



ALTRI CICLI A GAS MICROTURBINE A GAS

R. Taccani

Dipartimento di Ingegneria meccanica
Università di Trieste

Corso di Impiego industriale dell'energia
BOZZA AA 2018-2019

- 1 condotto di aspirazione aria
- 2 compressore
- 3 camera di combustione
- 4 espansore
- 5 condotto diffusore di scarico

Cicli con postcombustione

[Lozza]

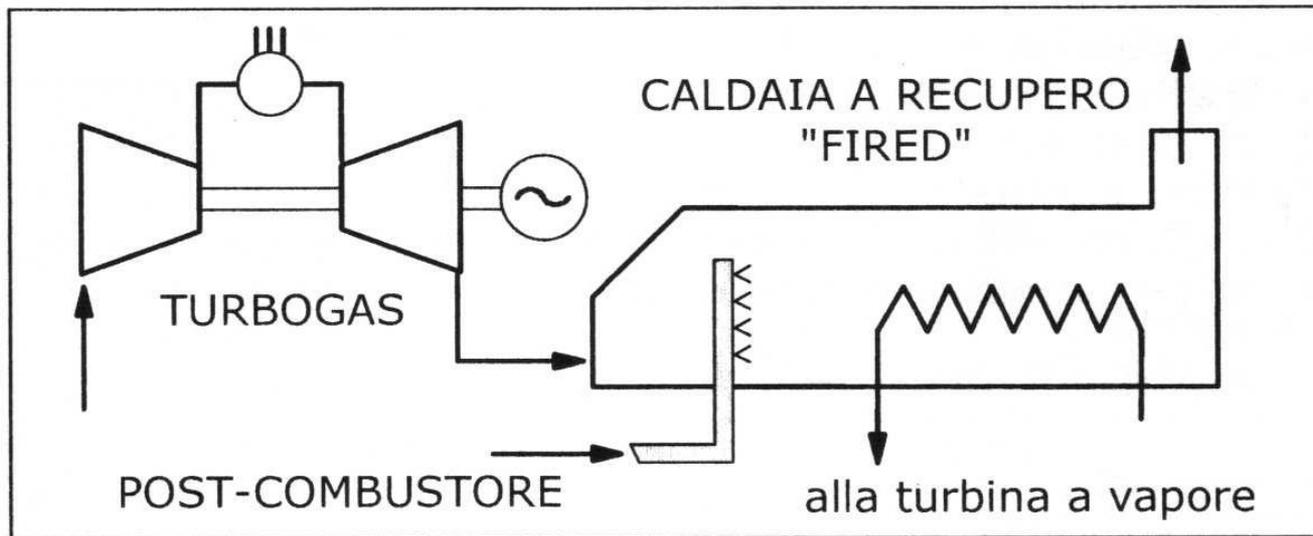


Fig.4.22: Schema concettuale di ciclo combinato "fired", ovvero con combustione supplementare attuata a valle della turbina a gas. Lo schema del ciclo a recupero può essere uno qualsiasi di quelli di fig.4.15 o 4.7.

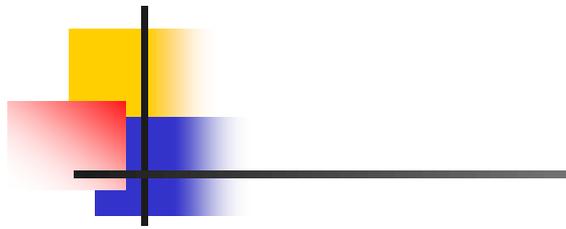
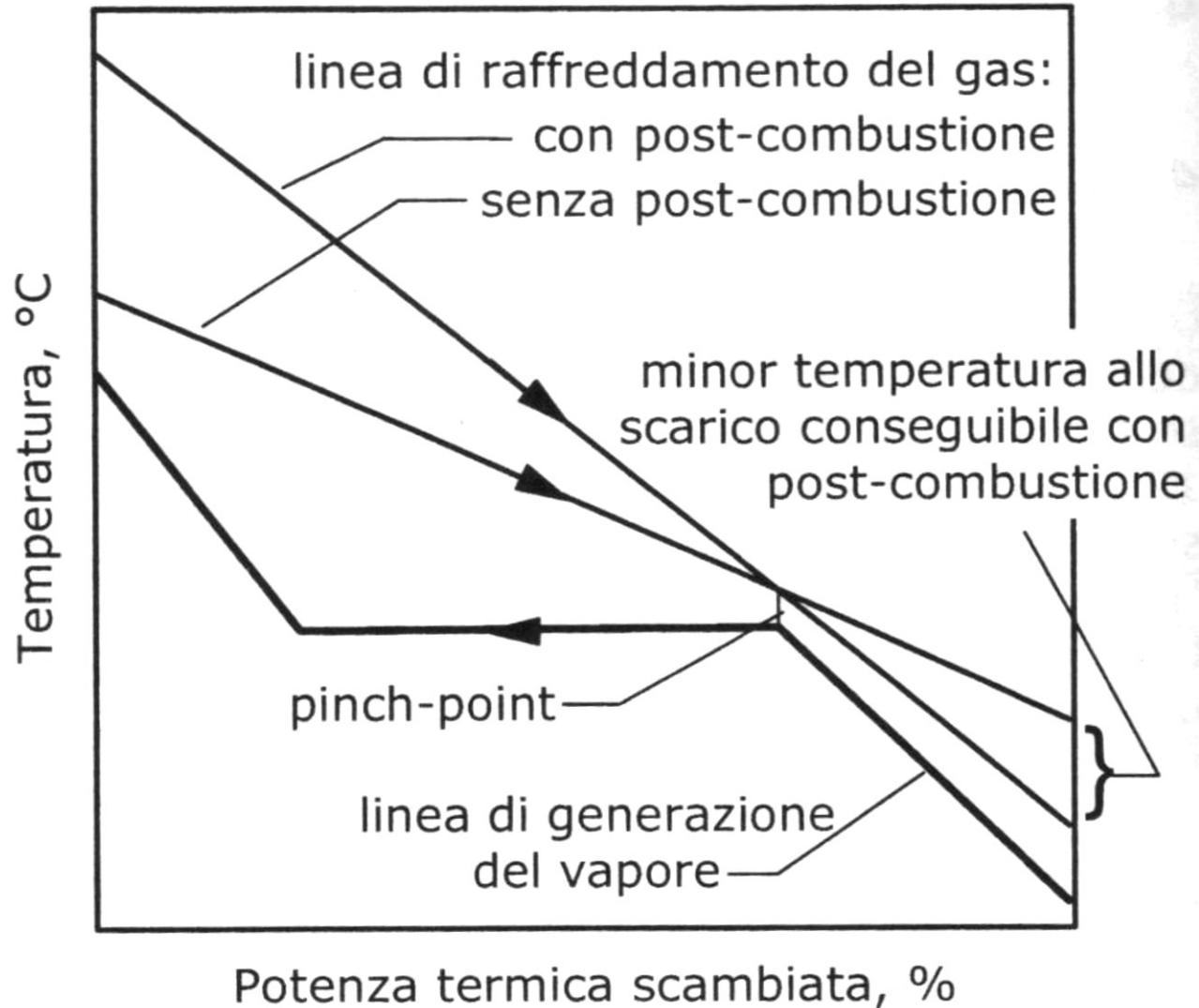
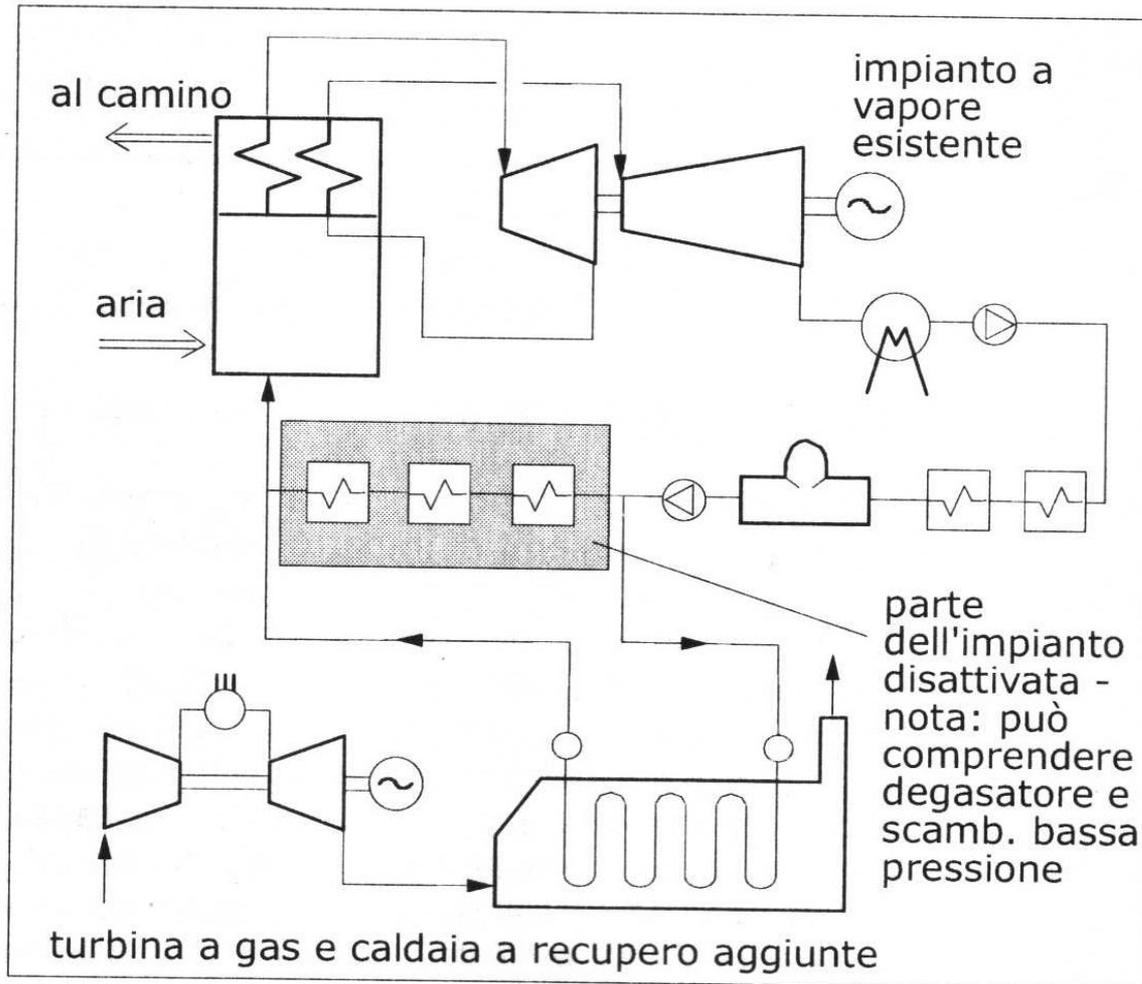


Fig.4.23: Diagramma qualitativo del recupero termico in un HRSG in presenza o meno di post-combustione, nel qual caso si può ottenere un miglior raffreddamento dei gas.

[Lozza]



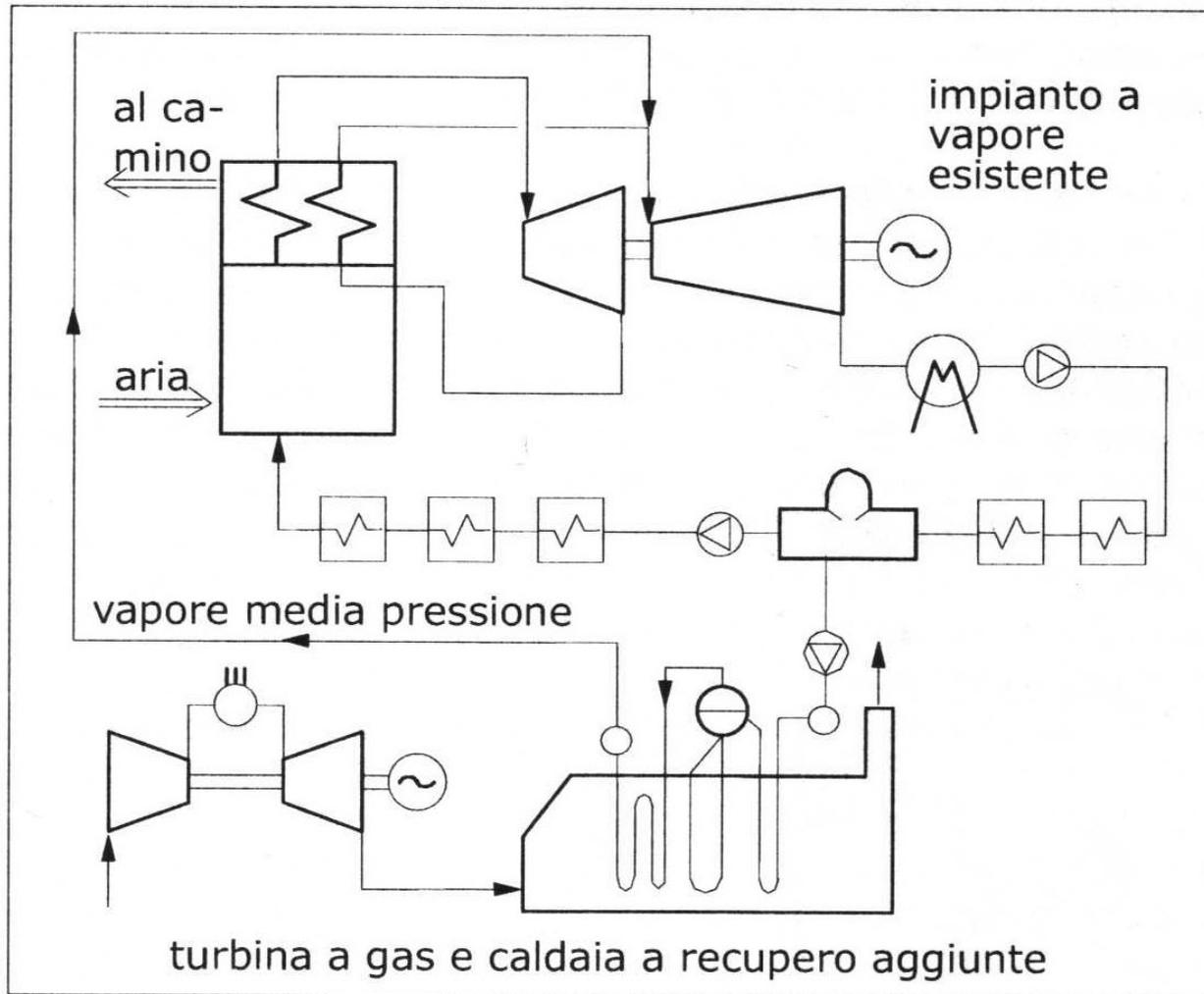
Repowering



[Lozza]

Fig.4.25: Repowering con preriscaldamento dell'acqua di alimento caldaia.

Repowering



[Lozza]

Fig.4.26: *Repowering con produzione di vapore di media pressione.*

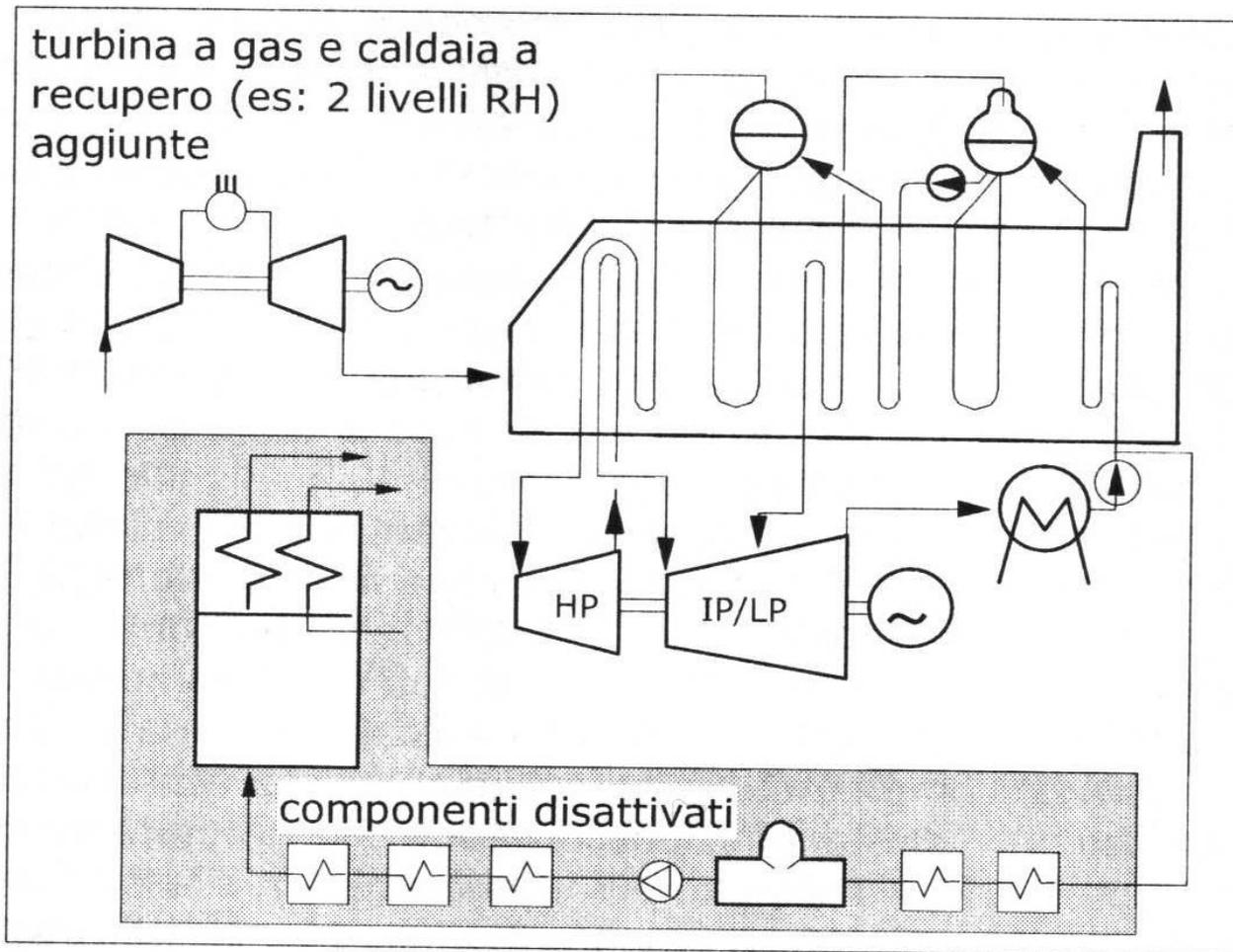
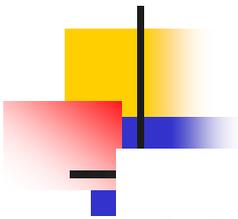
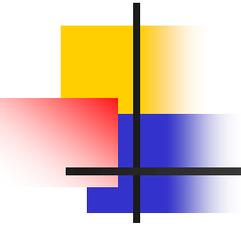


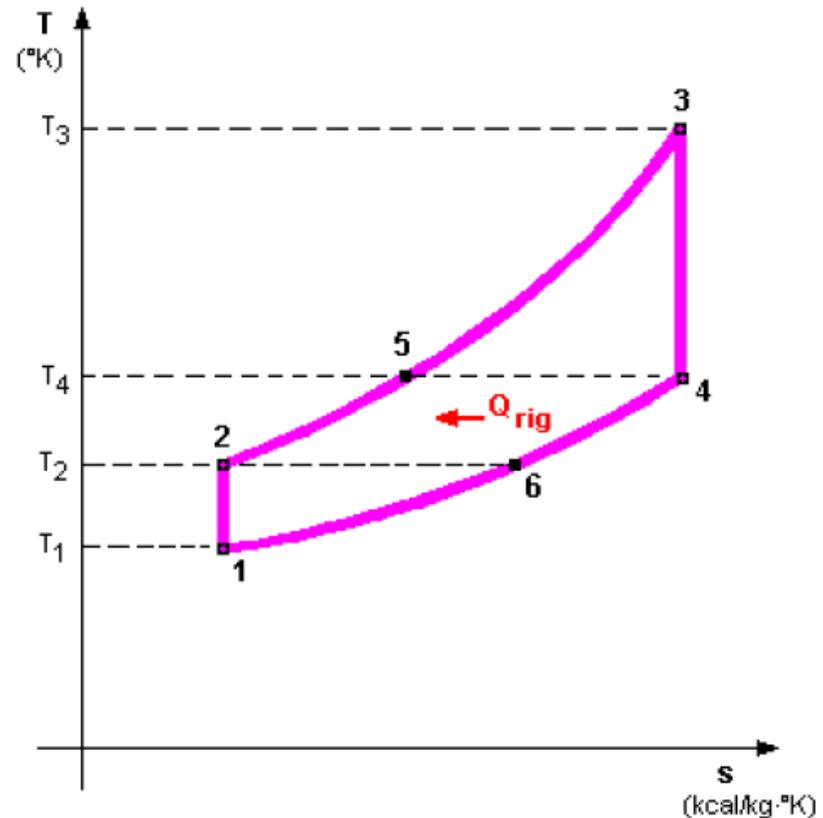
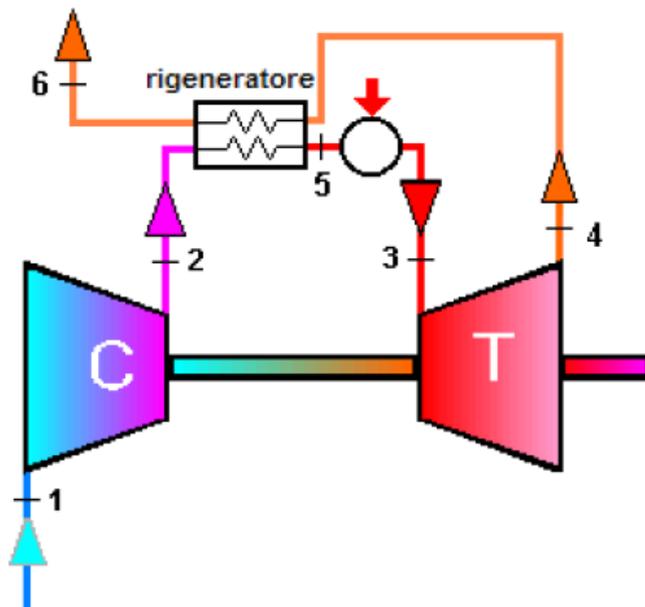
Fig.4.28: Repowering con trasformazione in ciclo combinato "unfired".



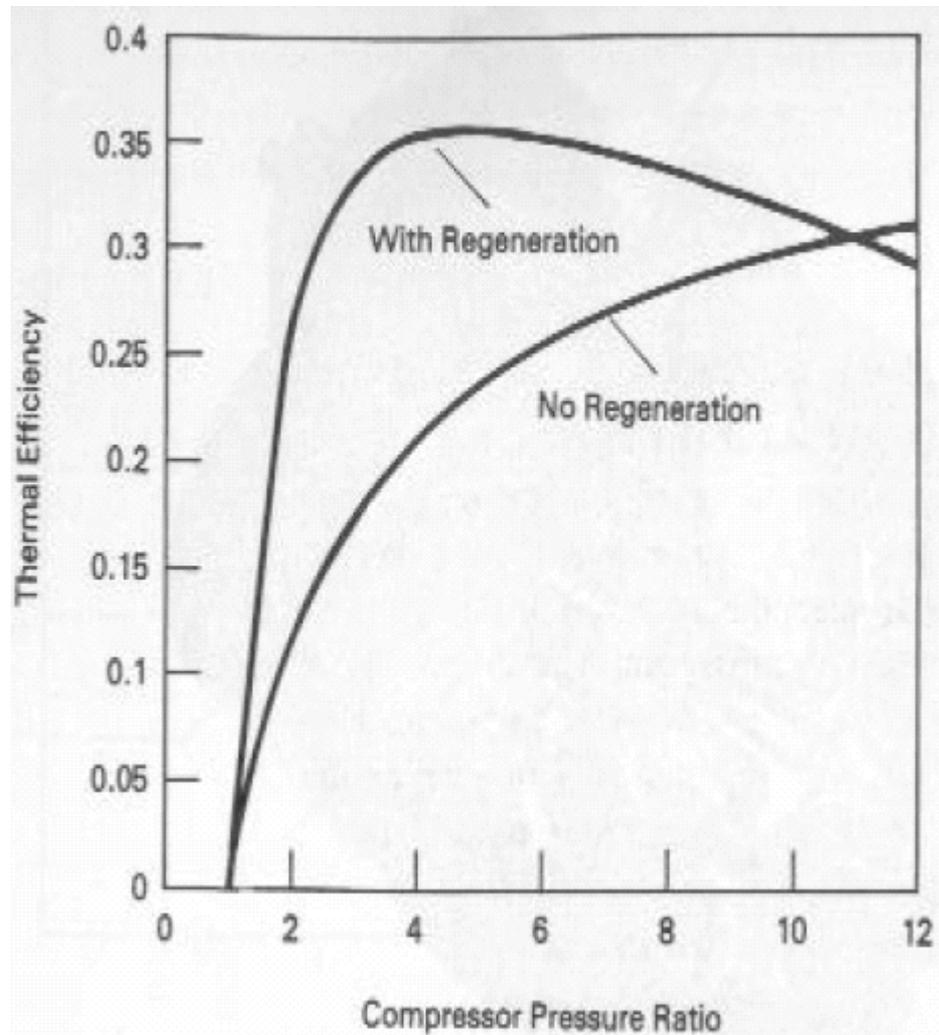
Altri cicli a gas e cicli misti

- Rigenerazione
- Compressione interrefrigerata
- Ricombustione
- Combinazione di intercooling, rigenerazione e reheat
- Cicli misti gas/vapore

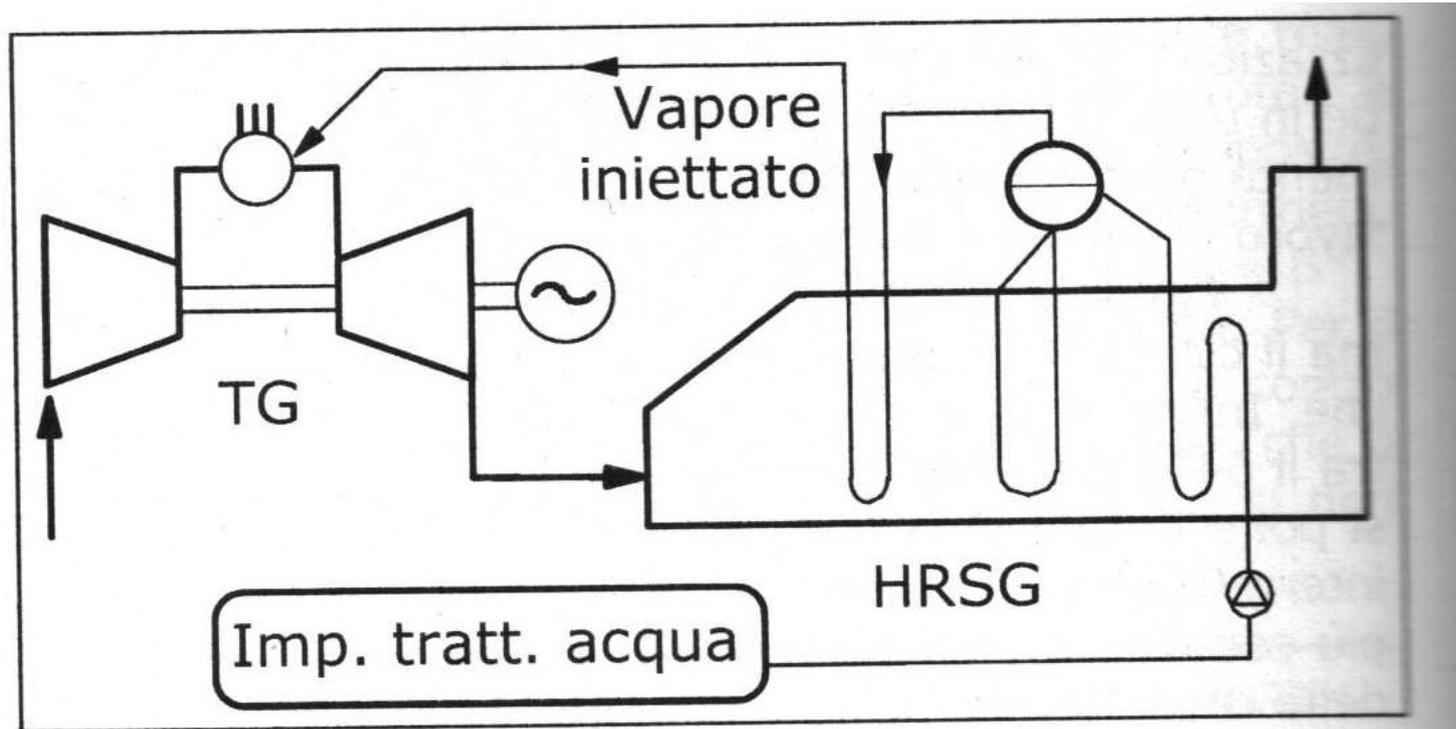
Varianti dei cicli a gas - Rigenerazione



Varianti dei cicli a gas - Rigenerazione



Cicli STIG



[Lozza]

Fig.5.23: Schema di impianto di un ciclo a gas con iniezione di vapore (STIG), nella sua forma più semplice (generatore di vapore mono-livello).

