

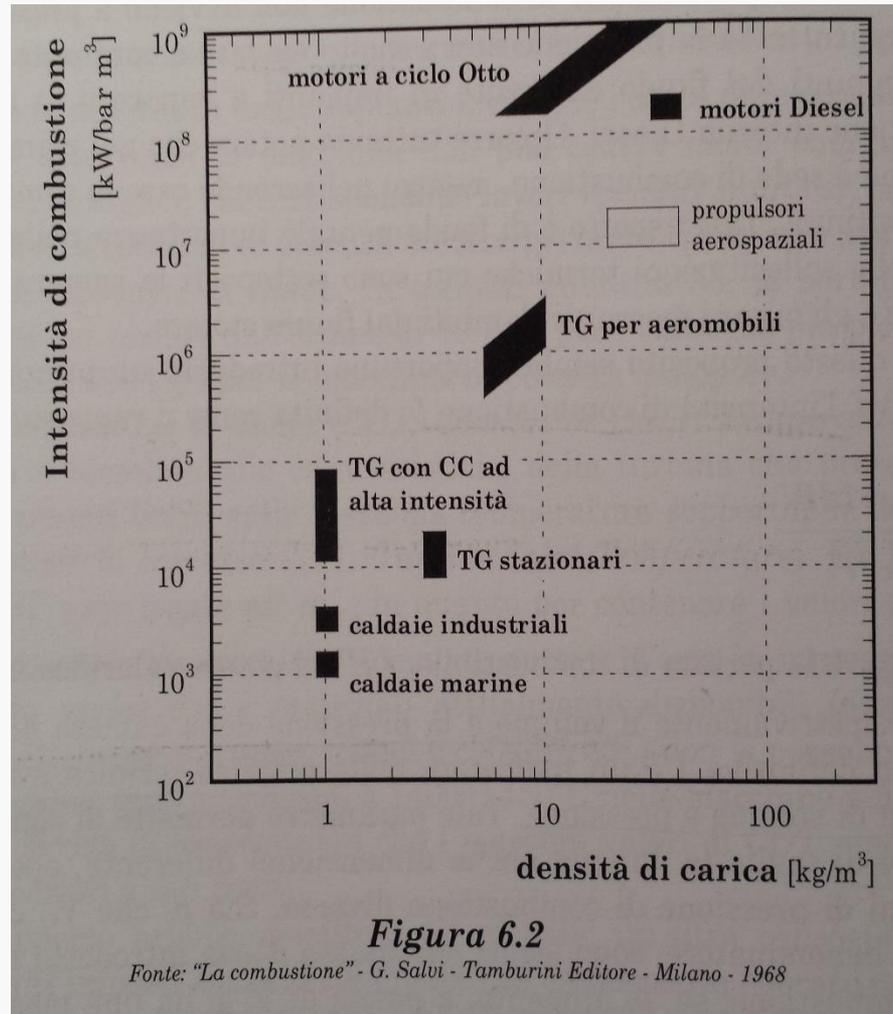
IMPATTO AMBIENTALE DEI SISTEMI ENERGETICI

**- Produzione di CO ed NO_x da
turbine a gas e cicli combinati -**

Corso di “PROGETTAZIONE DEI SISTEMI ENERGETICI”

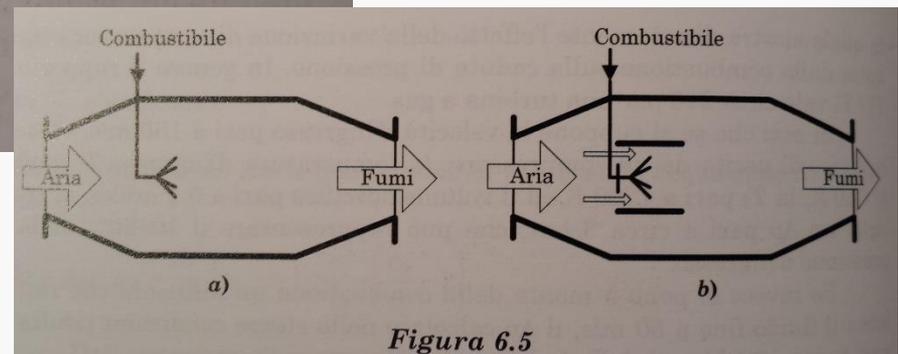
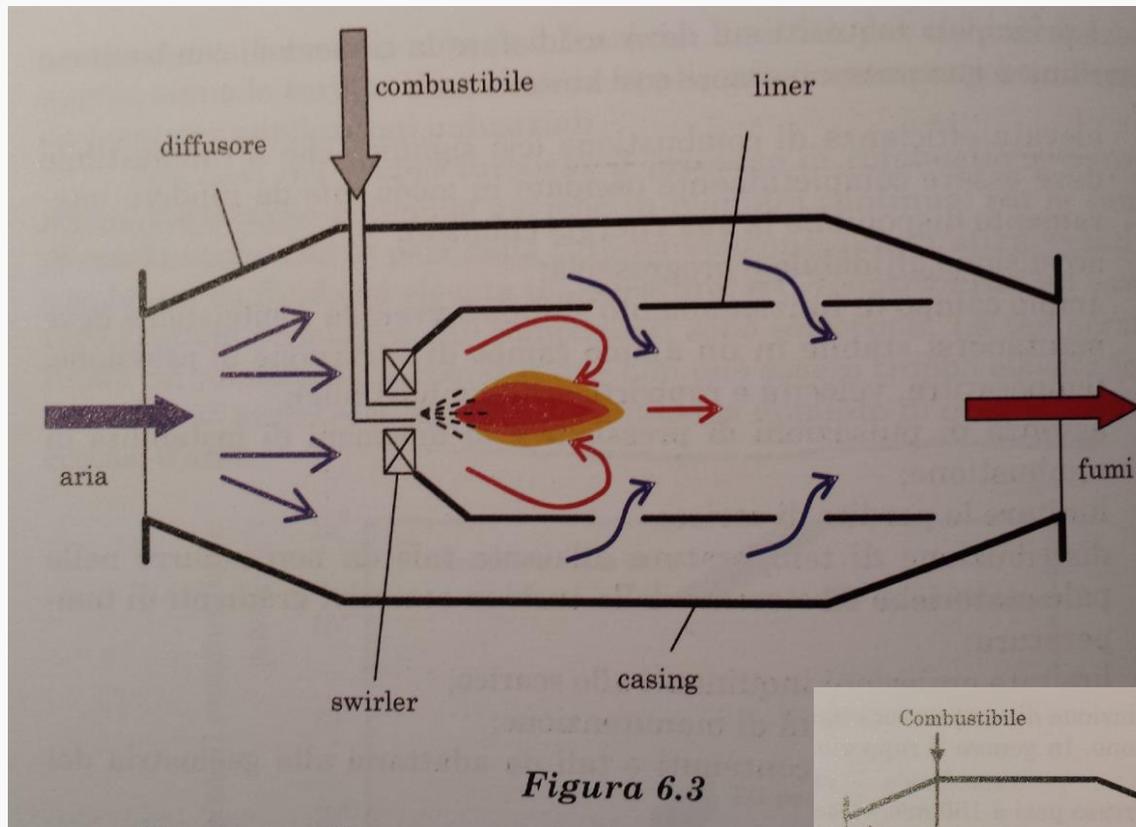
Prof. Mauro Venturini

Intensità di combustione



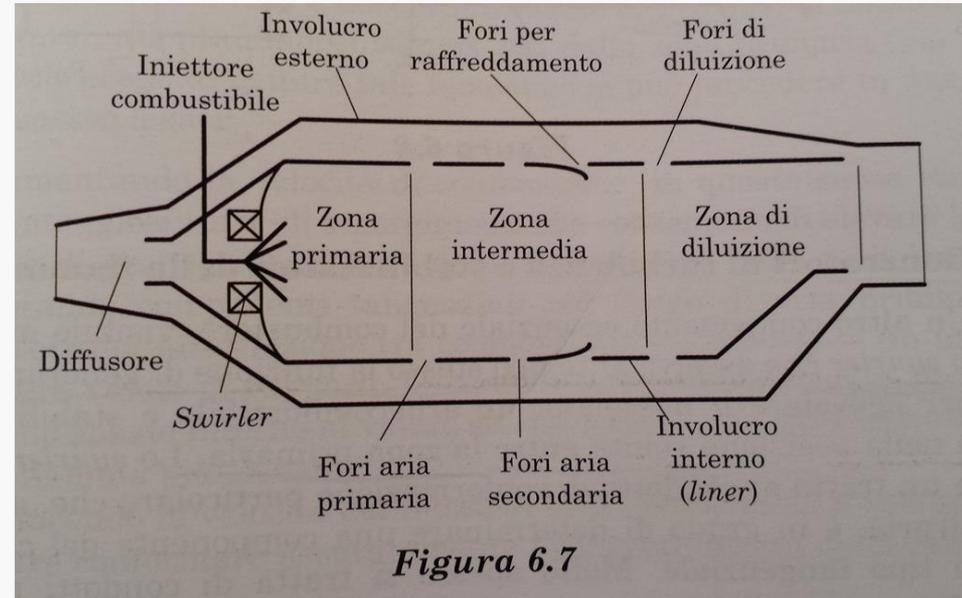
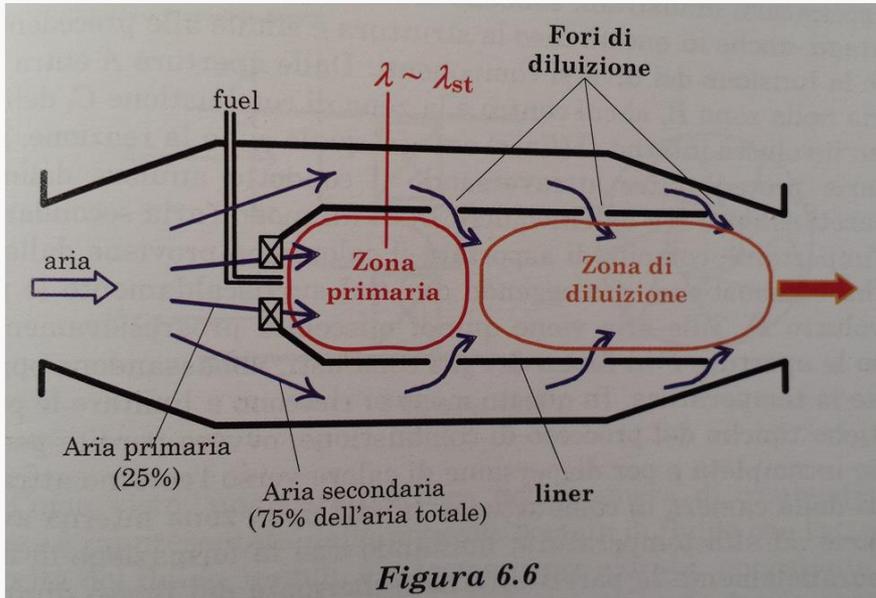
Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Camera di combustione di turbogas



Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Camera di combustione di turbogas



Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Camera di combustione di turbogas

