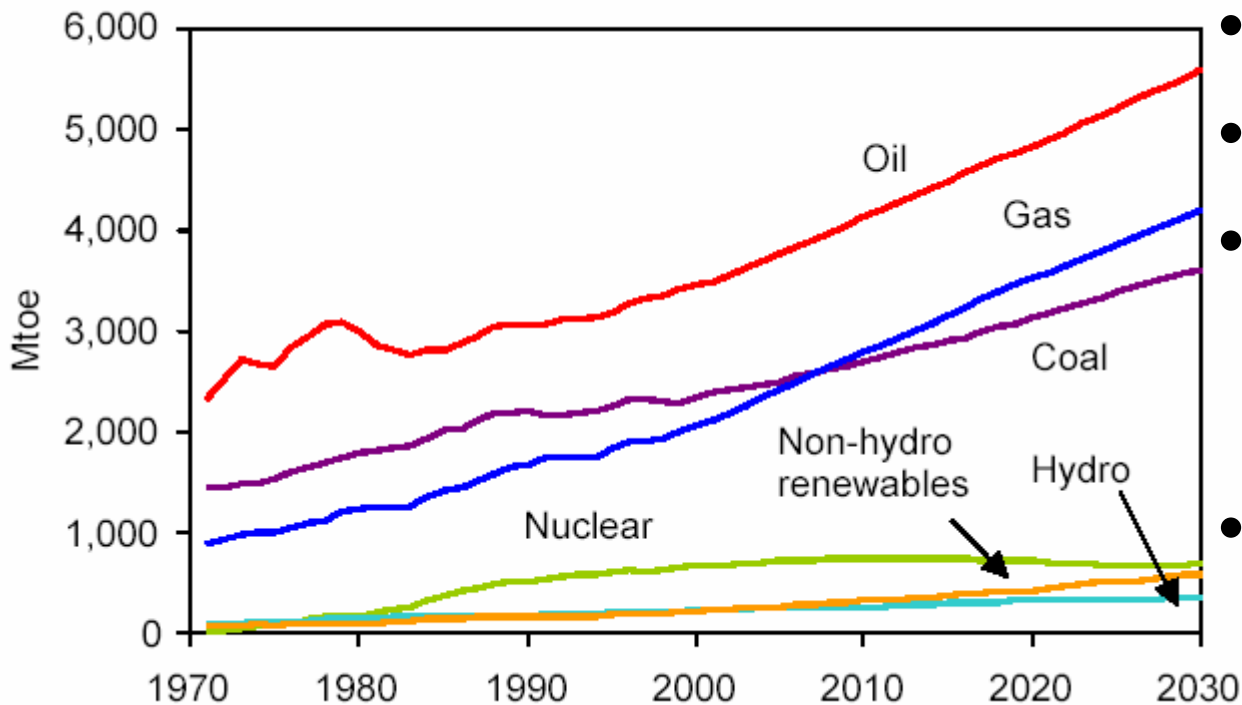
Conteúdo

- Evolução de produção de electricidade.
- Geração de energia eléctrica centralizada.
 - Utilização de carvão e gás natural.
 - Captura e sequestração de CO₂.
- Geração de energia eléctrica distribuída.
 - Co-geração com pilha de combustível.
 - Utilização de biomassa lenhosa e co-geração.

Actividades e participação do IST

Consumo de energia primária no mundo

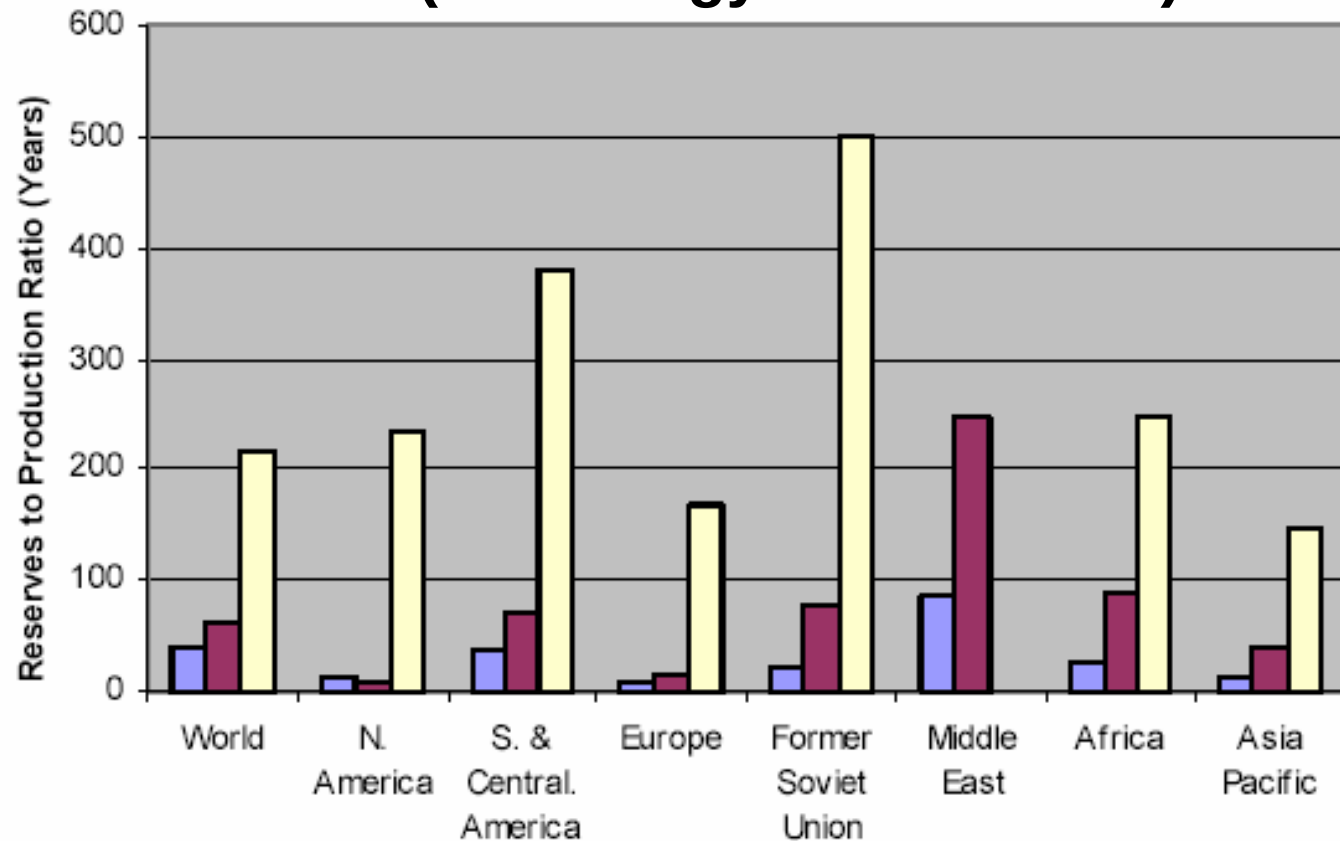
(IEA World Energy Outlook 2002)



- 9405 Mtoe
- 37,5% petróleo
- 25,5% carvão
- 3372 Mtoe para geração de electricidade
- 38,7% carvão + de dobro de gás natural, nuclear.
- Renovável <10%

Reservas de combustíveis fósseis no mundo

(BP Energy Review 2002)



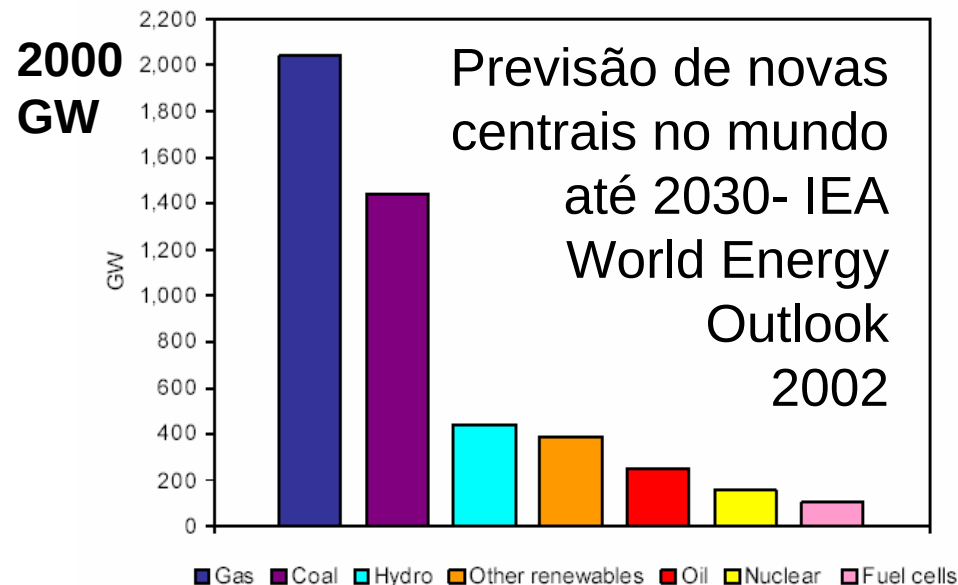
Note: African and Middle East Coal data are merged

Nº Anos
(BP2004)

- Petróleo
41
- Gás Nat.
70
- Carvão
190

Evolução de parque de geração centralizado

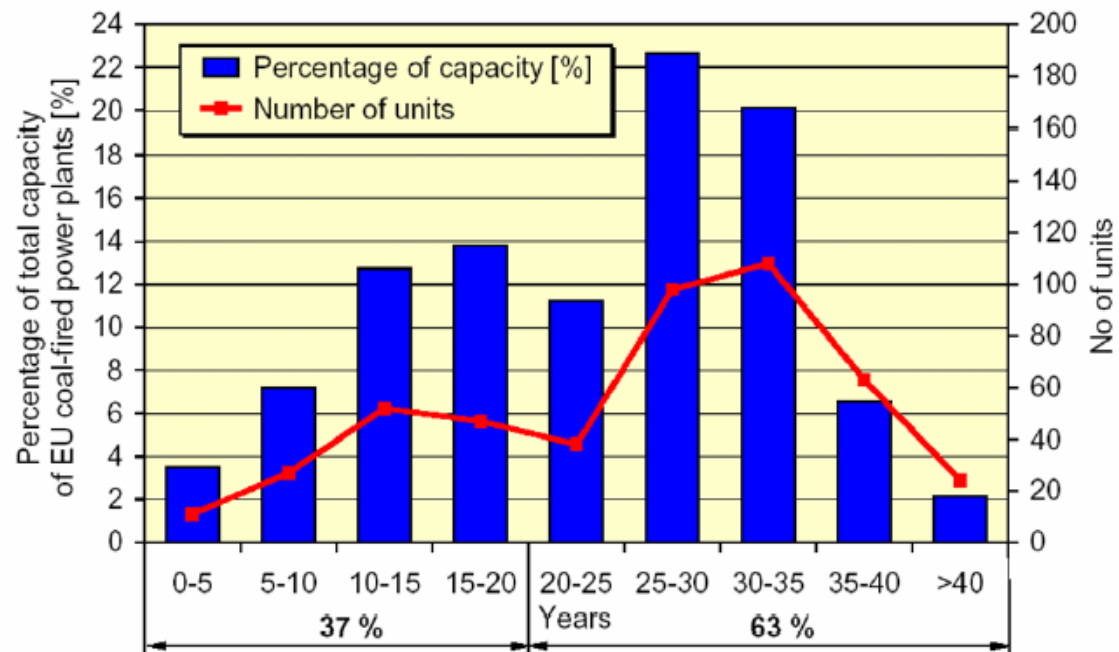
- Crescimento pós-guerra até crise de petróleo (60-75) e retoma com liberalização de mercados (90-2000) e crescimento no extremo oriente (2000-?).
- Parque actual mundial com 50% ciclo de vapor; 20% hidro; 17% gás natural; 10% nuclear e 3% outros.



- Centrais novas 40/ano
- 30 destas a carvão
- 20 na China.

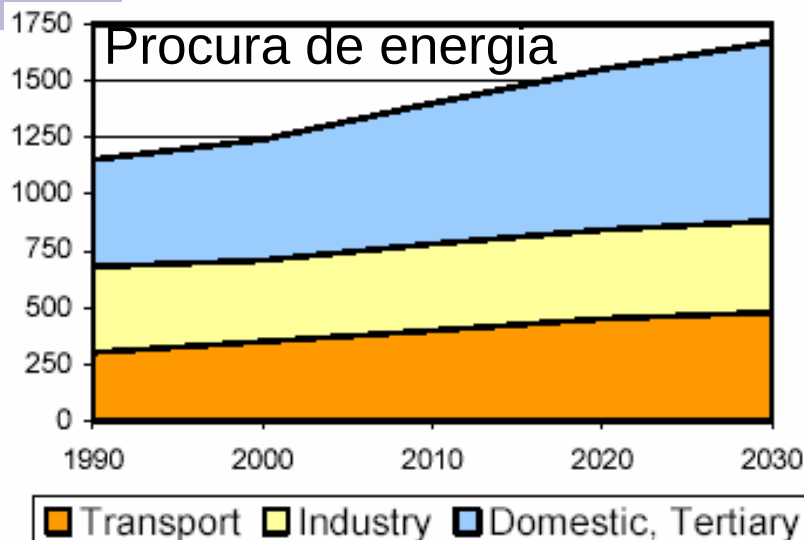
Geração eléctrica na Europa (EU-15)

- 66,5 GWe centrais a vapor a carvão com mais de 30 anos.
- 2/3 do parque térmico com mais de 20 anos.
- Portugal (1/3)
 - Carregado
 - Setubal
 - Sines (20A)
 - Pego (10A)
 - Tap. Outeiro
 - TE Ribatejo