Cicli STIG

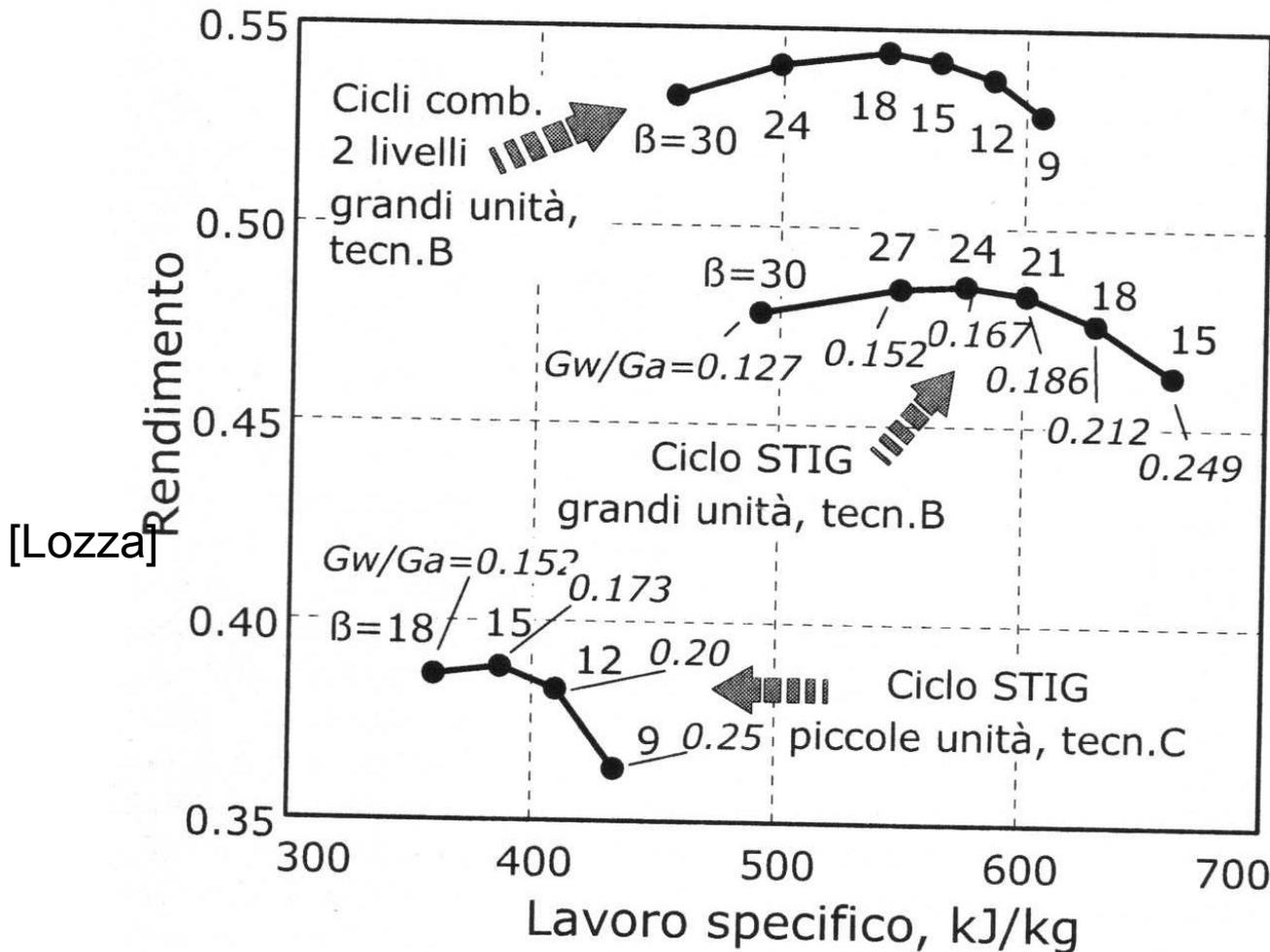


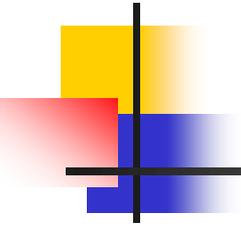
Fig.5.24: Rendimento e lavoro specifico di cicli ad iniezione di vapore, al variare del rapporto di compressione della turbina a gas, per grandi e piccoli impianti. Sono riportati per confronto i dati di grandi cicli combinati a due livelli. Ipotesi di calcolo da tab.3.1, 3.2 e 5.2. E' indicato il rapporto tra le portate massica di acqua iniettata e di aria aspirata dal compressore (G_w/G_a).

Confronto prestazioni

Tab.5.2: *Confronto tra le prestazioni di cicli combinati e cicli misti*

Tipo di ciclo	CC (3LR) fig.4.15	ISTIG fig.5.25	RWI fig.5.26	HAT fig.5.27
TIT=1250°C				
β ottimo	15÷21	30÷42	18÷24	24÷30
Rendimento, %	54÷55	50÷51	52÷53	54÷55
Lavoro spec., kJ/kg _a	530÷580	550÷590	510÷560	600÷640
TIT=1500°C (CC=1400)				
β ottimo	18÷24	40÷50	27÷36	40÷55
Rendimento, %	58÷59	52÷53	54÷55	56÷57
Lavoro spec., kJ/kg _a	620÷680	740÷780	700÷750	830÷890

[Lozza]



Cogenerazione

Topping e Bottoming

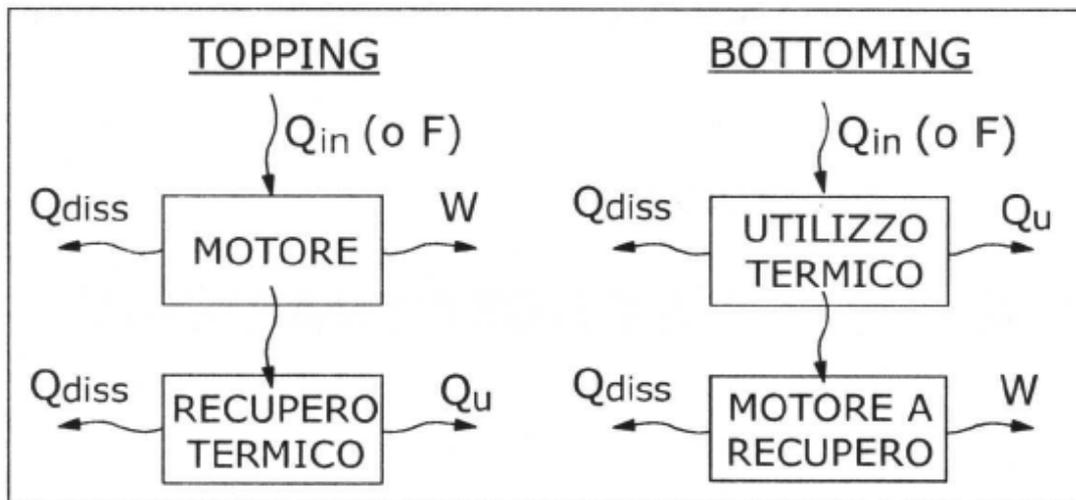


Fig.6.1: *Concetti di cogenerazione "topping" e "bottoming". I sistemi con turbina a gas appartengono alla prima categoria.*

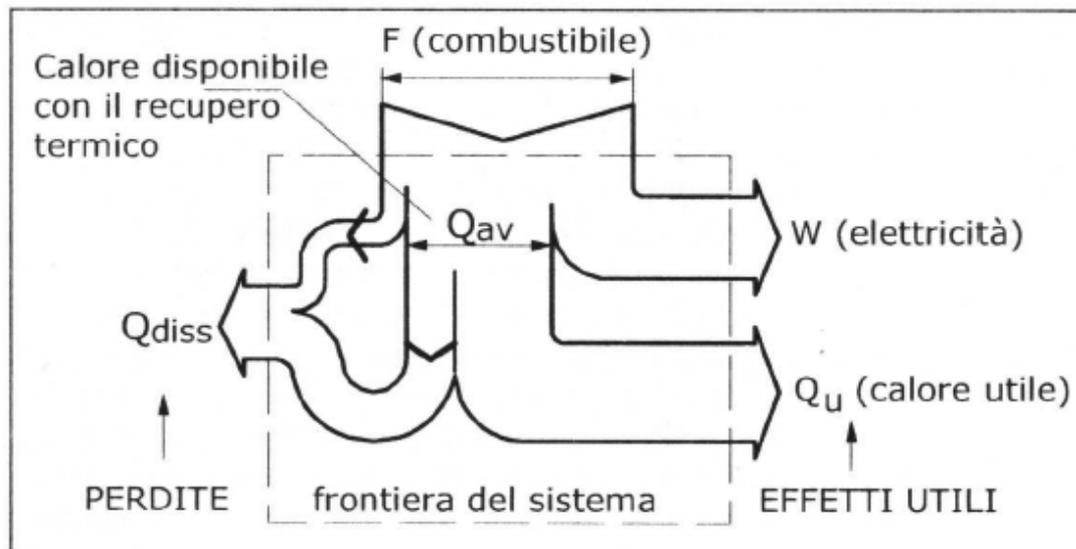
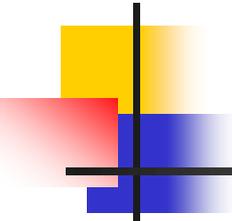


Fig.6.2: *Principali flussi energetici in un sistema di cogenerazione topping.*



Indici

Rendimento elettrico,
Rendimento termico,
Indice elettrico

$$\eta_{EL} = \frac{W}{F} ; \eta_{TH} = \frac{Q_U}{F} ; I_E = \frac{W}{Q_U}$$

Rendimento Primo
Principio,
Rendimento Secondo
Principio

$$\eta_I = \frac{W + Q_U}{F} = \eta_{EL} + \eta_{TH}$$

$$\eta_{II} = \frac{W + Q_U \cdot (1 - T_0 / T_X)}{F}$$

Rendimento
produzione elettrica

$$\eta_{PE} = \frac{W}{F - F_{QC}} = \frac{W}{F - Q_U / \eta_{TH,C}}$$

Indice di risparmio energetico

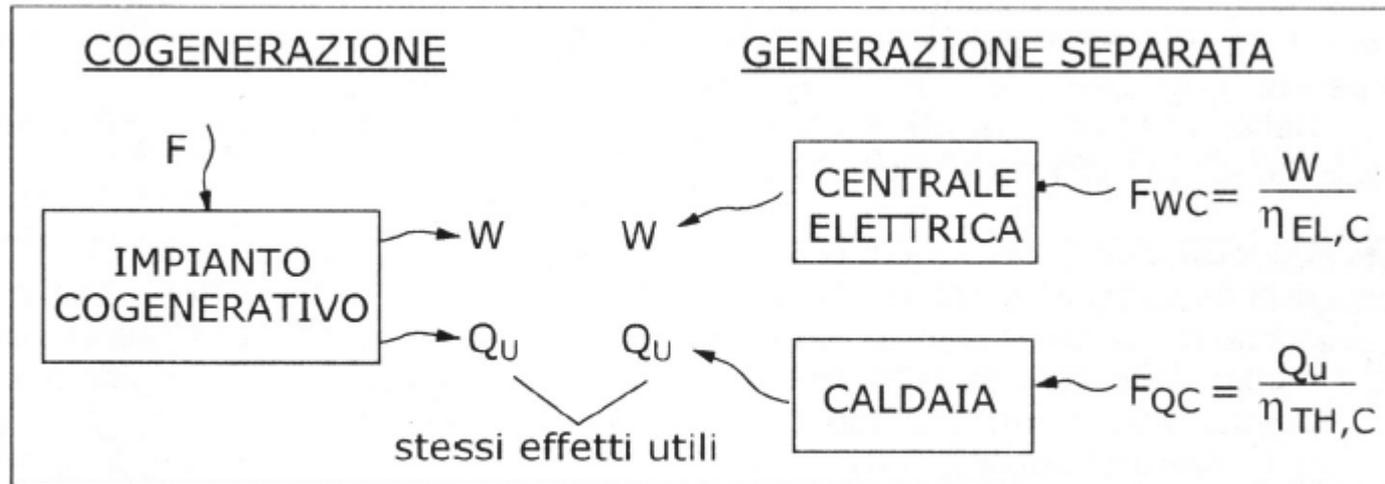


Fig.6.3: Confronto dei flussi energetici necessari a soddisfare la stessa utenza con un sistema cogenerativo e con la generazione separata dell'elettricità e del calore.

$$IRE = \frac{F_c - F}{F_c} = 1 - \frac{F}{F_{WC} + F_{WQ}} = 1 - \frac{F}{W / \eta_{EL,C} + Q_U / \eta_{TH,C}}$$

[Lozza]

Produzione elettricità

Produzione di elettricità in Italia nel 2014 a confronto con quella del 2004, in GWh (*fonte: TERNA, Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia*).

Anno	2014	2004
Produzione totale lorda	279828	300370
Produzione termoelettrica	176171	244375
Produzione idroelettrica	60256	48730
Produzione eolica, geotermica, fotovoltaica	43401	7265
Energia destinata ai servizi della produzione	10680	13723
Produzione totale netta	269148	286647
Produzione destinata ai pompaggi	2329	10308
Saldo import/export estero	43716	45635
Fabbisogno	310535	321974

Produzione elettricità

Rendimenti elettrici e termici di riferimento ($\eta_{EL,C}$ e $\eta_{TH,C}$) dal DM 4 agosto 2011.

Combustibile	Rendimento elettrico di riferimento	Rendimento termico di riferimento
Carbone fossile / coke	0.397	0.88
Lignite	0.373	0.86
Biomassa, rifiuti urbani e industriali	0.200	0.80
Derivati del petrolio e GPL	0.397	0.89
Gas naturale	0.500	0.89
Gas di raffineria / idrogeno	0.397	0.81
Biogas	0.367	0.70
Gas di cokeria / altoforno	0.350	0.80

Produzione termoelettrica

Tabella 6.3

Produzione termoelettrica netta [GWh] in Italia nel 2014 (*fonte:Terna*).
 Legenda: S: solidi (carbone, lignite), GN: gas naturale, GD: gas derivati (acciaiera, altoforno, cokeria), PP: prodotti petroliferi, ACS: altri combustibili solidi, ACG: altri combustibili gassosi.

	S	GN	GD	PP	ACS	ACG	Totale
Impianti con sola produzione di energia elettrica							
Combustione interna	-	254	28	253	1353	3292	5181
Turbine a gas	-	2405	-	6	13	33	2457
Vapore condensazione	39314	1105	1239	1927	3977	8	47571
Cicli combinati	-	27137	-	7	1779	21	28943
Totale sola prod.el.	39314	30905	1268	2193	7123	3354	84157
Impianti di cogenerazione							
Combustione interna	-	5953	138	23	1505	4204	11823
Turbine a gas	-	3772	-	268	11	3	4054
Cicli combinati	101	49325	1410	1238	8831	26	60932
Vapore contropressione	13	681	-	138	624	4	1460
Vapore condensazione	-	431	82	411	3025	70	4018
Totale cogenerazione	114	60162	1630	2079	13996	4306	82288
Totale 2014	39428	91067	2890	4272	21119	7660	166445
Totale 2004 (per confronto)	35457	112945	5118	61501	13118	1066	229200

Produzione termoelettrica

Tabella 6.4

Rendimenti netti medi (η_{PE} per impianti di cogenerazione) nella produzione termoelettrica netta in Italia nel 2014 (*fonte:Terna*). Legenda come tab. 6.3.

	S	GN	GD	PP	ACS	ACG	Totale
Impianti con sola produzione di energia elettrica							
Combustione interna	-	34.44	37.05	35.74	38.58	34.68	35.67
Turbine a gas	-	46.97	-	21.21	24.89	29.40	46.24
Vapore condensazione	35.03	33.67	32.56	29.72	19.80	35.85	32.60
Cicli combinati	-	50.23	-	46.26	44.82	34.79	49.86
Totale sola prod.el.	35.03	48.92	32.65	30.31	25.79	34.62	37.59
Impianti di cogenerazione							
Combustione interna	-	58.66	42.72	51.68	40.89	44.35	49.94
Turbine a gas	-	51.65	66.82	52.83	24.31	36.63	51.56
Cicli combinati	60.78	56.36	39.59	49.54	57.68	48.42	55.84
Vapore contropressione	61.08	53.88	-	40.97	51.93	49.34	51.56
Vapore condensazione	-	46.21	38.19	21.68	26.28	43.13	27.31
Totale cogenerazione	60.82	56.14	39.76	39.32	44.08	44.35	52.03
Totale	35.07	53.45	36.30	34.11	35.57	39.50	43.57

Tabella 6.5

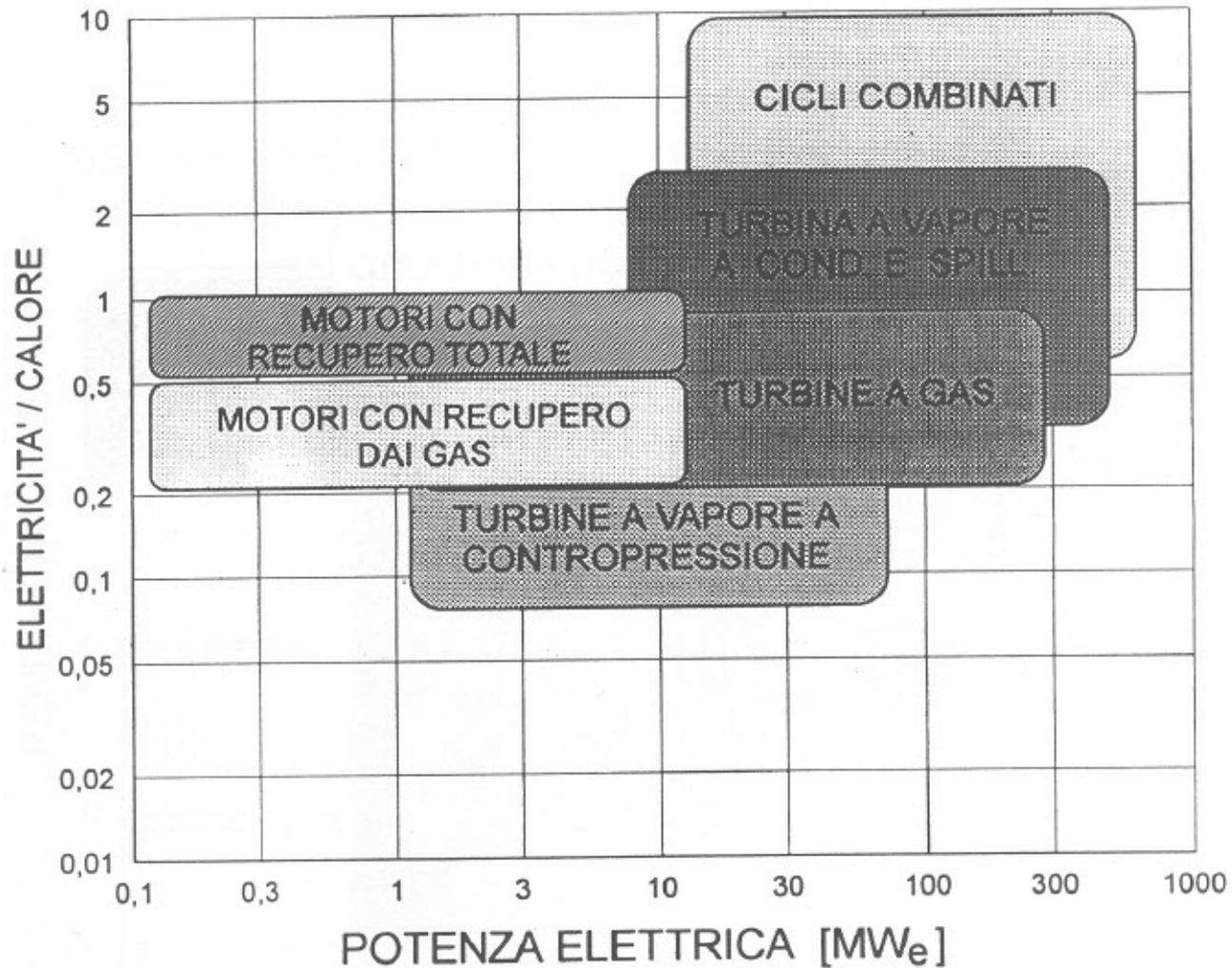
Produzione elettrica lorda, consumo di combustibile e produzione termica utile degli impianti di cogenerazione in Italia nel 2014 e loro rendimenti (*fonte:Terna*).

Produzione lorda	E, GWh	F, GWh	Qu, GWh	η_{EL}	η_{TH}	η_I	η_{PE}
Cicli combinati	62533	138207	25615	45.25	18.53	63.78	56.98
Combustione interna	12433	34067	9303	36.50	27.31	63.80	52.39
Vapore condensazione	4461	25750	9881	17.32	38.37	55.69	30.20
Vapore contropressione	1571	8367	4965	18.78	59.33	78.11	55.12
Turbine a gas	4152	15099	6471	27.50	42.86	70.36	52.50
TOTALE	85151	221492	56236	38.44	25.39	63.83	53.55

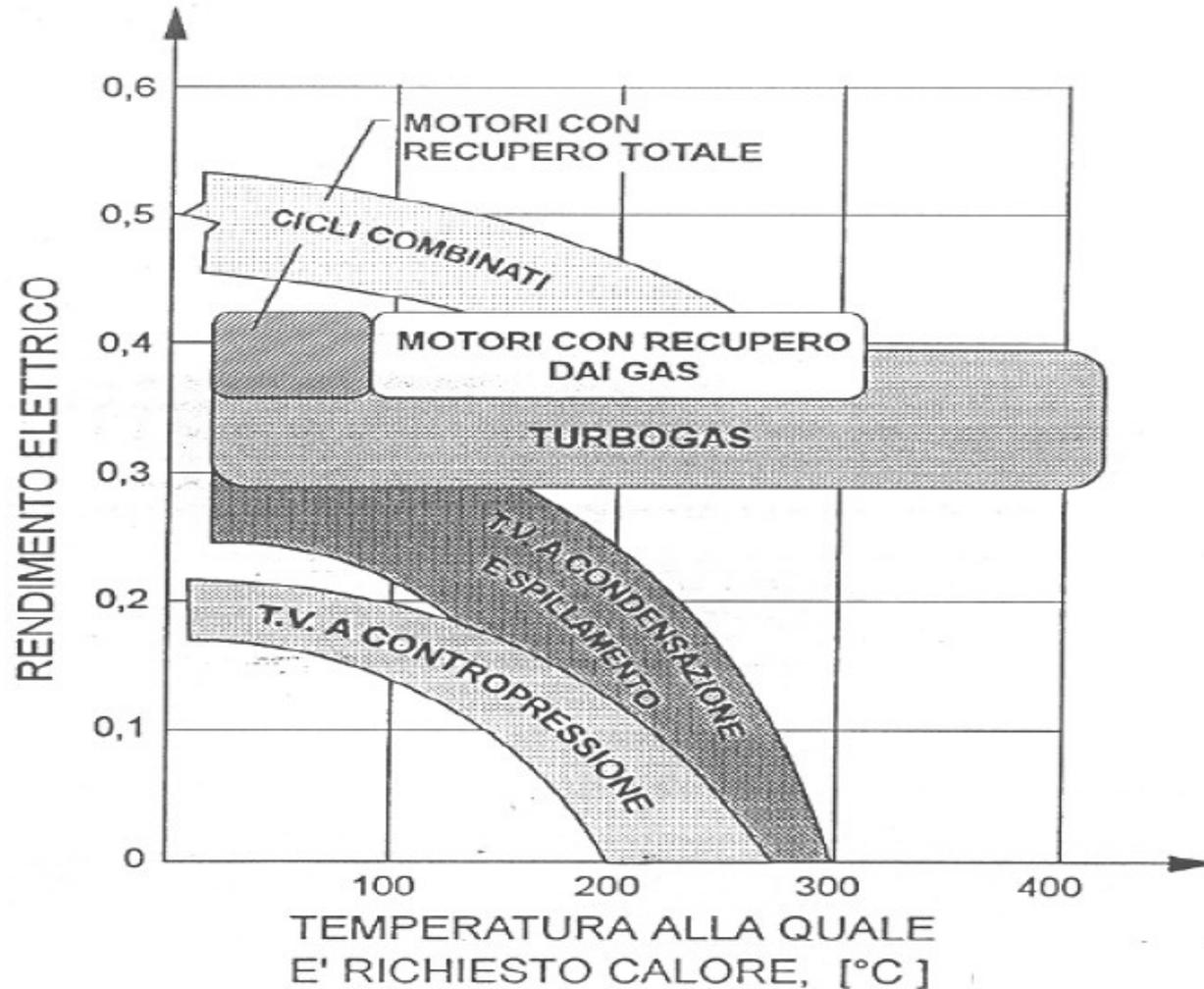
Produzione termoelettrica netta [GWh] in Italia nel 2014 (*fonte:Terna*).

Legenda: S: solidi (carbone, lignite), GN: gas naturale, GD: gas derivati (acciaiera, altoforno, cokeria), PP: prodotti petroliferi, ACS: altri combustibili solidi, ACG: altri combustibili gassosi.

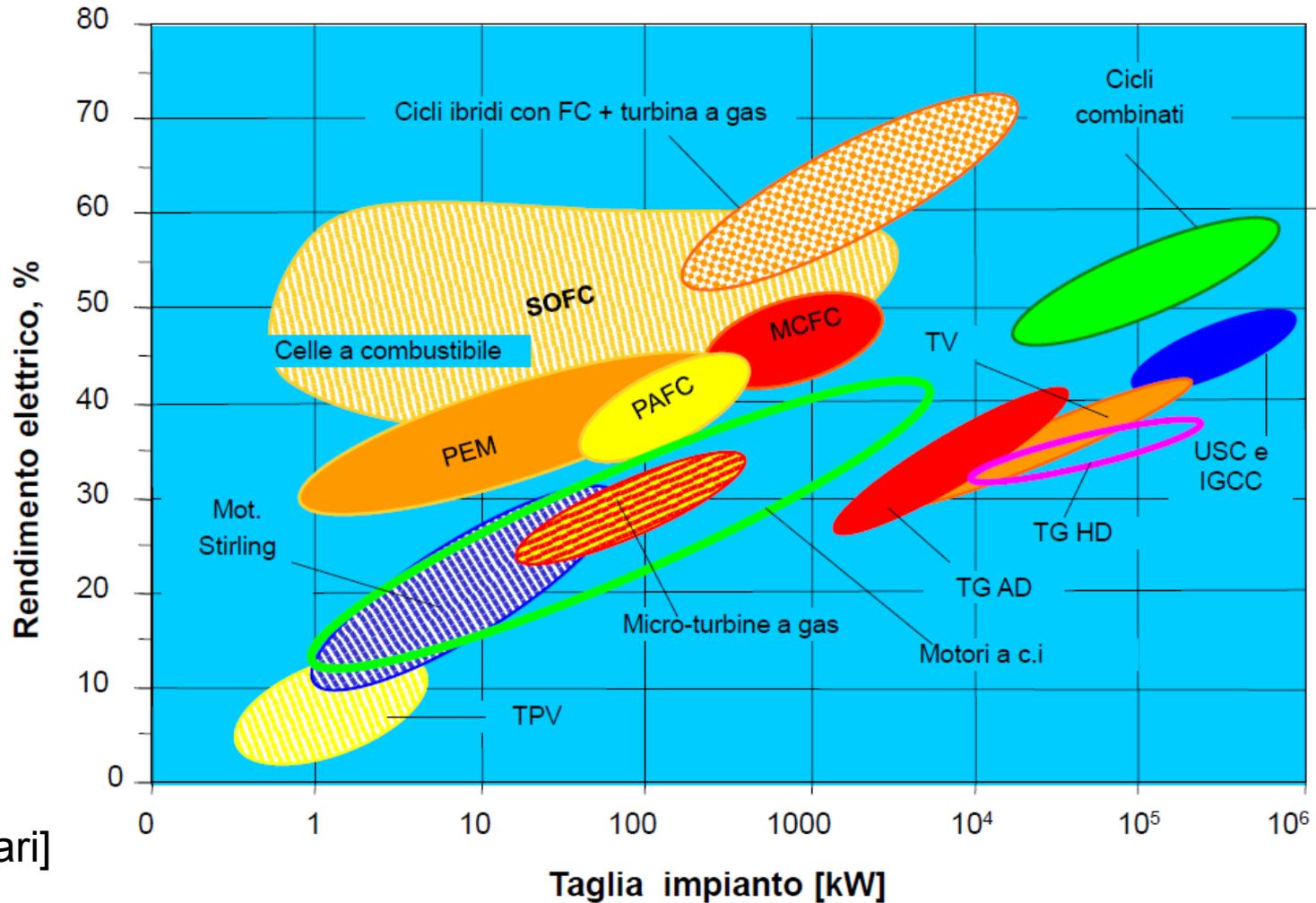
Campi di impiego



Campi di impiego



Tecnologie: sommario



[Campanari]

DM 2011 5 sett.

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right] \times 100 \%$$

PES è il risparmio di energia primaria;

CHP H η è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come la quantità annua di calore utile divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione;

Ref H η è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

CHP E η è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come energia elettrica annua da cogenerazione divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione. Allorché un'unità di cogenerazione genera energia meccanica, l'energia elettrica annua da cogenerazione può essere aumentata di un fattore supplementare che rappresenta la quantità di energia elettrica equivalente a quella di energia meccanica. Questo fattore supplementare non dà diritto al rilascio della Garanzia d'origine di cui all'art. 4 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20.