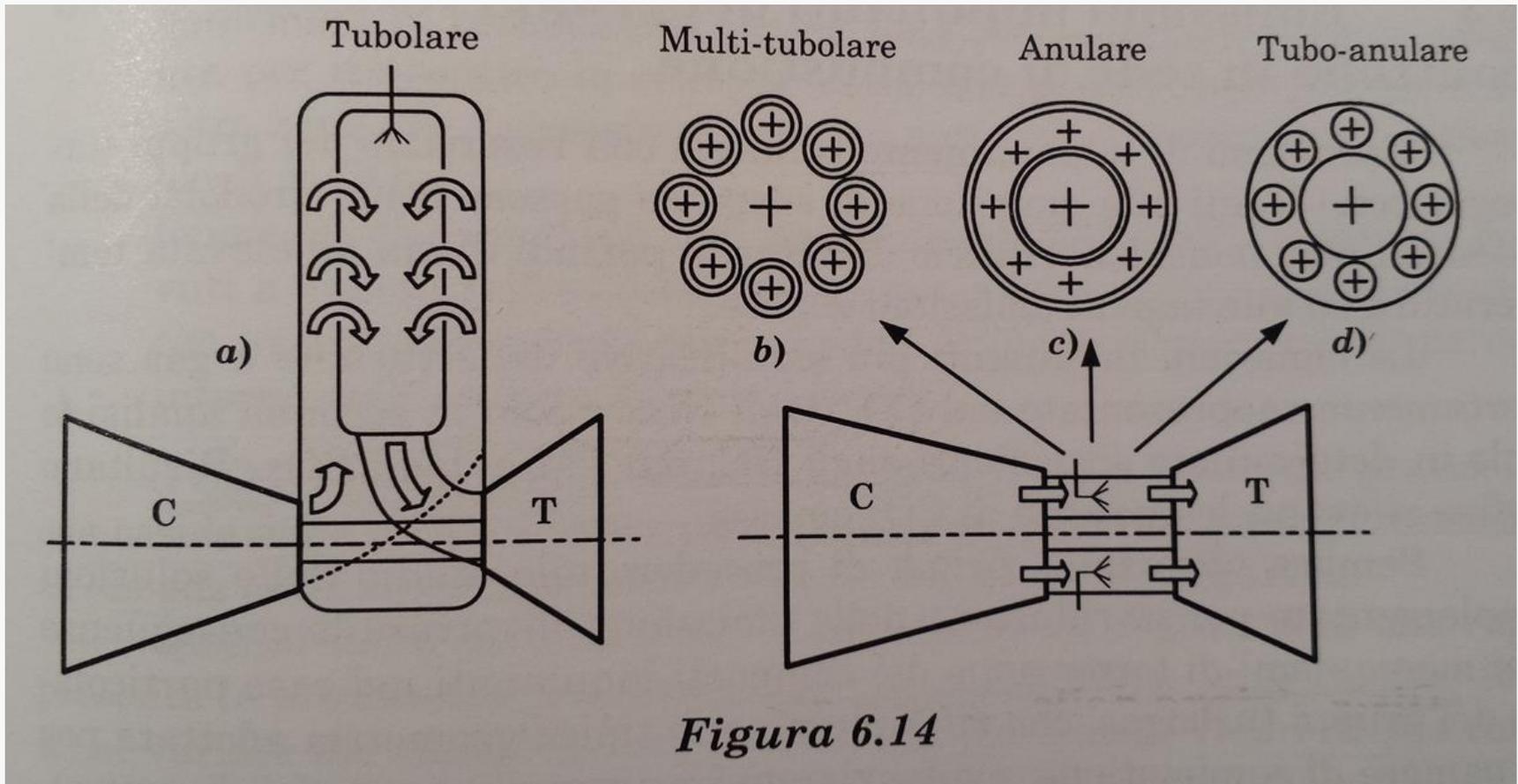
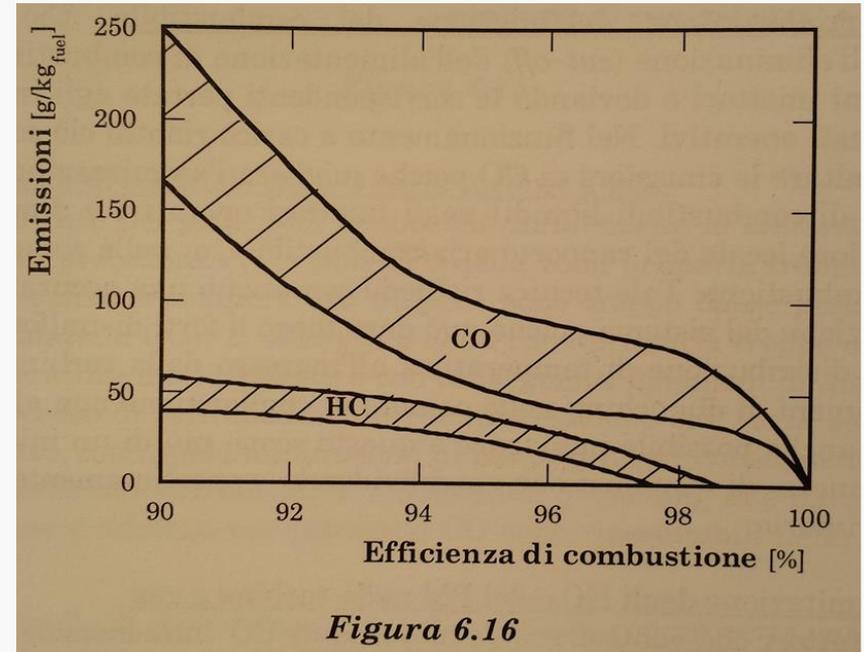
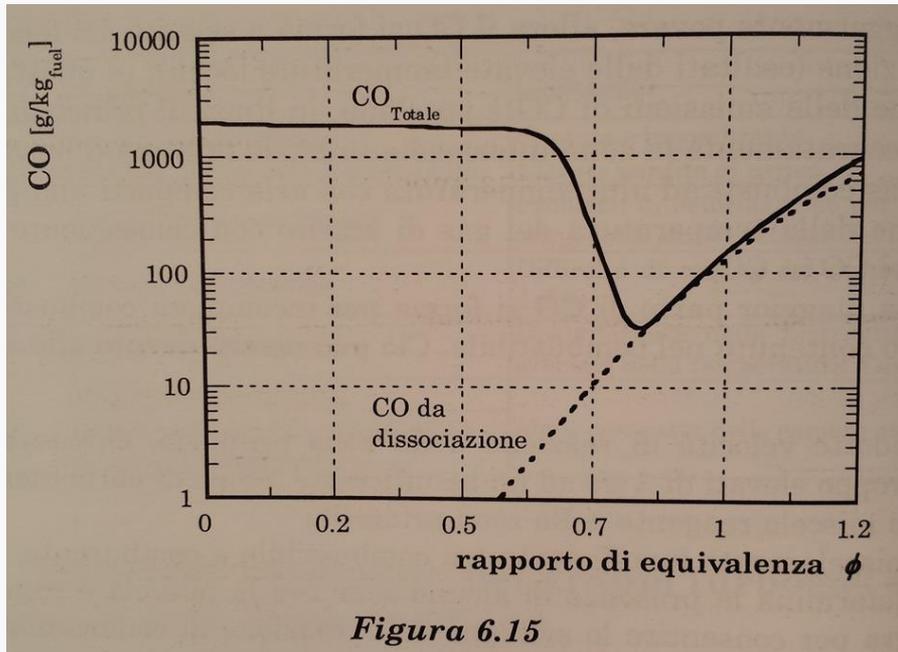


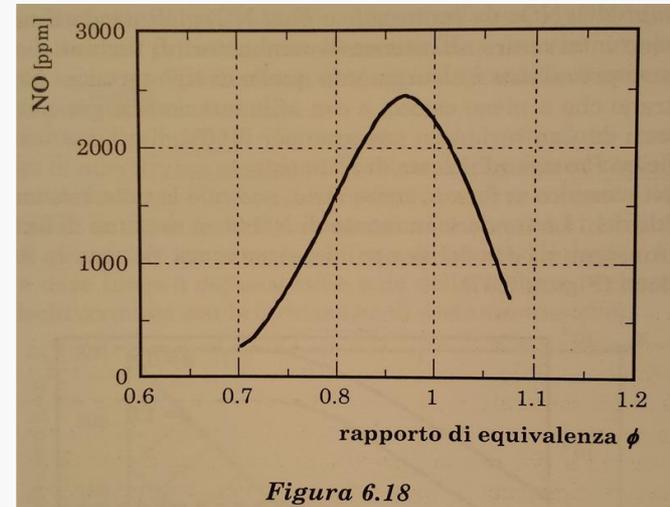
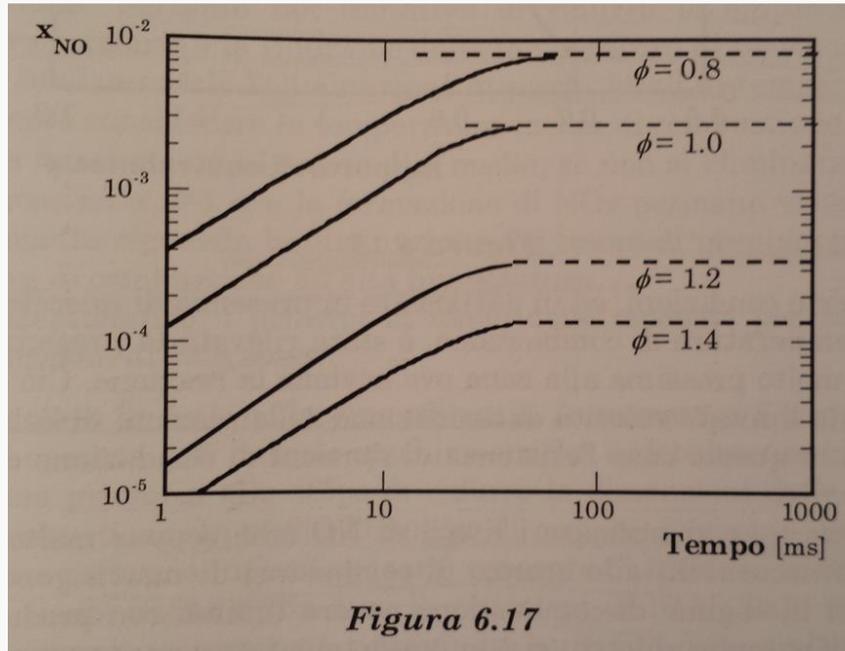
Figura 6.14

Il CO nelle turbine a gas

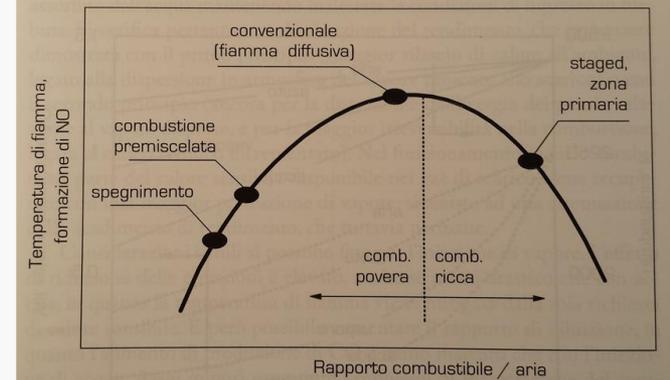


Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Gli NO_x nelle turbine a gas



Andamento qualitativo della temperatura di fiamma e della formazione di NO con il rapporto combustibile/aria, con indicazione delle situazioni ricorrenti nelle turbine a gas.

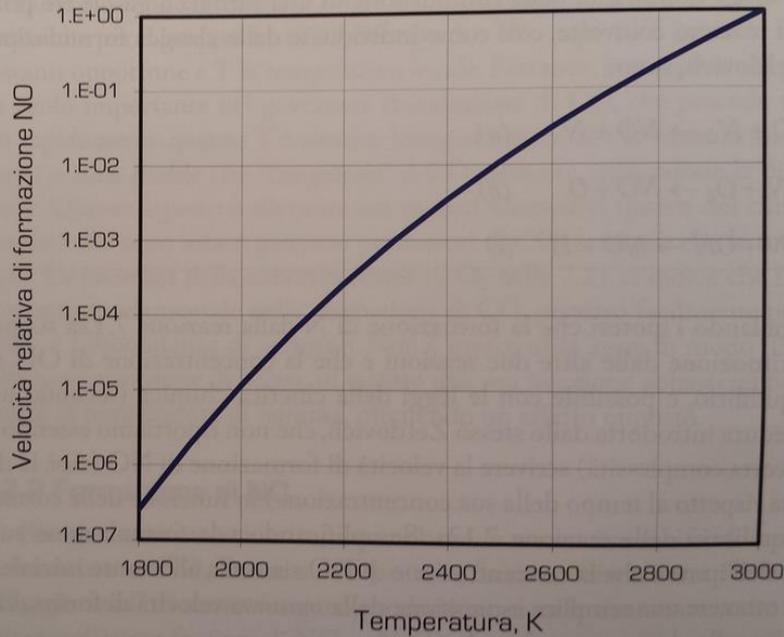


Fonte: Lozza G., 2016, "Turbine a gas e cicli combinati", Edizioni Esculapio (3a edizione).