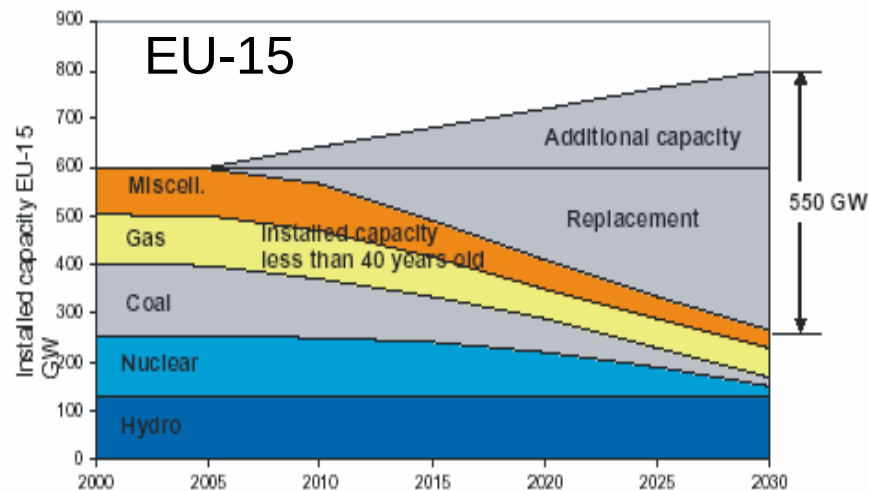
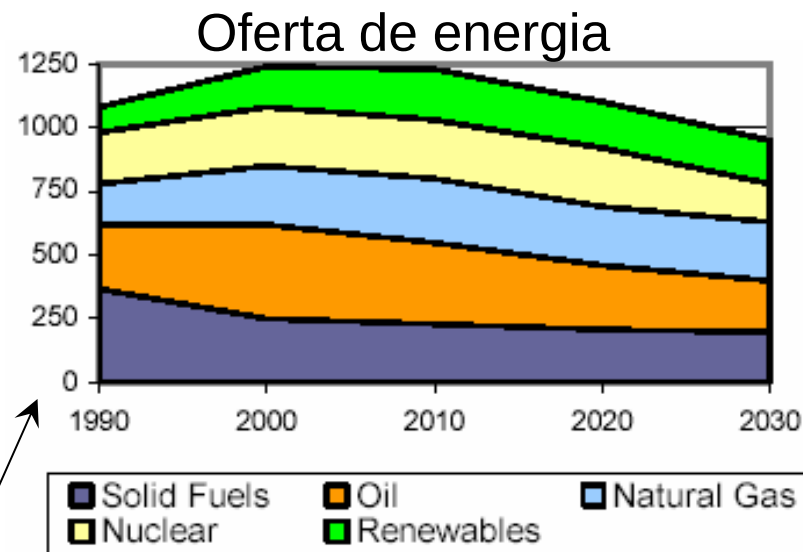
Projecto Power Clean – Centrais a carvão

Projecções para a Europa



Total de energia primária
World Energy Technology and
Climate Policy Outlook (2003)

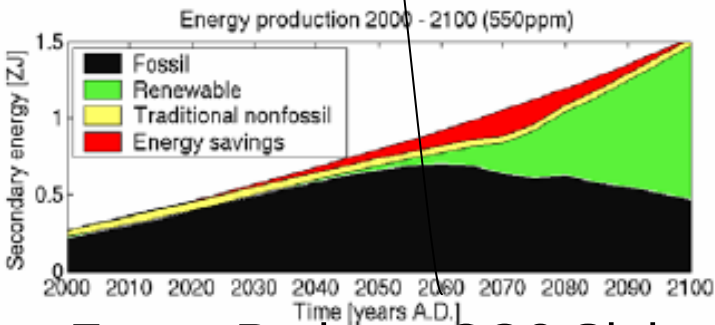
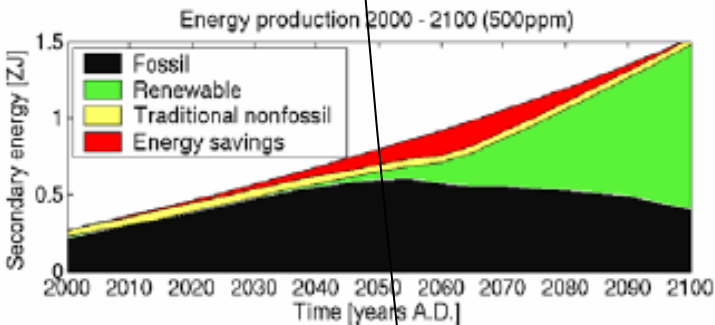
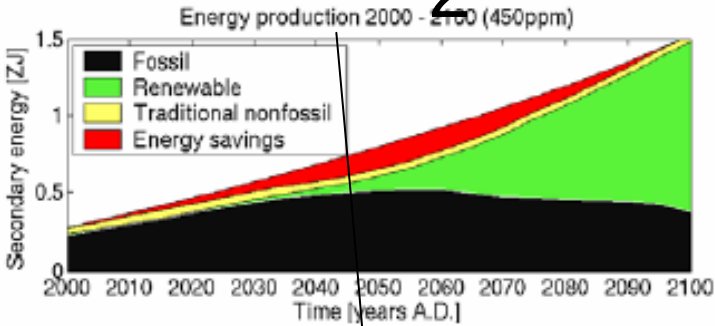
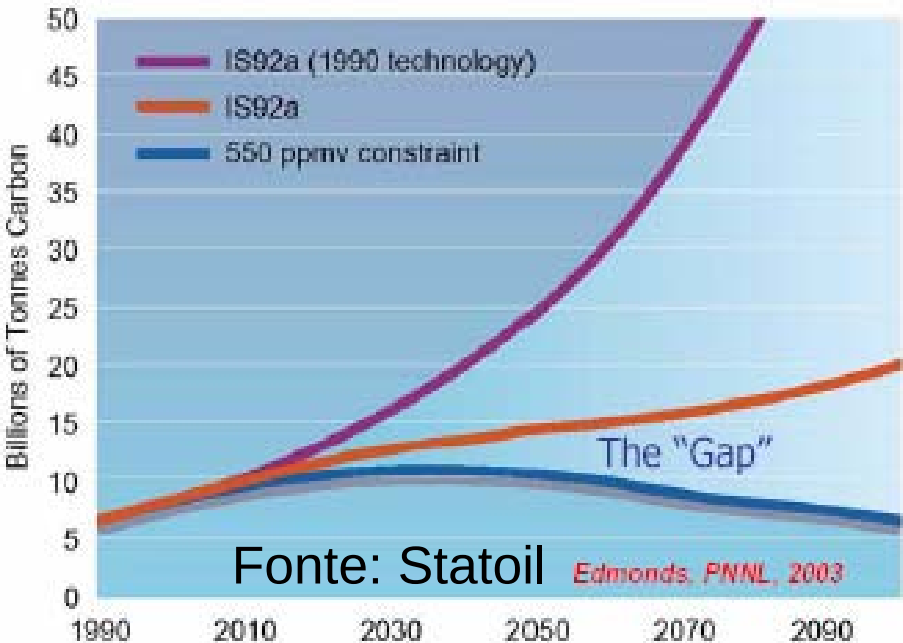
Produção de energia
eléctrica (PowerClean)



Estabilização do efeito de estufa – Emissões CO₂

Estabilização de aumento de temperatura em 2°C (2100) e 3°C estacionário em relação a 1990 para 550 ppmv CO₂ na atmosfera.

Carbon Emissions



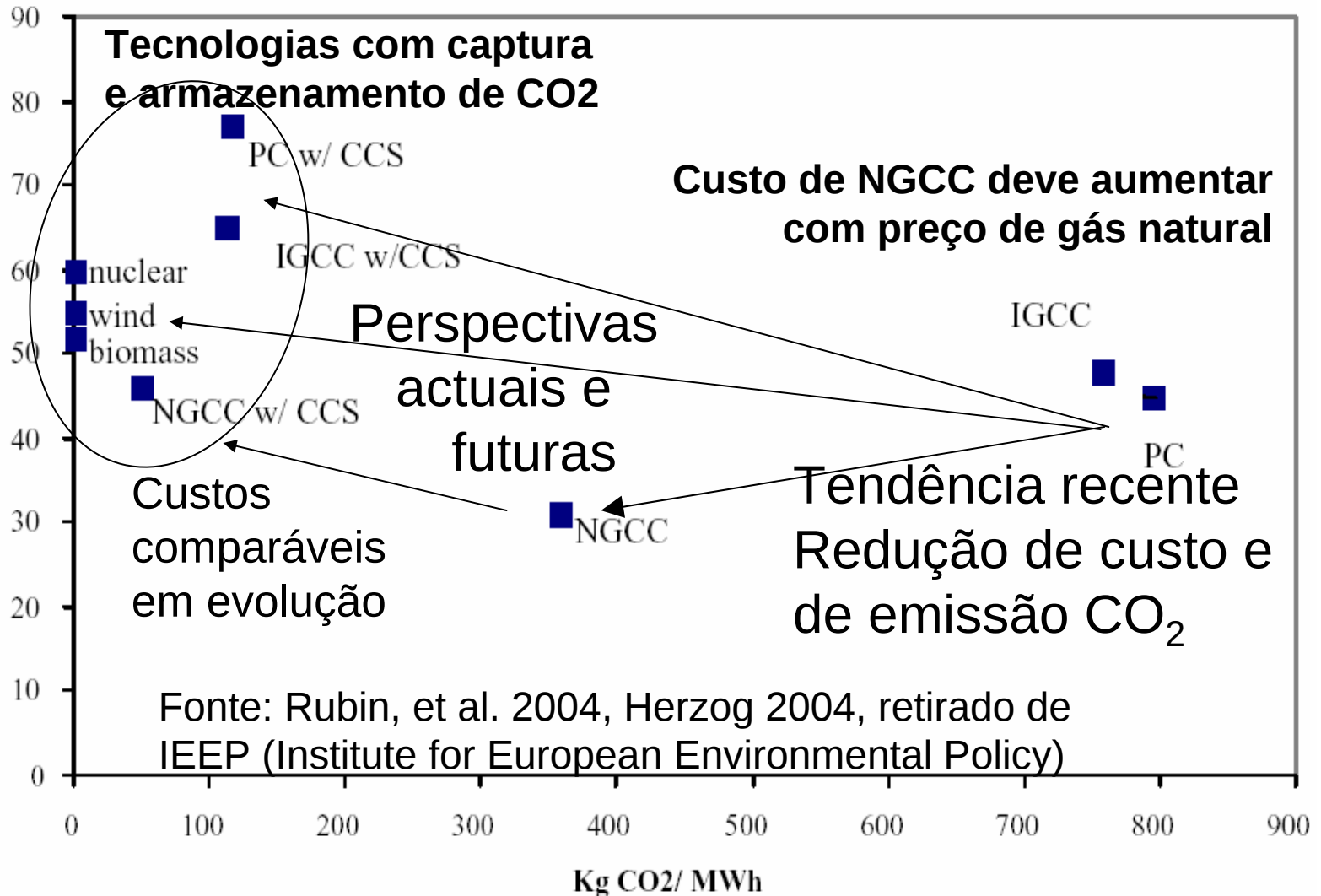
Fonte: Projecto CO2 Sink

Perspectivas

- Critérios afectando implementação (EU):
 - 5-15 anos → baseado em custo respeitando emissões. 70% de nova capacidade CCGN.
 - 15-30 anos → baseado em emissões com tecnologias testadas nos próximos dez anos.
 - Incremento de renováveis (eólico, biomassa).
- Repartição da geração
 - 2030 UE (8% ren.; 25% g.n.; 25% nuclear; 45% carvão (12% convencional e 33% avançado). WETO
 - Consumo carvão atinge 4500 Mtoe em 2030 (2x2004).
 - 2050 Mundial (10 TWe: 30% ren.; 20% nuclear, 30% fósseis e 20% fósseis c/ captura CO₂) Gielen 04

Custo de electricidade e emissões de CO₂

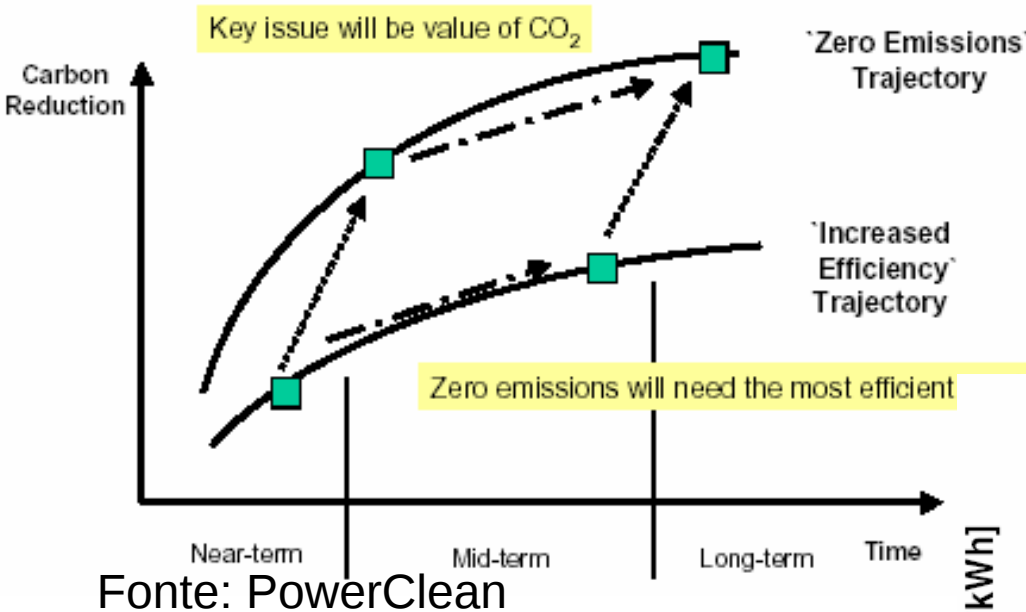
Custo de produção €/MWh



Taxação de CO₂

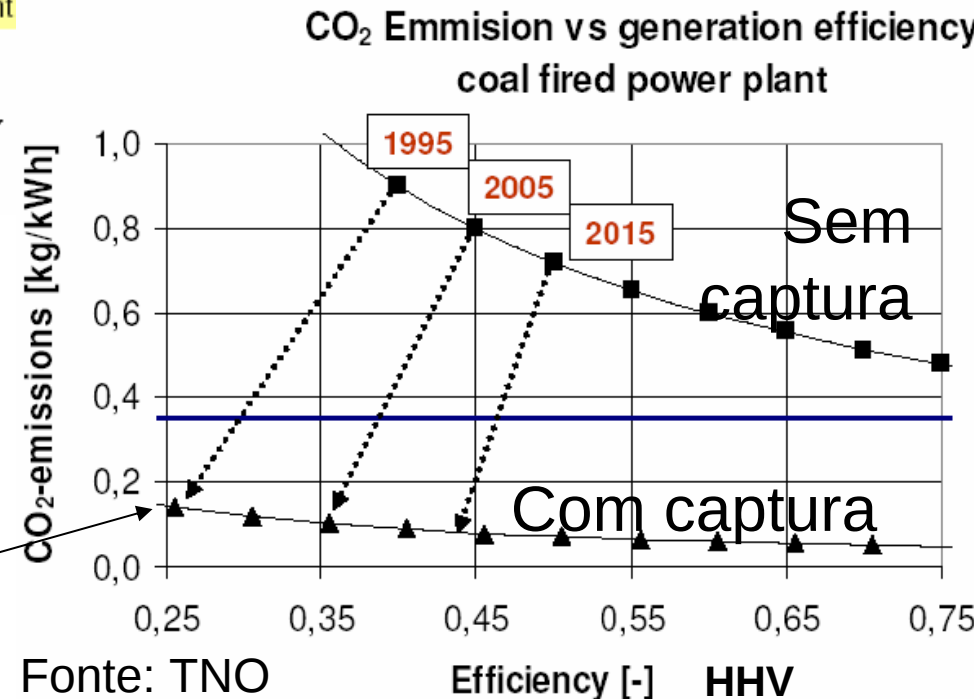
- O protocolo de Kyoto pode ser atingido:
 - Substituindo centrais com mais de 35 anos e eficiência < 30% (10% da capacidade) por CCTG.
 - Substituindo todas as centrais com mais de 30 anos por uma mistura de carvão/CCTG.
 - Taxa de CO₂ <35 €/ton não é ainda suficiente para estas substituições.
- Implementação de soluções com custos para capturar/armazenar CO₂ inferior a 20-30 €/ton.
 - <10 €/tonCO₂ para CCTG
 - <25 €/tonCO₂ para carvão

Transição de tecnologia



Aumento de eficiência em 20 anos pode compensar custo de captura CO_2 .