... allegati

Ener
gia
elettri
ca

	Anno di costruzione:	1996 e precedenti	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2011
Gassoso	Gas naturale	50,0	50,4	50,8	51,1	51,4	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5
	Gas di raffineria/idrogeno	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biogas	36,7	37,5	38,3	39,0	39,6	40,1	40,6	41,0	41,4	41,7	42,0
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

Ener
gia
termi
ca

	Tipo di combustibile:	Vapore /acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (1)
	Rifiuti non rinnovabili	80	72
Gassoso	Gas naturale	90	82
	Gas di raffineria/idrogeno	89	81
	Biogas	70	62
	Gas di cokeria, gas di altoforno + altri rifiuti gassosi	80	72

(1) Devono essere utilizzati i valori che si applicano al calore diretto se la temperatura è pari o superiore a 250° C.

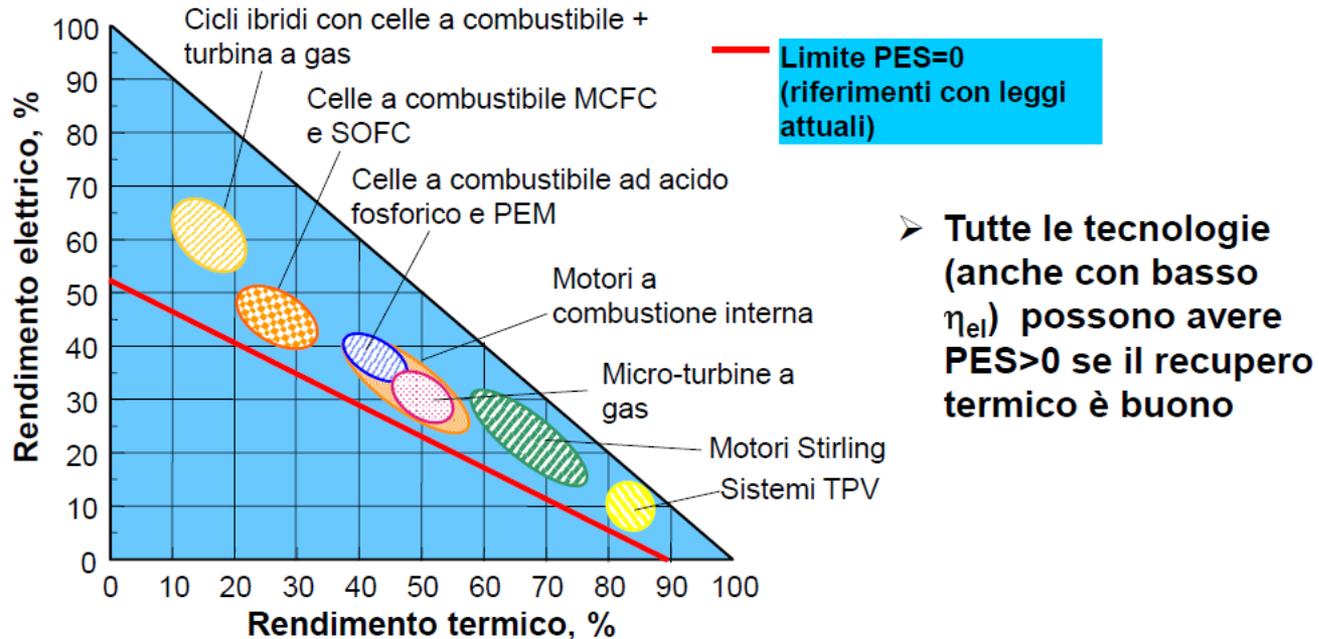
$$PES = \left(1 - \frac{E_{fuel}}{\frac{E_{el}}{\eta_{el,ref}} \times p + \frac{Q_{rec}}{\eta_{th,ref}}} \right) \times 100$$

Esempio di valori di riferimento	
Rendimento elettrico $\eta_{el,ref}$	0.525
Rendimento termico $\eta_{th,ref}$	0.90
Efficienza di rete p (es. BT)	0.925

- L'indice di risparmio energetico PES – primary energy saving index confronta il consumo di energia primaria del sistema cogenerativo con il consumo che si avrebbe generando separatamente la stessa quantità di calore ed elettricità.
- Q_{rec} è tutto il calore “utile” recuperato (es. per carico termico, per frigoriferi ad assorbimento).
- I valori dei rendimenti di riferimento dipendono dalla classe di combustibile usato.
- Il dimensionamento del sistema deve consentire un corretto recupero energetico e quindi il conseguimento di un PES positivo.

Effetto dei rendimenti sul PES

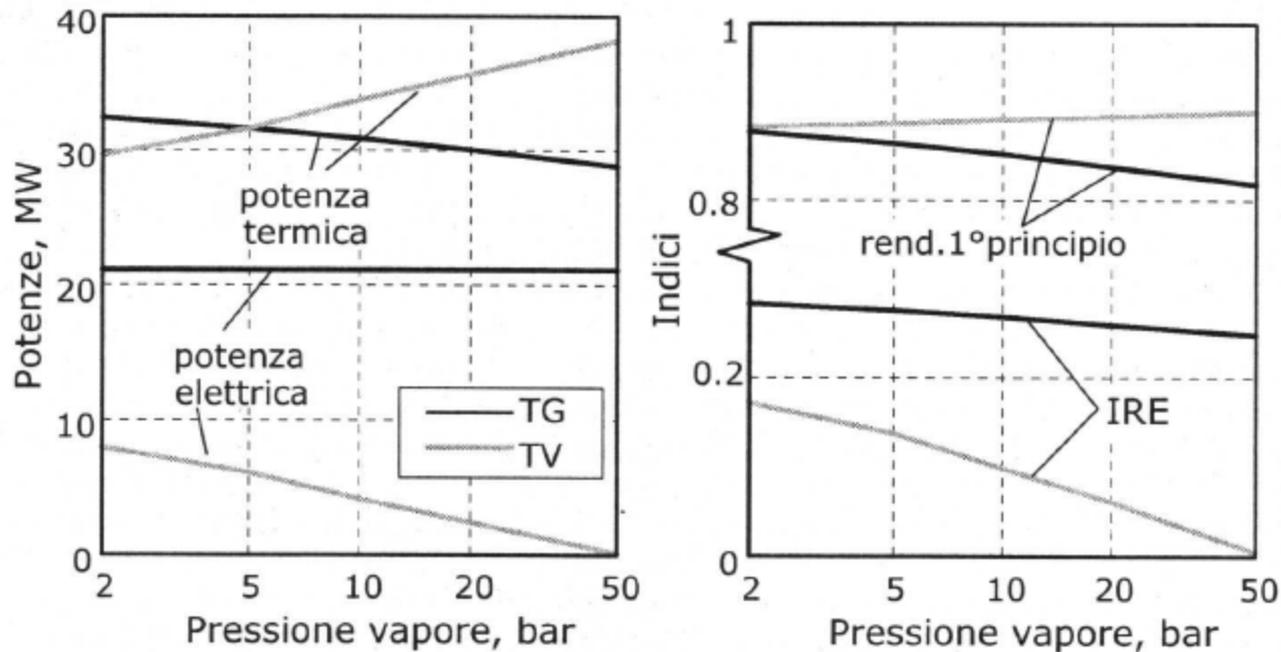
Esempio per tecnologie per cogenerazione di piccola scala (< 1 MWeI)



[Campanari]

$$PES = \left(1 - \frac{E_{fuel}}{\frac{E_{el}}{\eta_{el,ref} \times p} + \frac{Q_{rec}}{\eta_{th,ref}}} \right) \times 100$$

TG e TV



[Lozza]

Fig.6.4: Potenze utili, rendimento di primo principio e IRE al variare della pressione a cui è prodotto il vapore di processo, per due impianti cogenerativi: il primo è basato su una turbina a gas aero-derivative con recupero semplice (TG), il secondo su un impianto a vapore a controcompressione (TV) con condizioni del vapore vivo 60 bar, 480 °C e rendimento del generatore di vapore del 90%. Nel calcolo di IRE si è posto $\eta_{EL,C}$ pari a 43% (tab.6.1, per impianti da 10-25 MW) e $\eta_{TH,C}$ pari a 90%.

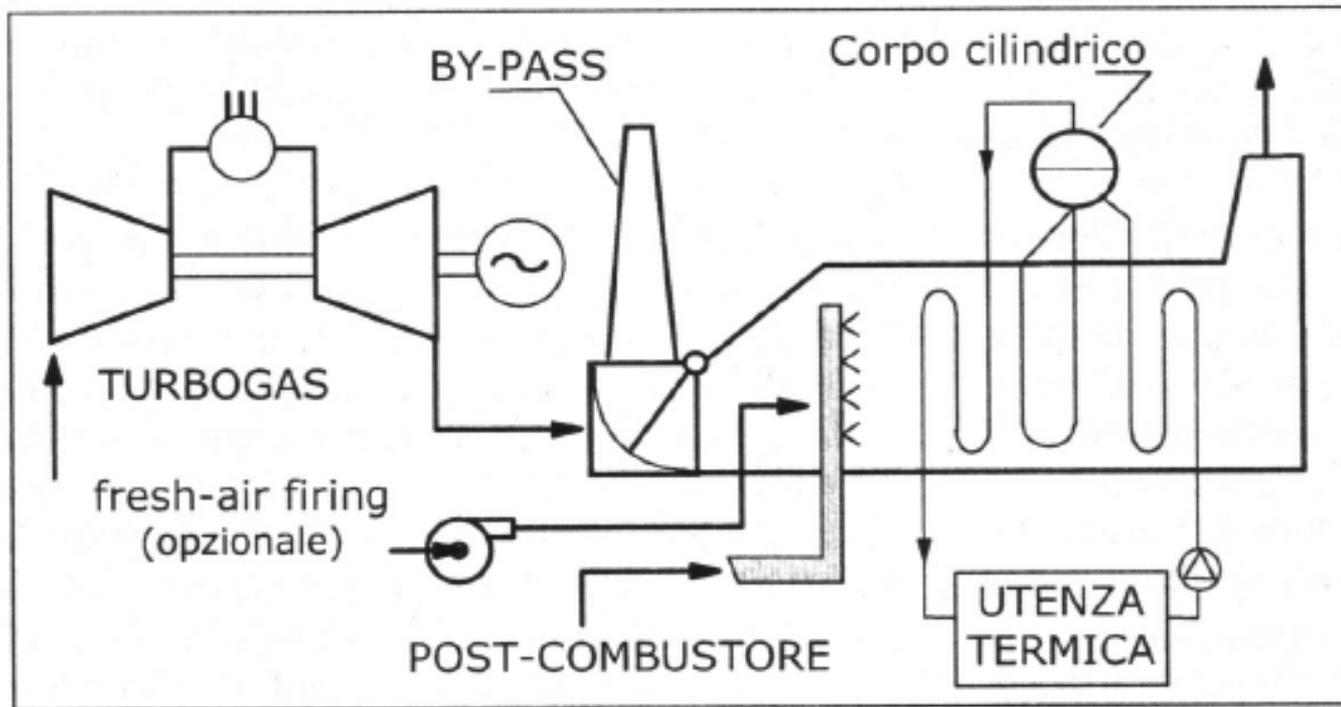


Fig.6.5: Schema di impianto di co-generazione con turbina a gas a recupero semplice. Sono compresi gli organi di regolazione della produzione termica (by-pass dei gas combusti e combustore ausiliario in caldaia).

[Lozza]

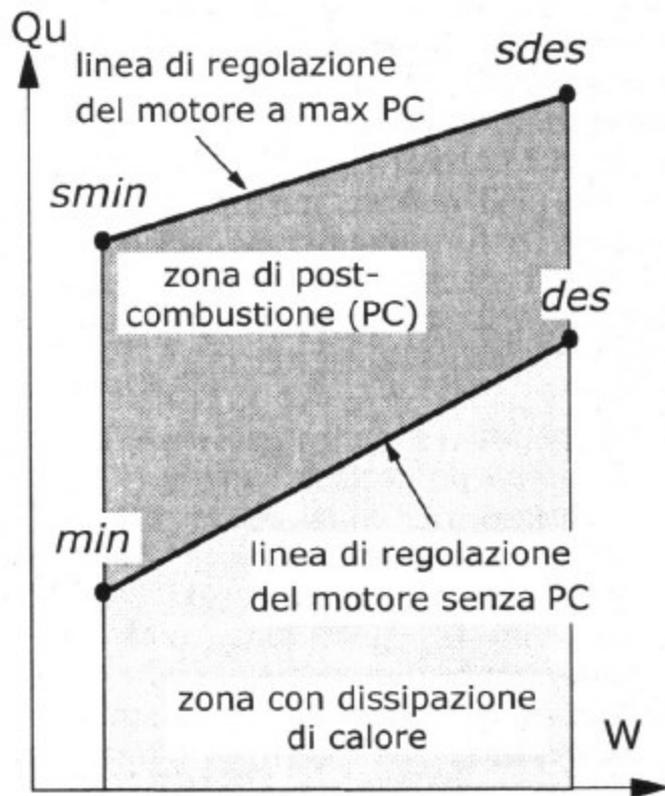


Fig.6.6: Campo operativo nel piano elettricità - calore di un impianto di cogenerazione con turbina a gas a recupero semplice.

[Lozza]

Punti operativi impianto

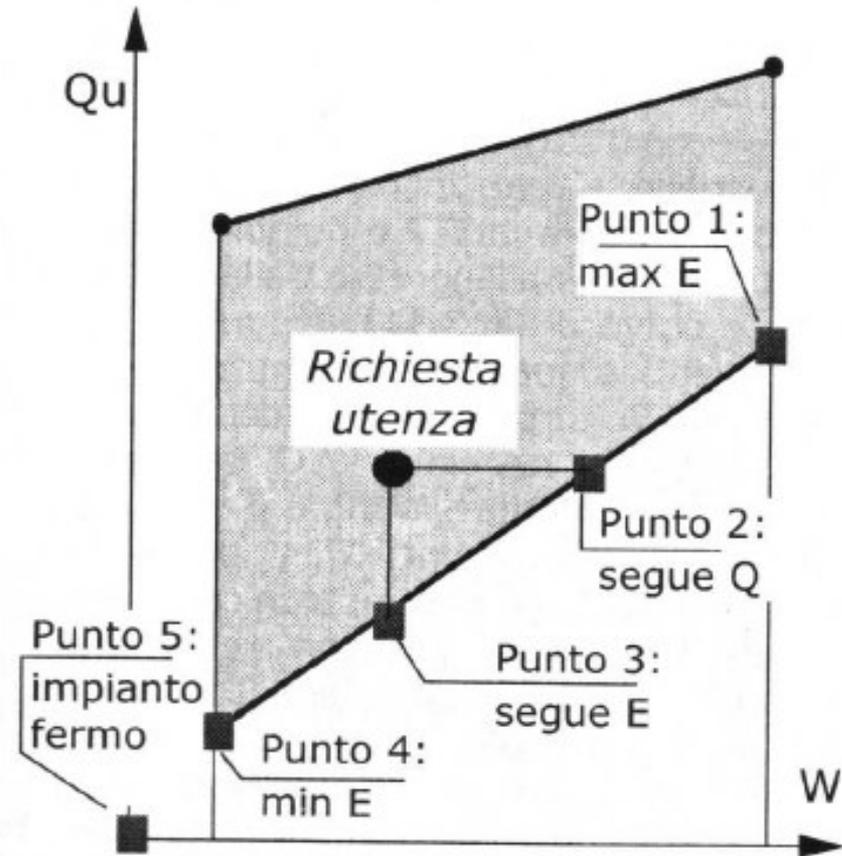


Fig.6.7: Possibili punti operativi di un impianto di cogenerazione con turbina a gas a recupero semplice.

[Lozza]

TG con iniezione di vapore

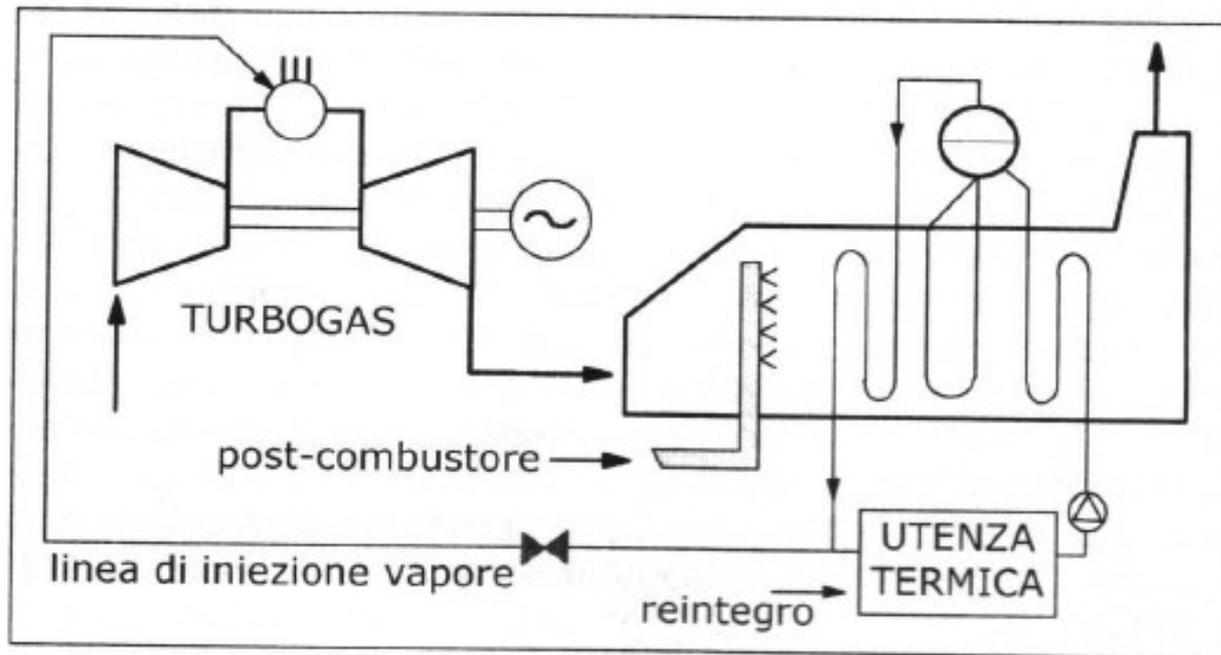


Fig.6.8: Schema di impianto di cogenerazione con turbina a gas a iniezione di vapore.

[Lozza]

TG con iniezione di vapore

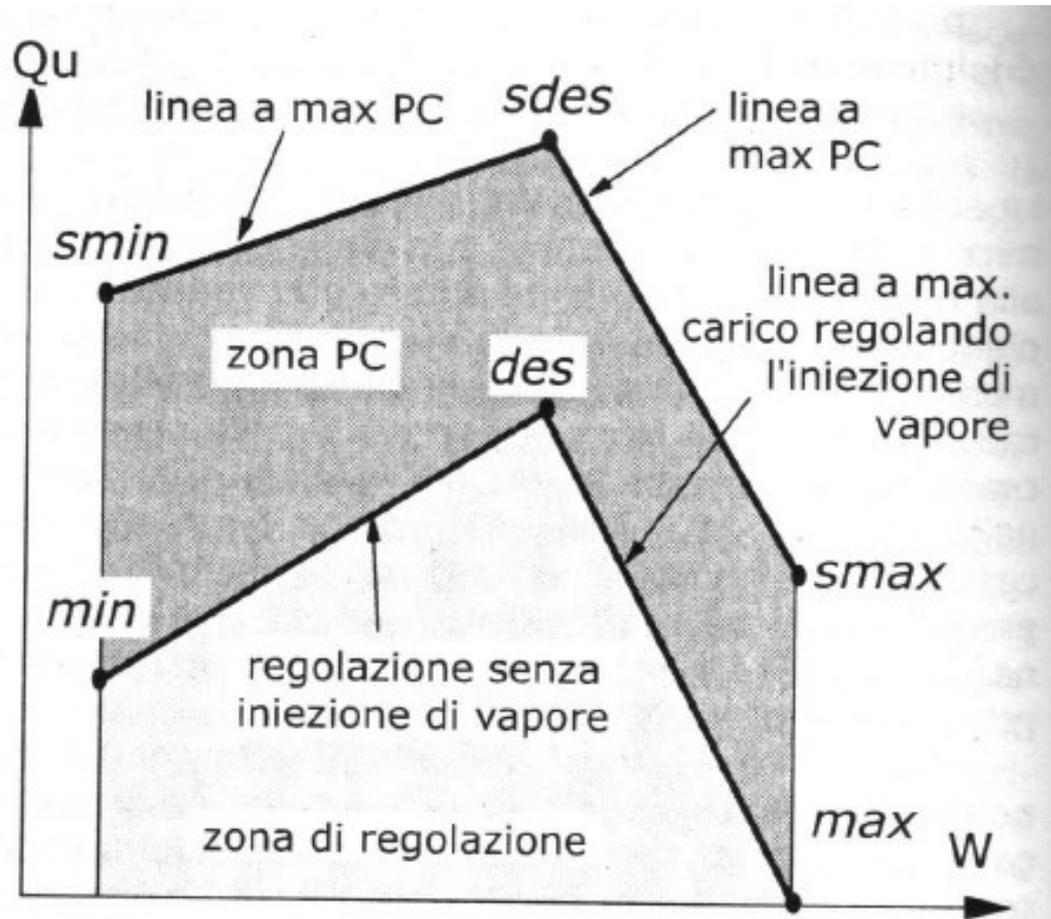


Fig.6.9: Campo operativo, nel piano elettricità- calore, di un impianto cogenerativo con turbogas a iniezione di vapore e con post-combustione (PC).

[Lozza]

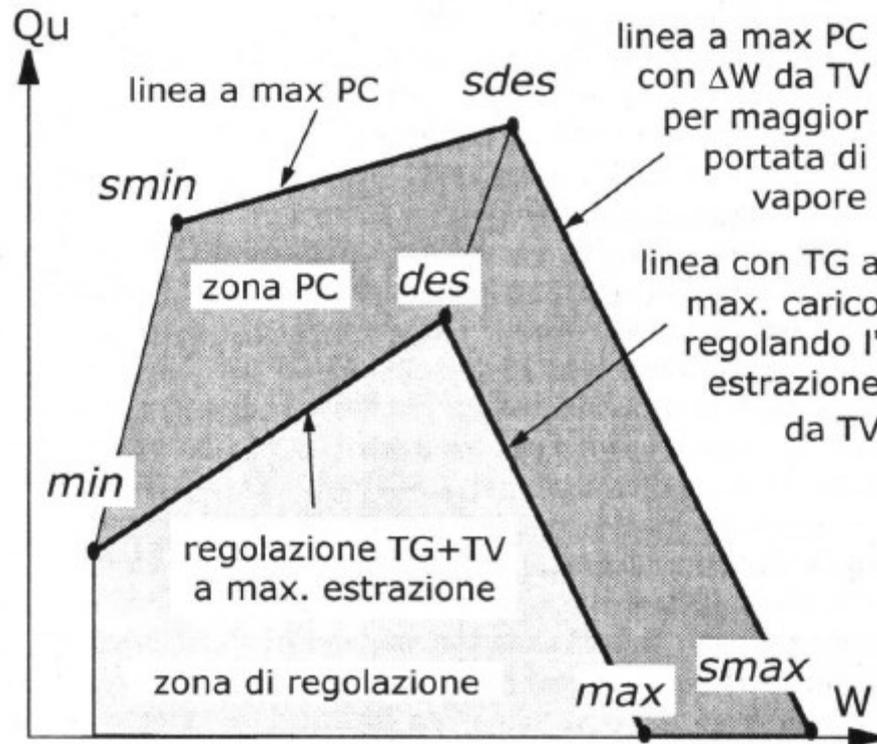


Fig.6.10: Campo operativo, nel piano elettricità-calore, di un impianto di cogenerazione con ciclo combinato, con turbina a gas (TG) e turbina a vapore (TV) a condensazione e spillamento, in presenza di post-combustione (PC).

[Lozza]

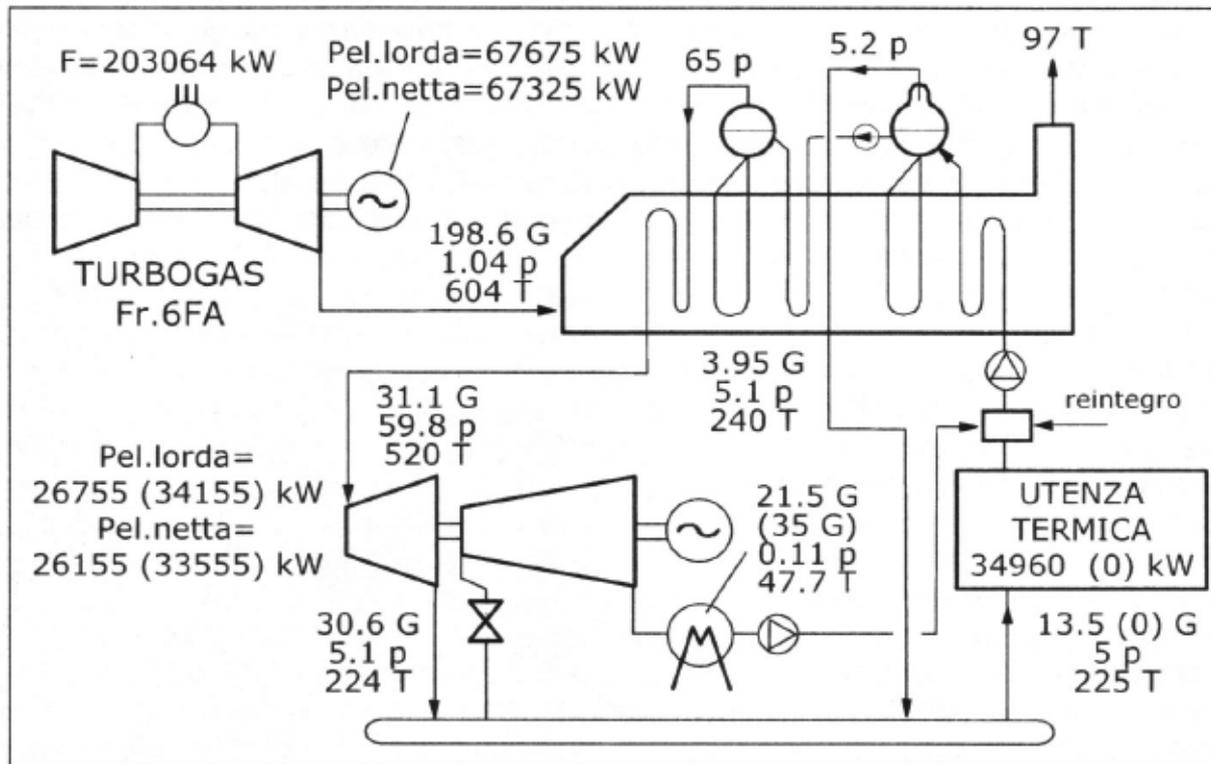


Fig.6.11: Impianto di cogenerazione a ciclo combinato, con turbina a gas GE frame 6FA e ciclo a vapore a due livelli di pressione (65/5.5 bar), prelievo a 5 bar, condensazione a 0.11 bar. I valori di potenza, di portata (G, kg/s), pressione (p, bar) e temperatura (T, °C) sono relativi a un prelievo del 50% del vapore; i valori tra parentesi si riferiscono alla pura produzione elettrica. La potenza elettrica netta in piena condensazione è di 100.9 MW, mentre a massima estrazione è di 86.1 MW, con una produzione termica di 72.5 MW.

[Lozza]

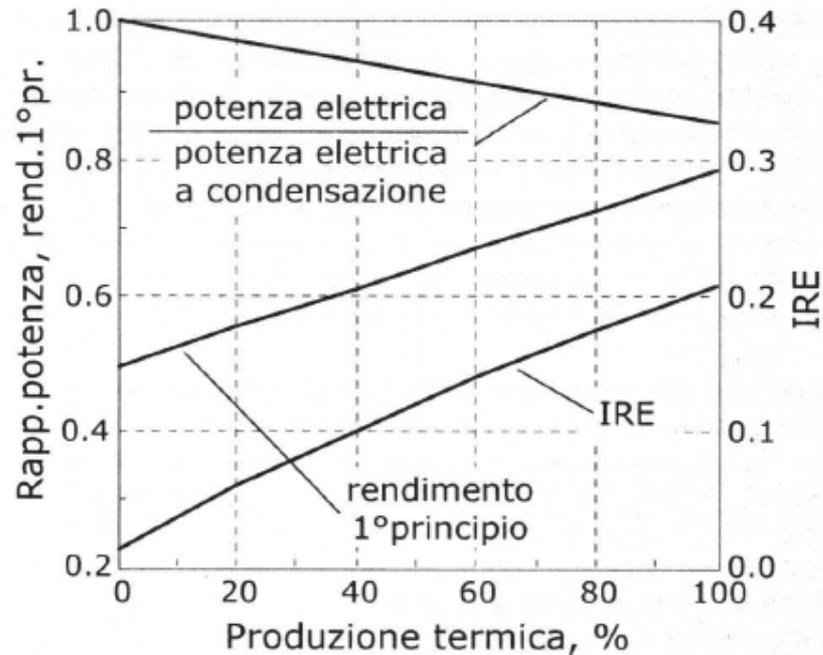


Fig.6.12: Potenza elettrica (rispetto a quella massima in condensazione, pari a 100.9 MW) e indici di valutazione dell'impianto a ciclo combinato di fig.6.11, al variare della potenza termica utile prodotta, espressa in termini percentuali rispetto alla massima estrazione di vapore. L'IRE è calcolato utilizzando $\eta_{EL,C}$ pari a 0.49 (tab.6.1).