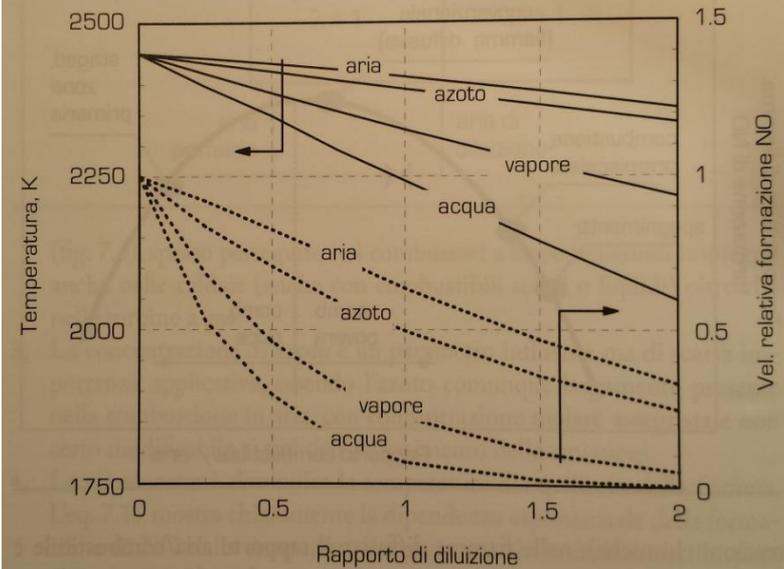
Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Gli NO_x nelle turbine a gas

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).



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.



Fonte: Lozza G., 2016, "Turbine a gas e cicli combinati", Edizioni Esculapio (3a edizione).

Effetto della temperatura sulla formazione di CO e NO_x

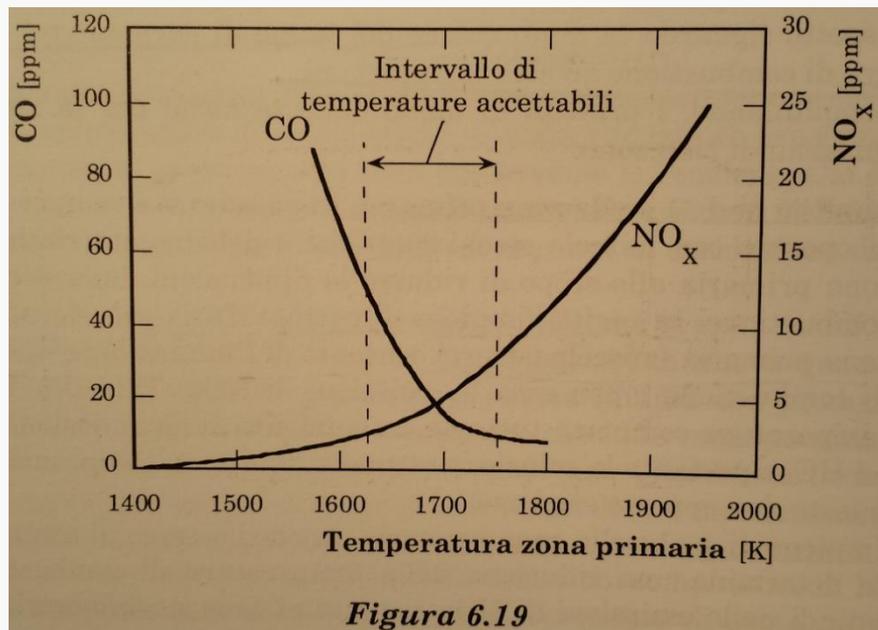
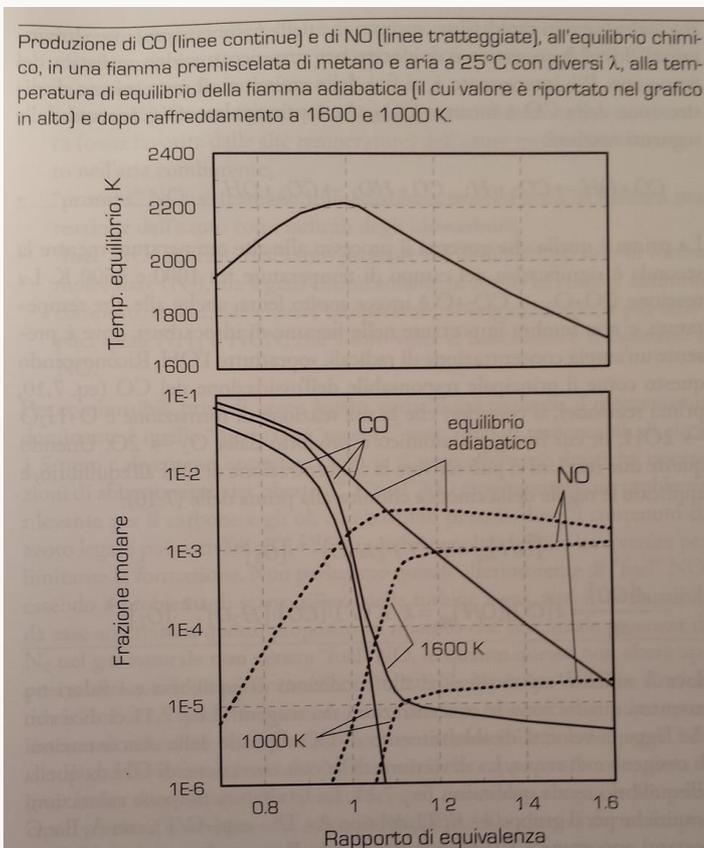
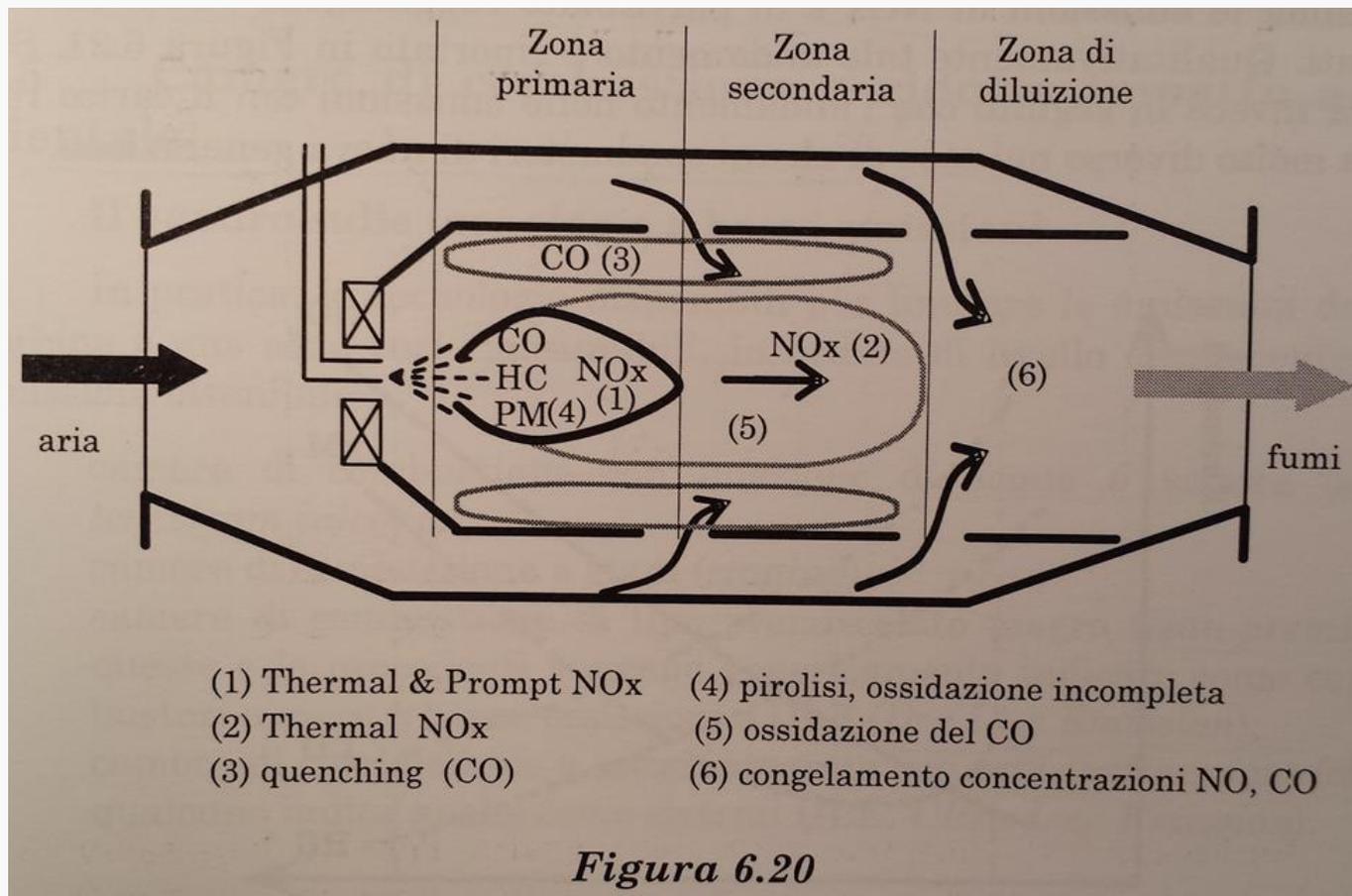


Figura 6.19



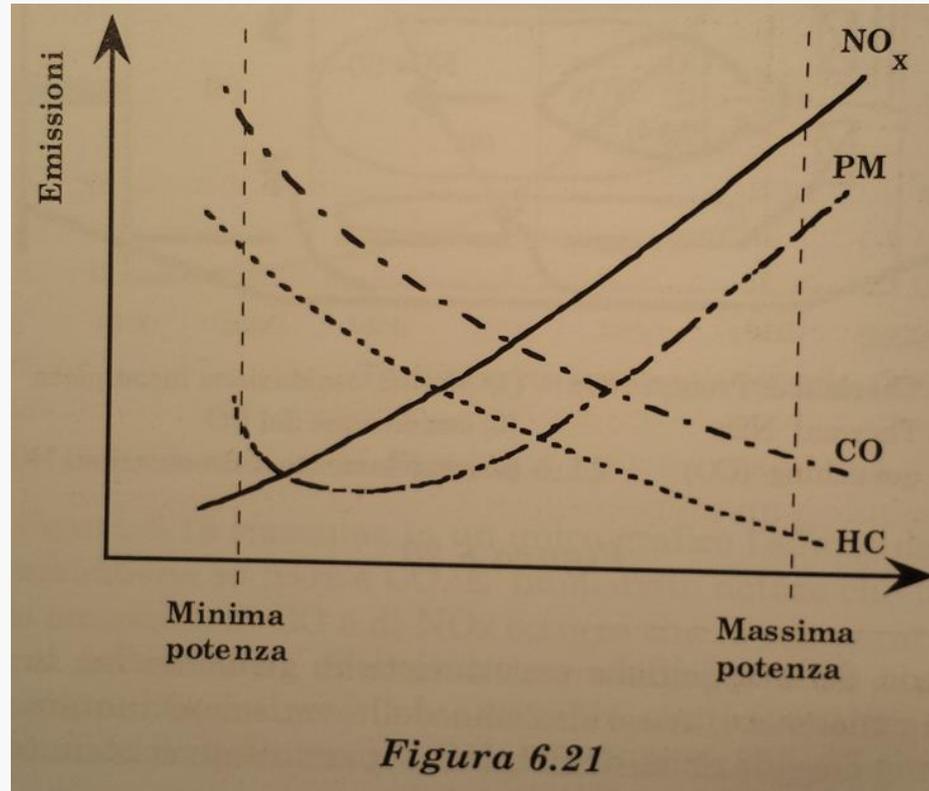
Fonte: Lozza G., 2016, "Turbine a gas e cicli combinati", Edizioni Esculapio (3a edizione).