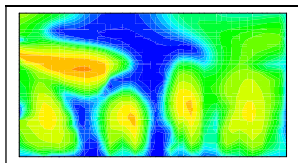
Estudo onde IST participou em 1995 mostra dificuldade na captura de CO_2 em caldeiras de carvão pulverizado existentes e grande quebra de eficiência.



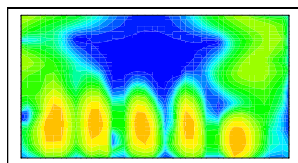
Trabalho IST

Carvão Pulverizado

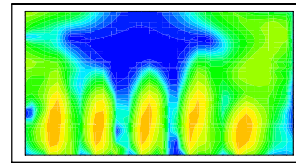
- Participação em projectos de redesenho de sistema de 'Reburning' para demonstração em Vado-Ligure (ENEL) e de caldeiras super críticas com tubos verticais (MBEL, Siemens).
- Acompanhamento da implementação de medidas primárias para a redução de emissões de NO_x em Sines. (650 mg/Nm³ (1998); 500 mg/Nm³ (2005); 200 mg/Nm³ (2016))



4+1

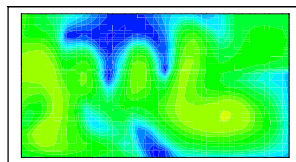
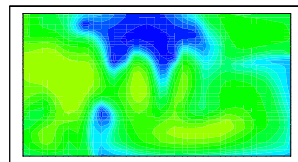
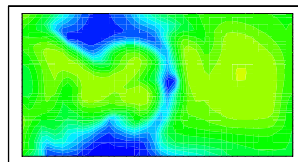
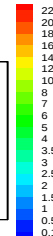


5 R.



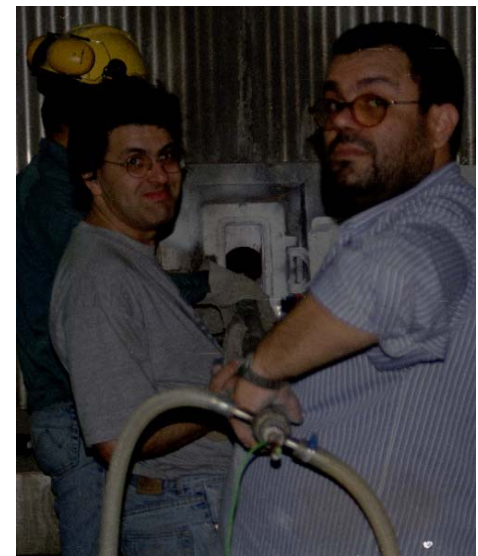
5 C.

O₂ (%voldry)



Análise de alternativas e impacto na transferência de calor e formação NO_x

Medições Experimentais



Aumento de eficiência e tecnologias

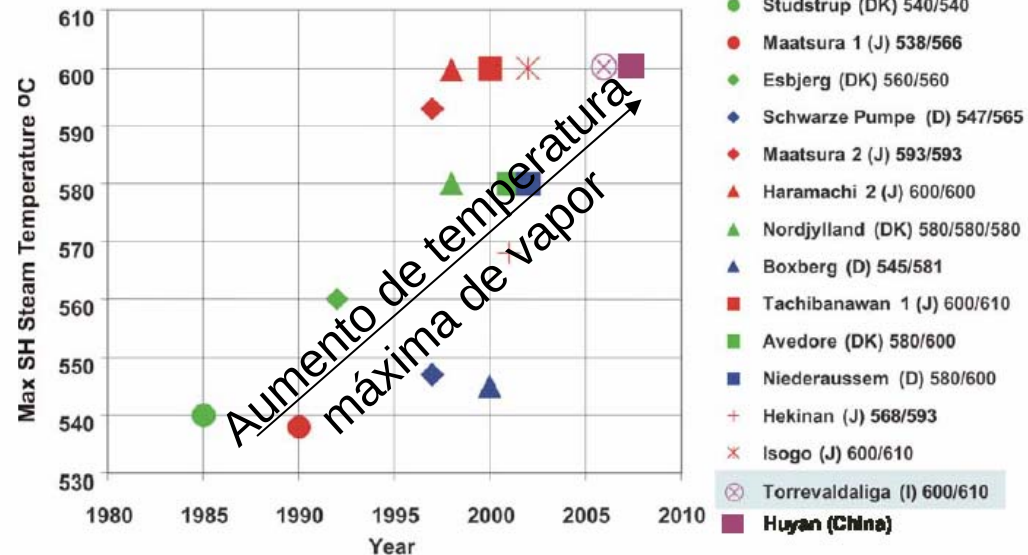
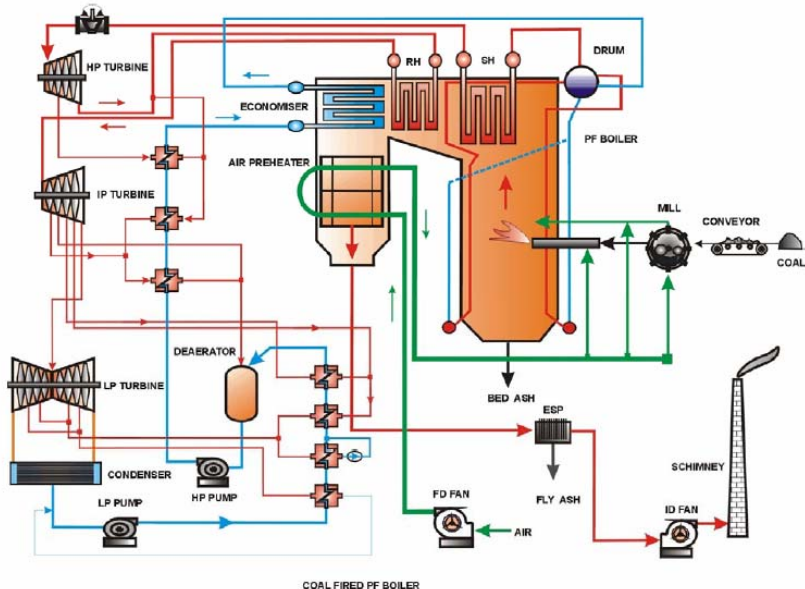
- Aumento de eficiência possível pelo desenvolvimento de materiais e aumento de temperaturas de operação.
- Todas as tecnologias permitirem captura CO₂ que diminui eficiência e gaseificação permite geração H₂.

Tecnologia \ Eficiência %	Média existente	Melhor Actual	Futuro
Carvão Pulverizado	37 – 40	46	53
Leito Fluidizado Pressurizado	-	42	50
Leito Circulante	-	43	
Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado	-	42	57
Ciclo Combinado a Gás Natural	53	58	65

Valores de eficiência para PCI (Poder Calorífico Inferior).

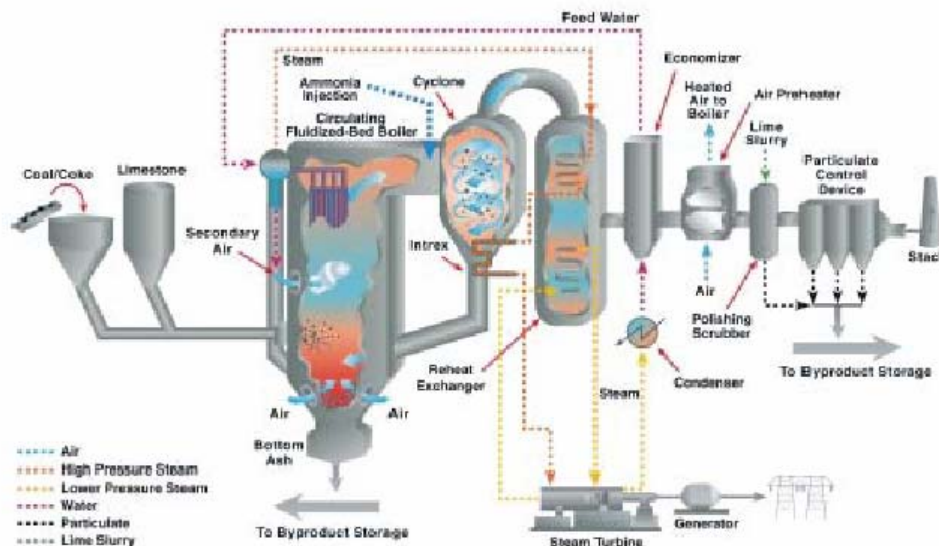
Carvão Pulverizado

- Programa AD700 na UE para atingir 53%
- Substituição de centrais com 37% de rendimento para 43% dá redução de 16% nas emissões de CO₂.
- Potências típicas 0,5-1GW.
- Existem pequenas demonstrações de sistemas pressurizados mas não se prevê uso industrial.

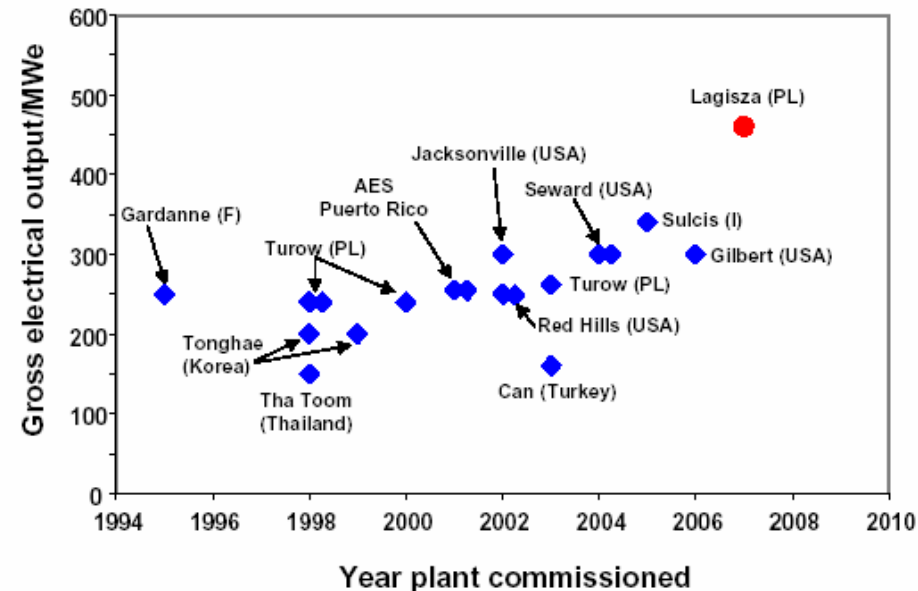


Leito fluidizado circulante

- Potência até 460MW. Usado em reconversão.
- Eficiência com vapor supercrítico ~45% (43% PCS)
- Possível aumento até 50% incluindo 20% de biomassa → redução 20-25% de CO₂.