[Lozza]

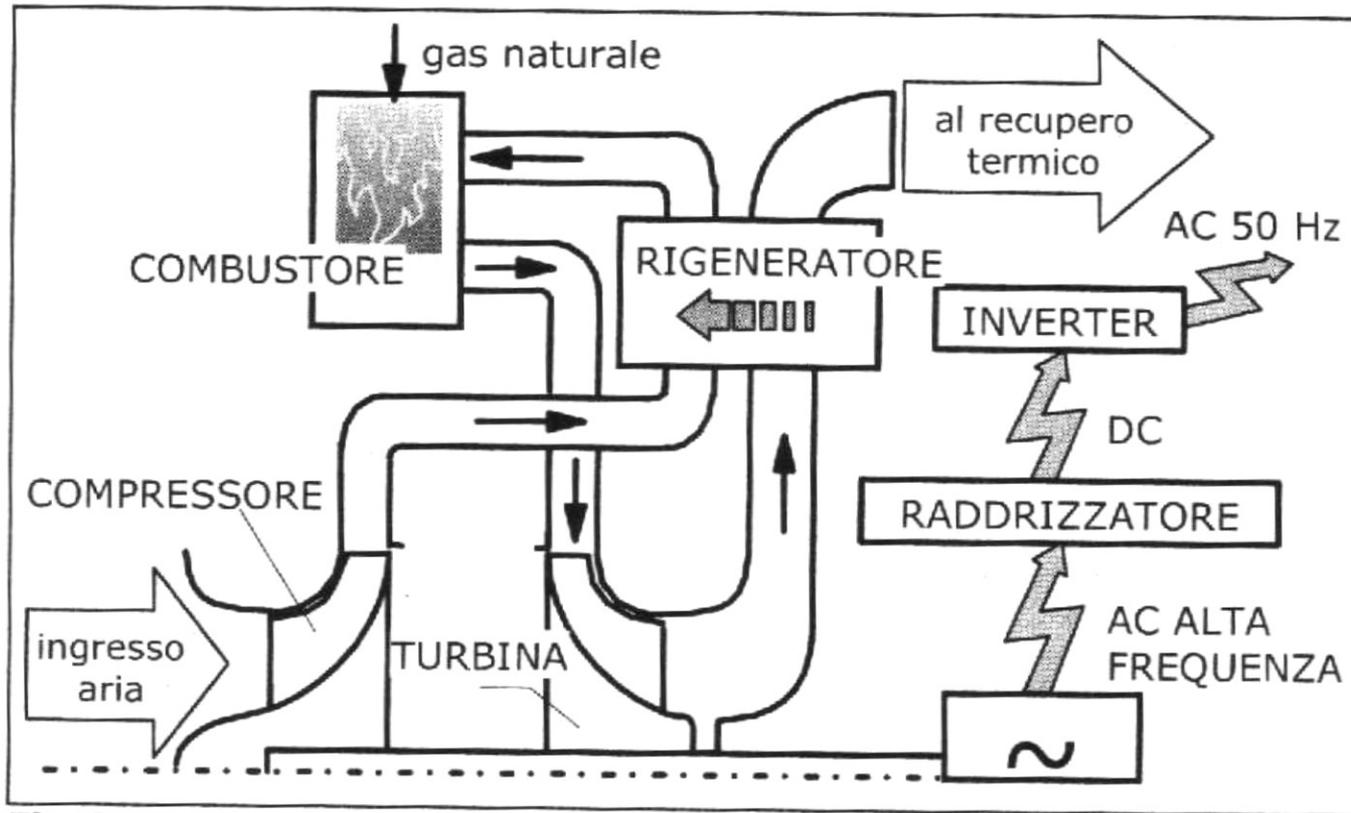
Tab.6.5: Potenze elettriche e IRE ottenibili in cogenerazione con diverse soluzioni impiantistiche, a pari produzione di calore utile.

Tipo di motore impiegato (produzione termica 32 MW)	Potenza elettrica, MW	IRE $\eta_{EL,C}$ da tab.6.1	IRE ($\eta_{EL,C} = 0.49$)
Impianto a vapore a contropressione	6.1	0.1615 ($\eta_{EL,C}=0.40$)	0.1126
Turbina a gas a recupero semplice	21.1	0.2785 ($\eta_{EL,C}=0.43$)	0.2233
Ciclo combinato in piena estrazione ^(a)	38.0	0.2417 ($\eta_{EL,C}=0.46$)	0.2078
Ciclo combinato con media estrazione ^(b)	95.5	0.1191 ($\eta_{EL,C}=0.49$)	0.1191

(a) Valori ottenuti supponendo di scalare a potenza opportuna l'impianto di fig.6.11 con operazioni in piena estrazione (si trascura l'effetto delle minor taglia).

(b) Valori ottenuti con l'impianto di fig.6.11 con estrazione di vapore per 32 MW_{TH}.

[Lozza]



[Lozza]

Fig.6.13: *Disposizione generale dei componenti delle microturbine a gas.*

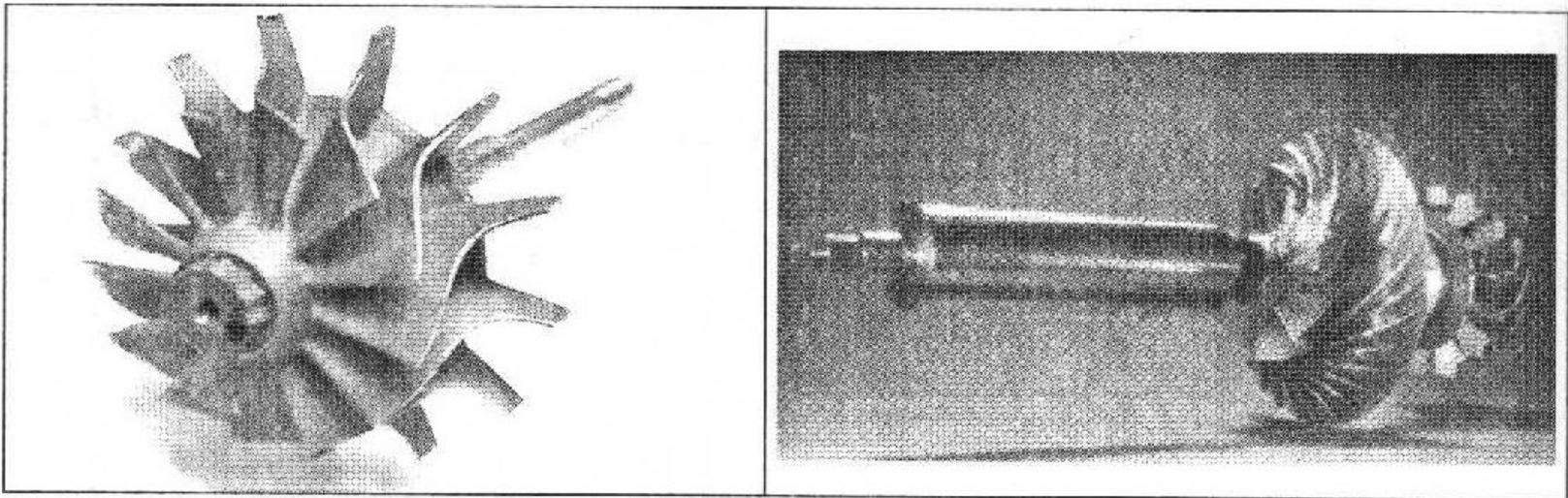
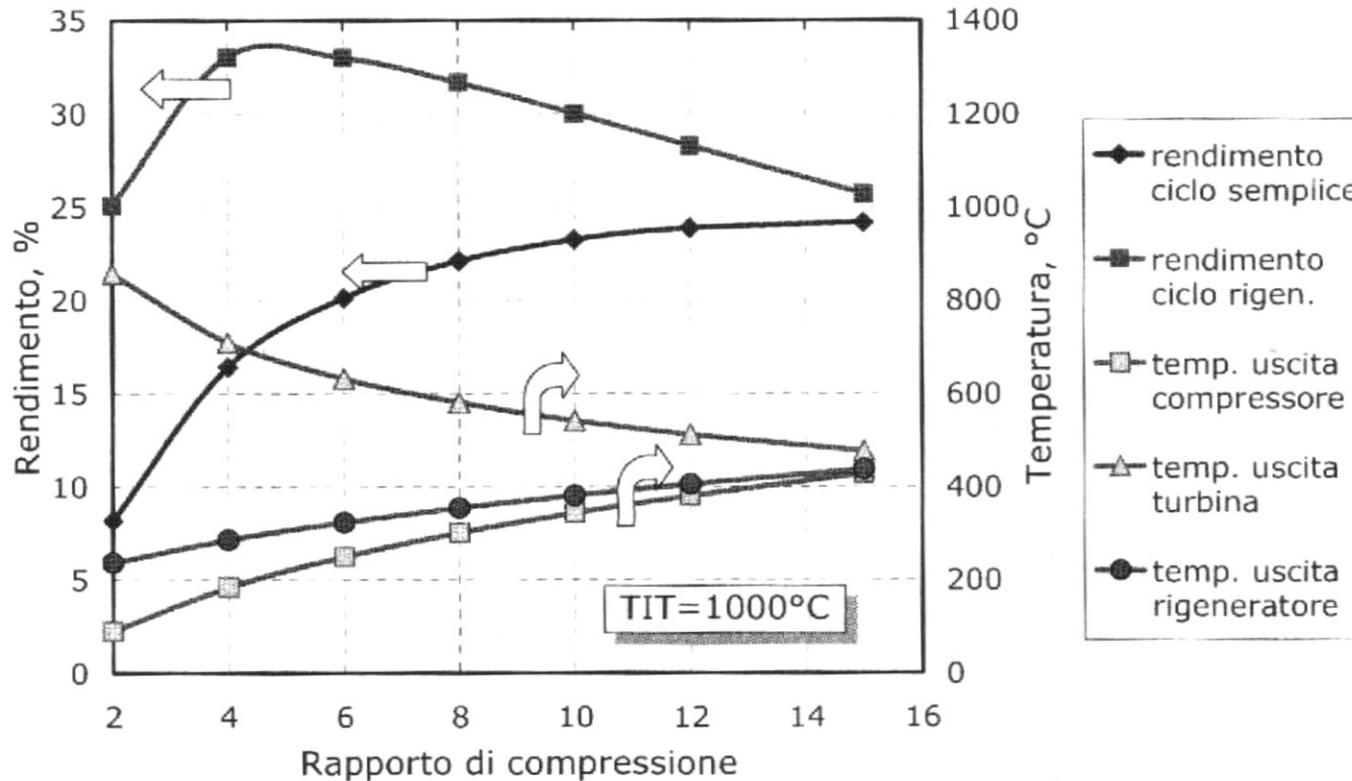


Fig.6.14: *Turbina per unità da 200 kW (sinistra, fonte Ingerssol Rand) e complessivo di generatore, compressore e turbina (destra, fonte Turbec).*

[Lozza]



[Lozza]

Fig.6.15: Rendimento e temperature di cicli semplici e rigenerativi per microturbine a gas, calcolati secondo assunzioni coerenti con le tecnologie adottate per le MTG ($\eta_{p,c}=0.85$, $\eta_{p,t}=0.825$, $\epsilon_{RIGEN}=0.85$, $\eta_{el/mecc}=0.9$, $\Delta p/p=1\%$ (asp.), 1% (rigen.aria), 3% (comb.), 3% (rigen.gas), 3% (scarico)). La TIT è assunta pari a $1000^\circ C$.

[Lozza]

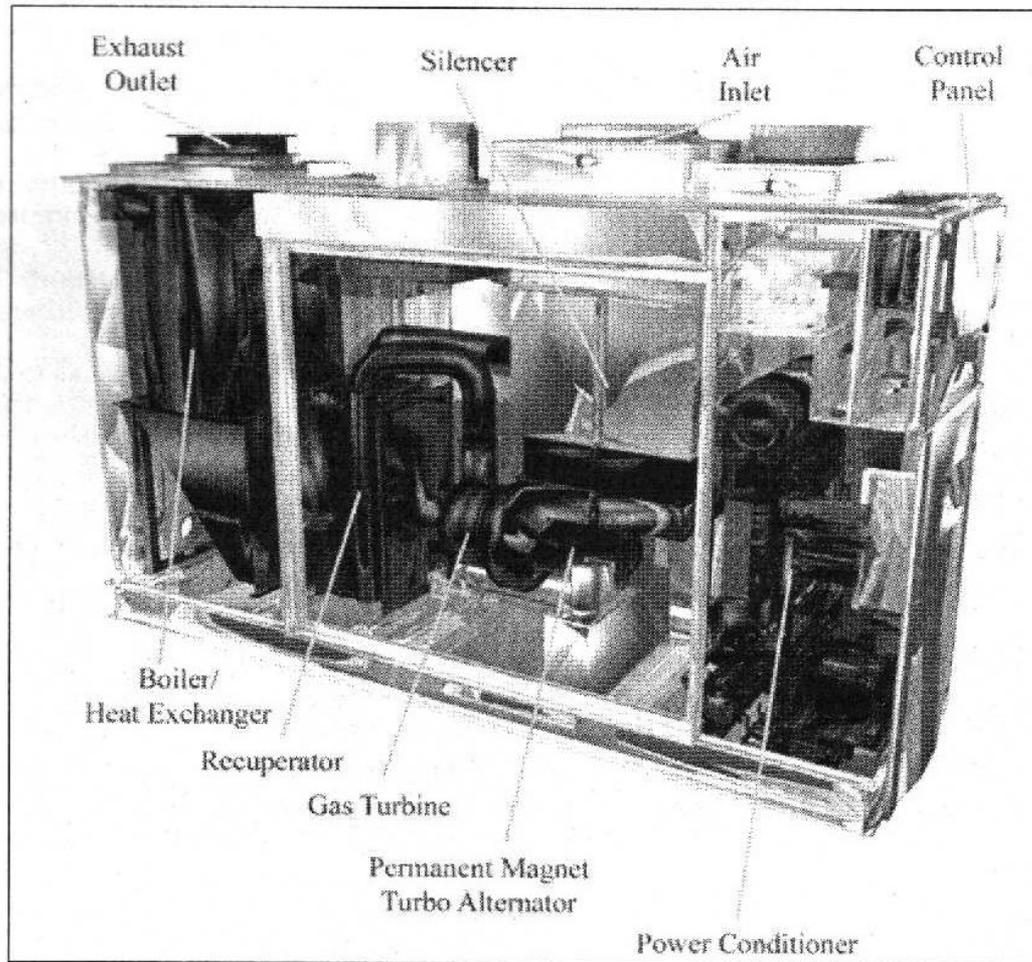


Fig. 6.16: *Package di microturbina a gas (fonte: Bowman Power Systems).*

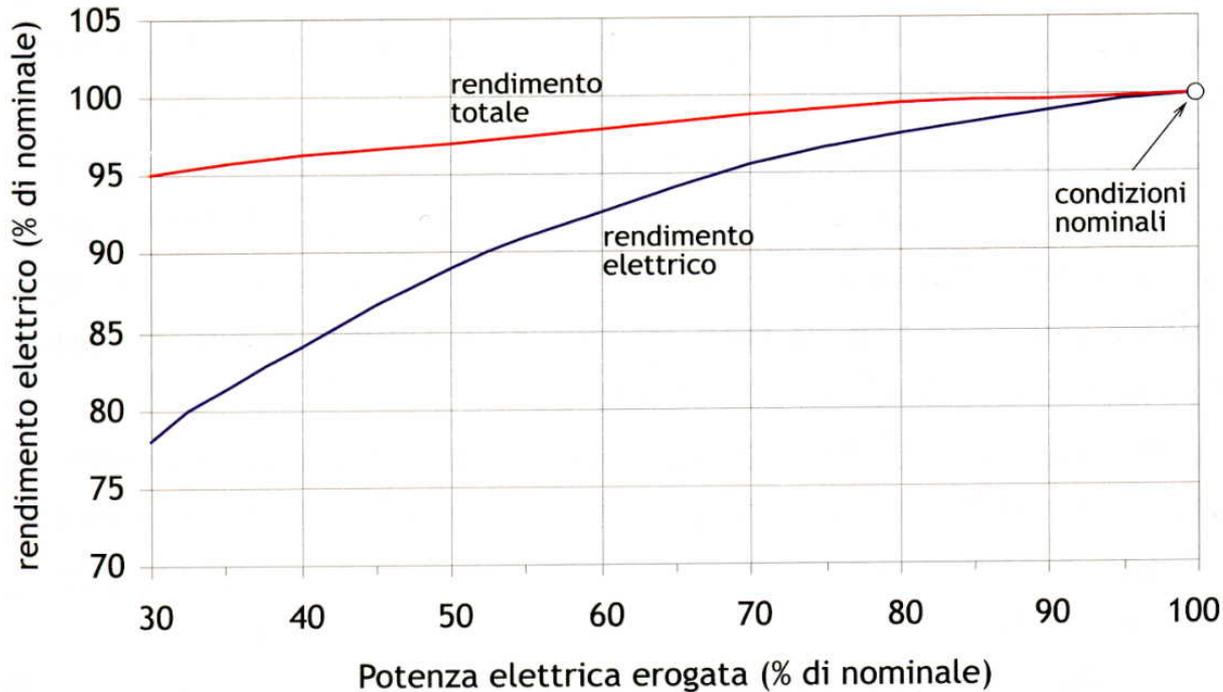


Figura 4.5
Esempio di prestazioni a carico parziale di una microturbina a gas (elaborazione su dati relativi a modelli Capstone)

[Macchi]

Costruttore e modello	Potenza (kW)	Rendimento elettrico netto (PCI) %	Portata gas di scarico (kg/s)	Velocità di rotazione (giri / minuto)	Peso (kg)	Ingombri (lunghezza × larghezza × altezza, mm)
Capstone C30	30	25	0,31	96000	405 ⁽¹⁾	1516×762×1943
Capstone C60	60	28	0,49	96000	1250	1956×762×2764
IR PowerWorks MT70	70	29	0,73	44000	2200	1810×1080×2220
Bowman TG 80	80	28	0,83	68000	1930	3100×876×1922
Elliott TA-100	100	29	0,79	n.d.	2040	3000×840×2110
Turbec T100	100	30	0,81	70000	2000	2900×840×1920
Capstone C200 ⁽²⁾	200	33	1,28	n.d.	n.d.	n.d.
IR PowerWorks MT250	250	30	2,0	45000	5307	3230×2160×2290

Tabella 4.1
 Prestazioni e caratteristiche generali delle microturbine attualmente sviluppate dai principali costruttori. (1) versione priva di recupero termico. (2) modello in fase di sviluppo pre-commerciale.

[Macchi]



[Macchi]

Caratteristiche economiche e ambientali	
Costo di investimento	1100 €/kW _{el}
Costo di manutenzione	10-15 €/MWh
Vita utile	60000-80000 h
Emissioni	NO _x , CO <10 ppmvd @15%O ₂

Tabella 4.2

Parametri economici ed ambientali stimati per MTG cogenerative a gas naturale allo stato dell'arte

[Macchi]

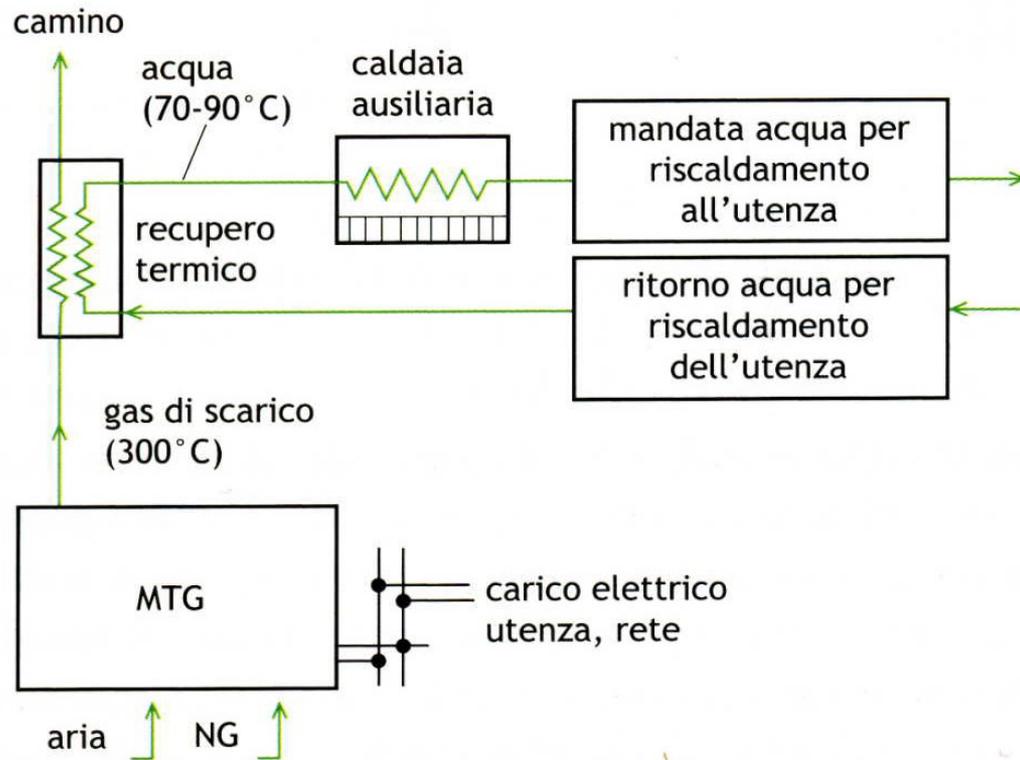
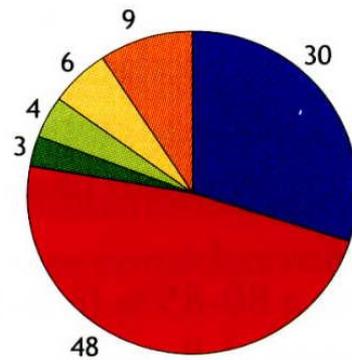


Figura 4.11
Esempio di schema di impianto con microturbina a gas cogenerativo

[Macchi]

Figura 4.12
Esempio di bilanci energetici per una MTG da 100 kW allo stato dell'arte (a) e per una macchina di taglia maggiore in una ipotesi di sviluppo di medio periodo (b)

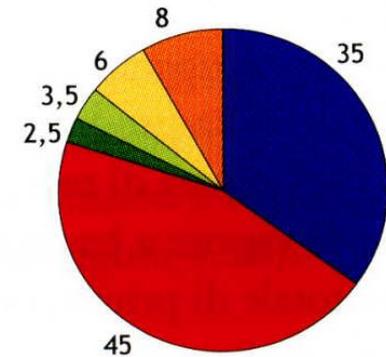
Bilancio energetico MTG taglia 100 kWe



(Combustibile in ingresso = 100; riferimento PCI)

(a)

Bilancio energetico MTG taglia 200-400 kWe



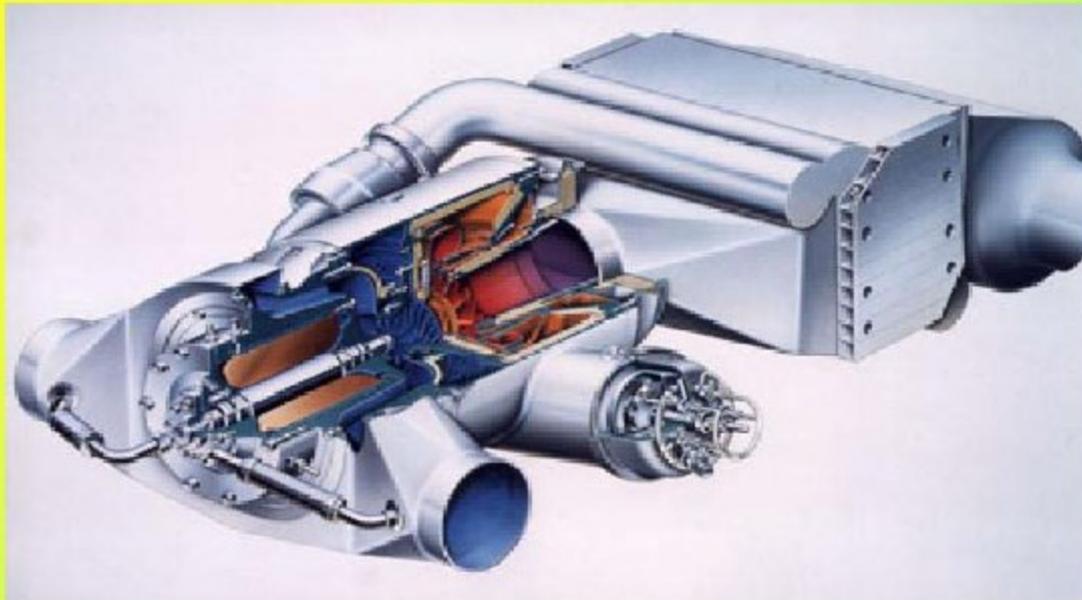
(Combustibile in ingresso = 100; riferimento PCI)

(b)

[Macchi]

Impianto sperimentale: Turbec T100

Turbec T100: history



All'inizio degli anni '80, Volvo comincia lo sviluppo di due diversi sistemi a turbina a gas destinati alla propulsione di auto, autobus e camion (VT40 and VT100)

Impianto sperimentale: Turbec T100

Turbec T100: history



Nel 1985, due prototipi di VT100 sono state prodotti per essere applicati su autobus. Al salone di Parigi del 1992 l'automobile equipaggiata con la microturbina VT40 ottenne un grosso successo.