Localizzazione degli inquinanti nel combustore



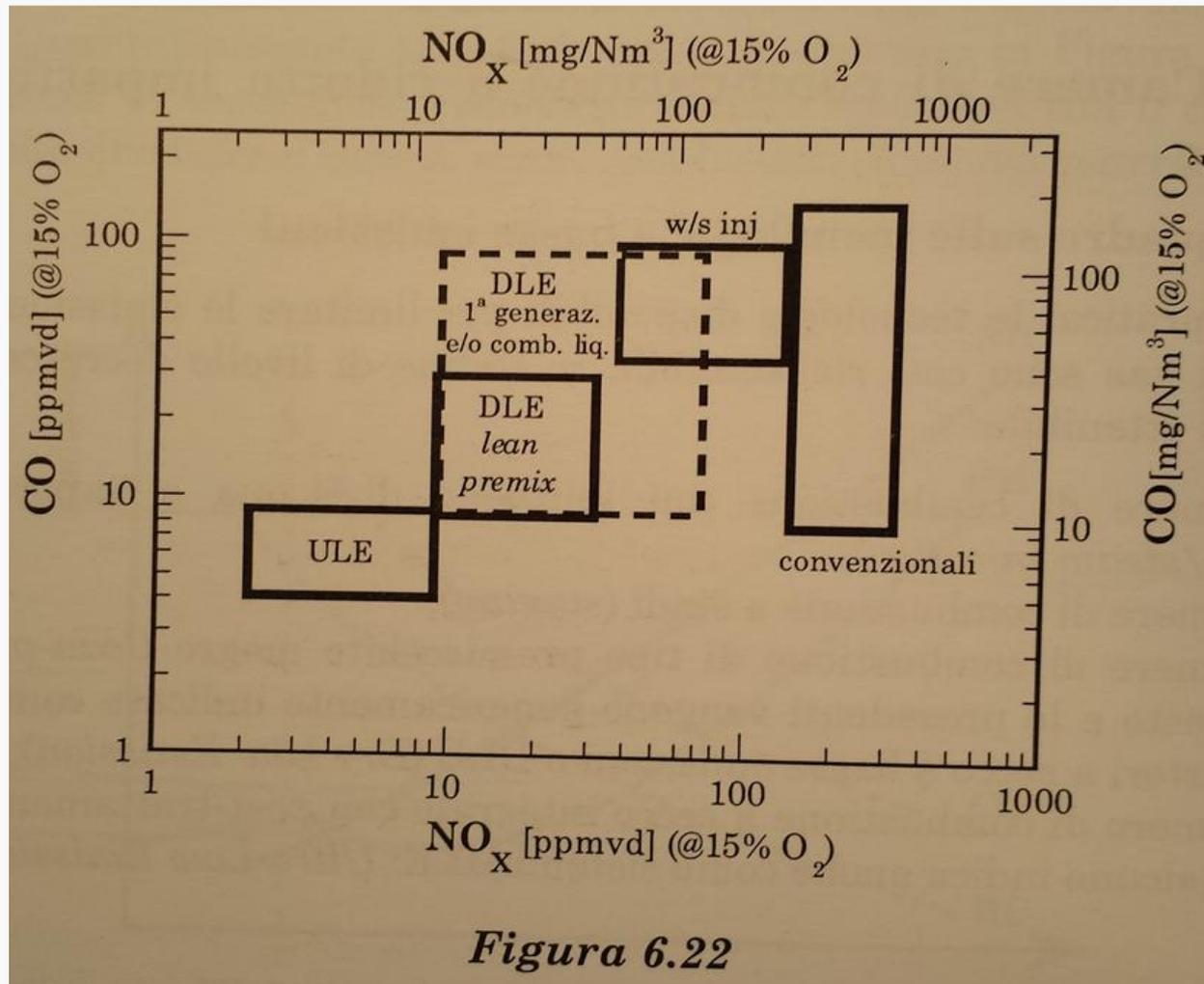
Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Effetto del carico sulle emissioni



Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Tecnologie a basse emissioni



Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Camere di combustione con iniezione di acqua/vapore (water/steam injection)

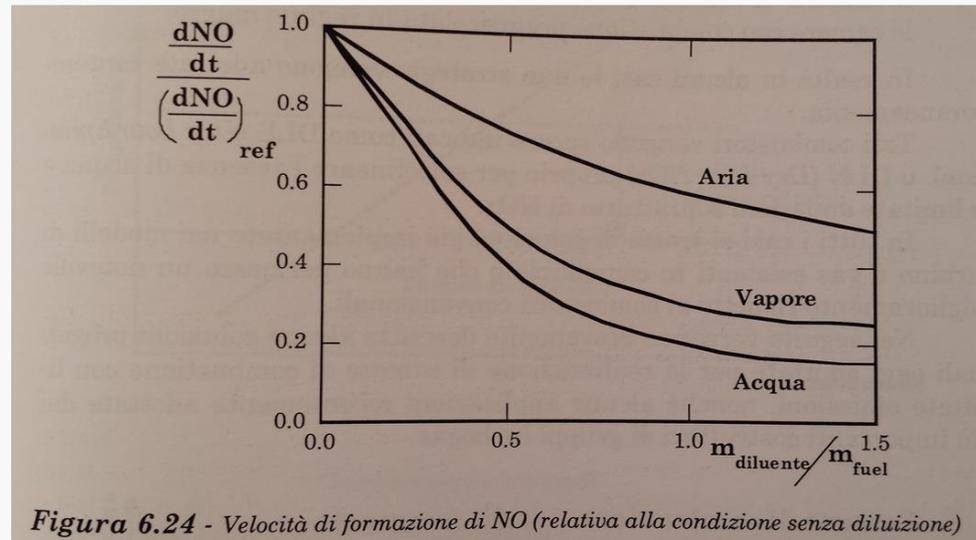
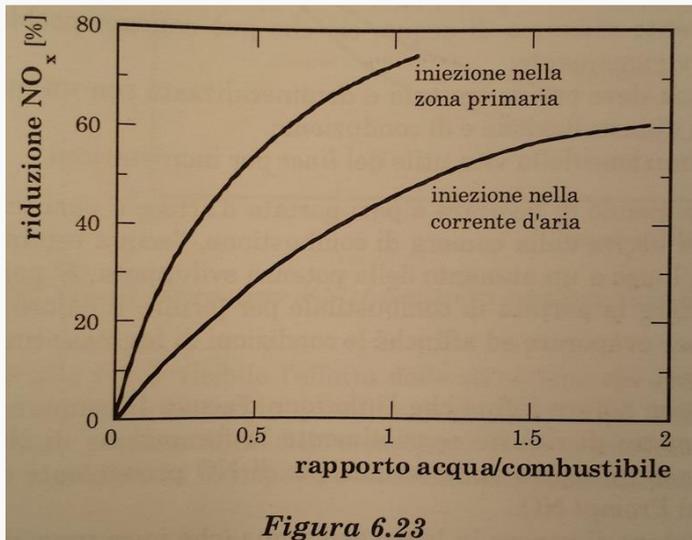


Tabella 6.2

Tipo di diluizione	Senza diluizione	Diluizione con acqua	Diluizione con vapore
Potenza termica fuel, MW	625.3	716.8 (+ 15 %)	651.4 (+ 4 %)
Potenza turbina a gas, MW	219.5	242.2 (+ 10 %)	238.3 (+ 9 %)
Rendimento turbogas, %	35.11	33.79 (- 4 %)	36.58 (+ 4 %)
Potenza ciclo combinato, MW	346.2	379 (+ 10 %)	356.2 (+ 3 %)
Rendimento ciclo combinato	55.36	52.88 (-5 %)	54.68 (-1 %)

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Camere di combustione a stadi (staging)