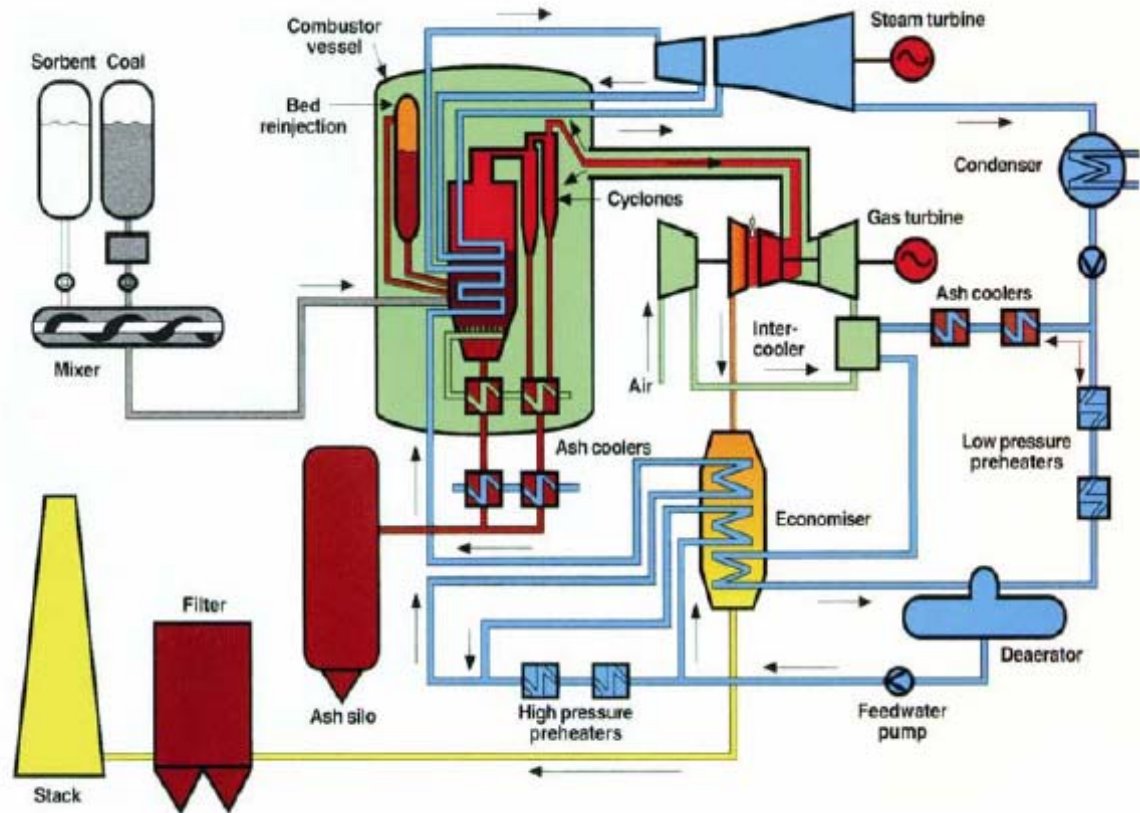
Fonte: DOE 265 MWe CFBC



Fonte: Power Clean

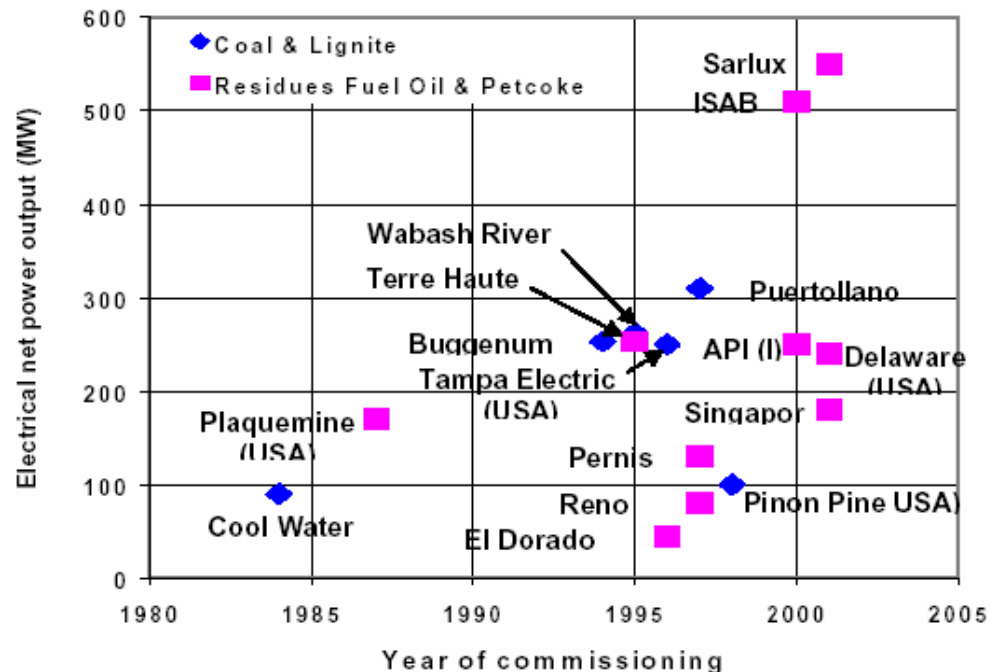
Leito fluidizado pressurizado

- Combustão em leito fluidizado à pressão atmosférica evoluiu até unidades de 350 MWe.
- Leito fluidizado pressurizado com ciclo supercrítico até 360 MWe com rendimento ~44% (42%PCS).
- Provável desenvolvimento de sistemas circulantes pressurizados.



Gasificação

- Eficiência 42% (PCI) e.g. Puertollano pode ir a 50%.
- Com temperatura de entrada da turbina a 1400°C → 57%
- Ciclo combinado com pilha de combustível (SOFC) → 60%
- Separação de H₂ planeada em 6 das 14 unidades planeadas na UE. (1ES)
- Perspectiva de facilitar separação/captura CO₂.
- Potência máxima 550 MWe.



Fonte: Power Clean

Gasificação Futura

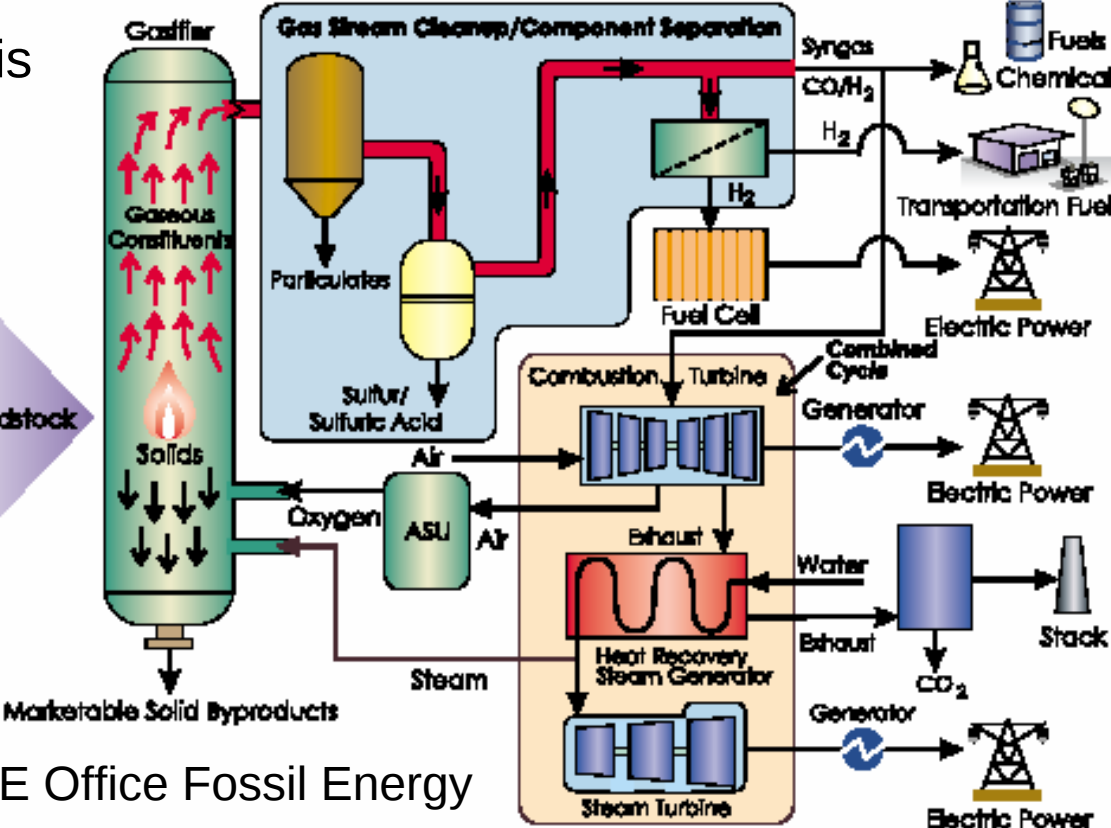
- Programa *FutureGen* (EUA) para IGCC 275MW_e
 - Banco Mundial apoia demo na China 400MW_e.
- Ambos os projectos com produção de H₂ e separação CO₂.

Gasification-Based System Concepts

Combustíveis
de entrada:



Feedstock



Produtos:

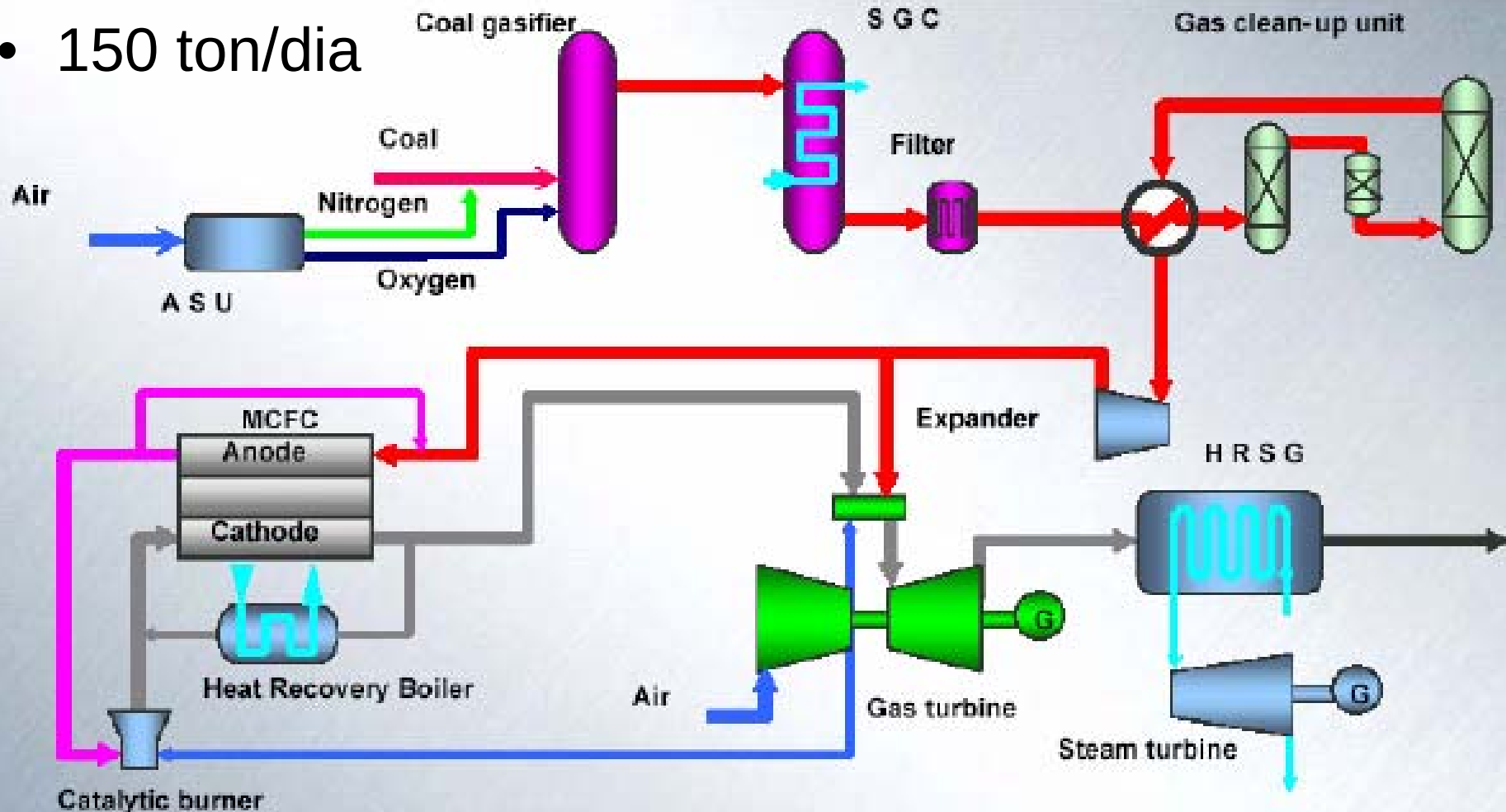
- Químicos
- H₂ para transportes

- Energia eléctrica

- CO₂ separado p/ armazenamento

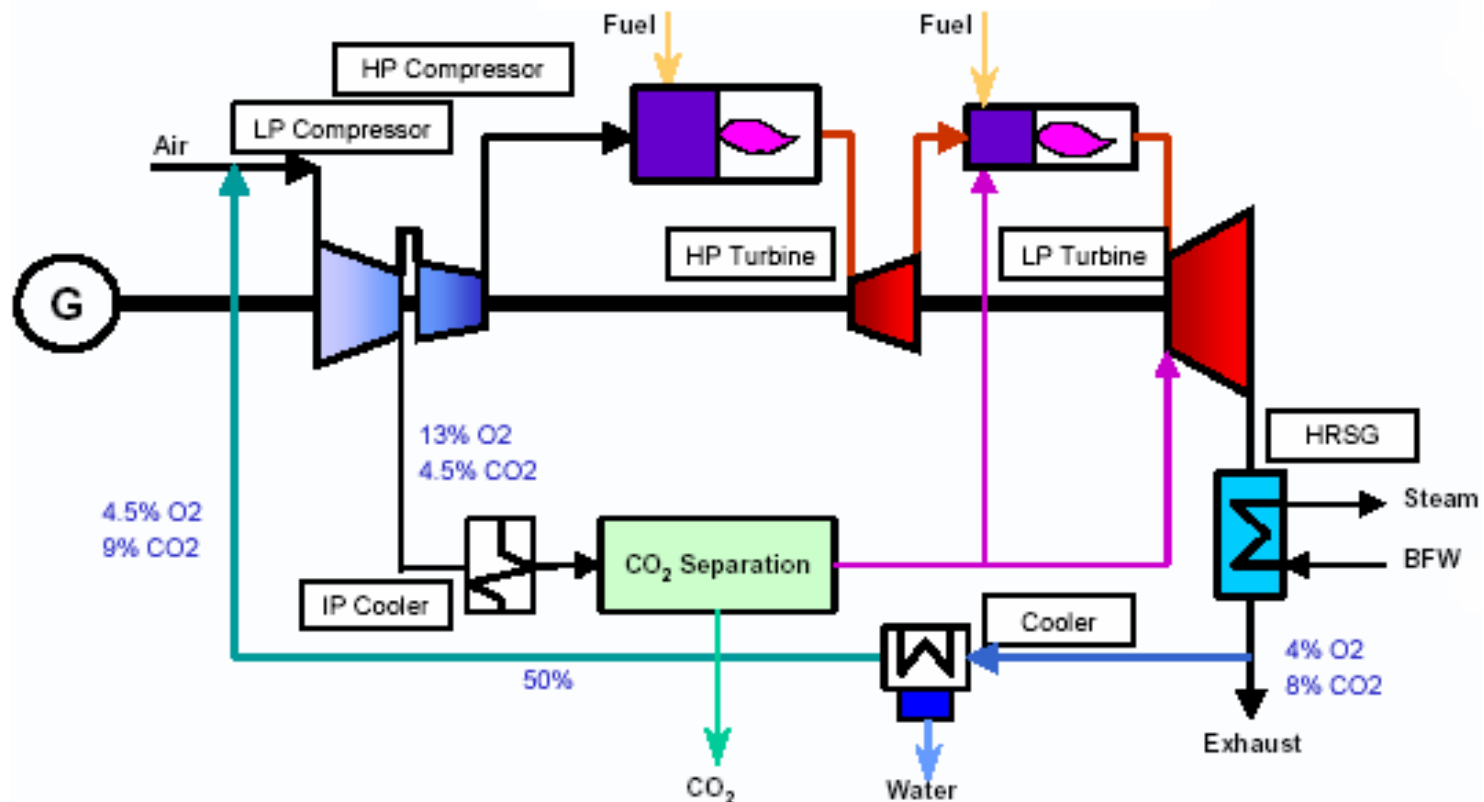
(Pode ser antes de turbina a gás)