[Turbec]

Impianto sperimentale: Turbec T100

Turbec T100: history

L'esperienza maturata nel settore automotive ha portato allo sviluppo di un prodotto innovativo per la microgenerazione: la microturbina Turbec T100



[Turbec]

Impianto sperimentale: Turbec T100

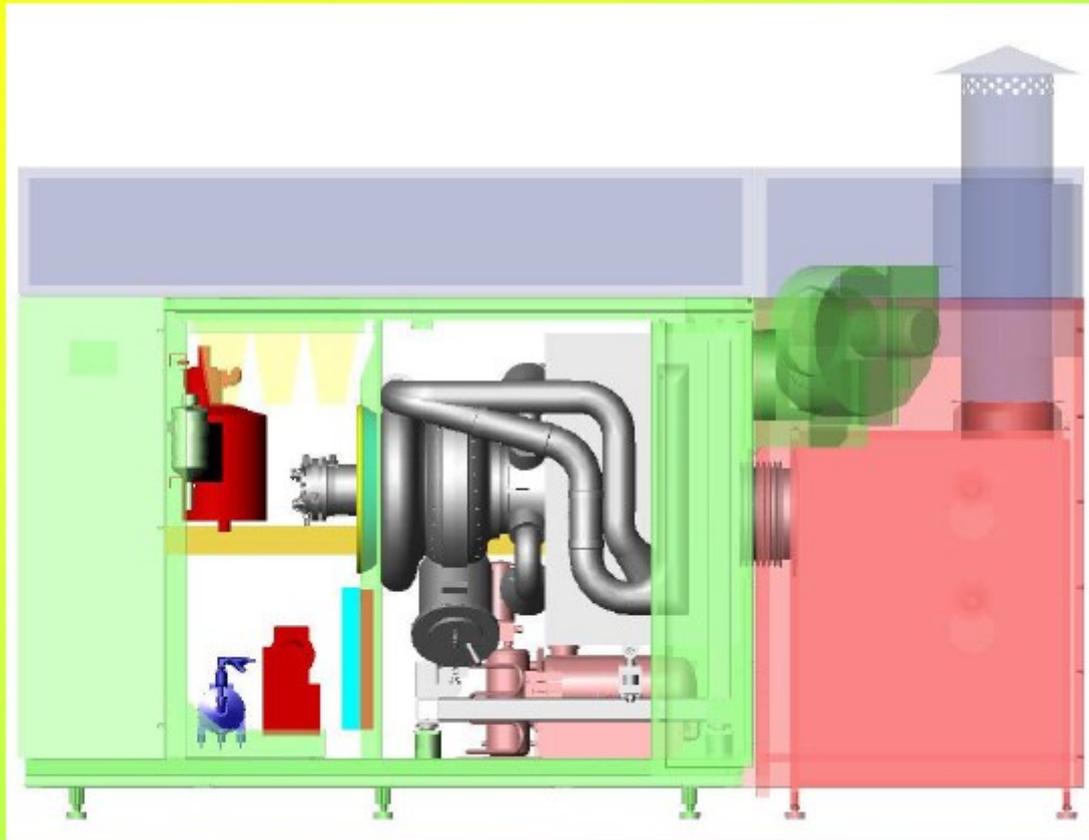
Dati principali T100

- **Dimensioni (CHP)**
 - 900x1810x2527/3652 mm (WxHxL)
- **Peso**
 - 2650 kg
- **Condizioni di funzionamento**
 - 0°C to +40°C
 - $U_r \leq 80\%$
- **Condizioni all'aspirazione**
 - -25°C to +40°C
 - $U_r \leq 100\%$
- **Requisiti gas**
 - Da 6 a 8.5 bar (g) (senza compressore)
 - Da 0.02 a 1 bar (g) (con compressore)
 - 0 °C to +60 °C
- **Consumo combustibile**
 - 333 kW (Circa 34,5 m³/h)
- **Energia elettrica prodotta**
 - Oltre 100 kW
 - 3 fasi 400 (480) VAC $\pm 10\%$
 - 50 (60) Hz $\pm 5\%$
 - Adjustable power factor
 - Efficienza elettrica 30%
- **Calore prodotto (acqua calda)**
 - 167 kW (Circa 144.000 kcal/h)
 - Efficienza termica 48% (acqua in ingresso a 50°C ed in uscita a 70°C)
- **Gas di scarico**
 - 55°C
- **Livello di emissione acustica**
 - 70 dBA (ad 1 metro)

[Turbec]

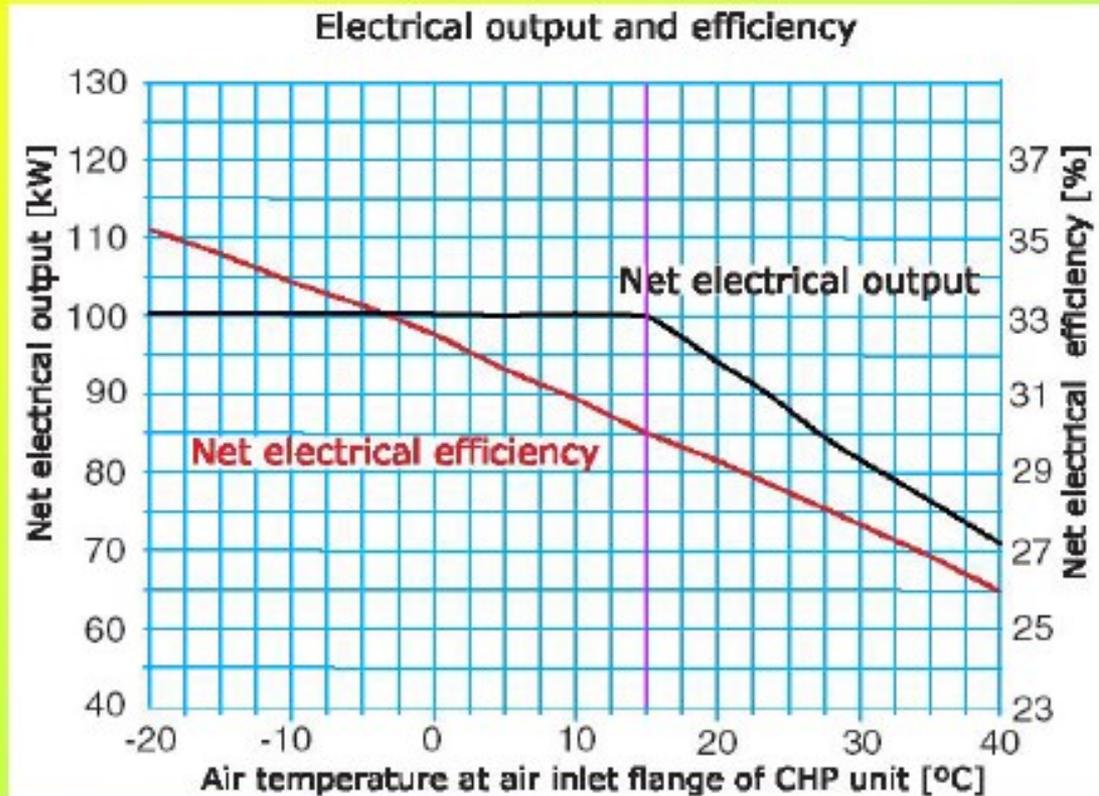
Impianto sperimentale: Turbec T100

Architettura T100 S3



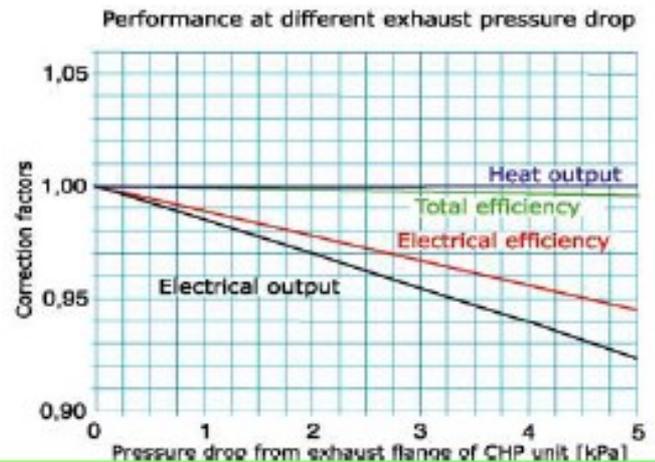
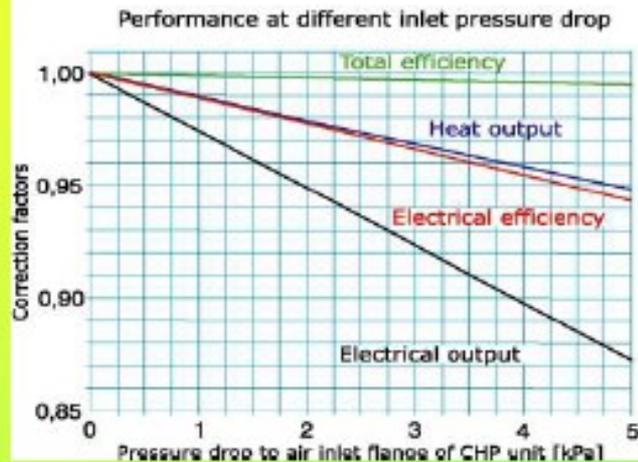
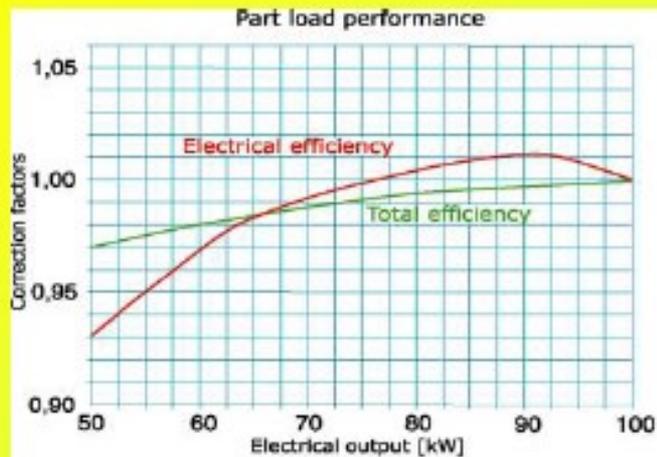
[Turbec]

Prestazioni



[Turbec]

Prestazioni

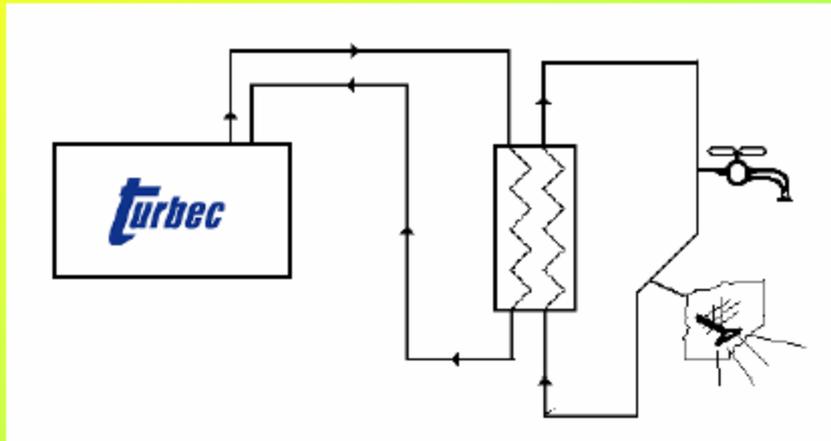


Prestazioni



[Turbec]

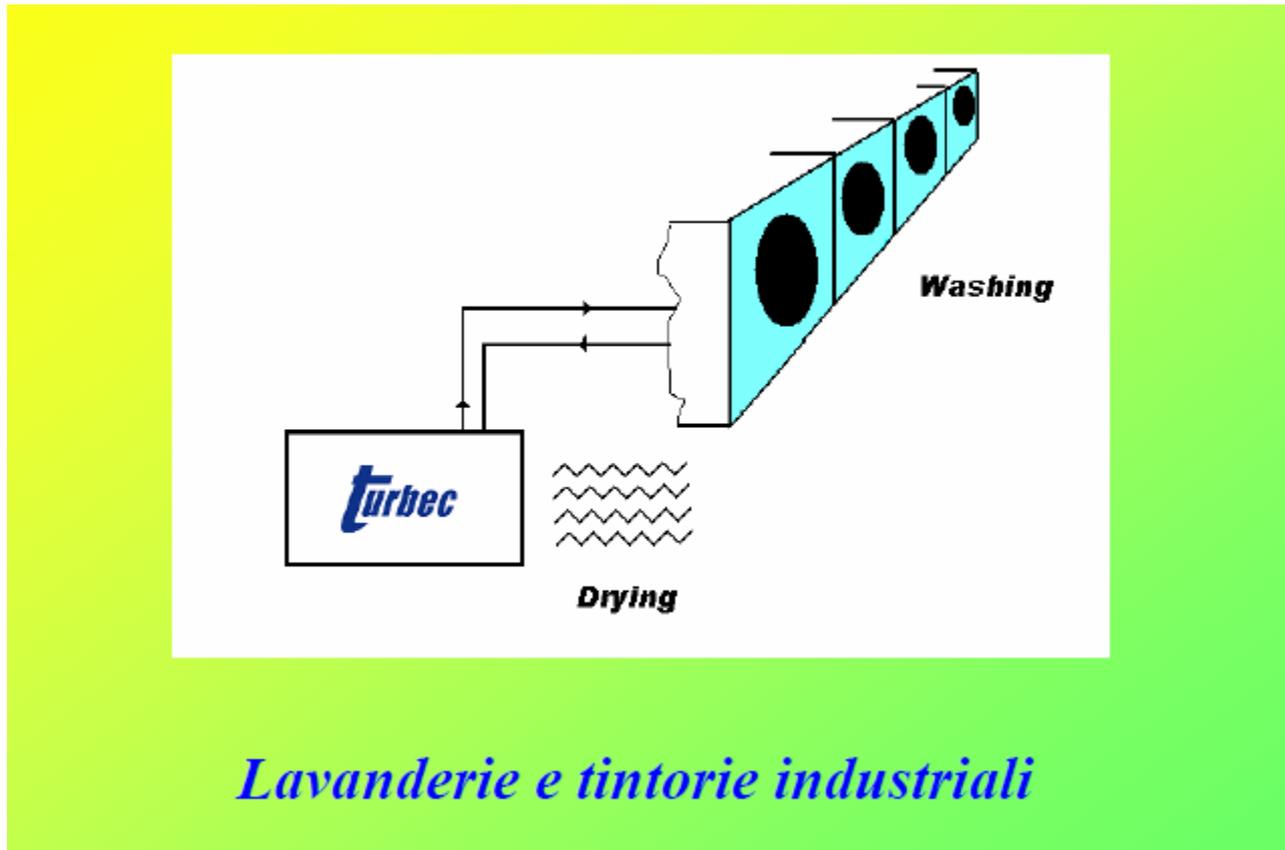
Applicazioni



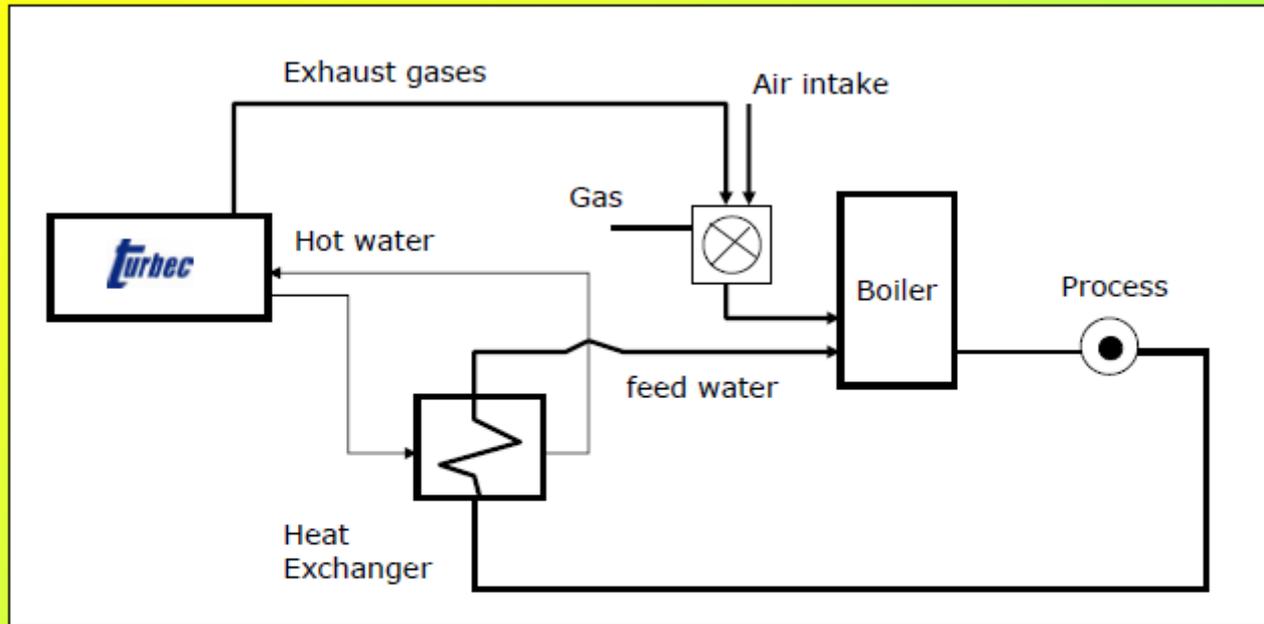
Riscaldamento acqua sanitaria

[Turbec]

Applicazioni



Applicazioni



Preriscaldamento acqua ed aria comburente caldaia

[Turbec]

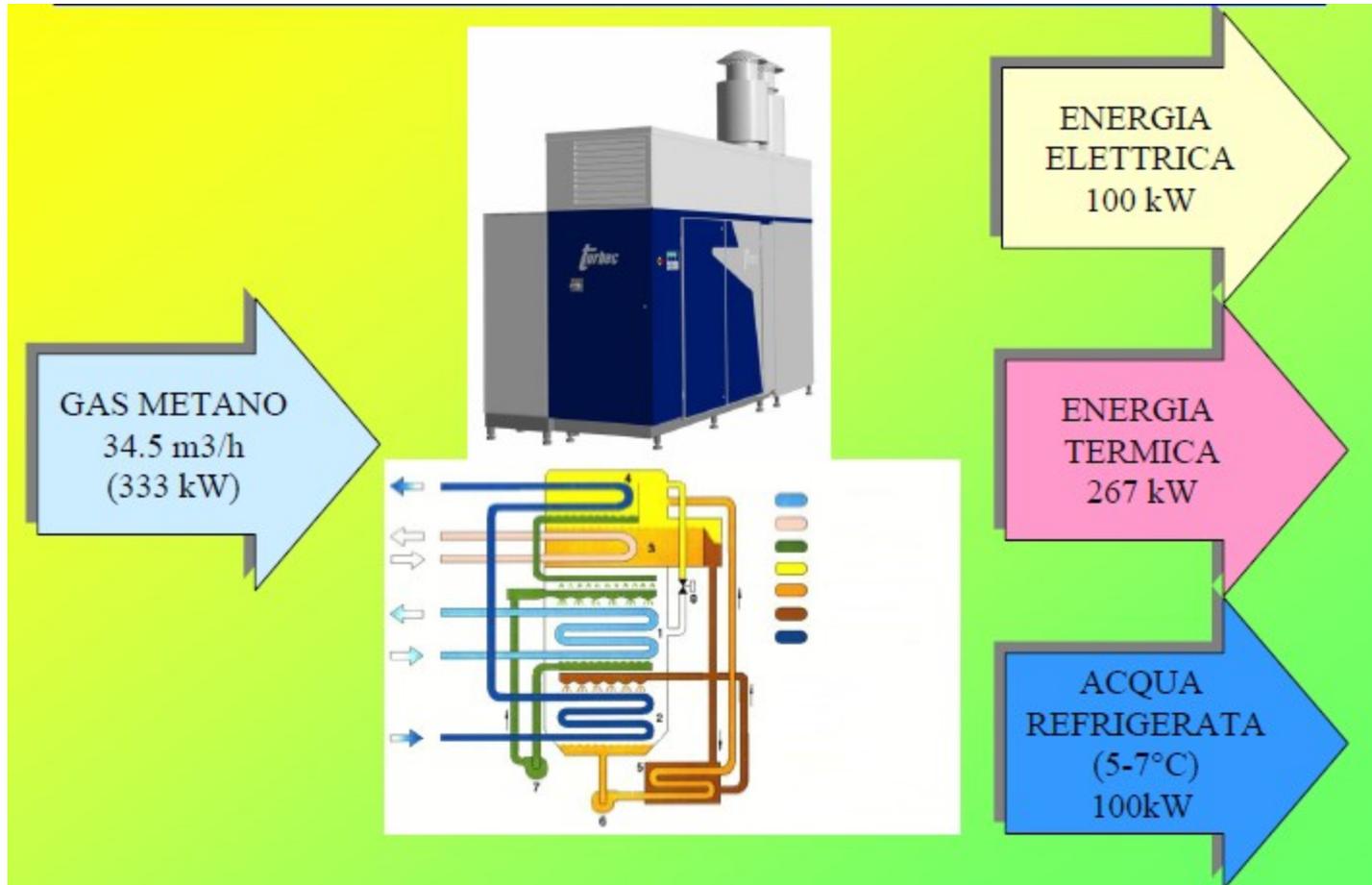
Applicazioni

Riscaldamento impianto espansione gas (D)

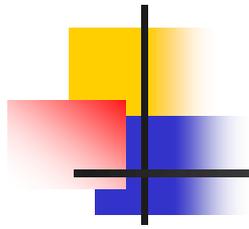


[Turbec]

Applicazioni



[Turbec]



Emissioni

CO e NO

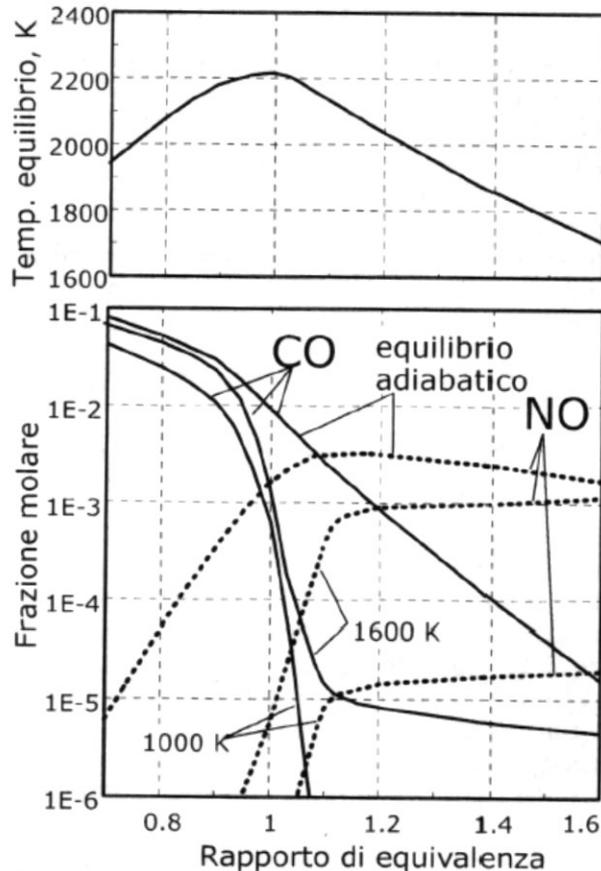
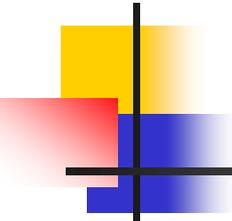


Fig.7. 2: Produzione di CO (linee continue) e di NO (linee tratteggiate), all'equilibrio chimico, in una fiamma premiscelata di metano e aria a 25°C con diversi λ , alla temperatura di equilibrio della fiamma adiabatica (il cui valore è riportato nel grafico in alto) e dopo raffreddamento a 1600 e 1000 K.

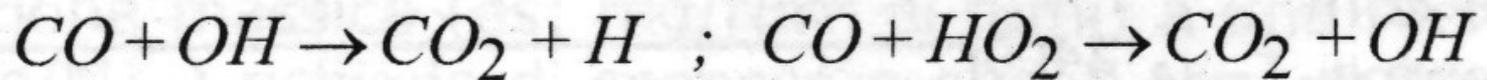
$$[OH]_{eq} = K(T) \cdot [H_2O]^{1/2} \cdot [O_2]^{1/4}$$

$$-\frac{d[CO]}{dt} = k [CO] [OH]_{eq} = k \cdot K(T) \cdot [CO] \cdot [H_2O]^{1/2} \cdot [O_2]^{1/4}$$

[Lozza]

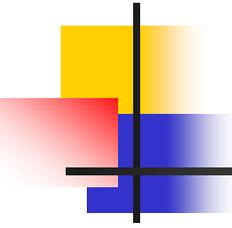


CO – Meccanismo di distruzione



$$[OH]_{eq} = K(T) \cdot [H_2O]^{1/2} \cdot [O_2]^{1/4}$$

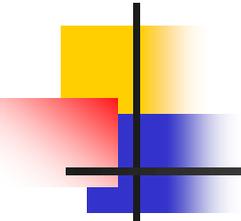
$$-\frac{d[CO]}{dt} = k [CO] [OH]_{eq} = k \cdot K(T) \cdot [CO] \cdot [H_2O]^{1/2} \cdot [O_2]^{1/4}$$



Formazione NO

- «Thermal» NO: per dissociazione e successiva ossidazione per via termica (ossia favorita dalle alte temperatura) dell'azoto molecolare contenuto nell'aria comburente.
- «prompt» NO: si formano immediatamente nella zona di fiamma per reazione dell'azoto con i radicali degli idrocarburi.
- «fuel» NO: generati dall'azoto presente nel combustibile non in forma molecolare (N_2) ma legato chimicamente in forma di composti, da cui, alle elevate temperature, si originano specie più semplici quali NH_3 e HCN , che a loro volta si dissociano e si ossidano a NO.

Per i combustibili privi di azoto legato, come il GN, il meccanismo dominante è quello «thermal».



Formazione NO

- Reazioni principali secondo la classica formulazione di Zeldovic.

- $O + N_2 \Rightarrow NO + N$
- $N + O_2 \Rightarrow NO + O$
- $N + OH \Rightarrow NO + H$

NO: velocità di formazione

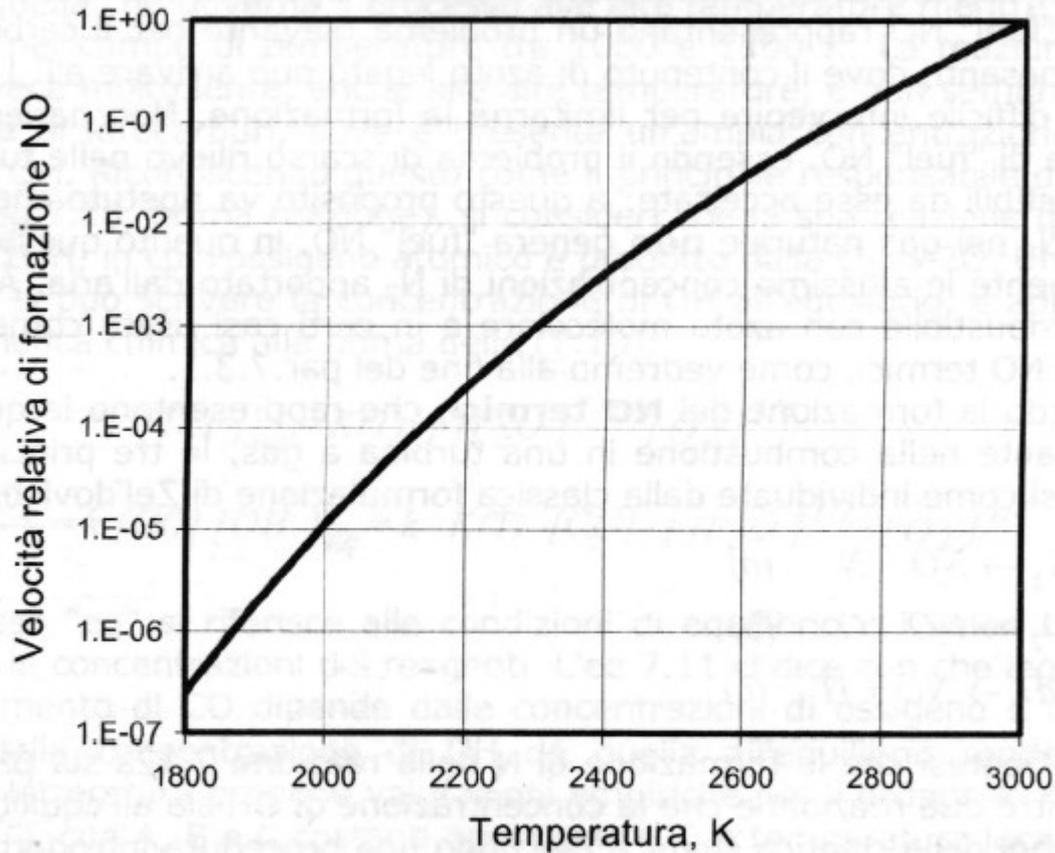
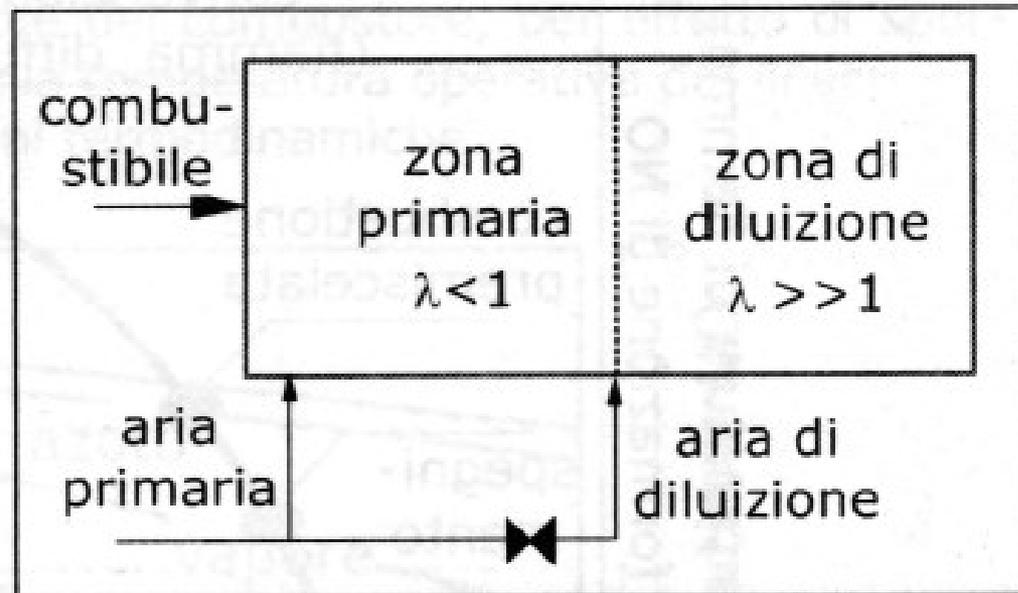


Fig.7.3: Velocità relativa di formazione di NO (fatta pari a 1 la velocità a 3000 K), in funzione della temperatura locale di equilibrio (da eq.7.15).

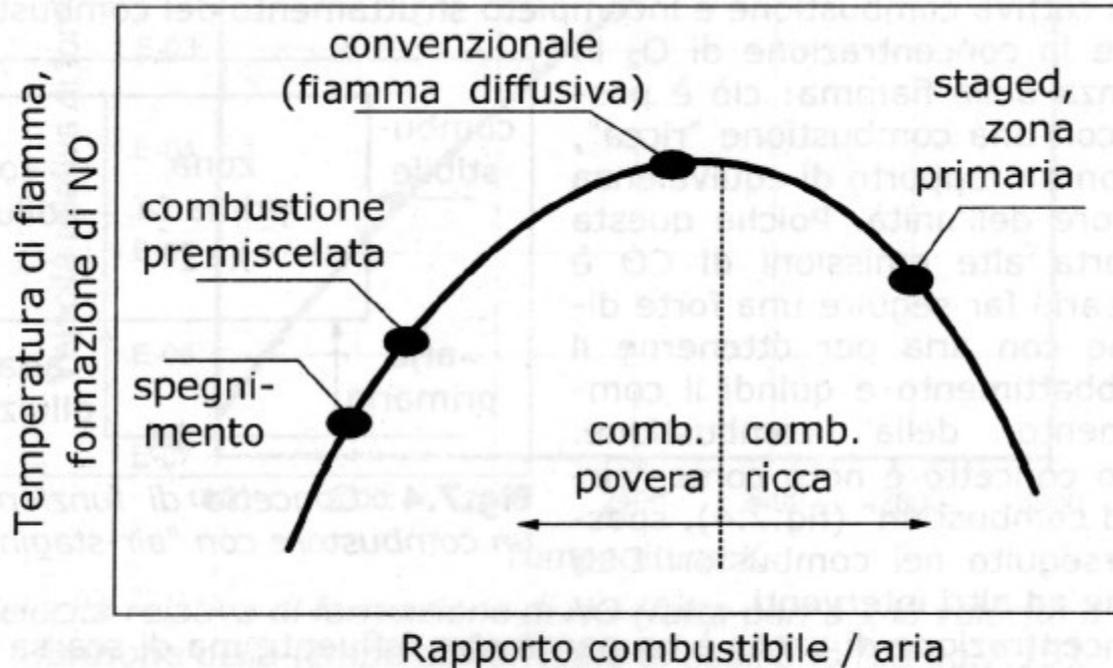
Combustori «air-staging»



[Lozza]

Fig.7.4: Concetto di funzionamento di un combustore con "air-staging".