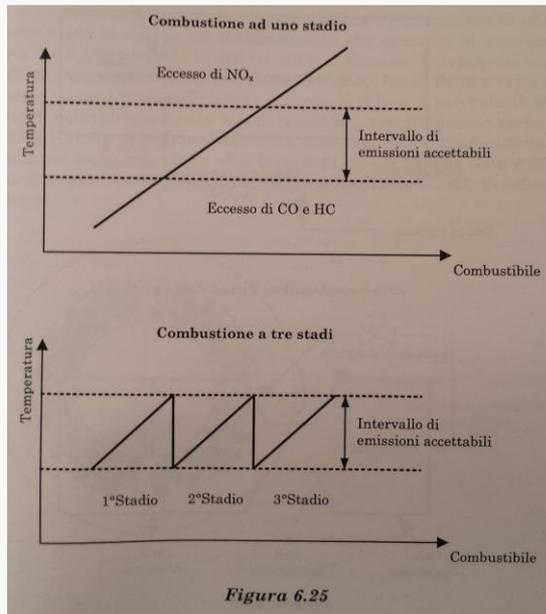


Figura 6.25

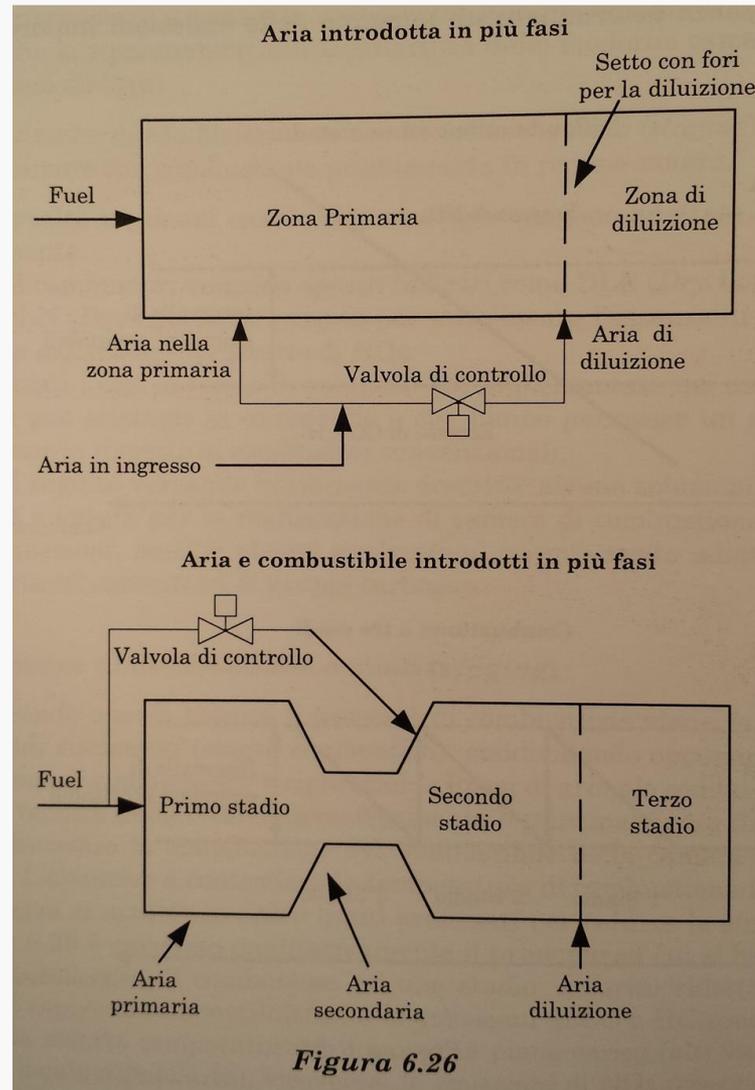


Figura 6.26

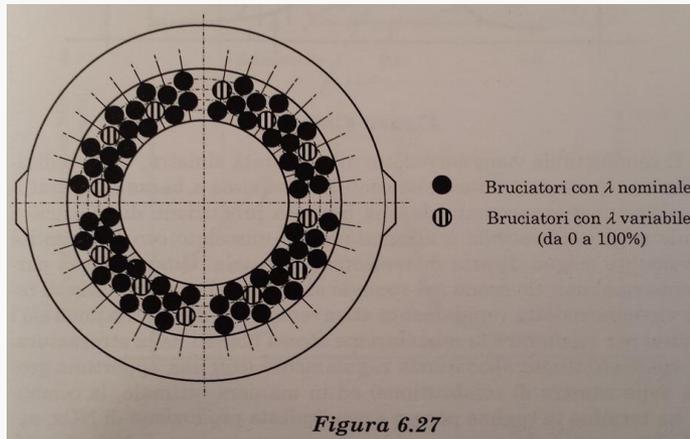
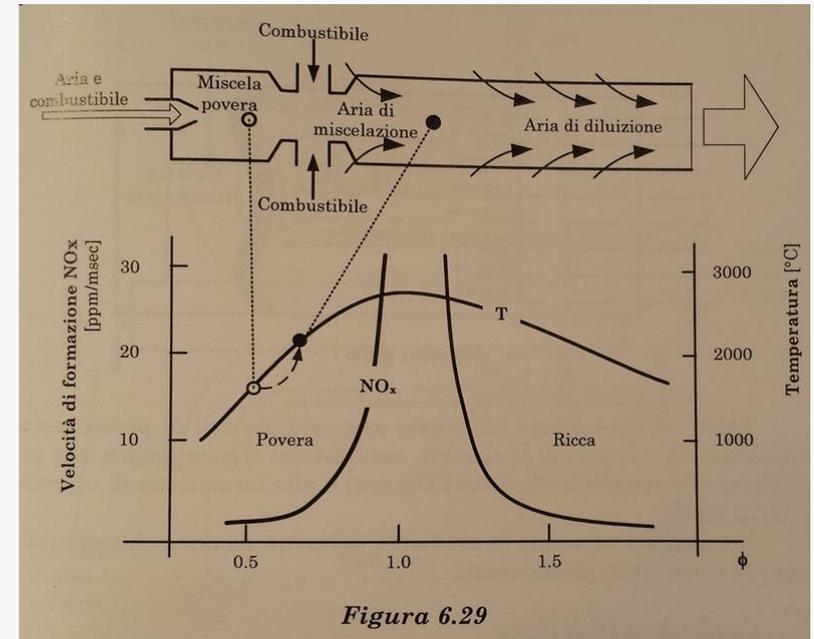
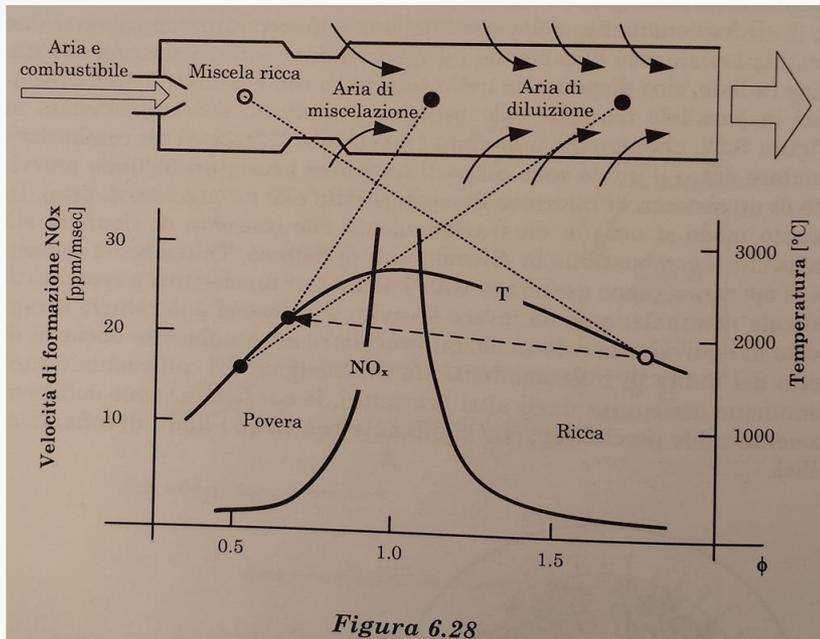


Figura 6.27

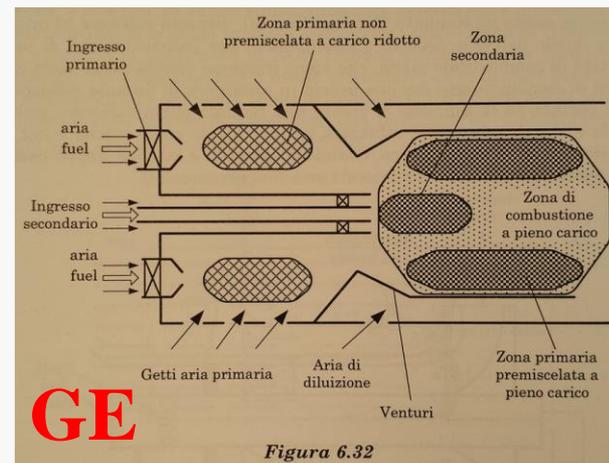
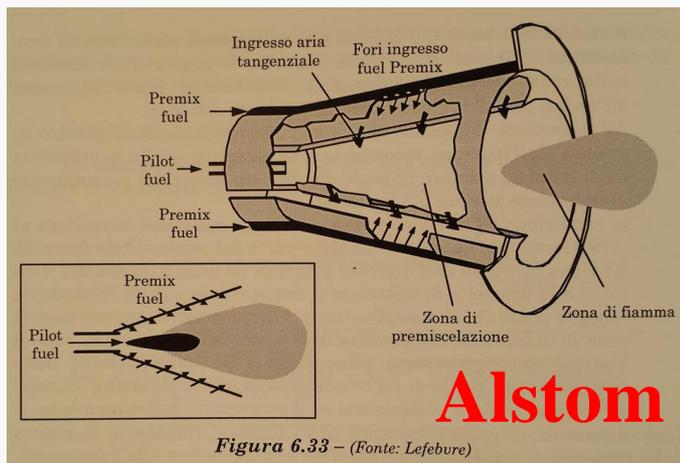
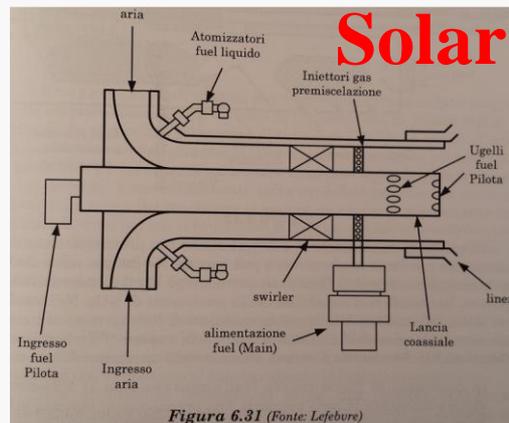
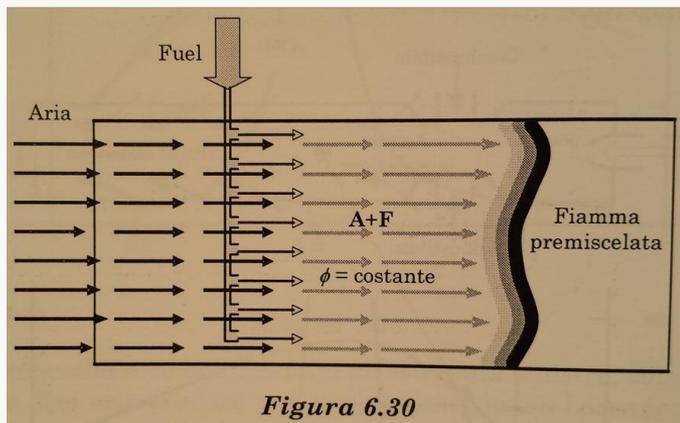
Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Camere di combustione a stadi (staging)



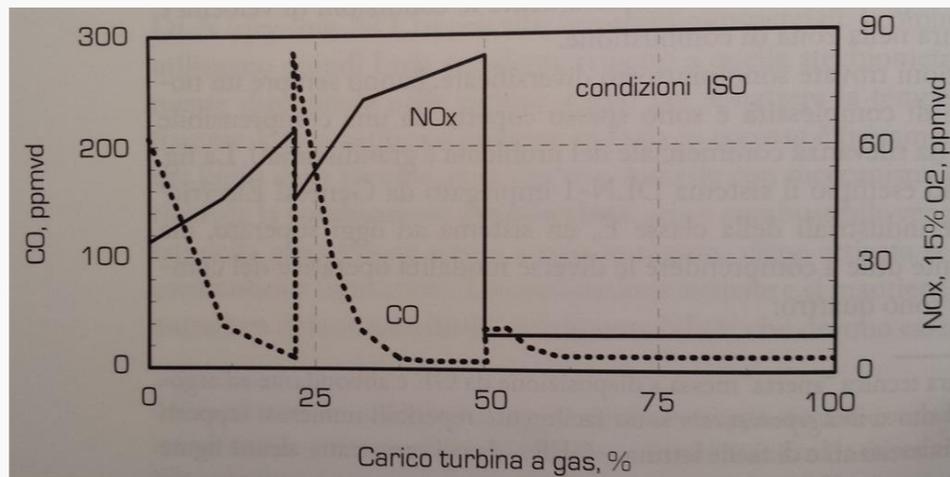
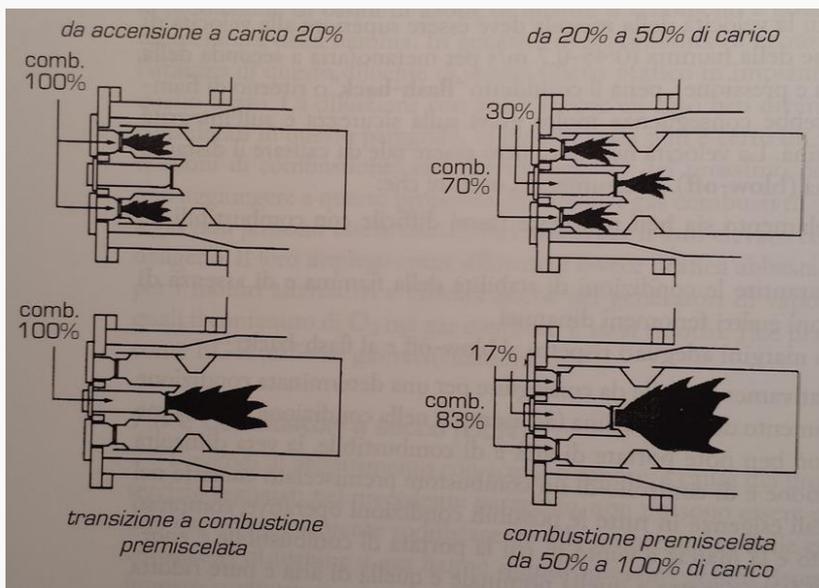
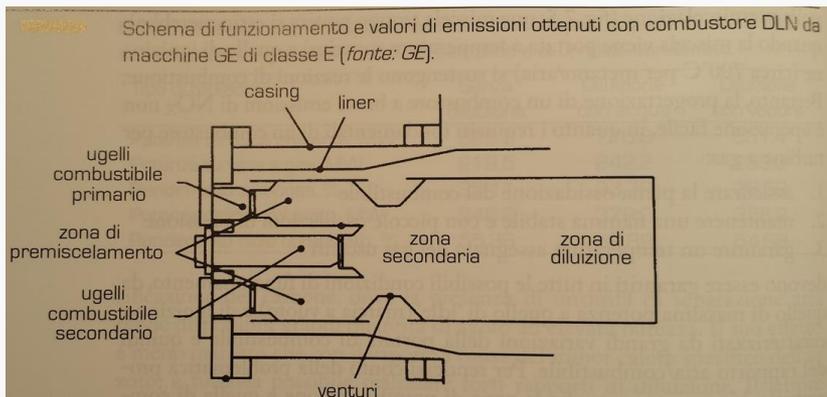
Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Camere di combustione di tipo premiscelato magro (lean premix)



Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Combustore DLN da macchine GE di classe E



Fonte: Lozza G., 2016, "Turbine a gas e cicli combinati", Edizioni Esculapio (3a edizione).