- Projecto *Eagle* (Japão) 1300 horas (2003)
- 150 ton/dia



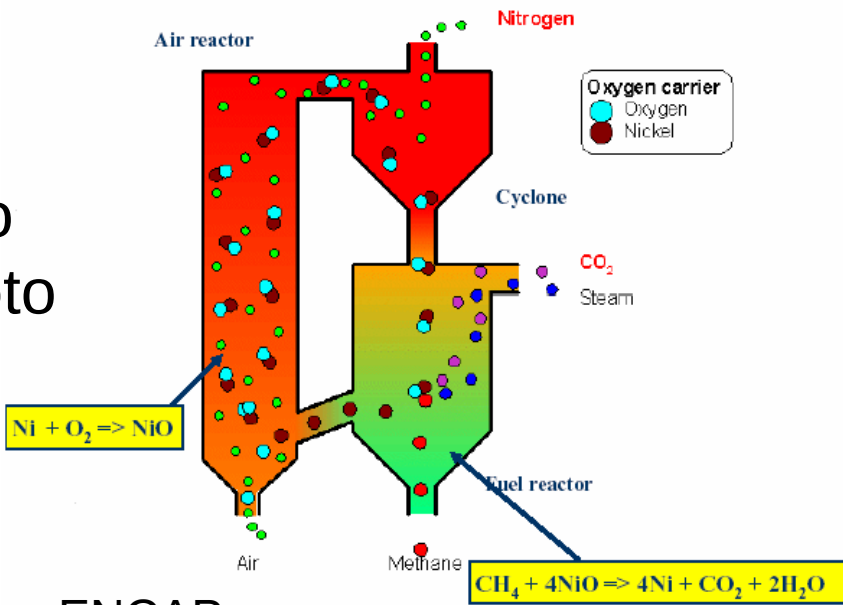
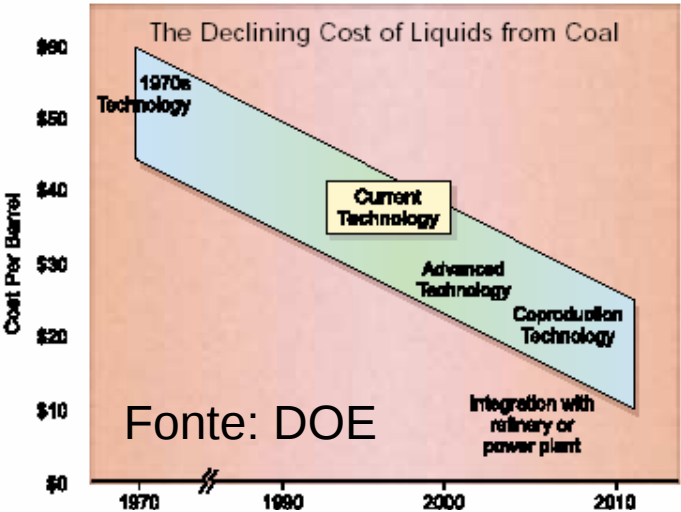
Ciclo combinado Gás Natural

- Rendimento actual máximo 58%
- Prevê-se aumentos na Europa 65% e EUA 70%.
- Custo de separação de 20/60% do CO₂ por 20/30 €/ton



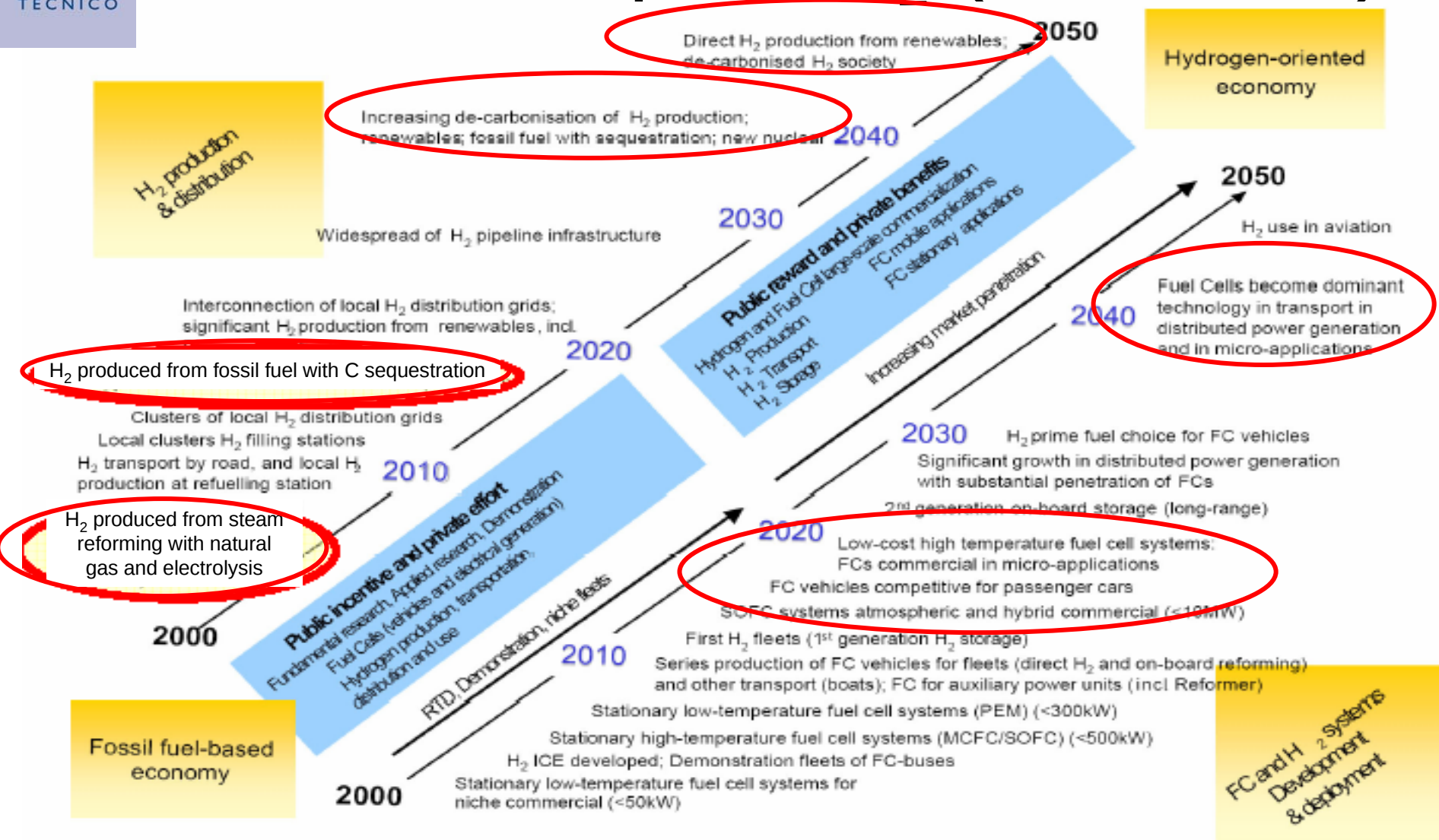
Outros sistemas

- Liquefacção de carvão para produção de 50000 barris/dia de Diesel e gasolina a partir de carvão com custo estimado 20-30 USD/barril (China).
- *Chemical Looping System* – Sistema de combustão com oxido metálico que permite separar azoto e facilitar separação de CO₂.



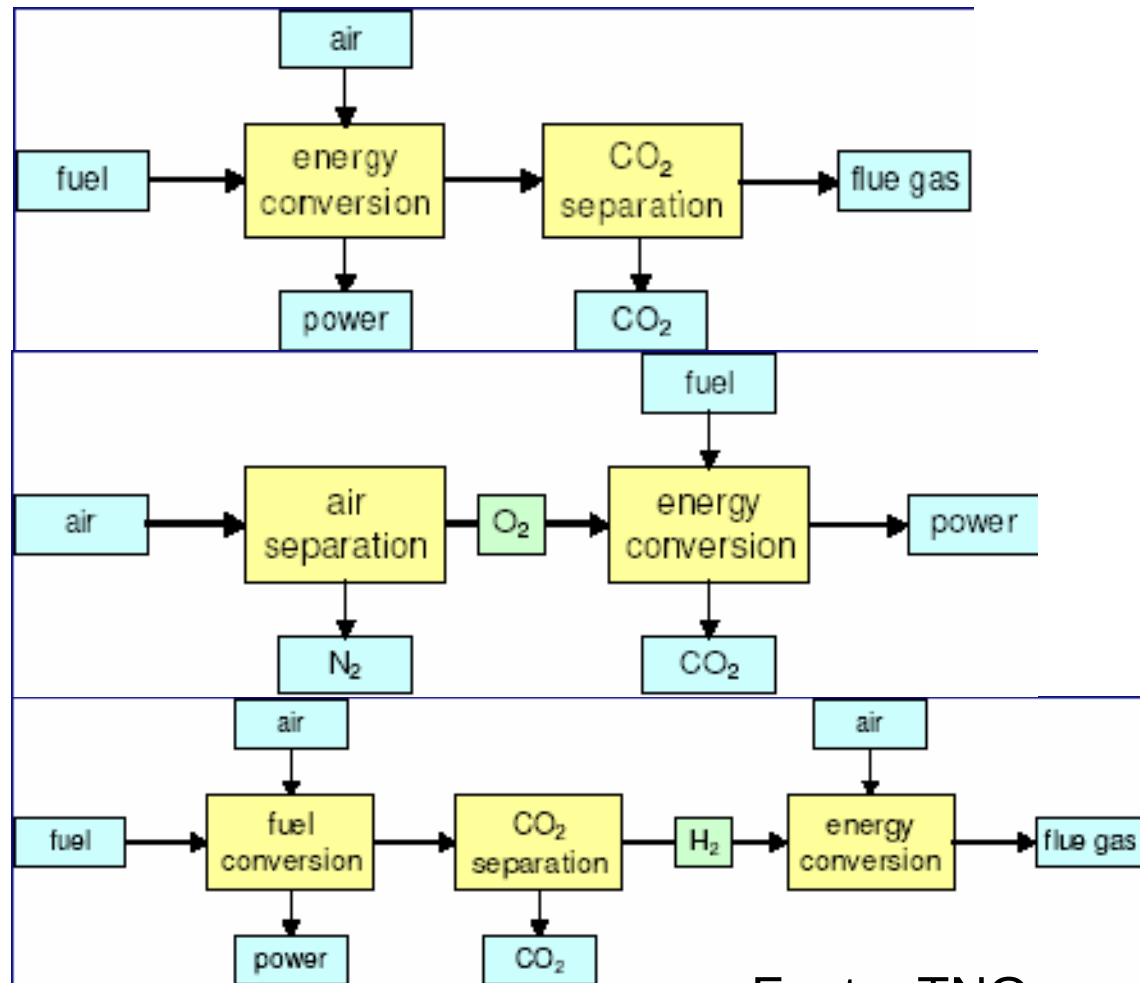
Fonte: ENCAP

Transição de combustíveis fósseis para H₂ (Visão UE)



Formas de captura de CO₂

- Captura depois da combustão.
(CO₂ diluído)
- Combustão com oxigénio.
Caso do Chemical Looping System ou sistema com grande recirculação de CO₂
- Separação antes da conversão
(Produção H₂)



Fonte: TNO

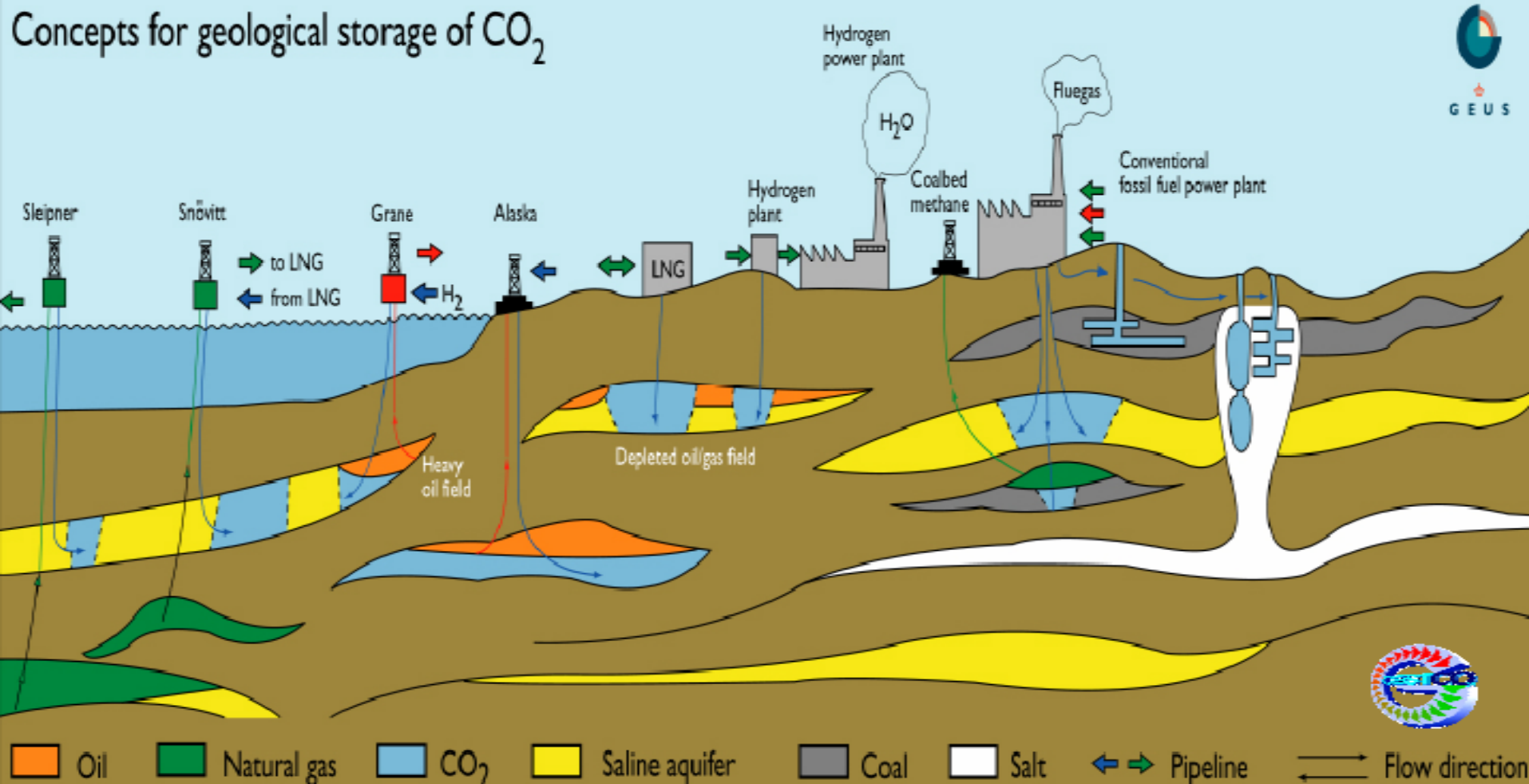


Armazenamento de CO₂

- Minas de salmoura.
 - Capacidade 400-10000 Gton distribuídas no globo.
 - Prazo 10 mil anos, perda 0,1%/ano (~processo natural).
 - Experiência armazenamento GN (60 anos/600 reserv.).
 - Testes no Canadá, Noruega e Alemanha.
- Jazigos de petróleo ou gás natural
 - Capacidade 930 Gton.
 - Aumento de extracção de petróleo usado EUA.
 - Testes de Holanda, Austria e Argélia (BP).
- Minas de carvão profundas com difícil exploração
 - Produção de metano que poderia ser emitido na extracção do carvão com grande impacto GHG.
- Capacidade total de armazenamento para 250 anos.