Temperatura di fiamma e NO



[Lozza]

Fig.7.5: Andamento qualitativo della temperatura di fiamma e della formazione di NO con il rapporto di equivalenza, con indicazione delle situazioni ricorrenti nelle turbine a gas.

Iniezione

[Lozza]

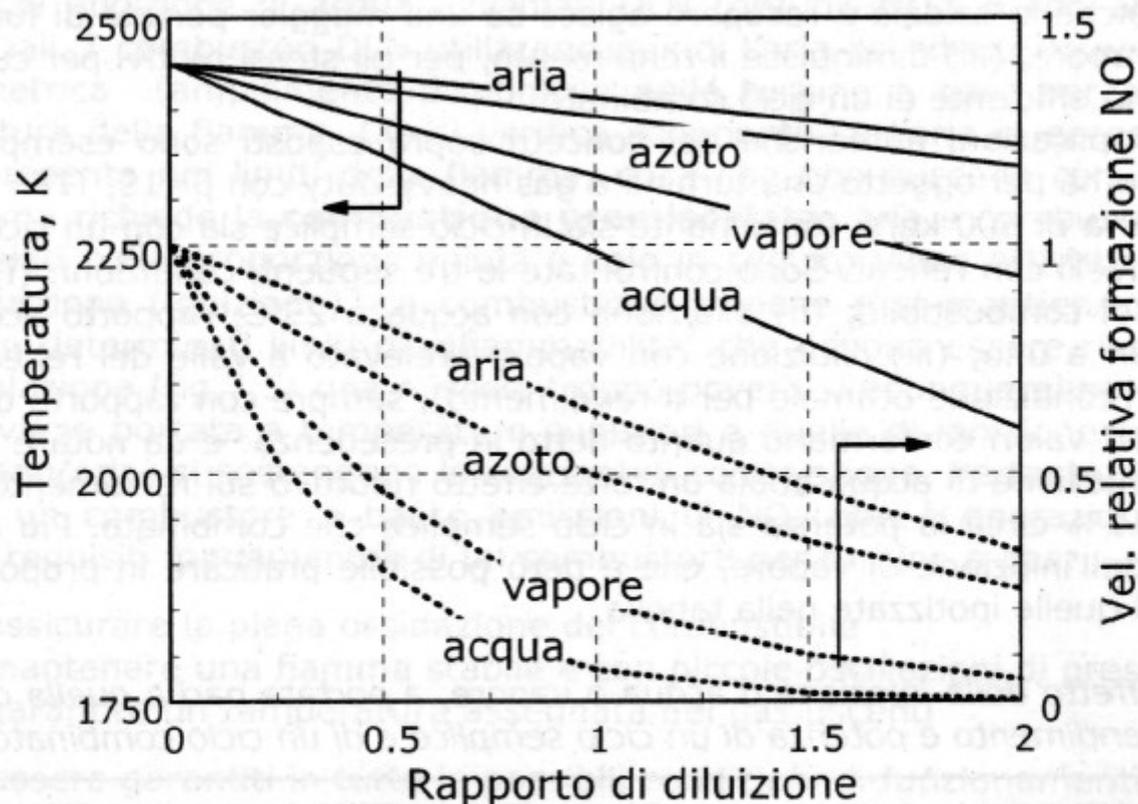
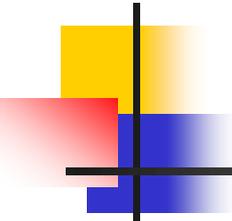


Fig.7.6: Temperatura della fiamma all'equilibrio e velocità di formazione di NO (relativa alla condizione senza diluizione) in funzione del rapporto in massa tra portata di diluizione e di combustibile (metano). Aria a 400 °C, 15 bar; acqua a 25 °C, diluenti gassosi a 400 °C.



Effetto iniezione

Tab.7.1: *Effetto della iniezione d acqua o vapore, a portata pari a quella di combustibile, su rendimento e potenza di un ciclo semplice e di un ciclo combinato.*

Tipo di diluizione	Senza diluizione	Diluizione con acqua	Diluizione con vapore
Potenza termica entrante, MW	625.3	716.8	651.4
Potenza turbina a gas, MW	219.5	242.2	238.3
Rendimento turbogas, %	35.11	33.79	36.58
Potenza ciclo combinato, MW	346.2	379.0	356.2
Rendimento ciclo combinato, %	55.36	52.88	54.68

[Lozza]

Esempio di combustore DLN

[Lozza]

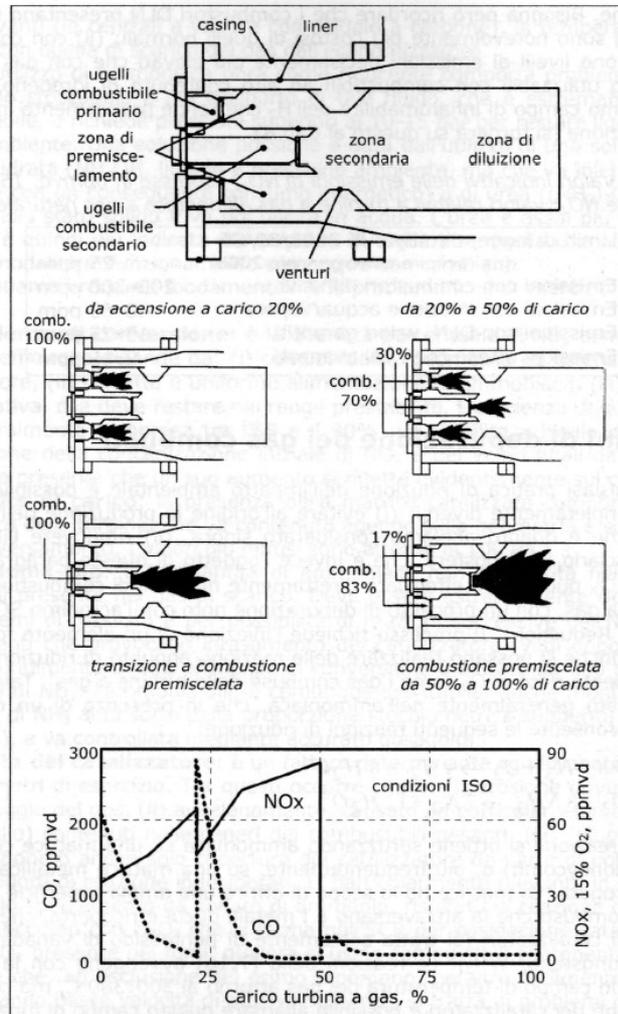


Fig7.7: Schema di funzionamento e valori di emissioni ottenuti con combustore DLN da macchine GE di classe E (fonte: GE).

Valori indicativi NO_x – Produzione CO

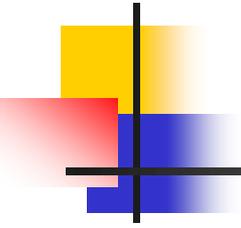
Tab.7.2: Valori indicativi delle emissioni di NO_x, espresse in ppmvd, 15% O₂, come NO₂; valori relativi a turbine a gas alimentate a gas naturale.

Limiti di legge, direttiva UE 2001/80/CE (da recepire entro gennaio 2008)	25 ppm
Emissioni con combustori diffusivi	200÷300 ppm
Emissioni con iniezione acqua/vapore	40÷60 ppm
Emissioni con DLN, valori garantiti	15÷25 ppm
Emissioni attese con DLN avanzati	9÷15 ppm

[Lozza]

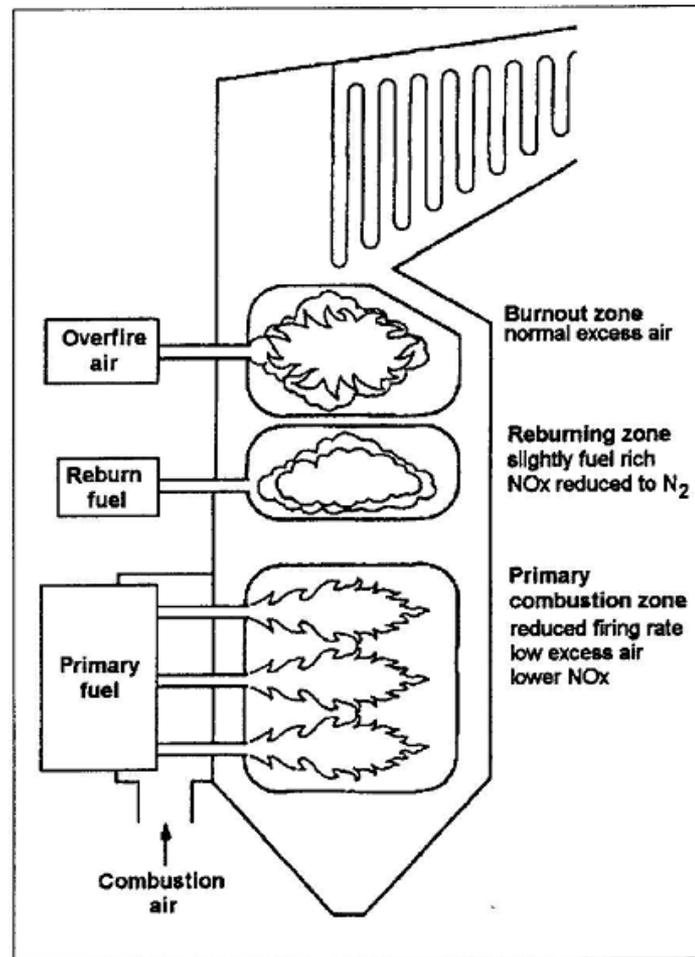
Tab.7.3: Emissioni di CO₂ per i principali combustibili fossili.

Combustibile (valori medi)	% C, in peso	LHV, MJ/kg	kg di CO ₂ per kg _f	kg di CO ₂ per MJ _{th}	kg di CO ₂ per MJ _{el}
Gas naturale	75	48	2.75	0.057	0.102 (η=56%)
Olio combustibile	88	42	3.23	0.077	0.179 (η=43%)
Carbone	62	24	2.27	0.095	0.221 (η=43%)



Centrali a carbone: rimozione degli inquinanti

Reburning



[Lozza]

Fig.A4.13: Schema di "reburning".

[Lozza]

Bruciatori a basso NOx

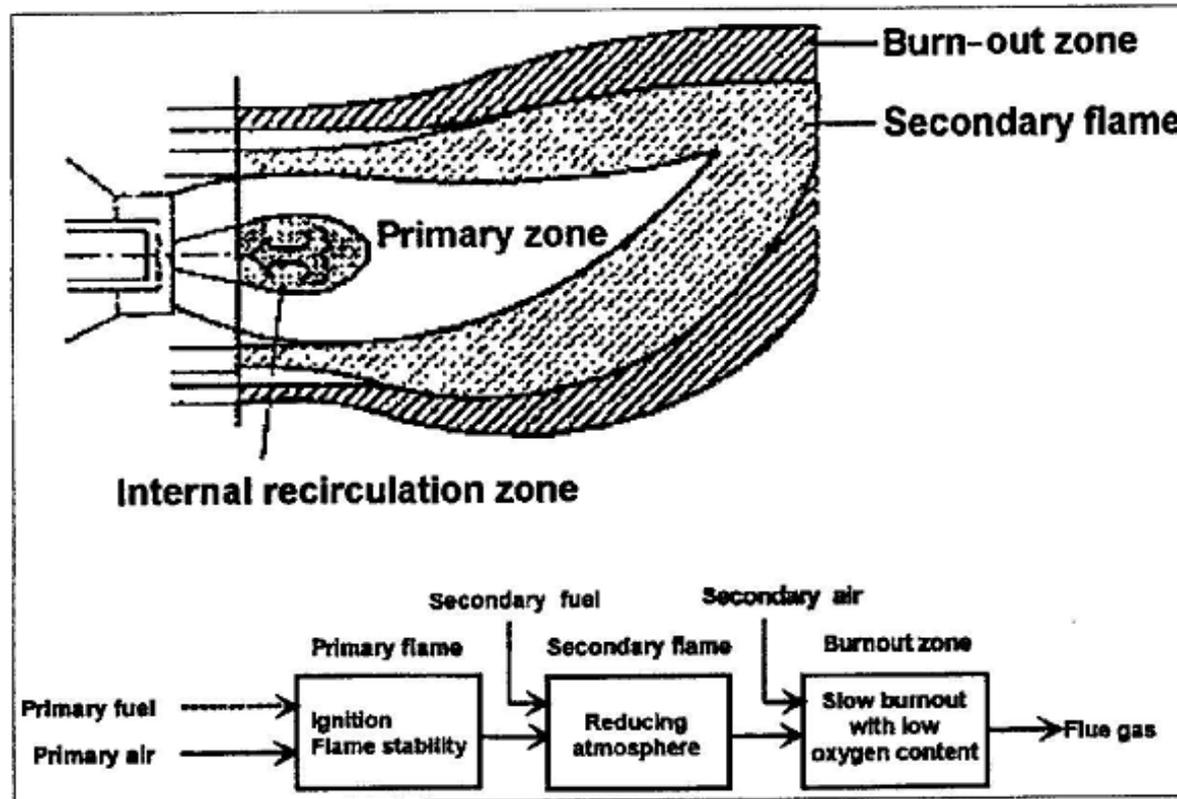
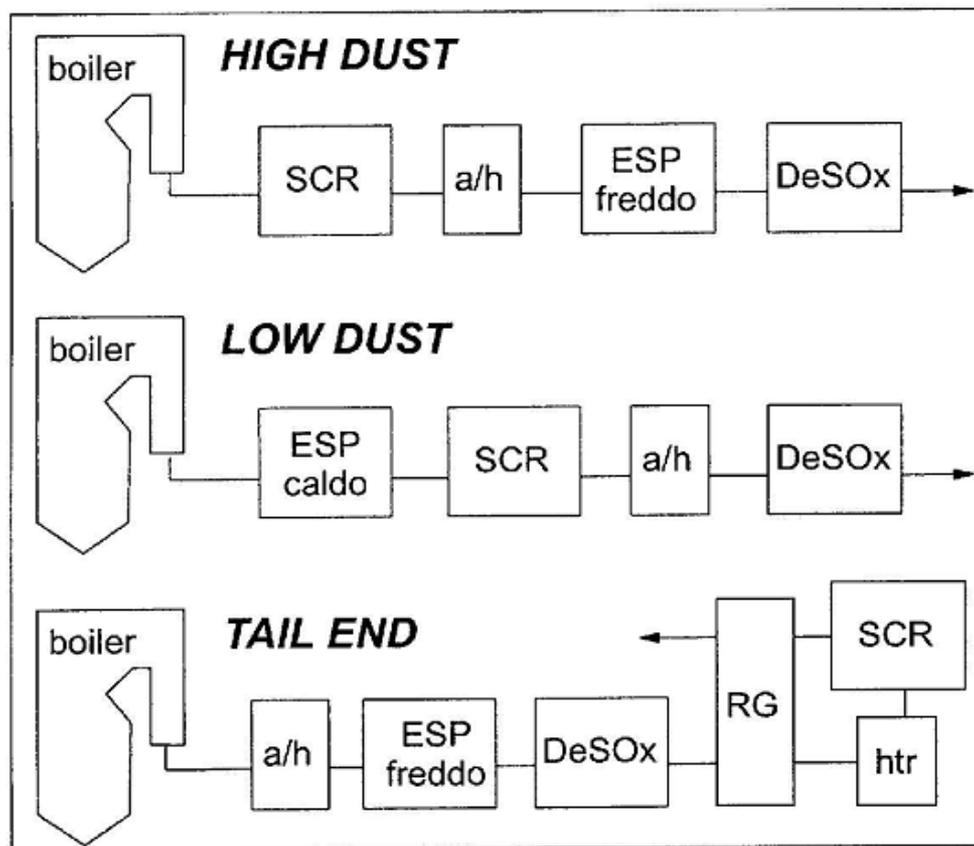


Fig.A4.14: Schema concettuale di bruciatore a bassa emissione di NOx.

[Lozza]

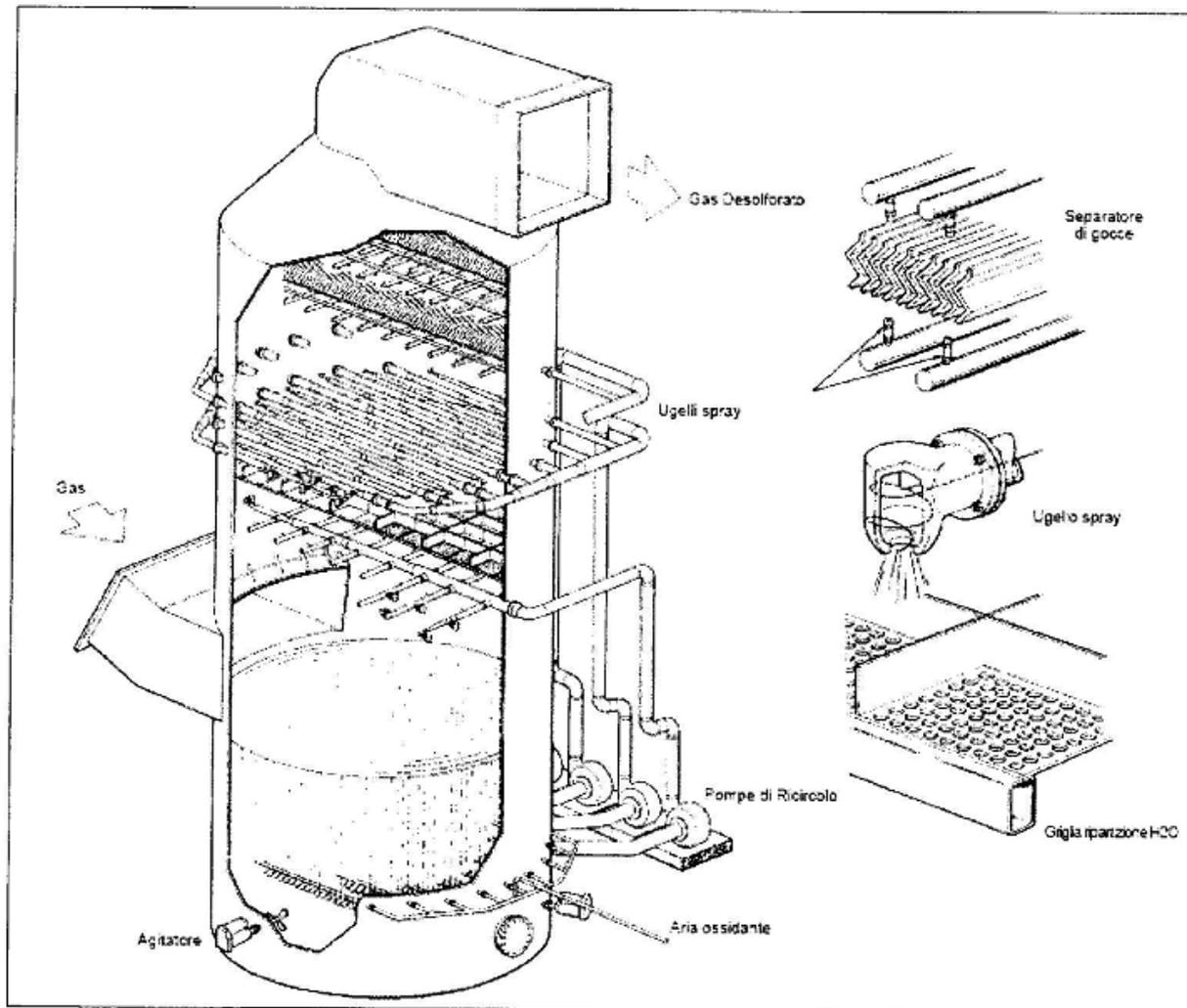
Rimozione NOx



[Lozza]

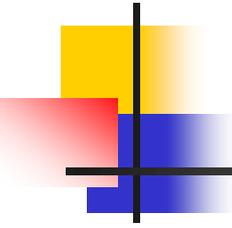
Fig.A4.15: Possibili configurazioni di inserimento di un SCR a valle di un generatore di vapore (boiler). Legenda: a/h: riscaldatore aria comburente; ESP: precipitatore elettrostatico; DeSOx: desolfatore; RG: scambiatore rigenerativo; htr: post-riscaldatore con combustione di gas naturale.

Wet Scrubbers



[Lozza]

Fig.A4.16: Schema di un sistema 'wet scrubber'.

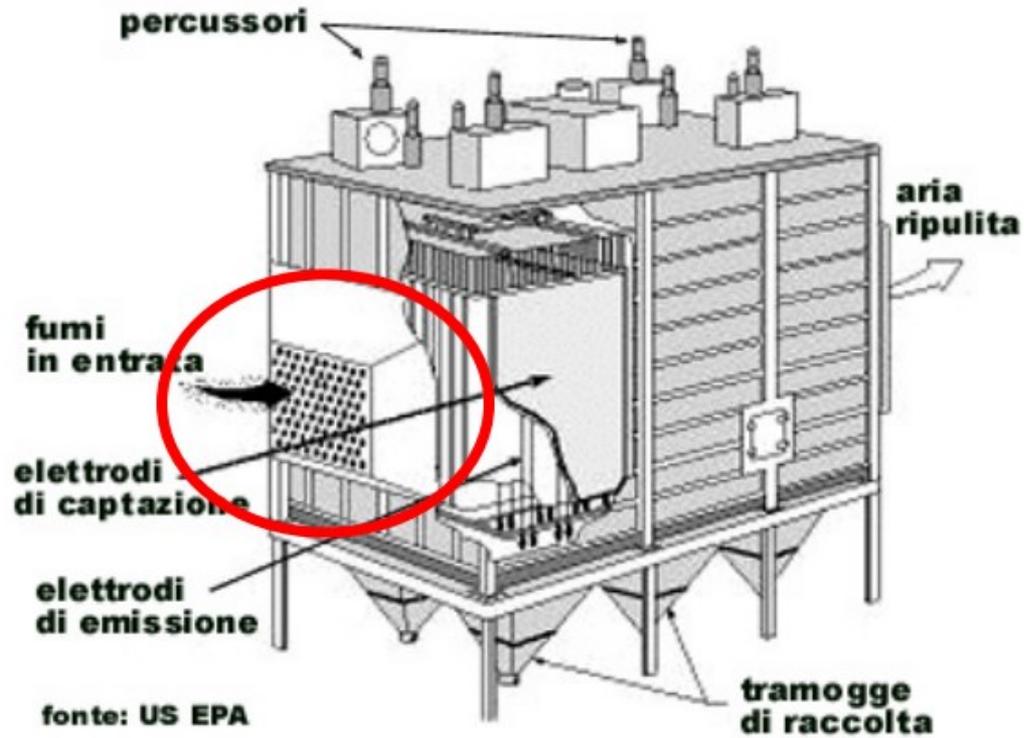


Wet Scrubbers



Partendo dal calcio (calcare) il prodotto è gesso (solfato di calcio idrato)

Esempio di elettrofiltro a secco con corona negativa



Fabric Filters

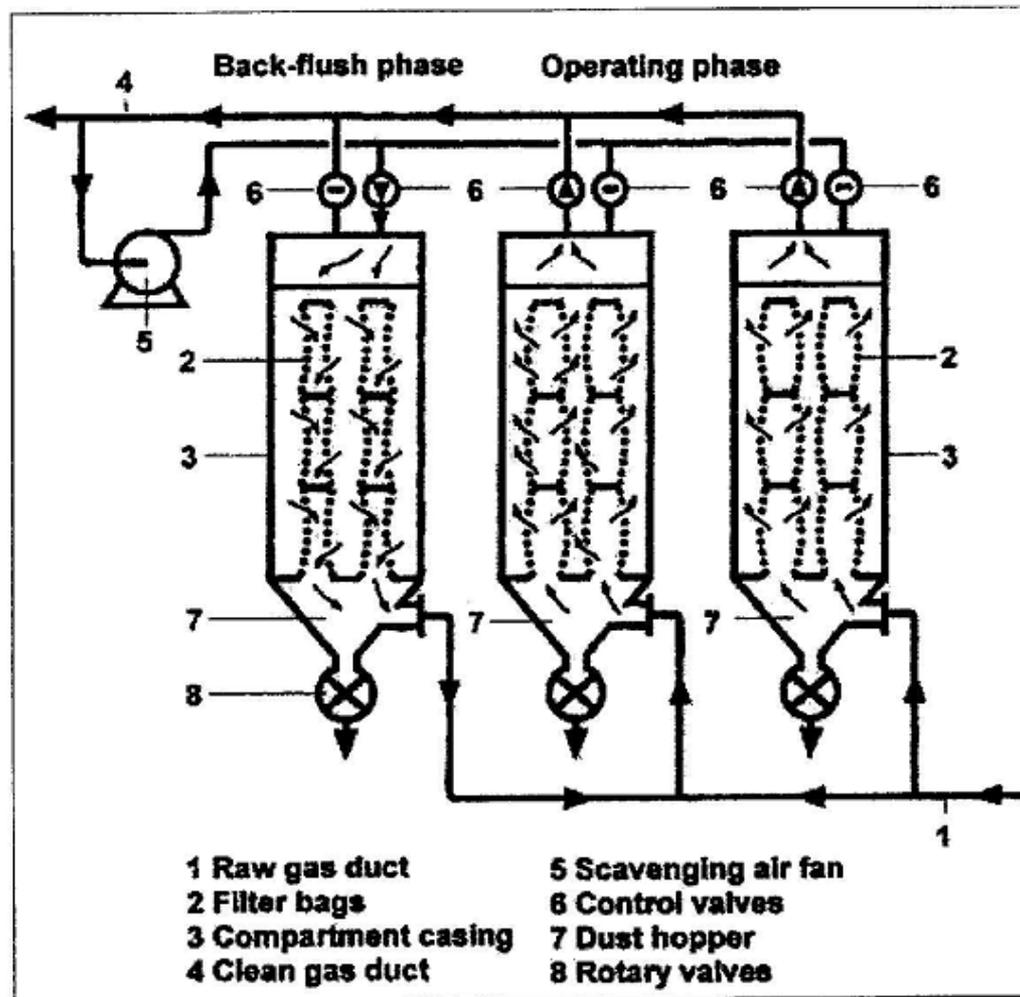
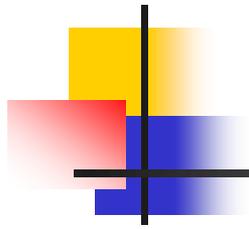


Fig.A4.17: Principio di funzionamento di 'fabric filters'.

[Lozza]



Le turbine a gas ed il carbone

Le turbine a gas ed il carbone

[Lozza]

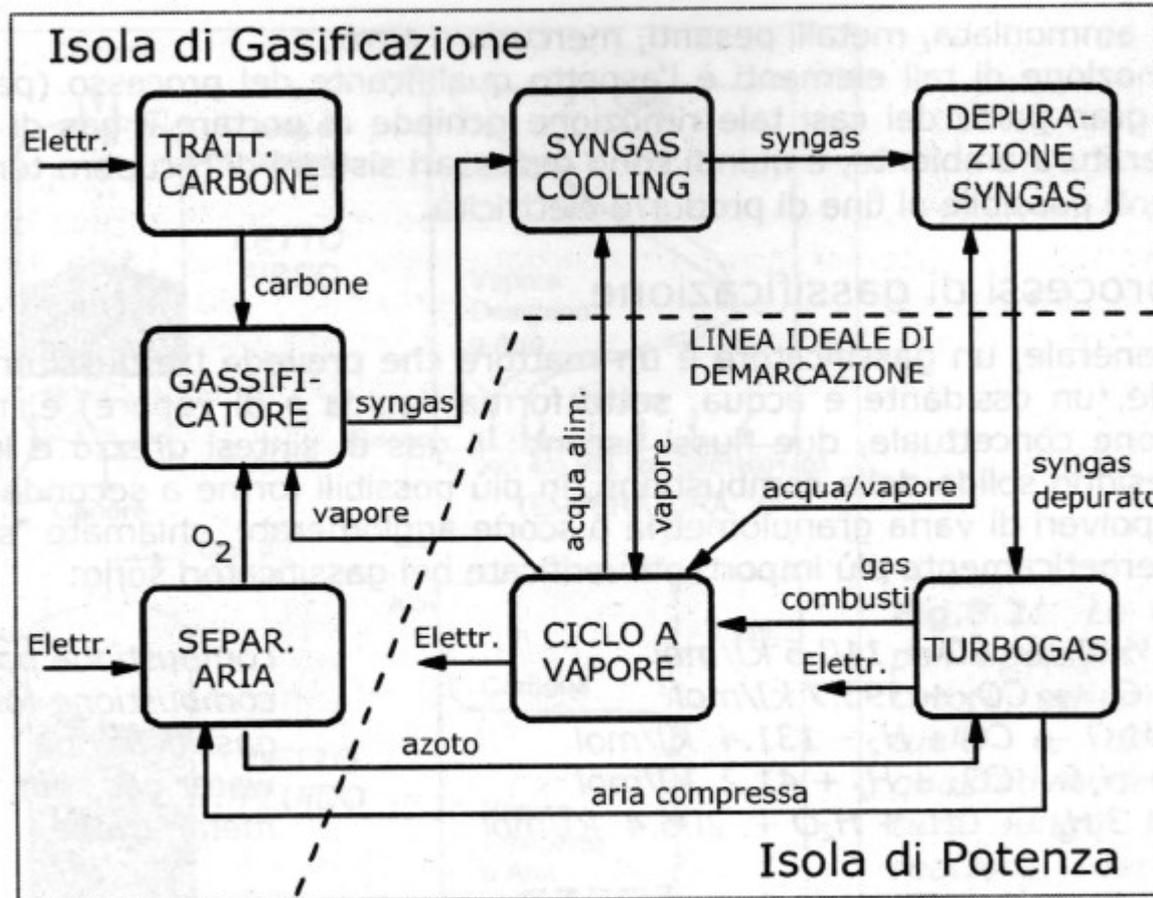


Fig.8.1: Connessioni concettuali semplificate tra le sezioni di un impianto IGCC.