Combustione catalitica

Sistemi a geometria variabile

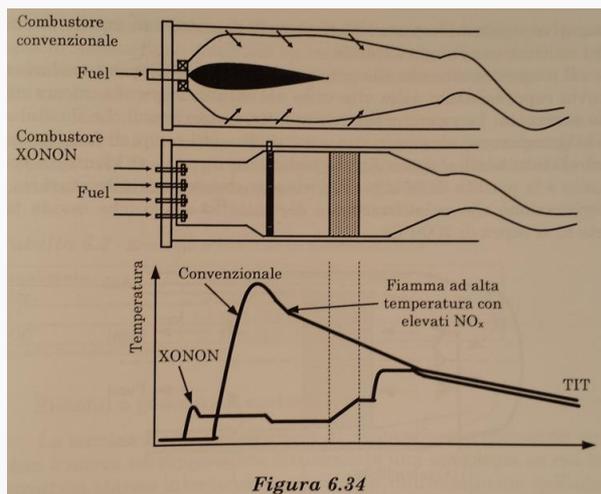


Figura 6.34

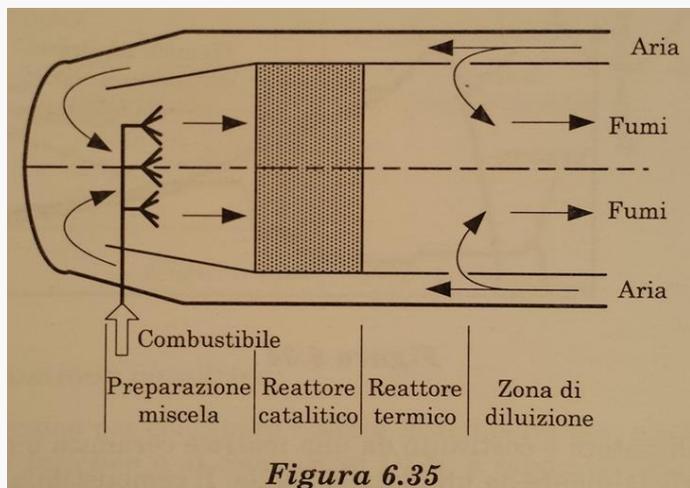


Figura 6.35

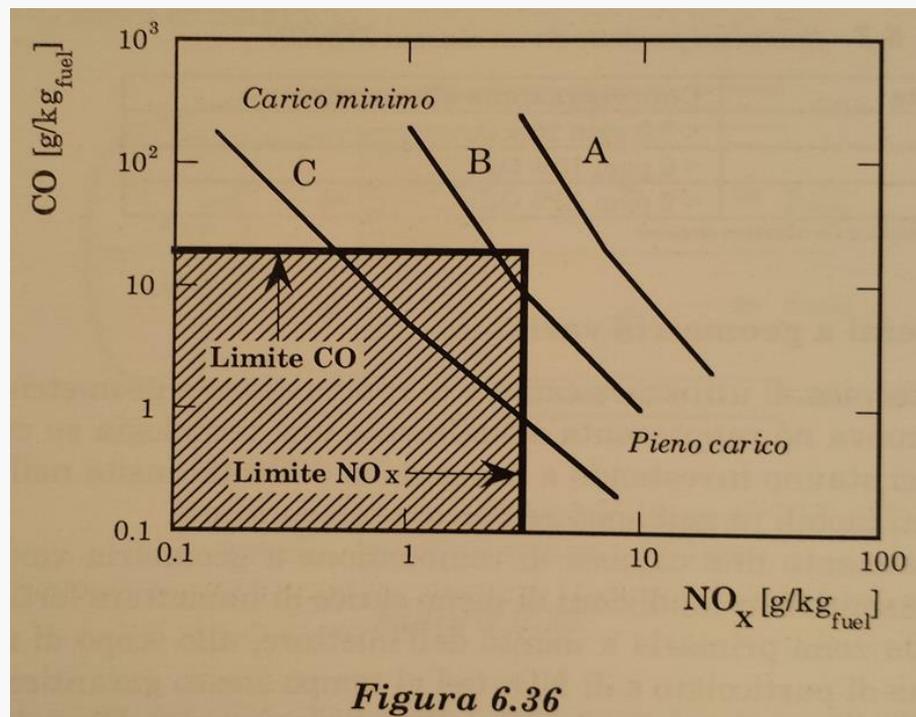


Figura 6.36

Riduzione catalitica selettiva degli NO_x (SCR)

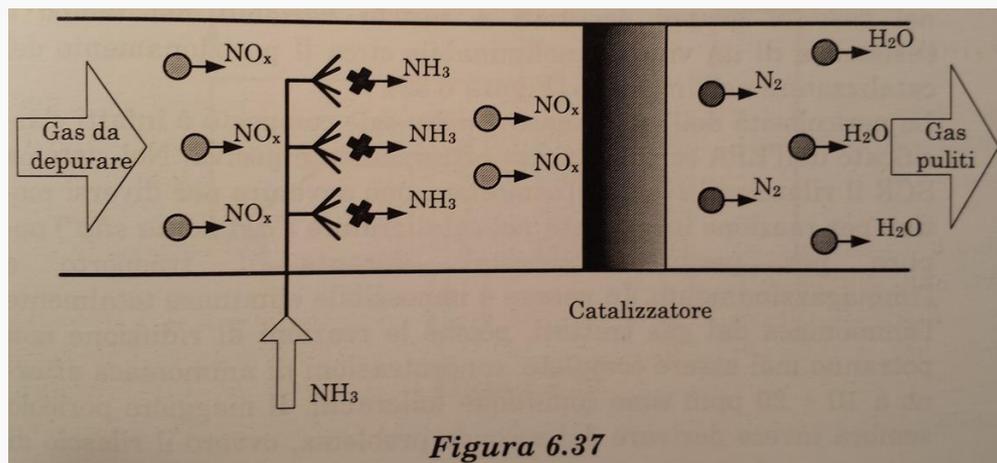


Figura 6.37

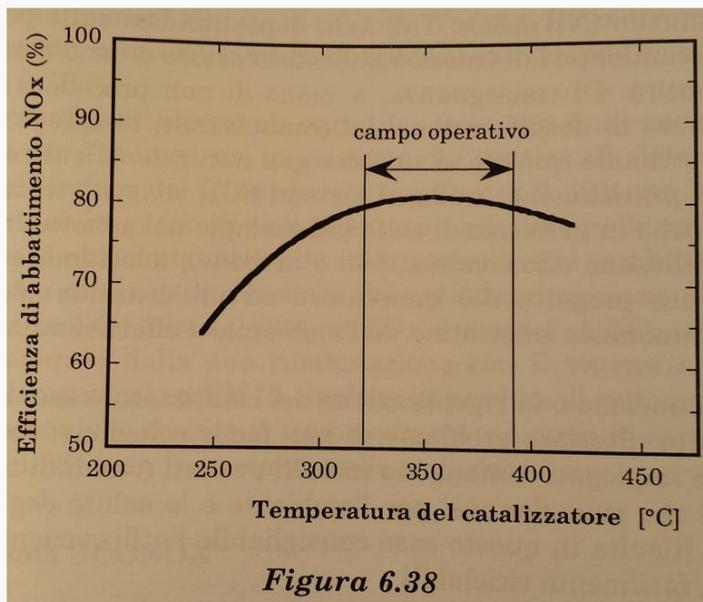


Figura 6.38

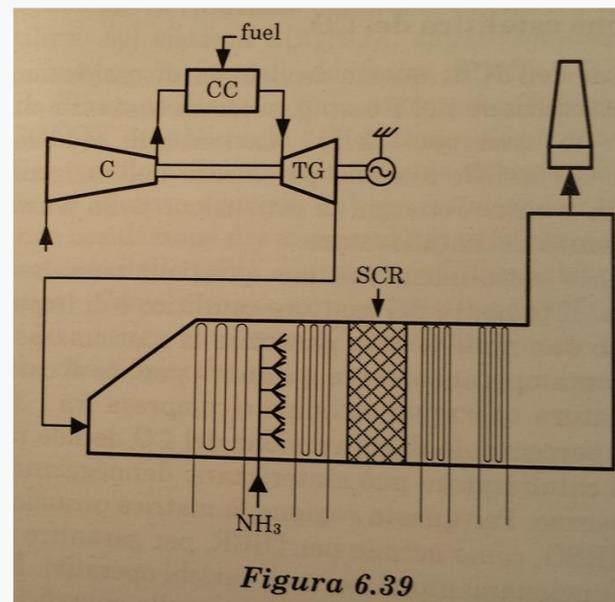


Figura 6.39

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Sistema SCONOX

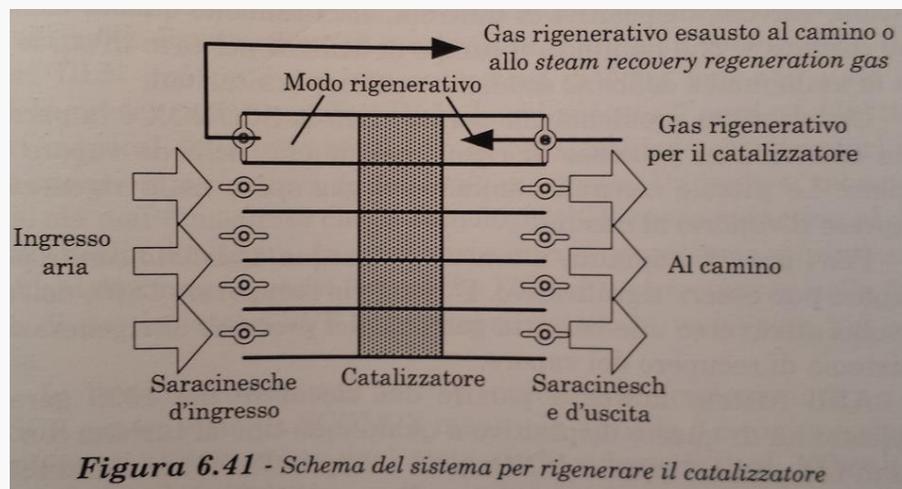
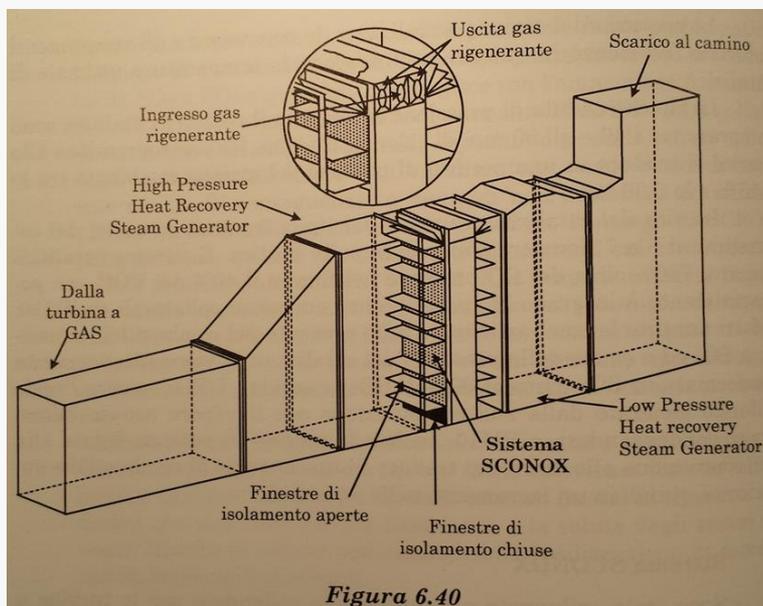