Armazenamento geológico

Concepts for geological storage of CO₂



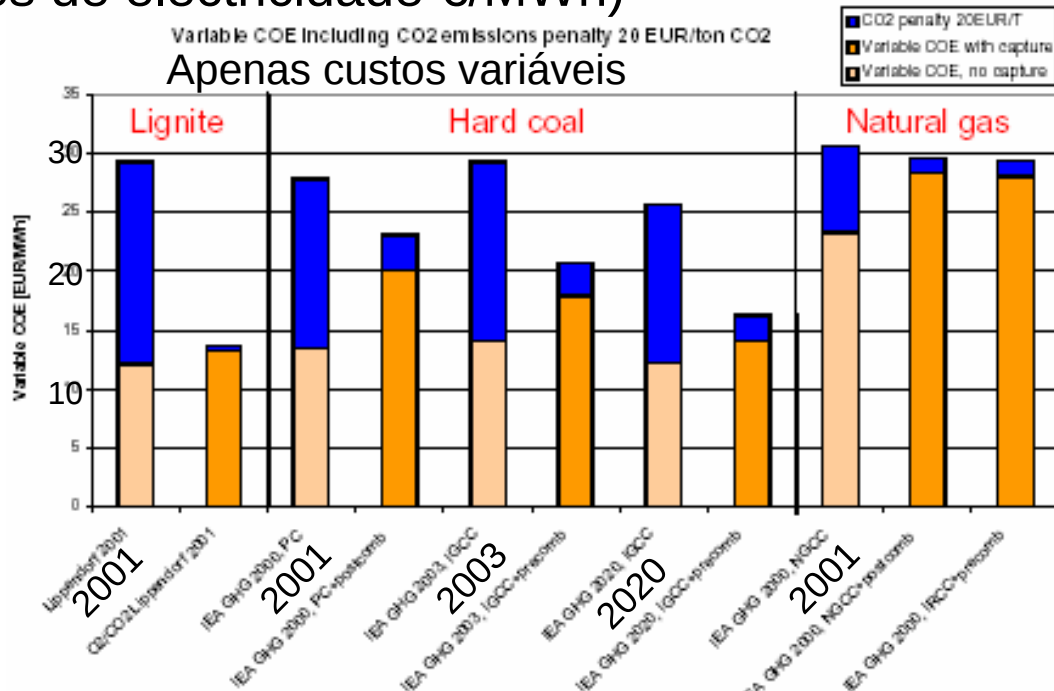
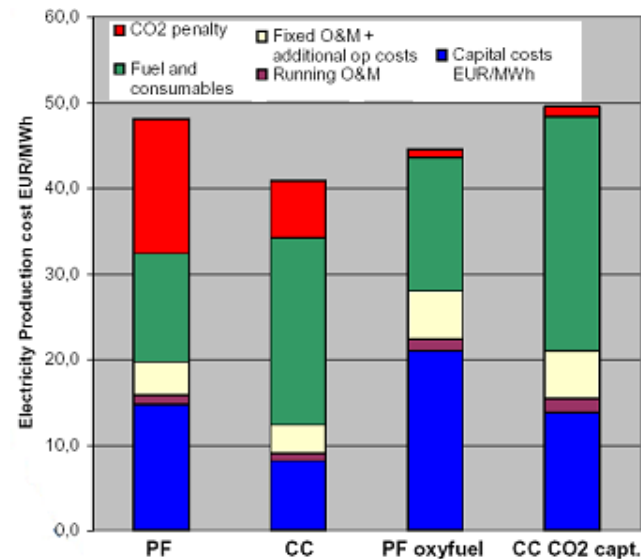
Custos aproximados

- Custos de remoção (IEA, 2000)
 - 50 €/ton CO₂ (para carvão → Meta de 20€/ton
 - 35 €/tonCO₂ para gás natural → para captura >90%
 - 70% do custo de produção → Meta 50%
- Custos de transporte ~4 € ton/100km (EUA)
- Custos de armazenamento
 - ~10-20 €/ton (20 €/ton Sleipner)
 - ~5 €/ton CO₂ separado de GN (In Salah, BP Algéria)
 - Pode ser diminuído com recuperação de petróleo.
- Projecto RU (DTI) indica valor de 75 USD/ton CO₂ para unidade de 250 MWe em 2009.

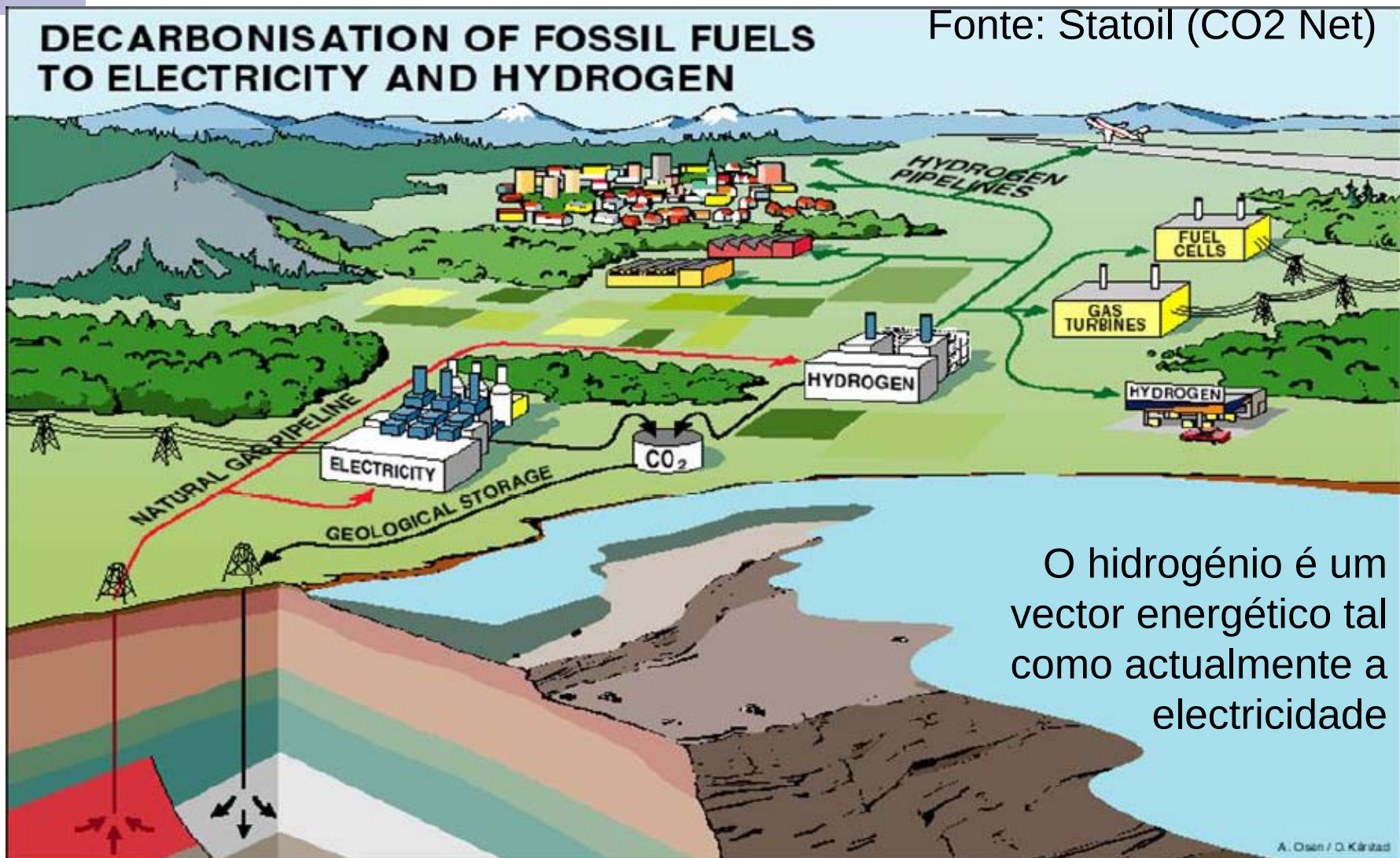
Custos de electricidade com captura CO₂

- Projeções de custo incluindo taxas de emissão de CO₂ (20 €/ton) mostram possibilidades:
 - Soluções com e sem captura CO₂ equivalentes.
 - Captura CO₂ pode ser competitivo com renováveis.
 - Carvão a longo prazo mais competitivo que gás natural.

(Estimativas de produtores de electricidade €/MWh)



Visão da sociedade de H₂ (com base em gás natural)



Pilhas de combustível

Utilização de hidrogénio

- Perspectiva actual
 - Aplicações portáteis (<100W) de valor elevado (e.g. militar, instalações remotas, baterias) e especiais até 100 kWe (espaciais e submarinos)
 - Segurança de fornecimento de energia eléctrica e independência da rede eléctrica. Fornecimento de energia eléctrica de alta qualidade.
 - Geração de energia eléctrica em sistema de co-geração de pequena dimensão com elevada eficiência associado a ruído e poluição baixa.
- Num cenário de geração de hidrogénio de forma centralizada:
 - Um dos meios de conversão em electricidade onde for necessário:
 - Veículos para propulsão.
 - Utilização nos períodos de pico de consumo.
 - Utilização em cogeração junto da utilização do calor.
 - O hidrogénio poderá ser produzido nos períodos de menos consumo com excesso de energia produzida de fontes renováveis ou de fusão nuclear por electrólise (O armazenamento hídrico é mais eficiente).

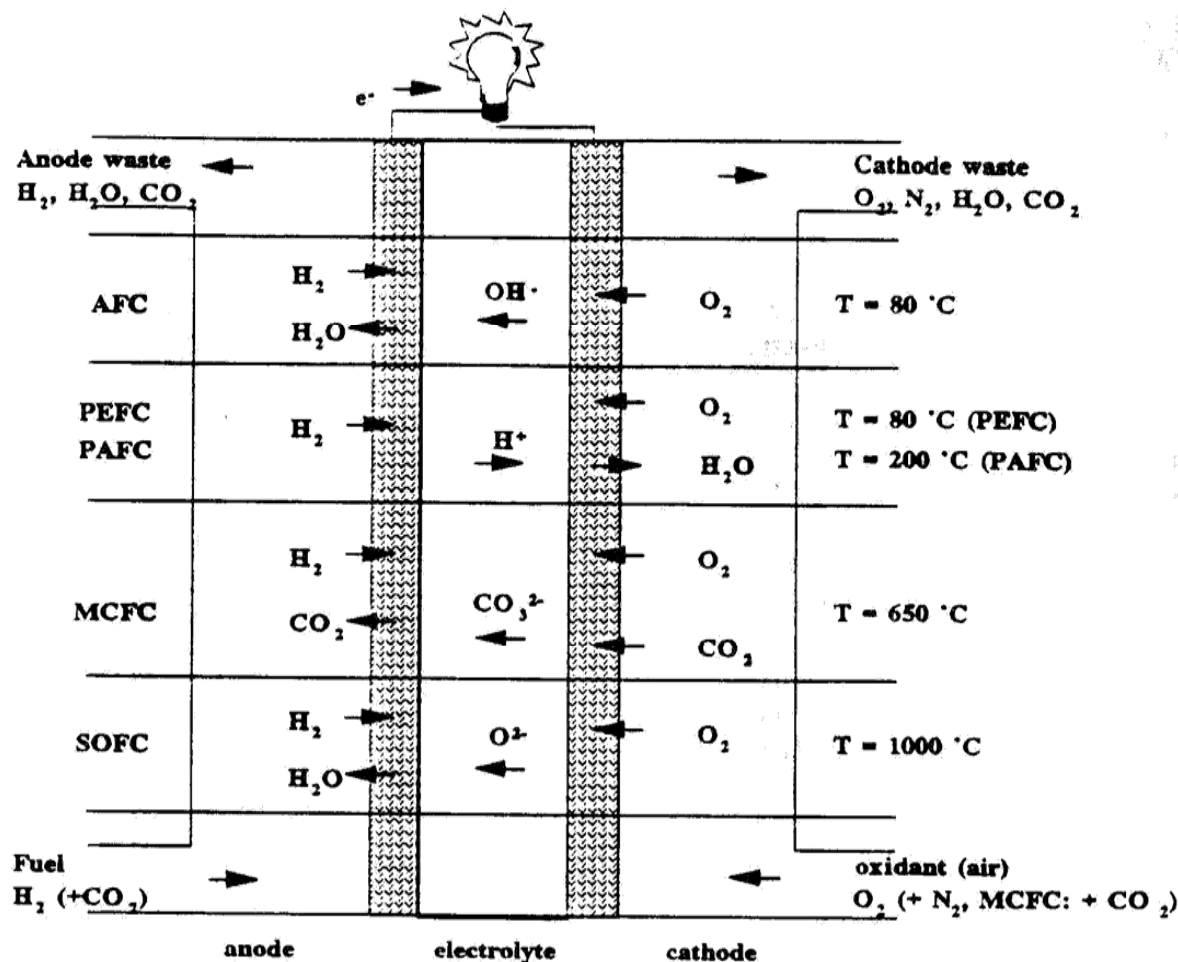
Funcionamento dos diversos tipos de membranas

- **Baixa temperatura**

- Alcalinas (AFC)
- Acido fosfórico (PAFC)
- Membrana de protão (PEMFC)

- **Alta temperatura**

- Carbonato fundido (MCFC)
- Oxido sólido (SOFC)



As pilhas MCFC funcionam com CO_2 no cátodo por exemplo para gás de digestor anaeróbico.

Características gerais de pilhas de combustível

Tipo de pilha	Temperatura [°C]	Eficiência nominal	Potência máxima
AFC	70 - 90	55 - 60	<7 kW
PEMFC	70-90	32 - 40	<250 kW
PAFC	150-210	36 - 45	<500 kW
MCFC	600-700	43 - 55	<2 MW
SOFC	800 -1000	43 - 55	<200 kW

- Tempo de arranque de segundos a horas dependendo da alimentação H₂/outro, dimensão e temperatura.
- No caso de ter processamento de combustível emissões de CO, NO_x<5ppm, SO_x desprezáveis.
- Ruído <60 db @ 30 m (Poucos componentes móveis).