Tipologie di gassificatori

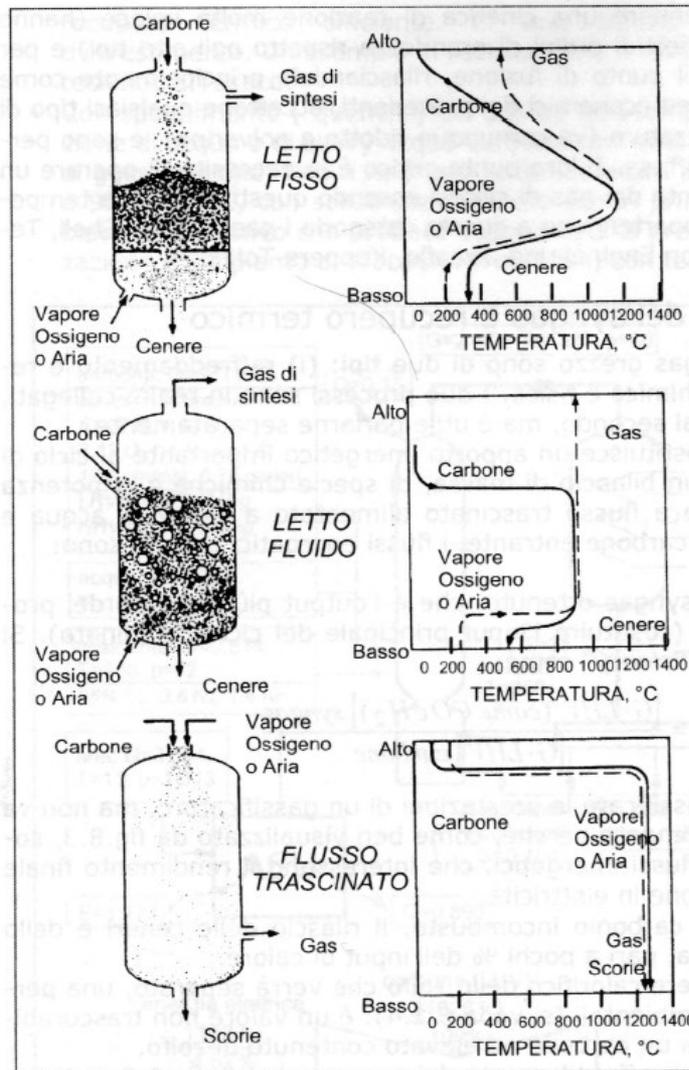


Fig.8.2: Le tre principali tipologie di gassificatori: schema concettuale e distribuzione qualitativa di temperatura lungo l'asse del reattore (derivato da: Electric Power Research Institute).

[Lozza]

Sistemi di raffreddamento

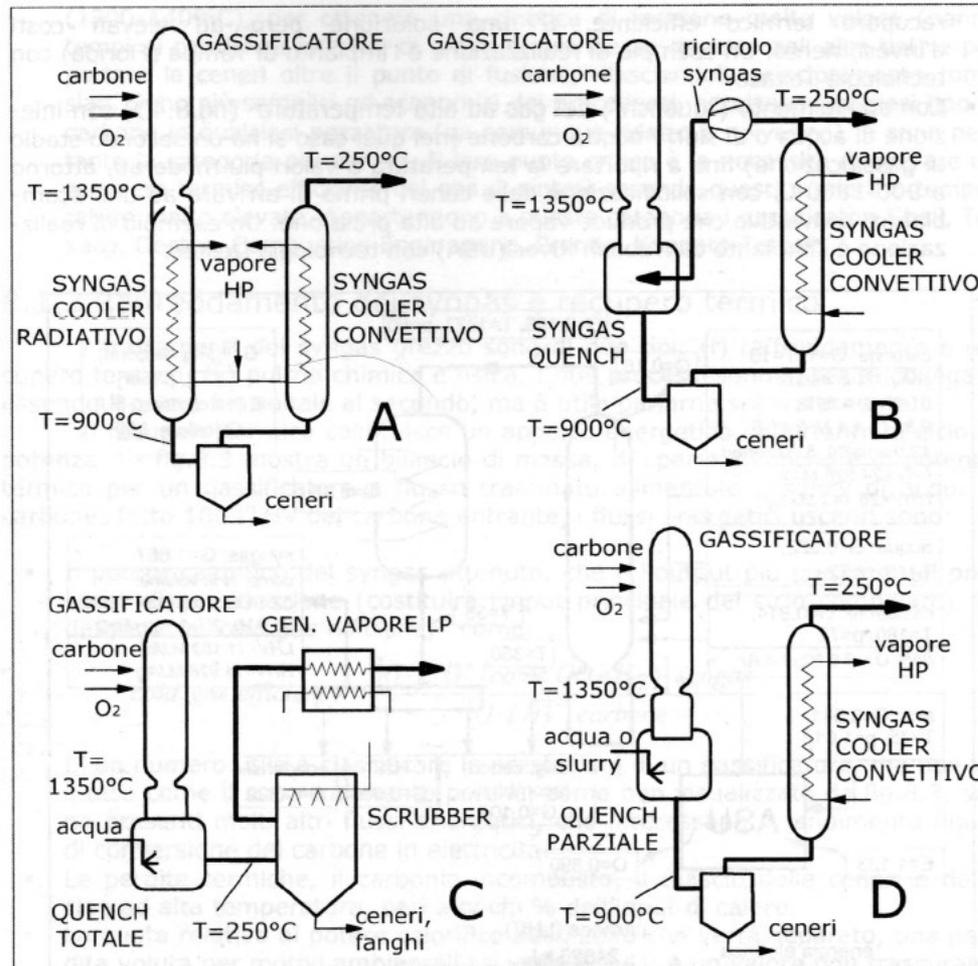


Fig.8.4: Schemi di principio dei sistemi di raffreddamento ad alta temperatura del gas grezzo di sintesi, con particolare riferimento ai gassificatori a flusso trascinato.

[Lozza]

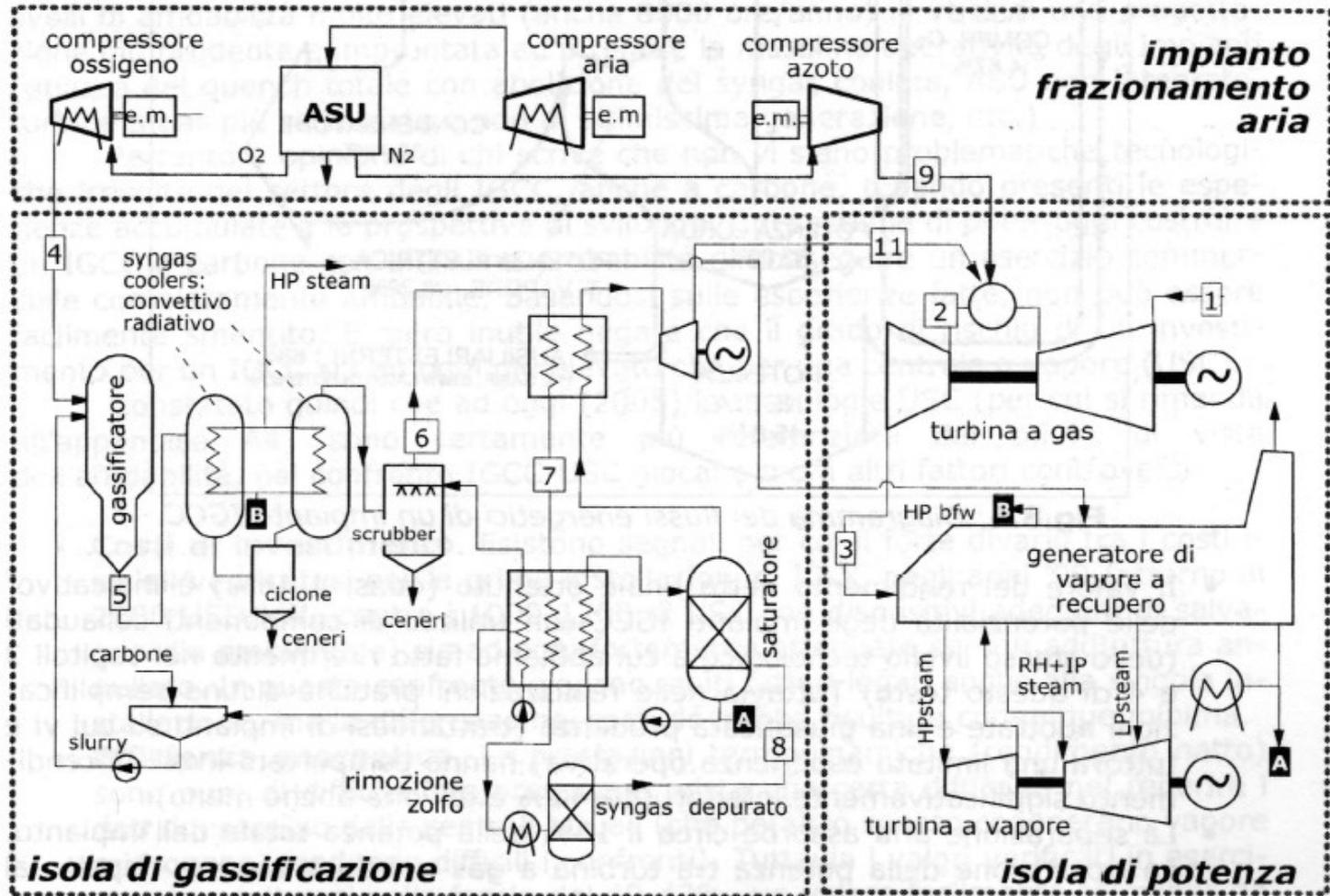


Fig.8.5: Schema completo di un impianto IGCC con syngas coolers.

[Lozza]

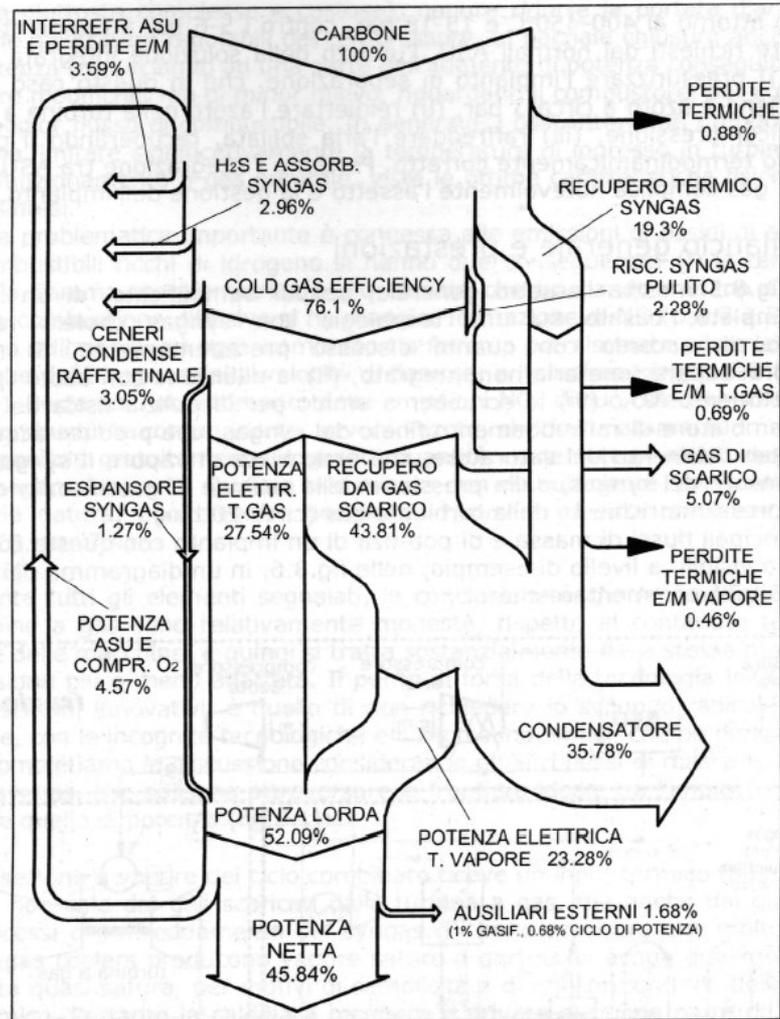


Fig.8.6: Diagramma dei flussi energetici di un impianto IGCC.

[Lozza]

Letto fluido «bollente»

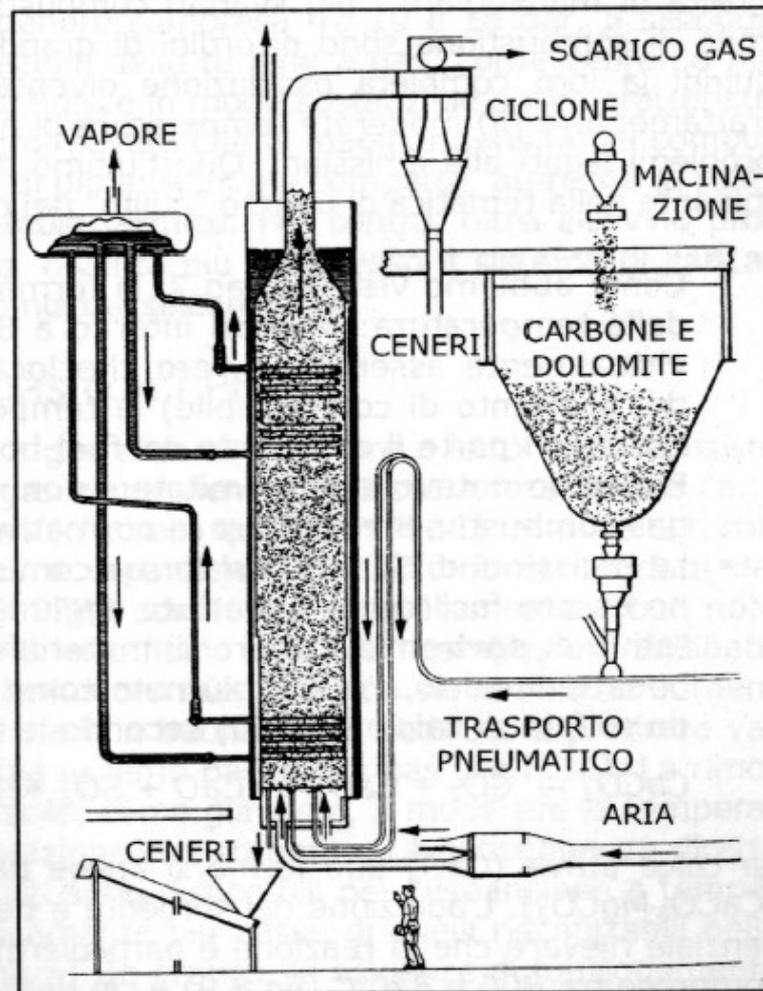


Fig.8.7: Schema funzionale di un combustore a letto fluido, di tipo "bollente".

[Lozza]

Letto fluido «circolante»

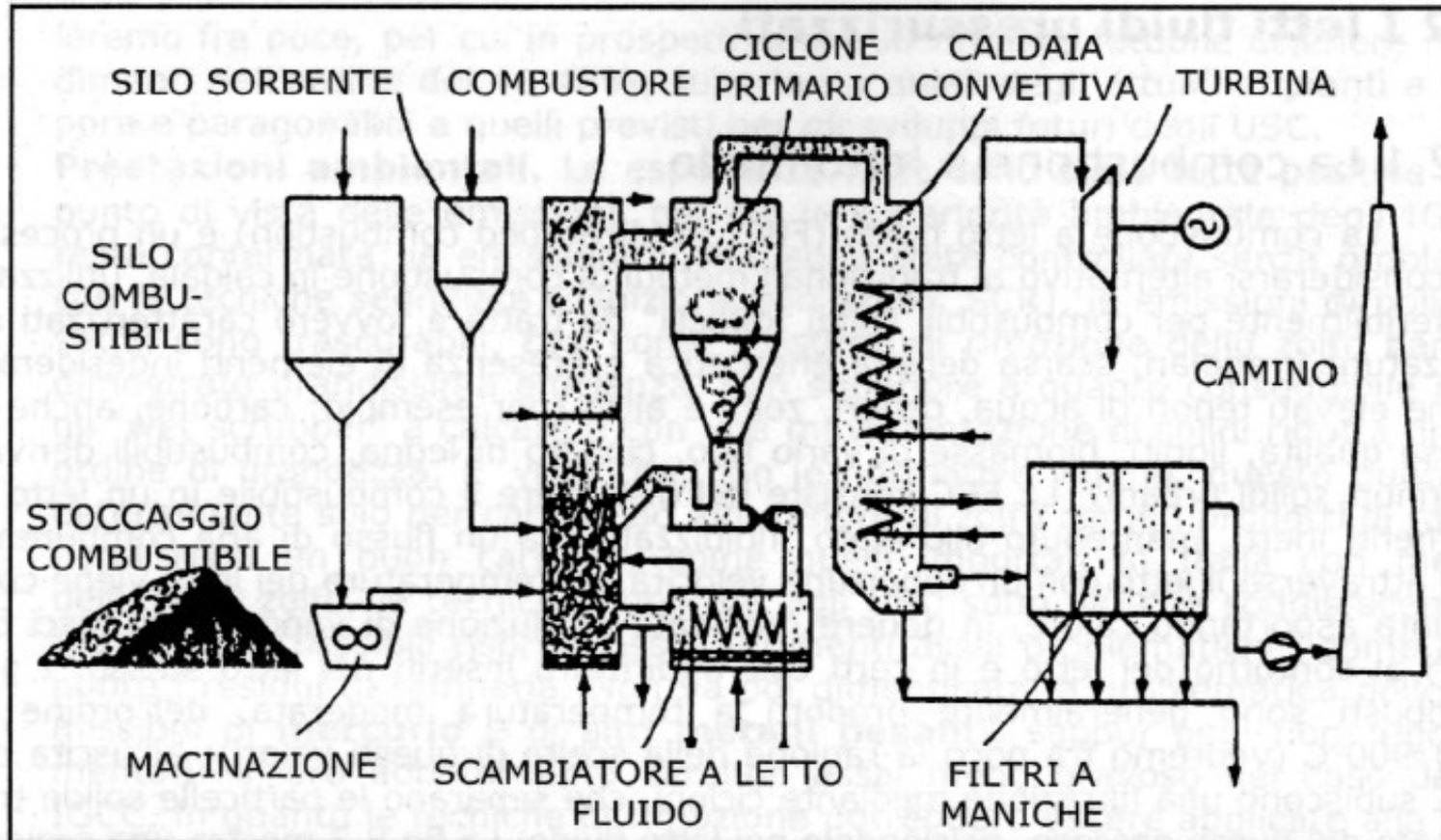
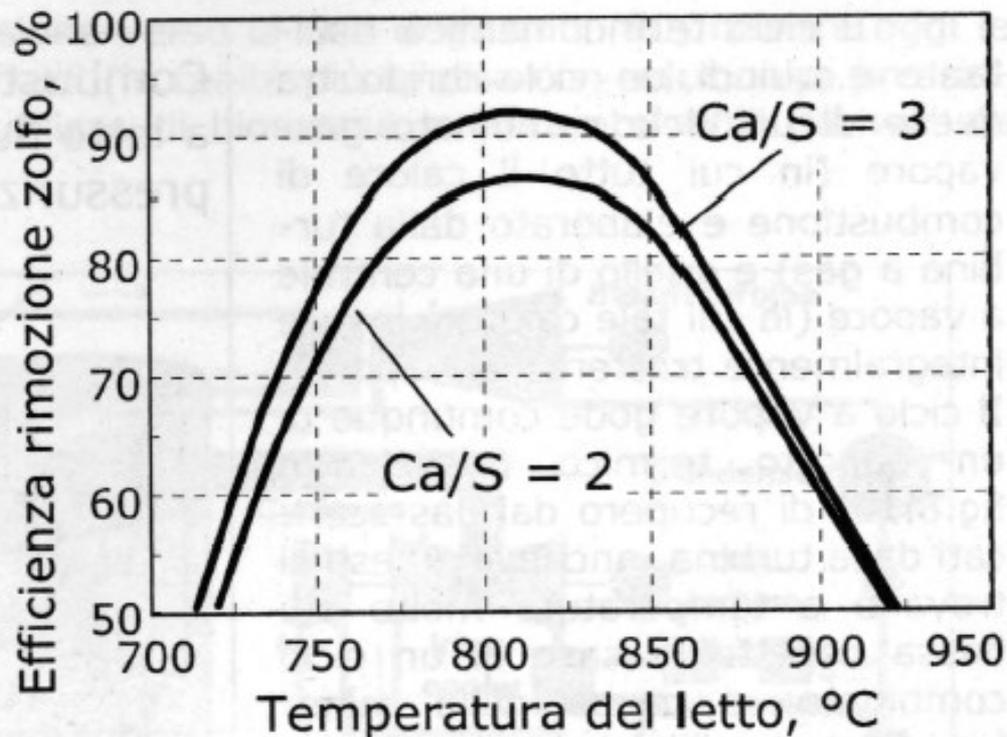


Fig.8.8: Schema funzionale di un combustore a letto fluido, di tipo "circolante".

Efficienza rimozione zolfo



[Lozza]

Fig.8.9: Esempio di dipendenza dell'assorbimento dello zolfo dalla temperatura operativa di una caldaia a letto fluido, per due valori del rapporto molare tra calcio e zolfo.

Tg e letto fluido

[Lozza]

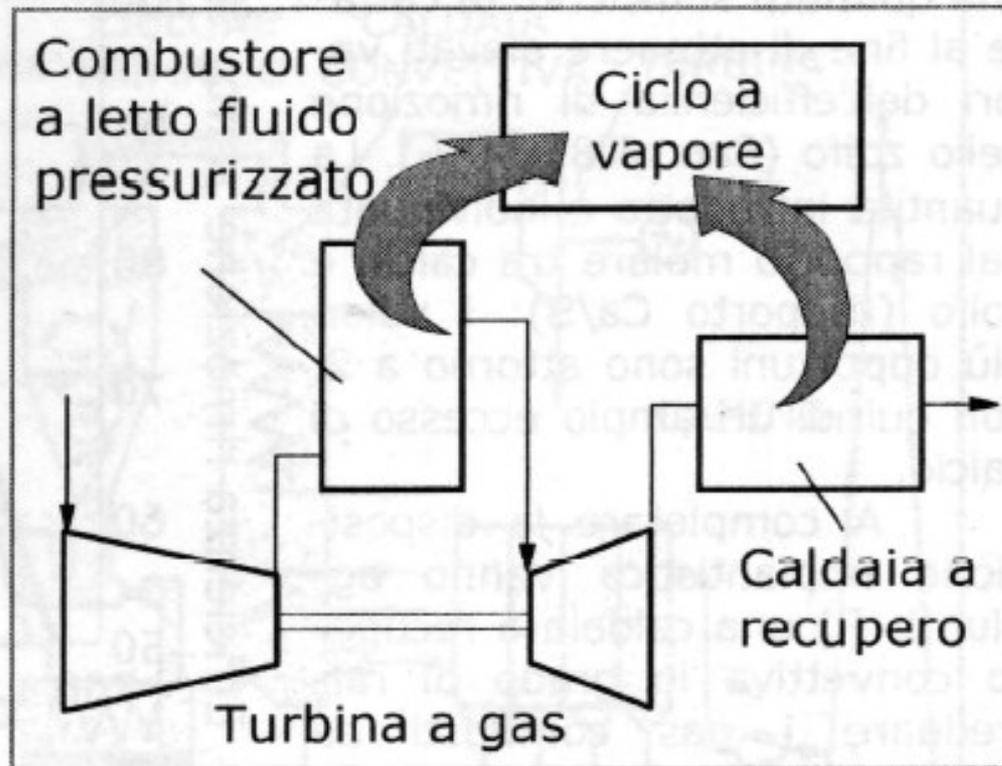


Fig.8.10: Schema concettuale di accoppiamento tra una turbina a gas e un combustore a letto fluido pressurizzato. Sono evidenziati i flussi termici verso il ciclo a vapore.

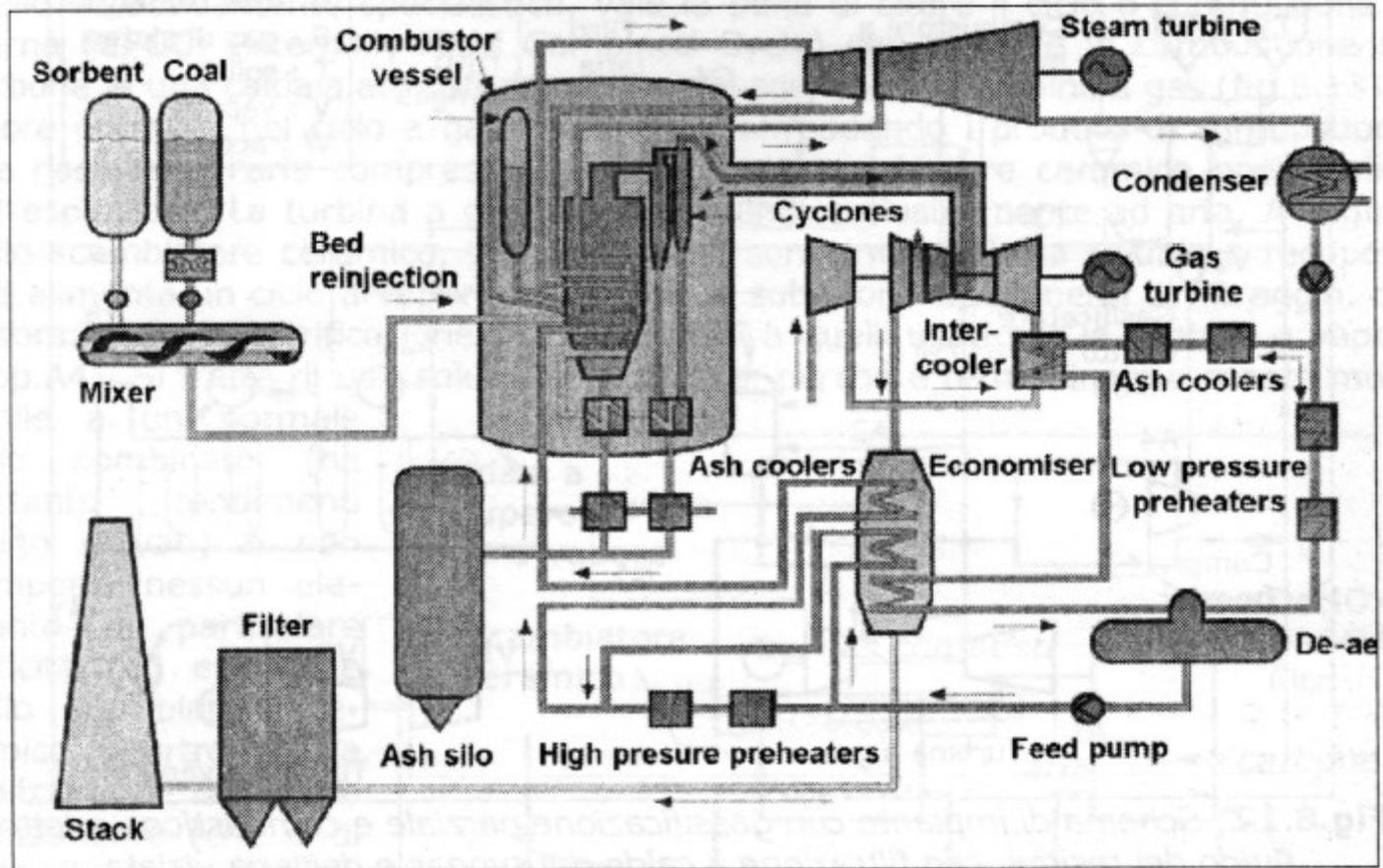


Fig.8.11: Schema di una centrale PFBC con turbina a gas inter-refrigerata e recupero del calore per riscaldamento dell'acqua di alimento (fonte: ABB)

[Lozza]

PFBC avanzati

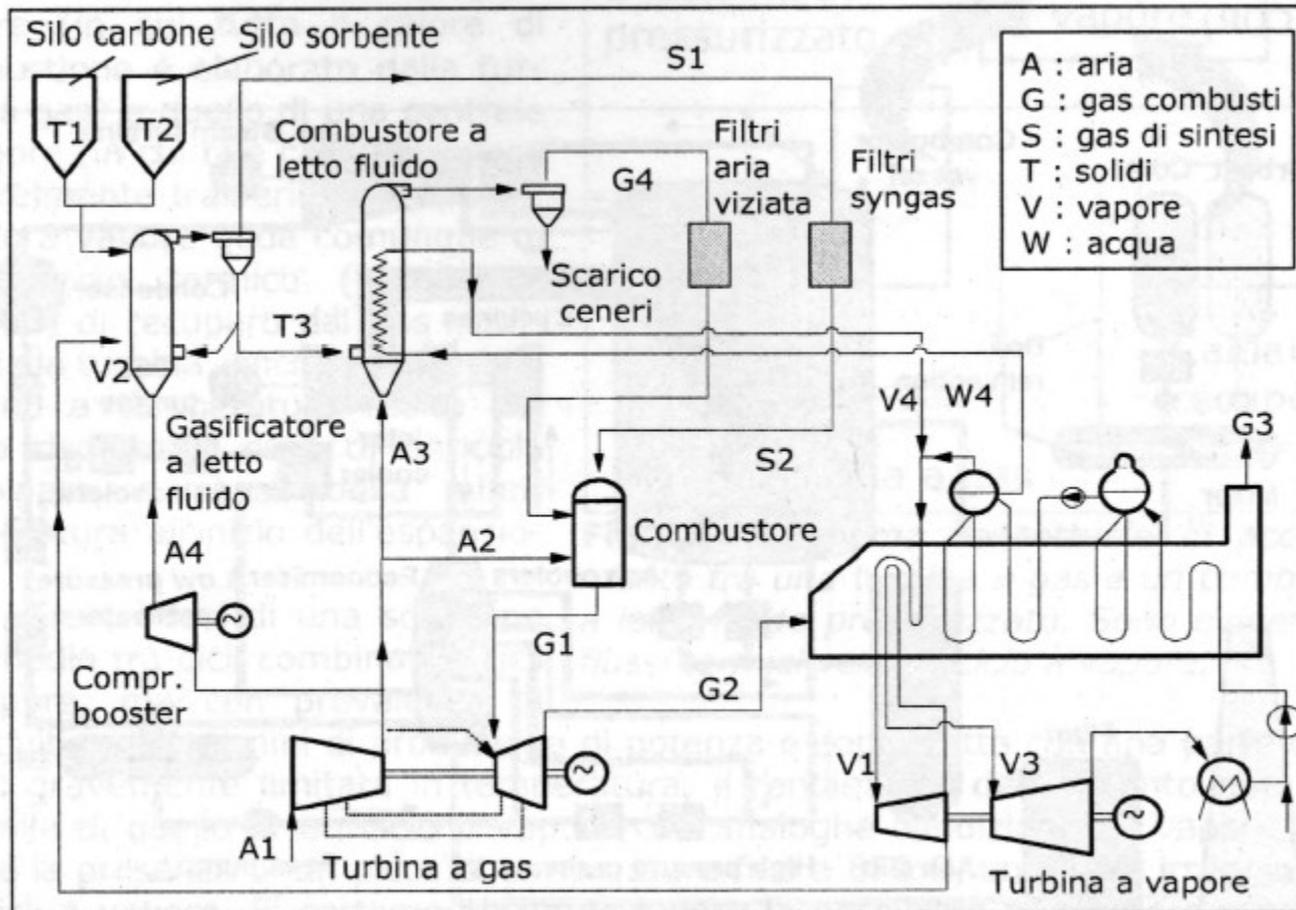


Fig.8.12: Schema di impianto con gassificazione parziale e combustione a letto fluido dei residui, con filtrazione a caldo del syngas e dell'aria viziata.