Tabella 6.4 - Centrali californiane che hanno adottato la tecnologia SCONOX

Centrali	Potenza Elettrica	Valori Misurati ppmvd 15 % O ₂
Sunlaw Federal Cogeneration Facility	32 MW	< 1 per il 90% delle ore di funzionamento
University of California San Diego Cogeneration Facility	2-15 MW	< 1 per la maggior parte delle ore di funzionamento
City of Redding, CA Municipal Electric Plant	42 MW	Sono stati conseguiti livelli di 0.25 ppm

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Confronto fra diversi sistemi di abbattimento

Tabella 6.5 - Prestazioni emissive a confronto fra SCR e SCONOX

	SCR	SCONOX
Concentrazione NO _x in ingresso 15-25 ppm	2-5 ppm	< 2 ppm
Concentrazione NO _x in ingresso < 10 ppm	2-5 ppm	0.5-1.5 ppm
NH ₃ slip	SI	NO
Sistema di catalisi aggiuntiva richiesto per la rimozione di CO e VOC	SI	NO

Fonte: "NO_x abatement technology for stationary Gas Turbine Power Plants", Boris E. Reyes

Tabella 6.6 - Confronto riassuntivo fra alcune tecnologie di abbattimento analizzate

Caratteristiche	DLN+SCR	DLN+SCONOX	XONON
Emissioni (ppm)	2.5	< 2	3
Impatti sulla salute e sull'ambiente	Emissione di ammoniacca	Nessuno	Nessuno
Limiti di applicabilità	Nessuno	Molti	Nessuno
Costo	Elevato	Molto Elevato	Ridotto
Pienamente conseguito nella pratica	Si	In corso (4 centrali operative, taglie < 100 MW)	In corso

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Costi e prestazioni connessi con l'adozione delle diverse tecnologie di controllo delle emissioni

Tabella 6.7 - Costi connessi all'adozione delle diverse tecnologie di controllo per un gruppo combinato (1999)

Tecnologia	Capacità di abbattimento	Costo impianto e installazione (\$)	Costi annuali diretti e indiretti per funzionamento e manutenzione (\$)
W-S Injection	42 ppm	4 834 000	1 961 000
DLN	25 ppm	4 750 000	744 500
XONON ^a	3 ppm	1 443 629	1 983 486
SCR convenzionale	80 %	3 555 861 ^b	1 577 125
SCONOX	92 %	13 306 985	4 122 889

a - Vita stimata del catalizzatore pari ad un anno come il periodo di garanzia indicato dai costruttori.

b - Non sono stati considerati i costi della struttura di contenimento dell'SCR, tipicamente l'HRSG.

Fonte: Cost Analysis of NOx Control Alternatives for Stationary Gas Turbines, ONSITE SYCOM Energy Corporation, November 5, 1999

Gruppo combinato da 780 MWe

- Costo di installazione = 440 milioni di dollari (560 \$/kWe)
- Incidenza DLN = 1%
- Incidenza SCONOX = 3%

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Costi e prestazioni connessi con l'adozione delle diverse tecnologie di controllo delle emissioni

Tabella 6.8 - Costi connessi con l'adozione delle tecnologie di riduzione per tonnellata di NO_x abbattuta

Tecnologie di controllo per gli NO _x	Classe 5 MW [\$/ton]	Classe 25 MW [\$/ton]	Classe 150 MW [\$/ton]
DLN (25 ppm)	260	210	122 (9-25 ppm)
XONON (3 ppm)	957	692	371
W/S Injection (42 ppm)	1 652	984	476
SCR bassa Temp. (9 ppm)	5 849	2 202	-
SCR convenzionale (9 ppm)	6 274	3 541	1 938
SCR alta Temp. (9 ppm)	7 148	3 841	2 359
SCONO _x (2 ppm)	16 327	11 554	6 938

Fonte: Cost Analysis of NO_x Control Alternatives for Stationary Gas Turbines, ONSITE SYCOM Energy Corporation, November 5, 1999

Tabella 6.9 - Costi connessi con l'adozione delle tecnologie di riduzione per kWh generato

Tecnologie di controllo per gli NO _x	c\$/kWh Classe 5 MW [\$/kWh]	c\$/kWh Classe 25 MW [\$/kWh]	c\$/kWh Classe 150 MW [\$/kWh]
DLN (25 ppm)	0.075	0.124	0.054
XONON (3 ppm)	0.317	0.215	0.146
W/S Injection (42 ppm)	0.410	0.240	0.152
SCR bassa Temp. (9 ppm)	1.060	0.429	0.289
SCR convenzionale (9 ppm)	0.469	0.204	0.117
SCR alta Temp (9 ppm)	0.530	0.221	0.134
SCONO _x (2 ppm)	0.847	0.462	0.289

Fonte: Cost Analysis of NO_x Control Alternatives for Stationary Gas Turbines, ONSITE SYCOM Energy Corporation, November 5, 1999

- I costi \$/ton comprendono costo del dispositivo, costo di funzionamento e costo di manutenzione
- I costi per unità di energia (c\$/kWh, non \$/kWh) devono essere confrontati a pari concentrazione di inquinante allo scarico
- In generale, il costo incide maggiormente per impianti piccoli

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Fattori di emissione di TG a carico parziale

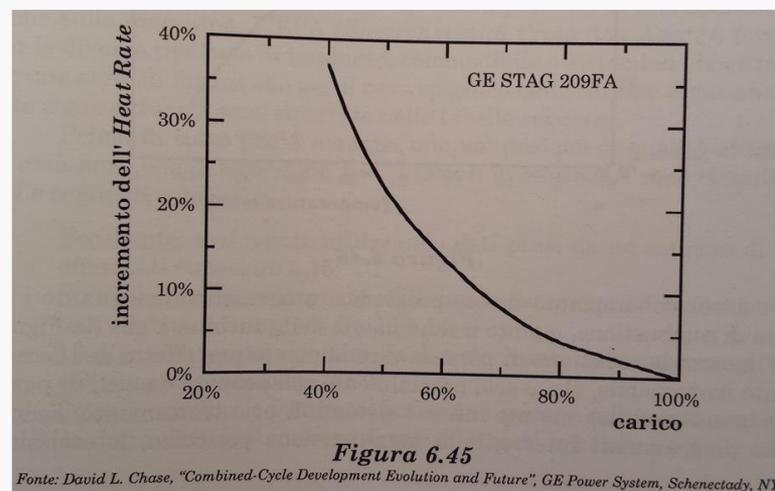
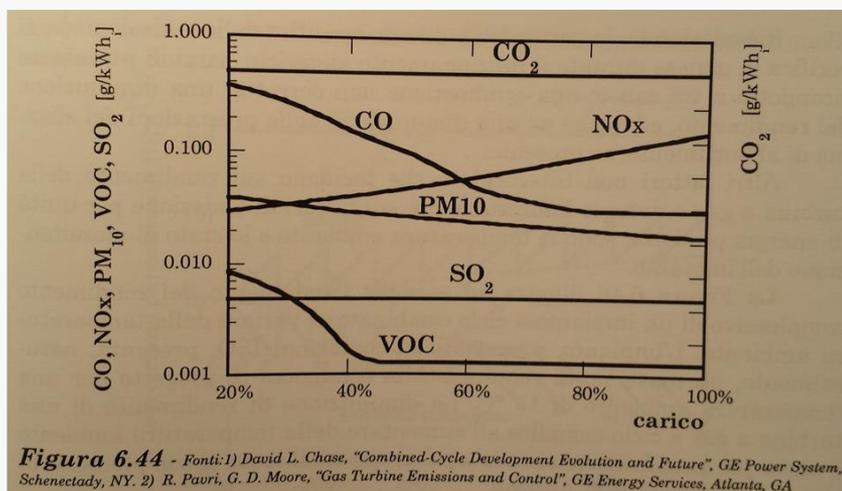
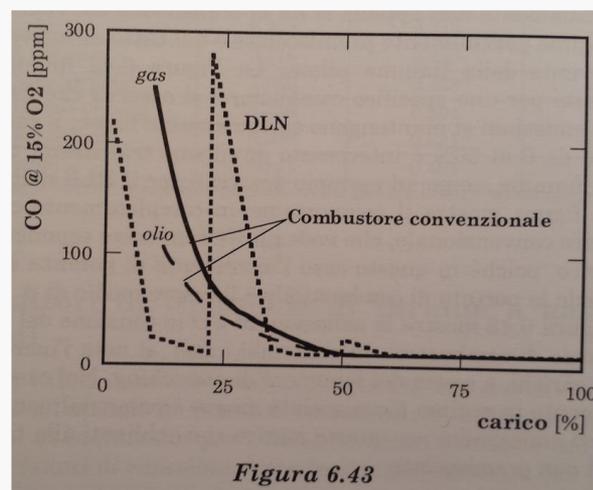
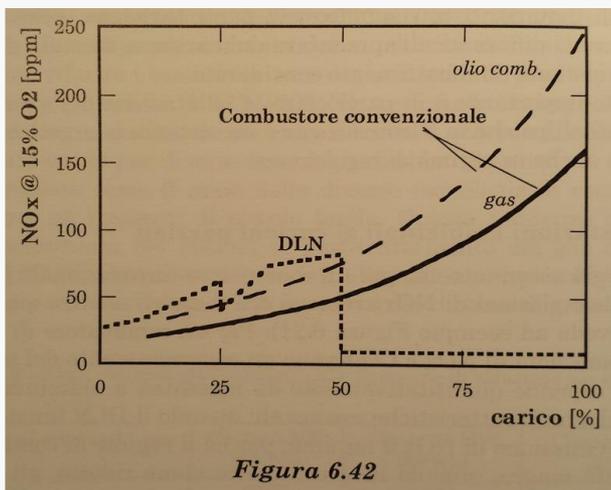


Figura 6.44 - Fonti: 1) David L. Chase, "Combined-Cycle Development Evolution and Future", GE Power System, Schenectady, NY. 2) R. Pavri, G. D. Moore, "Gas Turbine Emissions and Control", GE Energy Services, Atlanta, GA

Fonte: David L. Chase, "Combined-Cycle Development Evolution and Future", GE Power System, Schenectady, NY

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Fattori di emissione di TG (T_{amb} e vita utile)