Combustível usado nos diversos tipos de células

- As pilhas de baixa temperatura requerem uma mistura com hidrogénio purificada.
 - AFC - Tolerar CO mas não CO₂ (<50 ppm)
 - PEMFC* - CO < 10 - 50 ppm
 - PAFC - CO < 1% e CO₂ < 20%
- * Existem também pilhas PEM usando metanol directamente.
- As pilhas de alta temperatura podem funcionar com gás natural directamente e reformação interna.
- Todas as pilhas requerem a dessulfuração do combustível.
- Combustíveis de partida podem ser gás natural, metanol ou etanol, outros hidrocarbonetos (+ difícil)

Preparação de combustível

- Geração de gás rico em hidrogénio
 - Reformação externa
 - Reformação interna
 - Reformação auto-térmica
 - Oxidação parcial
 - Limpeza do gás
 - Reacção de deslocamento de água
 - Oxidação selectiva de CO
 - Separação em membrana
 - PSA ou TSA com hidretos metálicos
- Trabalho IST
- Costre 94-97
- Mercatox 96-99
- Vaillant 01-05
- Nemesis 05-08

Reformador externo desenvolvido na
GASTEC (97) com colaboração IST



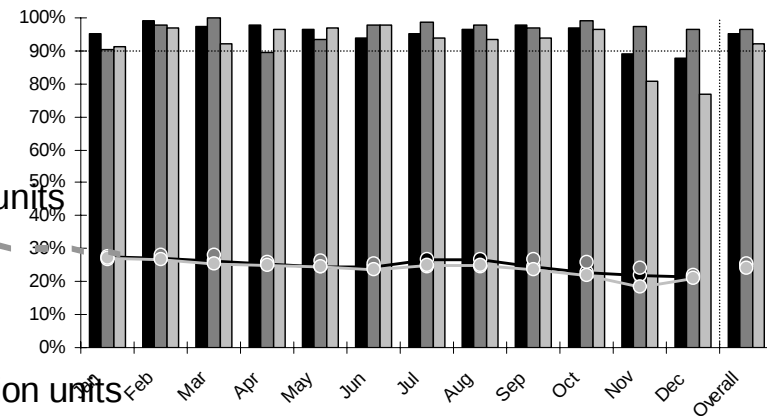
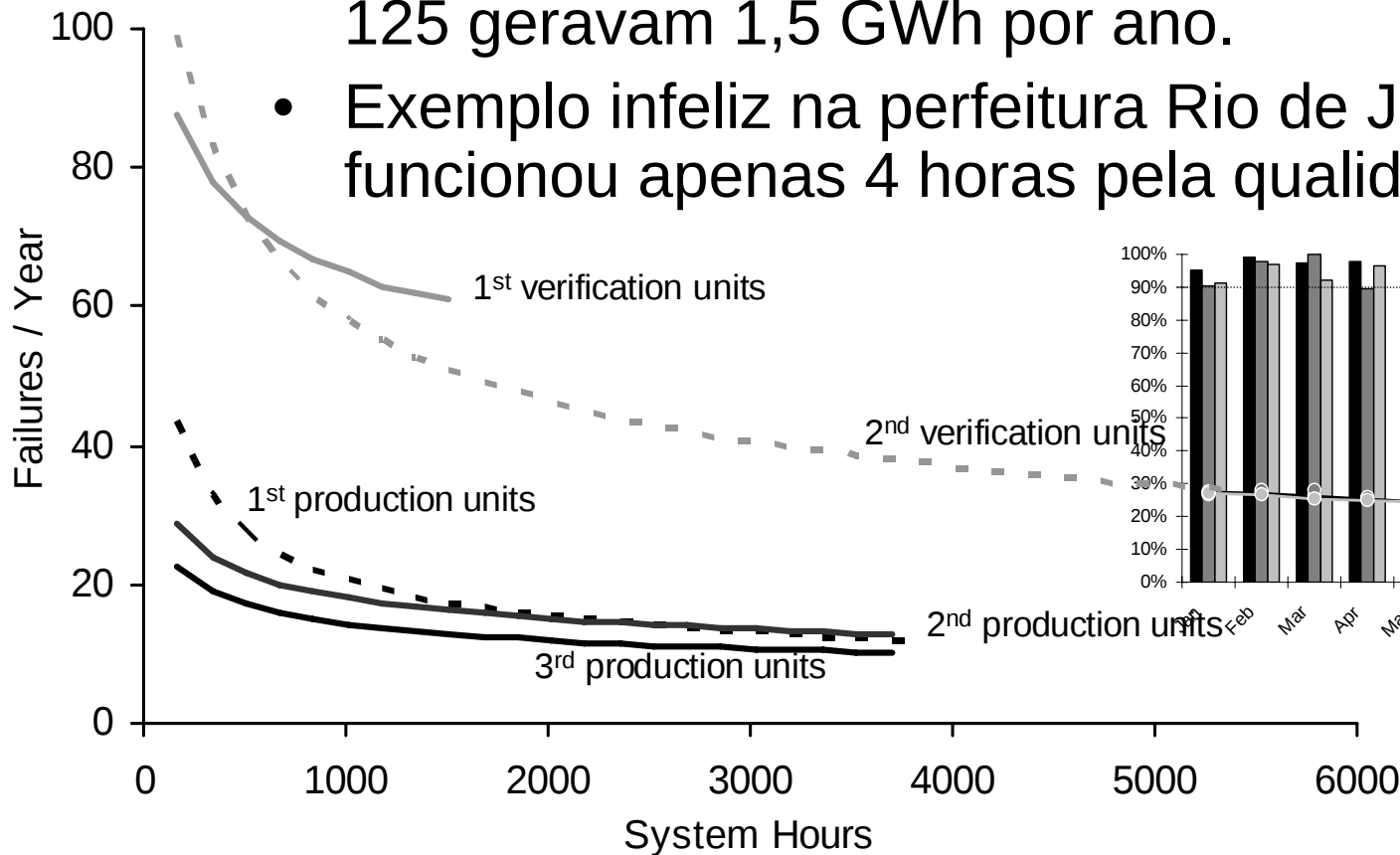
Instalações domésticas de co- geração (demonstração)

Potência Eléctrica	Tipo de pilha	Combustível	Fornecedor	País
5 kW	PEMFC	Gás Natural	Plug Power	USA
3 kW	PEMFC	Gás Natural	Amer. P.C.	D
1 kW	SOFC	Gás Natural	Sulzer Hexis	S, D
5 kW	PEMFC	Metanol	DeNora Northwest	IT USA
2 kW	PEMFC	Gás Natural	En. Partners	USA
7.5 kW	PEMFC	Gás Natural	En. Partners	D

Nesta escala as pilhas de combustível funcionam produzindo calor e electricidade (descentralizada)

Demonstração da PlugPower

- 10 unidades em instalações militares mostram disponibilidade 95% e $\eta=25\%$.
- Actualmente mais de 250 unidades entregues
- 125 geravam 1,5 GWh por ano.
- Exemplo infeliz na prefeitura Rio de Janeiro onde funcionou apenas 4 horas pela qualidade de água.

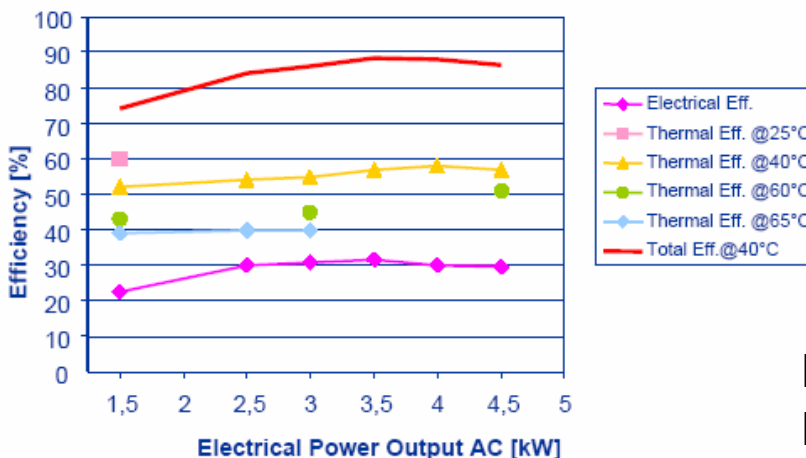


Demonstração da Vaillant

Teste de 34 sistemas (8+26) de 4,5 kWe entre um a três invernos.

- Instalações em blocos de apartamentos em conjunto com caldeiras de aquecimento de aproximadamente 50 kWth.
- Teste de sistema integrado de gestão de parte da frota (27 unidades) como central eléctrica distribuída.

EURO2 EFFICIENCY



REE=84%
FESR=15%



Lab prototype of the fuel-cell heating appliance

- 1 DDC control and communication interface
- 2 Inverter
- 3 Reformer
- 4 PEM fuel-cell stack
- 5 Membrane moistening

EURO 2 Vaillant no IST

Versão 2 do sistema comparado com a primeira melhorou:

- Limpeza do gás em dois reactores (LTS + PROX) dispensando HTS.
- Concentração de hidrogénio aumentada de 44→ 50%, slip de 300 ppm CH₄ e CO de 30 ppm
- Eficiência de 25→30%.
- Redução volume de 20%

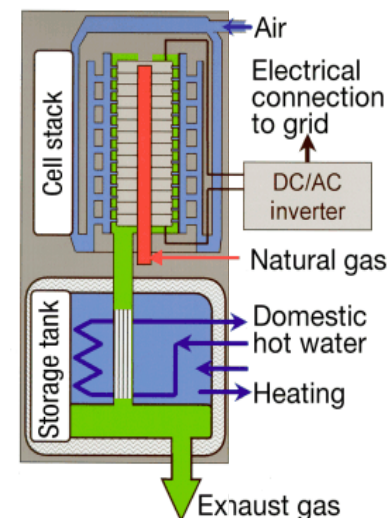
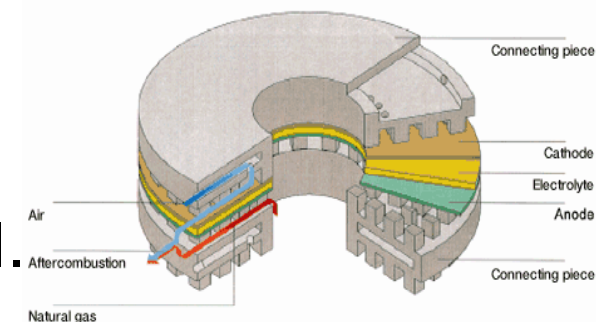
No IST primeiro mês a carga total sem paragens, seguido de 6 períodos num total de 1800 horas.



Demonstração da Sulzer-Hexis

- >3000h em 1998 com 600-900 We em demonstração.
- Com 5 células obteve-se mais de 10000h com 35% de rendimento baseado em PCI.
- >45000h em 11/ 2001 em 6 companhias independentes.
 - Gás de Euskadi (ES) (>4000h em 2 períodos. Rendimento eléctrico >25% e global >80% para 1 kW. Emissões NO_x<6 ppm e CO < 100 ppm).
 - EnBW (DE) Teste de 15 sistemas em casa de clientes. Rendimentos de 25 a 30% mas pouca informação adicional disponibilizada. Unidades com queimador auxiliar para 12-24 kWth.

Sulzer colocou recentemente a Hexis à venda.





INSTITUTO
SUPERIOR
TÉCNICO

Custo de projectos de demonstração

- SOFC HEXIS com custo de 100000 USD/kWe. Sulzer pretendia em 10 anos reduzir custo para 2000 USD/kWe.
- PEMFC de 3kW da American Power Corp. com custo inicial de 80000 USD/kWe a demonstrar em 25 unidades com custo de 38000 USD/kWe.
- Outros projectos para mais de 100 unidades de ~2 kW com custo de 2 a 3000 USD/kWe.
- Custo Vaillant da ordem de 50000 €/kWe a reduzir para 3000 €/kWe com produção de 100000.
- Não existem dados económicos do Japão.

Instalações de pilhas de baixa temperatura 200kW_e

- **PAFC ONSI PC25**



- **PEMFC Ballard**



Instalações de cogeração com pilhas PAFC

- Primeira tecnologia a ser introduzida no mercado (1992) após demonstrações de 1.3 MWe em Itália e 11MWe no Japão.
- Potência de instalações de 50 a 500 kWe de Fuji, existindo unidades de 200 kWe de Mitsubishi, Toshiba e ONSI-IFC (UTC+Toshiba).
- 200 unidades ONSI-PC25 instaladas em 2000 com disponibilidade média de 95% e intervalo de tempo entre paragens forçadas de 1500h. Tempo total de operação >2.7 milhões de horas.

Características de unidades ONSI-PC25

- Máximo de tempo de operação contínuo 9477 h.
- Eficiência de 40% com perspectiva até 47%.
- 80% de factor de utilização de energia com calor a 120°C para sistema de absorção e a 60°C para aquecimento de águas.
- Temperatura não pode baixar abaixo dos 45°C para evitar solidificação do electrólito.
- Funcionamento com gás natural e em algumas unidades com ar propanado em emergência.

Poluente g/kWh	NO_x	CO	Inqueimados Orgânicos	SO_x	PM10	CO₂
Valores típicos	3.5	0.15	0.15	7.0	0.2	1.1
ONSI-PC25	.007	.01	$2 \cdot 10^{-4}$	-	-	0.5

Custo de sistemas de cogeração

- Unidade de PAFC de 200 kW ONSIPC25 com custo de 6 000 USD/kWe em 1992 foi baixado para 2500 USD/kWe (2000). Tecnologia subsidiada nos EUA com 1000 USD/kWe.
- Sistema PEMFC de Alstom-Ballard com 250 kWe com gás natural com custo de 6 500 USD/kWe sem equipamento de recuperação de calor.
- Em parte a redução de custos deve-se à redução de platina utilizada nas células.

(Informações de 2001)

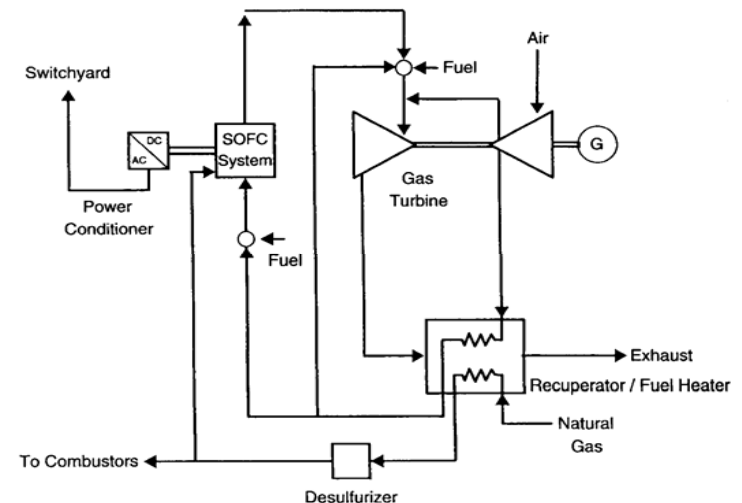
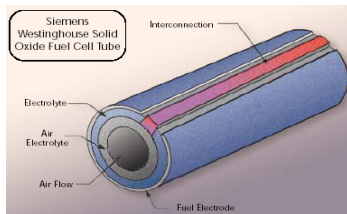
Sistemas baseados em pilhas MCFC

- Demons. com reformação externa:
 - Unidade de 20 kW preparada para gás natural e gaseificador de carvão (94).
 - Sistema de 250 kW nos EUA (Miramar-97) e 1 MW no Japão (4 unidades 250 kWe-99).
- Demons. com reformação interna:
 - 16*125 kW com potência máxima 1.9 MW (96).
 - 280 kW na Alemanha (MTU – Hot Module) e 250 kW nos EUA (ERC-99).