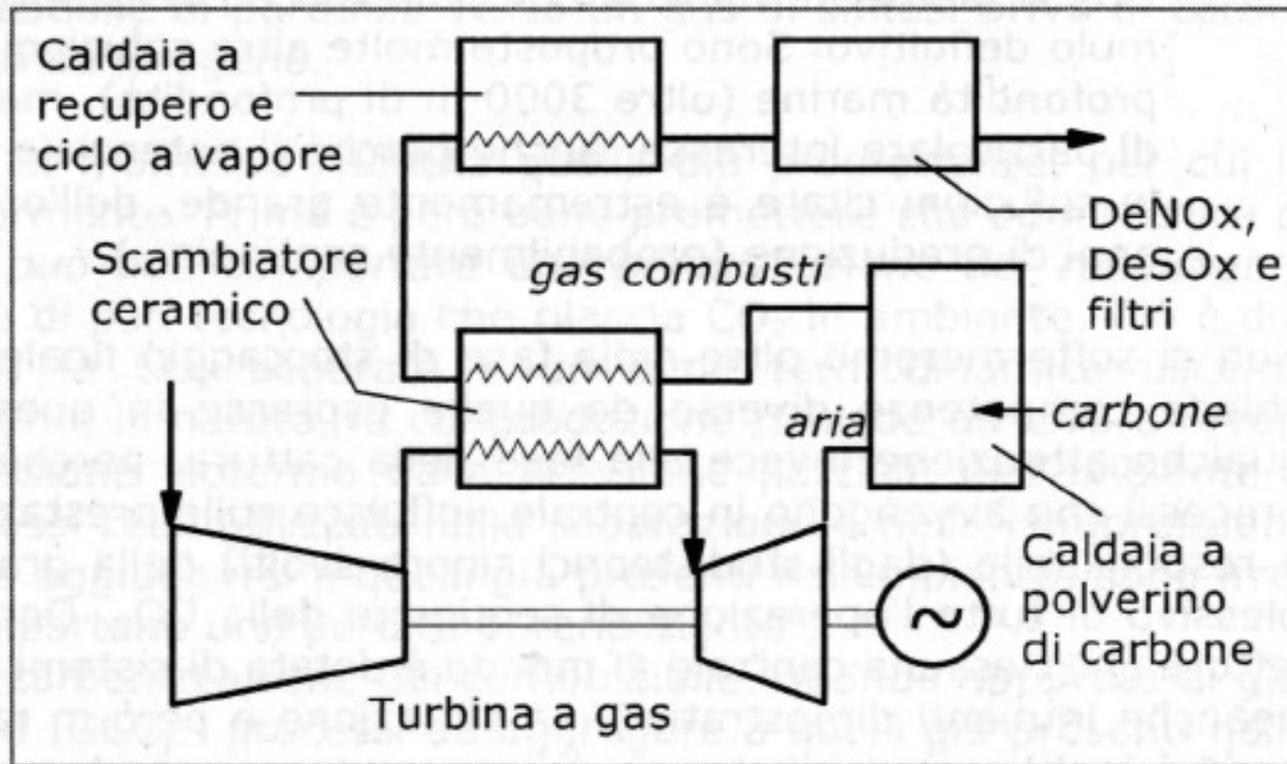
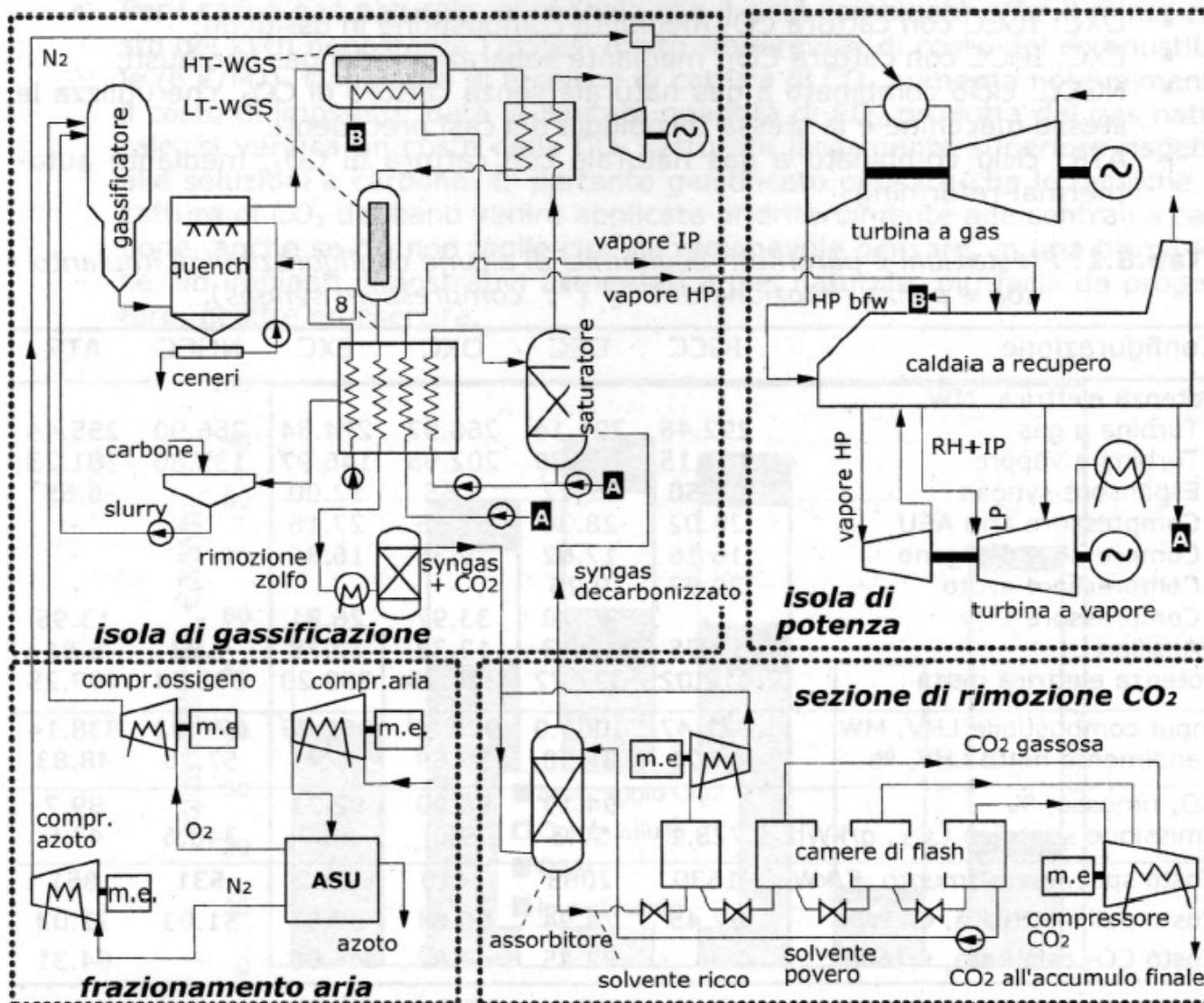


Fig.8.13: Schema concettuale di un impianto EFCC (ciclo combinato a combustione esterna).

[Lozza]

Cattura CO2



[Lozza]

Fig.8.14: Schema completo di un impianto IGCC con cattura di CO_2 mediante tecniche di decarbonizzazione del gas di sintesi.

Cattura CO₂

Tab.8.1: Prestazioni e parametri economici di alcune configurazioni di impianto con e senza rimozione di CO₂ (*: compressore syngas).

Configurazione	IGCC	DEC	OXC	EXC	NGCC	ATR
Potenza elettrica, MW						
Turbina a gas	292.46	291.14	266.52	274.84	256.90	255.44
Turbina a vapore	183.15	168.39	202.98	146.97	135.86	181.23
Espansore syngas	11.50	12.77	5.65	12.00	-	-6.65*
Compressore aria ASU	26.02	28.38	59.25	27.16	-	-
Compressore ossigeno	16.16	17.62	39.35	16.86	-	-
Compressore azoto	20.87	9.26	-	-	-	-
Compressore CO ₂	-	25.20	33.97	26.81	-	13.96
Ausiliari	12.05	14.13	12.33	12.78	4.22	6.81
Potenza elettrica netta	412.02	377.72	330.26	350.20	388.54	409.25
Input combustibile LHV, MW	921.47	1005.0	900.07	961.78	678.92	838.14
Rendimento netto LHV, %	44.71	37.58	36.69	36.41	57.23	48.83
CO ₂ rimossa, %	-	94.19	98.99	92.31	-	89.7
Emissione specifica CO ₂ , g/kWh	728.1	50.3	9.0	68.7	348.6	42.0
Costo spec. investimento, €/kW	1630	2065	2418	2312	531	851
Costo dell'elettricità, €/MWh	57.45	79.94	90.64	87.87	51.93	72.03
Costo CO ₂ catturata, €/tonn	-	32.25	44.87	44.90	-	64.31

[Lozza]

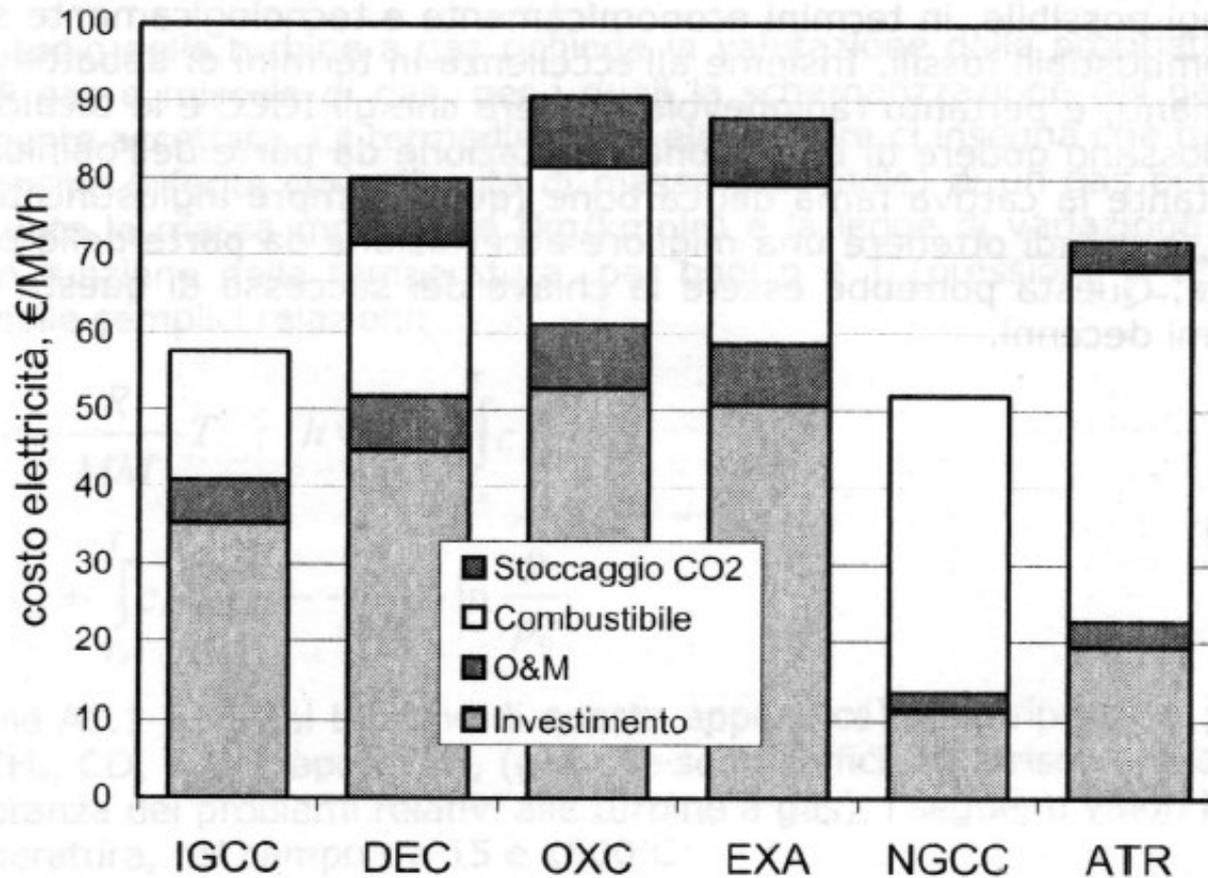


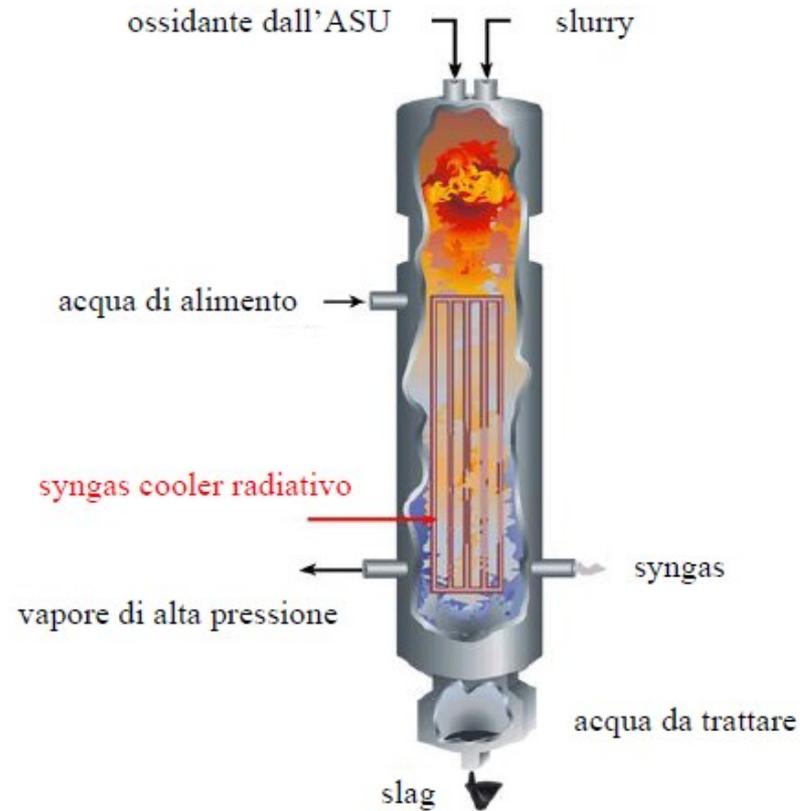
Fig.8.15: Ripartizione dei costi dell'elettricità per le configurazioni di tab.8.1.

Principali impianti IGCC in servizio

<i>Impianto</i>	<i>Sito</i>	<i>Avviamento</i>	<i>Potenza</i>	<i>Applicazione</i>	<i>Combustibile</i>	<i>Tecnologia</i>	<i>Turbina a Gas</i>
SCE	Cool Water (USA)	1984	120 Mwe	en. elettrica	carbone	Texaco-O ₂	GE 107E
DOW	Plaquemine (USA)	1987	160 Mwe	en. elettrica	lignite	Dow/Destec	GE 107E
Demkolec	Buggenum (Olanda)	1994	250 MWe	en. elettrica	carbone	Shell-O ₂	KWU V 94.2
Wabash River	Terre Haute (USA)	1995	260 Mwe	repowering	carbone-coke	E-Gas-O ₂	GE 7FA
ECOLGAS	Puertollano (Spagna)	1996	335 MWe	en. elettrica	carbone-coke	Prenflo-O ₂	KWU V 94.3
Pifion Pine	Reno (USA)	1996	100 MWe	en. elettrica	carbone	KRW-aria	GE MS 6001FA
Tampa Electric	Polk County (USA)	1996	250 MWe	en. elettrica	carbone	Texaco-O ₂	GE 7001F
Shell Pernis	Rotterdam (Olanda)	1997	120 Mwe	cogener.-H ₂	tar	Shell/Lurgi	GE 2x6B
API Energia	Falconara (Italia)	1999	280 Mwe	en. elettrica	tar	Texaco-O ₂	ABB GT13E2
Sarlux	Sarroch (Italia)	1999	550 Mwe	cogener.-H ₂	tar	Texaco-O ₂	GT MS9001E
ISAB Energy	Priolo Gargallo (Italia)	2000	510 Mwe	en. elettrica	tar	Texaco-O ₂	KWU V 94.3

[M. Vellini]

Esempio di gassificatore



Tecnologia Texaco

[M. Vellini]

Determinazione pto fz TG

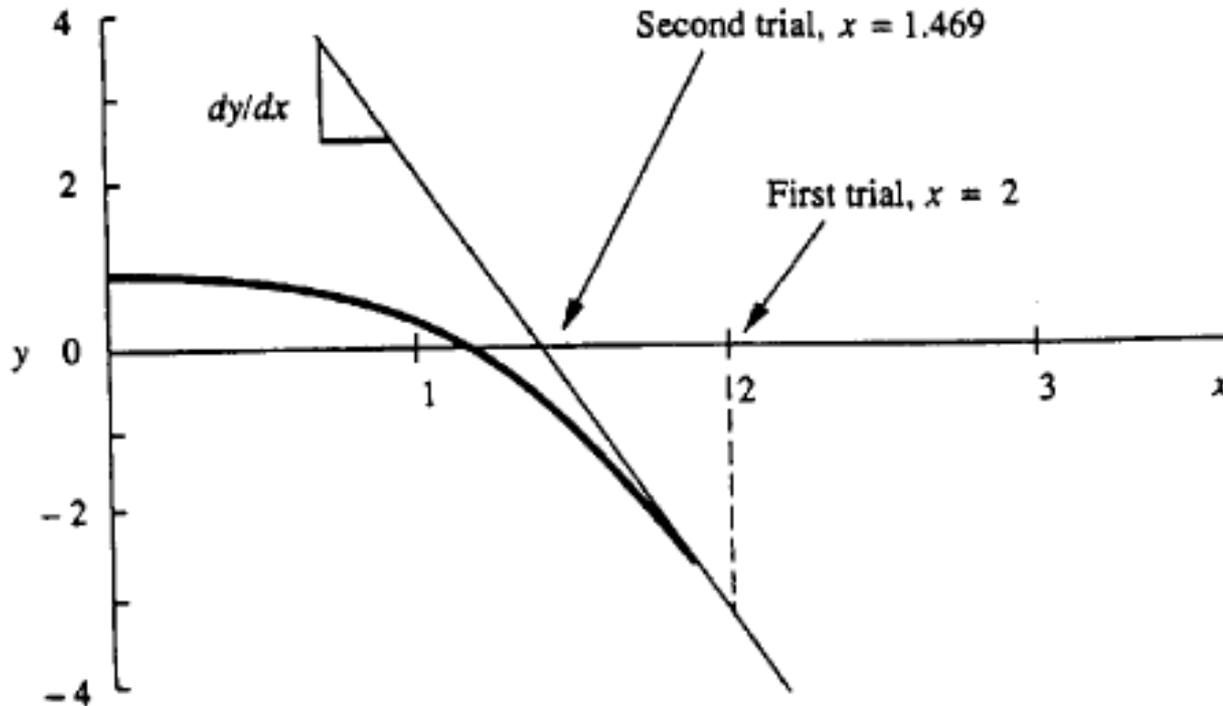


FIGURE 6-10
Newton-Raphson iteration.

Completare studio con appunti distribuiti
[Stoecker – Design of thermal systems – Mc Graw Hill]

Determinazione pto fz TG

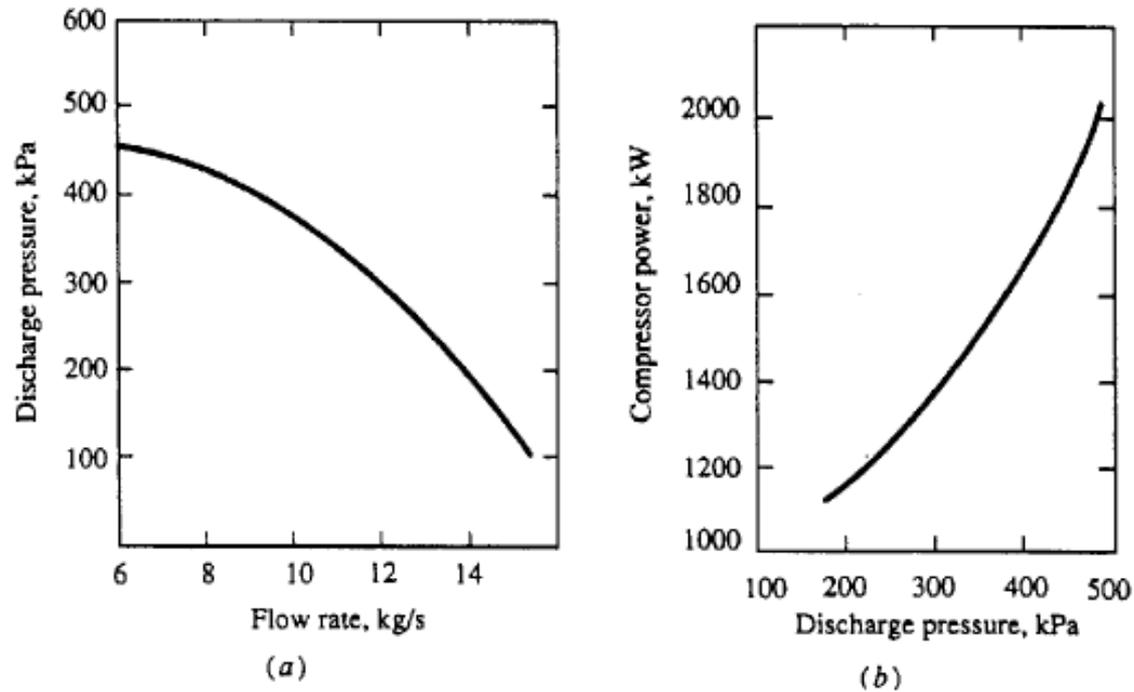


FIGURE 6-12
Performance of axial-flow compressor operating at 120 r/s with 101 kPa inlet pressure.

[Stoecker – Design of thermal systems – Mc Graw Hill]

Determinazione pto fz TG

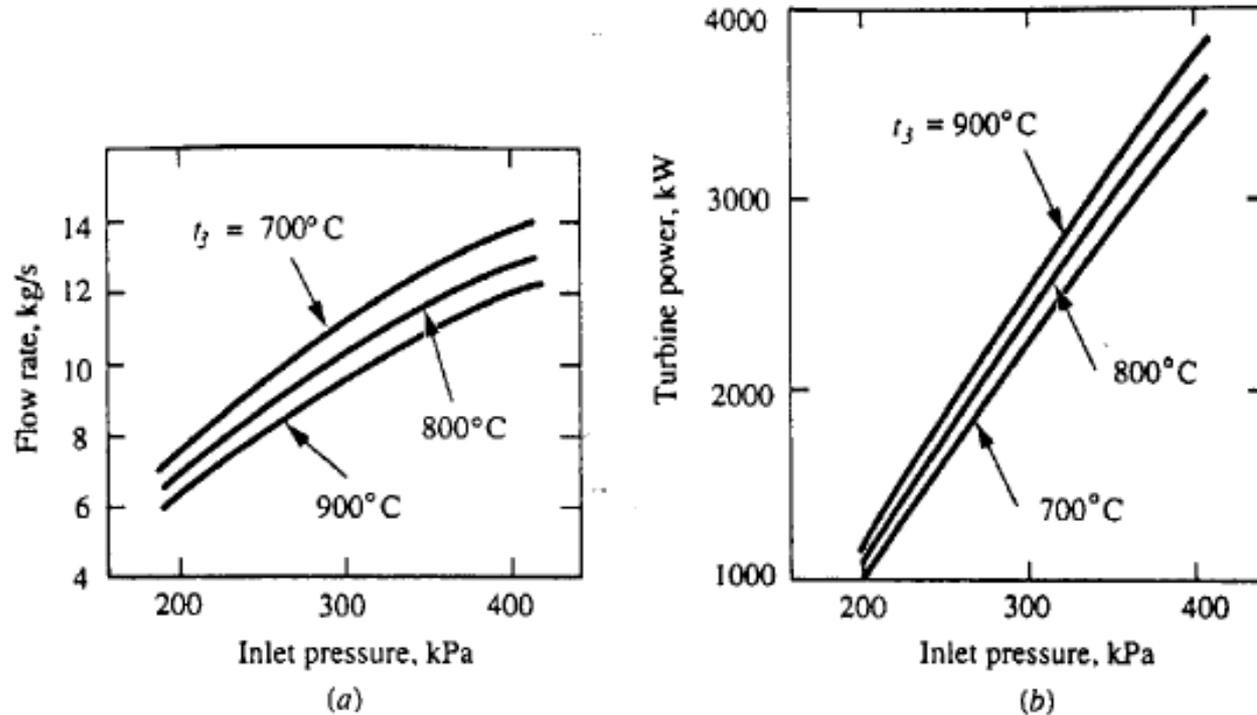


FIGURE 6-13

Performance of gas turbine operating at 120 r/s and 101 kPa discharge pressure.

[Stoecker – Design of thermal systems – Mc Graw Hill]

Determinazione pto fz TG

TABLE 6.6
Newton-Raphson solution of gas-turbine simulation

	w	p	E_c	t_2	E_s	t_3	E_r
Trial value	10.00	300.0	1000.0	250.0	1500.0	800.0	2400.0
After iteration:							
1	10.91	352.2	1507.8	150.8	1569.3	877.5	3077.0
2	10.77	354.8	1530.0	162.8	1597.7	884.2	3127.7
3	10.77	354.9	1530.1	173.0	1598.5	884.5	3128.6
4	10.77	354.9	1530.1	173.0	1598.5	884.5	3128.6

[Stoecker – Design of thermal systems – Mc Graw Hill]