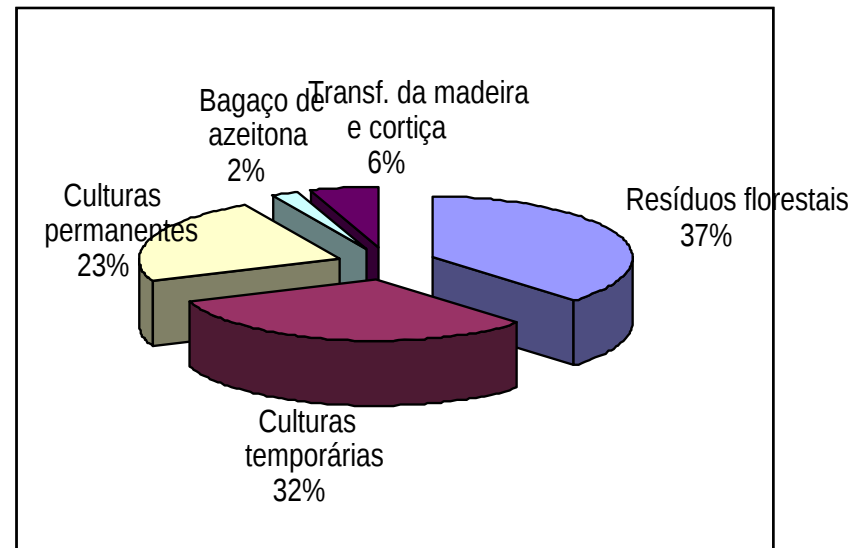
Demonstração de pilha SOFC

- 25 kW no Japão com 13000h de operação e disponibilidade acima dos 90%.
- 100 kW na Holanda com 42% de eficiência.
(Siemens-Westinghouse)
- Plano para 250 kW na pilha e micro turbina de 50 kW com objectivo de 60% de eficiência.



Recursos de Biomassa

- Berndes et al (2003) revêm estudos de estimativa de uso de biomassa para fins energéticos pode atingir 45-450 EJ/ano em 2100 apesar de um dos estudos apontar o mesmo valor máximo em 2050. Este representa até 20% do consumo projectado.
- Estimativa para Portugal
Dias (2002) conduziu a valor de biomassa lenhosa ~2600 mil ton secas/ano
Para além dos resíduos florestais identificou-se:
 - Caules de temporárias
 - Podas de permanentes



Combustão de biomassa

Escala Industrial

- > 2 MWe → Turbina a vapor
 - Caldeira em grelha ou leito fluidizado
 - Rendimentos eléctricos da ordem de 30%.
 - Potências até 125 MWe com rendimento ~35% em funcionamento na época de Inverno (e.g. Suécia).
 - Central em Portugal de Mortágua com 9 MWe
 - Consumo de resíduos num raio inferior a 50 km.
 - Perspectiva de expansão com outra unidade.



Combustão
em grelha em
Mortágua

Alimentação de
resíduos em
contentores em
Upsalla /Suécia

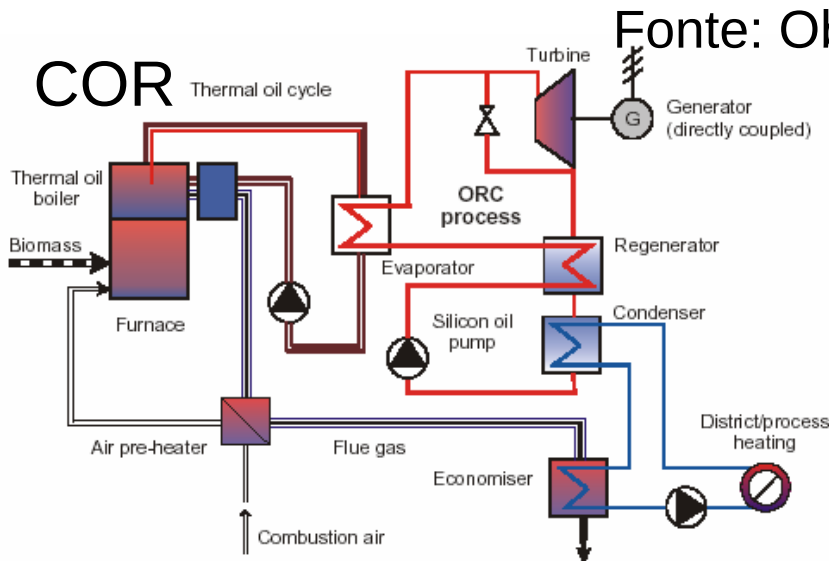


Combustão de Biomassa

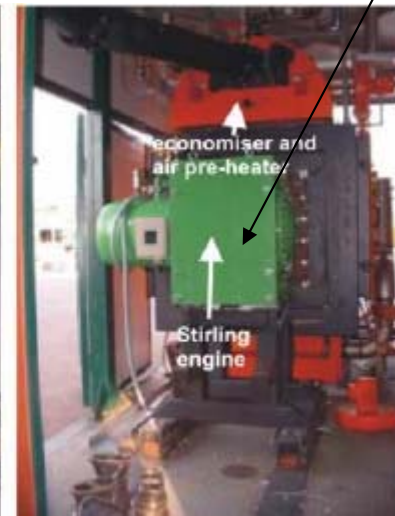
Escala média e micro

- 0,2-2 MWe Ciclo orgânico de Rankine
 - Rendimento eléctrico ~15%, FUE 82%
(Rendimento baixo pela temperatura de aproveitamento calor)
- <200 kWe Motor Stirling
 - 35kWe (10000h) 12% rend; 70kWe (3000h)
 - Perspectiva de aumento de rendimento 18%

Fonte: Obernberger, 2005



Motor Stirling

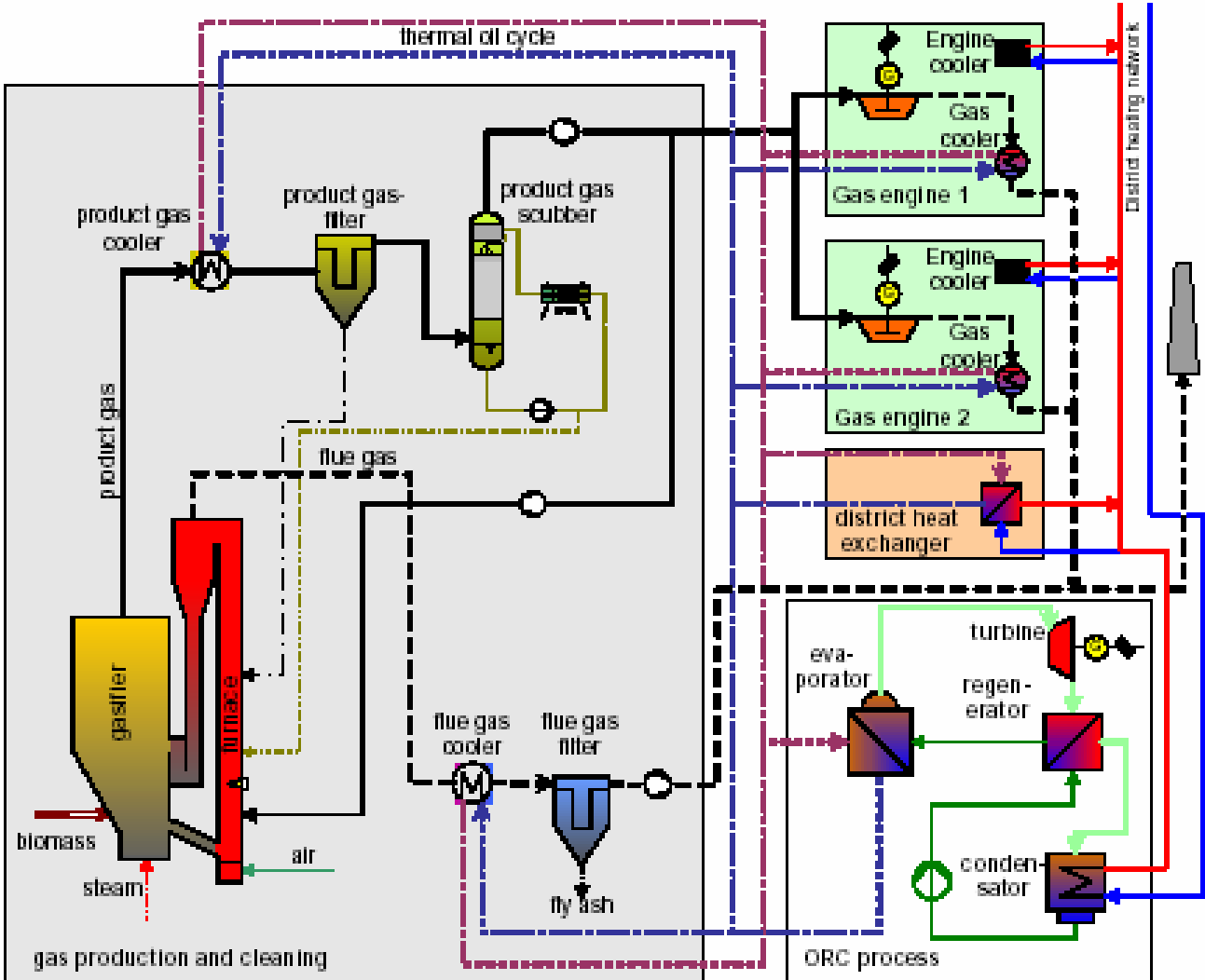


Gaseificação de biomassa

(Fonte: Obernberger, 2005)

- Tecnologia de leito fixo em protótipos
 - Contra-corrente (10 kW-20MW)
 - Equi-corrente (10 kW-10MW)
 - Gás não utilizado em motores ou turbinas.
- Leito fluidizado
 - Oxidação parcial e uso de turbina (18kW) com rendimento 27% (2200h) (Viking, DK)
 - Gaseificador de 4 MWt (75000h) alimentando motores com potências ~ 700 KWe (20000h) rendimentos de 27%. (Harboore, DK)
 - Leito circulante 8 MWt (16700h) das quais 13200h ligado a motor 2 MWe rendimento global 25% (Güssing,A)

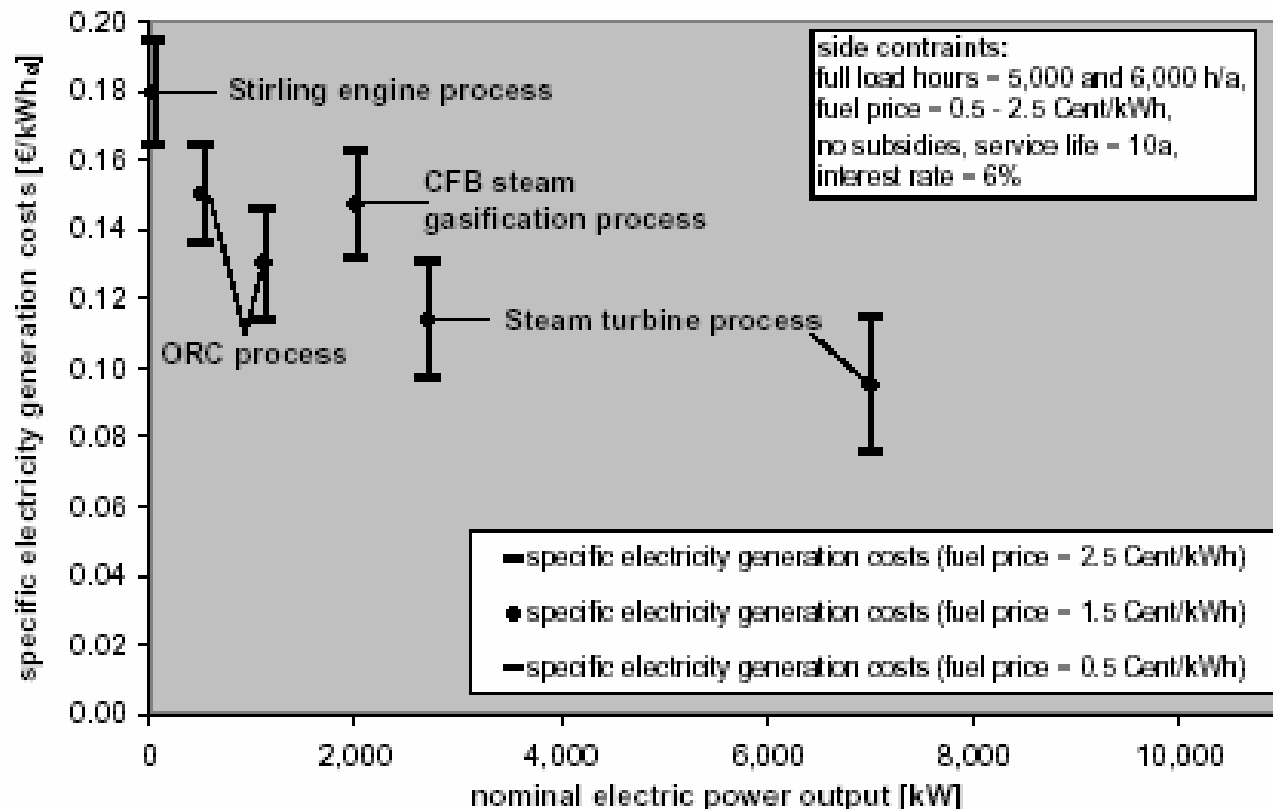
Desenvolvimento Gasificação biomassa



- Objectivo 34,3% rendimento
- Integração de ciclo de Rankine com fluído orgânico e cogeração.

Custos de sistemas a biomassa

- Custo de produção requer apoio para ser competitivo (Fonte: Obernberger, 2005)





INSTITUTO
SUPERIOR
TÉCNICO

Conclusões

- Os combustíveis fósseis vão continuar a ser utilizados e no futuro com captura de CO₂.
- Opções energéticas dependem de taxas.
- As pilhas de combustível vão acumular experiência e reduzir custos.
- Gradualmente irão desenvolver-se projectos de integração de tecnologias e.g. gasificação com pilhas de combustível.
- A utilização de biomassa irá aumentar em paralelo com outras fontes renováveis.