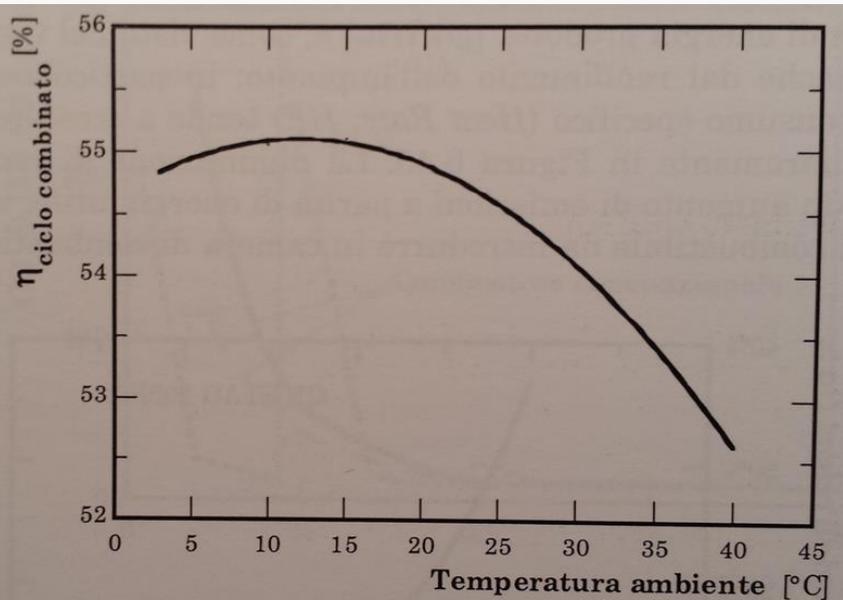


Figura 6.46

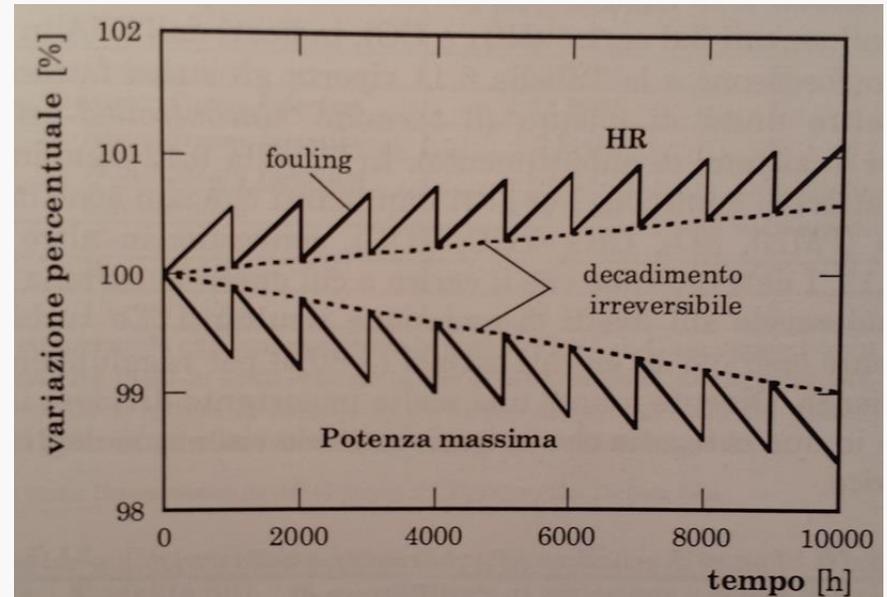


Figura 6.47 – Fonte: Babcock & Wilcox

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Fattori di emissione EPA

Tabella 6.10 - Fattori di emissione EPA che risentono della variabilità del carico

Inquinante	Modalità di controllo	Fattore di emissione a pieno carico [lb/MMBtu]	Qualità	Numero Test Effettuati
CO	DLN	1.51 E-02	D	4
	<i>Water-Steam Injection</i>	2.95 E-02	A	18
	<i>Uncontrolled</i>	8.23 E-02	A	76
NO _x	DLN	9.91 E-02	D	4
	<i>Water-Steam Injection</i>	1.28 E-01	A	75
	<i>Uncontrolled</i>	3.23 E-01	A	80
	SCR	1.28 E-02	C	4

Fonte: Emission Factor Documentation for AP-42 Section 3.1 Stationary Gas Turbine, EPA

Tabella 6.11 - Conversione dei fattori di emissione EPA in altre unità di misura

Inquinante	Modalità di controllo	Fattore di emissione a pieno carico				
		[lb/MMBtu]	[ppm] (@15% O ₂)	[mg/Nm ³] (@15% O ₂)	[t/GJ]	[t/GWh]
CO	DLN	1.51 E-02	6.33	7.90	6.50E-06	2.3404E-02
	<i>Water-Steam Injection</i>	2.95 E-02	12.36	15.44	1.27E-05	4.5723E-02
	<i>Uncontrolled</i>	8.23 E-02	34.49	43.08	3.54E-05	1.276 E-01
NO _x	DLN	9.91 E-02	24.87	51.87	4.30E-05	1.5436E-01
	<i>Water-Steam Injection</i>	1.28 E-01	32.13	66.99	5.51E-05	1.9839E-01
	<i>Uncontrolled</i>	3.23 E-01	81.07	169.1	1.39E-04	5.0063E-01
	SCR	1.28 E-02	3.21	6.70	5.51E-06	1.9839E-02

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Fattori di emissione EPA

Tabella 6.12 - Fattori di emissione EPA che non risentono della variabilità del carico

Inquinante	Modalità di controllo	Fattore di emissione a pieno carico [lb/MMBtu]	Qualità	Numero Test Effettuati
SO ₂ ^b	<i>Uncontrolled</i>	3.38 E-03	B	6
PM _{condensabile}	<i>Water-Steam Injection</i>	4.73 E-03	C	1
PM _{filtrabile}	<i>Water-Steam Injection</i>	1.9 E-03	C	1
PM _{totale}	<i>Water-Steam Injection</i>	6.63 E-03	C	1
CH ₄	<i>Uncontrolled</i>	8.64 E-03	C	5
VOC	<i>Uncontrolled</i>	2.06 E-03	D	5
TOC	<i>Uncontrolled</i>	1.07 E-02	B	10
CO ₂	<i>Uncontrolled</i>	1.10 E+02	A	- ^a

^a - Ricavato supponendo che una percentuale pari al 99.5% di C sia convertito in CO₂

^b - Si suppone che tutto lo zolfo contenuto nel combustibile si converta in SO₂ e si calcola conseguentemente il fattore di emissione. Se la percentuale di zolfo nel combustibile non è nota allora si utilizza un valore medio pari a quello riportato in tabella.

Fonte: Emission Factor Documentation for AP-42 Section 3.1 Stationary Gas Turbine, EPA

Tabella 6.13 - Conversione dei fattori di emissione EPA in altre unità di misura

Inquinante	Modalità di controllo	Fattore di emissione a pieno carico				
		[lb/MMBtu]	[ppm] (@15% O ₂)	[mg/Nm ³] (@15% O ₂)	[Ton/GJ]	[Ton/GWh]
SO ₂	<i>Uncontrolled</i>	3.38 E-03	0.62	1.77	1.45E-06	5.2388E-03
PM _{condensabile}	<i>Water-Steam Injection</i>	4.73 E-03	-	2.48	2.04E-06	7.3312E-03
PM _{filtrabile}	<i>Water-Steam Injection</i>	1.9 E-03	-	0.99	8.18E-07	2.9449E-03
PM _{totale}	<i>Water-Steam Injection</i>	6.63 E-03	-	3.47	2.85E-06	1.0276E-02
CH ₄	<i>Uncontrolled</i>	8.64 E-03	6.33	4.52	3.72E-06	1.3391E-02
VOC	<i>Uncontrolled</i>	2.06 E-03	-	1.08	8.87E-07	3.1929E-03
TOC	<i>Uncontrolled</i>	1.07 E-02	-	5.60	4.61E-06	1.6584E-02
CO ₂	<i>Uncontrolled</i>	1.10 E+02	29328	57572	4.73E-02	170.5

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Fattori di emissione EPA

Tabella 6.15 - Concentrazioni emissive prodotte da tre turbine di grossa taglia

Modelli		Fr 9FA (230 MW)	W-S 501F (180 MW)	MHI (265 MW)
NO _x (a)	ppmvd 15 % O ₂	3.5	3.5	3.5
	lb/hr	24.1	27.3	24.7
	Ton/GWh	2.1273E-02	2.1273E-02	2.1273E-02
CO	ppmvd 15 % O ₂	8.2	30.0	10.2 (b)
	lb/hr	32.0	97.0	24.7(b)
	Ton/GWh	3.0330E-02	1.1096E-01	3.7727E-02(b)
VOC	ppmvd 15 % O ₂	1.4	3.0	16.5
	lb/hr	3.0	5.5	13.2
	Ton/GWh	1.2709E-03	4.4948E-03	1.4414E-02
SO _x (c)	lb/hr ^c	4.1	4.5	4.2
	Ton/GWh	3.7271E-03	3.7258E-03	3.7198E-03
PM-10	lb/hr ^c	19.5	17.0	16.5
	Ton/GWh	1.7669E-02	1.4140E-02	1.4414E-02

(a) - DLN + SCR

(b) - ossidazione catalitica con riduzione dei CO dell'80% e dei VOC del 40%.

(c) - Il contenuto di zolfo del gas naturale è stato assunto pari a 0.75 gr/100 Scf.

Fonte: Oklahoma Department of Environmental Quality, Air Quality Division, Smith Cogeneration Oklahoma, Inc., August 14, 2001. Oklahoma Department of Environmental Quality, Air Quality Division, Genova Power Partners, May 17, 2002

Tabella 6.14 - Composizione chimica media di alcuni gas naturali di origine diversa

Componente	USA	Algeria	Russia	Olanda	Italia
Metano	94.40	83.28	98.07	91.10	99.62
Etano	3.10	7.68	0.60	3.70	0.06
Propano	0.50	2.05	0.22	0.88	0.02
HC superiori	0.40	1.10	0.12	0.42	0.02
CO ₂	0.50	0.19	0.11	1.11	0.02
Azoto	1.10	5.52	0.87	2.84	0.26
Elio	0.00	0.18	0.01	0.04	0.00

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

BACT e normativa USA

Tabella 6.16 - Linee guida BACT per le emissioni di una turbina a gas in ciclo semplice

NO _x	CO	VOC	PM10	SO _x
5 ppmvd (15% O ₂) media su un periodo di 3 ore di funzionamento	6 ppmvd (15% O ₂) media su un periodo di 3 ore di funzionamento	3 ppmvd (15% O ₂) media su un'ora di funzionamento	Un limite di emis- sione corrisponden- te alla combustione di gas naturale con- tenente al massimo 1 g/100Scf di zolfo	Un limite di emis- sione corrisponden- te alla combustione di gas naturale con- tenente al massimo 1 g/100Scf di zolfo
equivalente a 10 mg/Nm ³ circa	equivalente a 7.5 mg/Nm ³ circa	equivalente a 0.0027 lb/MBtu	equivalente a 0.0034 %	equivalente a 0.0034 %
0.0304 Ton/GWh	0.0222 Ton/GWh	0.0042 Ton/GWh		

Scf = standard cubic feet

Fonte: "Guidance for Power Plant Siting and Best Available Control Technology" California Environmental Protection Agency, September 1999

Tabella 6.17 - Linee guida BACT per le emissioni di una turbina a gas stazionaria uti-
lizzata o in un ciclo combinato o in modalità cogenerativa

NO _x	CO	VOC	PM10	SO _x
2.5 ppmvd (15% O ₂) media su un'ora di funzionamento	6 ppmvd (15% O ₂) media su tre ore di funzionamento	3 ppmvd (15% O ₂) media su un'ora di funzionamento	Un limite di emis- sione corrisponden- te alla combustione di gas naturale con- tenente al mas- simo 1 g/100Scf di zolfo	Un limite di emis- sione corrisponden- te alla combustione di gas naturale con- tenente al massimo 1 g/100Scf di zolfo
oppure		oppure		
2.0 ppmvd (15% O ₂) media su tre ore di funzionamento		0.0027 lb/ MMBtu		

Scf = standard cubic feet

Fonte: "Guidance for Power Plant Siting and Best Available Control Technology" California Environmental Protection Agency, September 1999

Fonte: Bianchi M., De Pascale, A., Gambarotta, A., Peretto A., 2008, "Sistemi Energetici 3 – Impatto ambientale", Pitagora Editrice, Bologna.

Normativa italiana sulle emissioni

La norma quadro in materia di prevenzione e limitazione delle emissioni in atmosfera è costituita dal **Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152, parte V**, che si applica a tutti gli impianti (compresi quelli civili) ed alle attività che producono emissioni in atmosfera stabilendo valori di emissione, prescrizioni, metodi di campionamento e analisi delle emissioni oltre che i criteri per la valutazione della conformità dei valori misurati ai limiti di legge.

Il Decreto è stato aggiornato dal D.Lgs. n.128/2010.

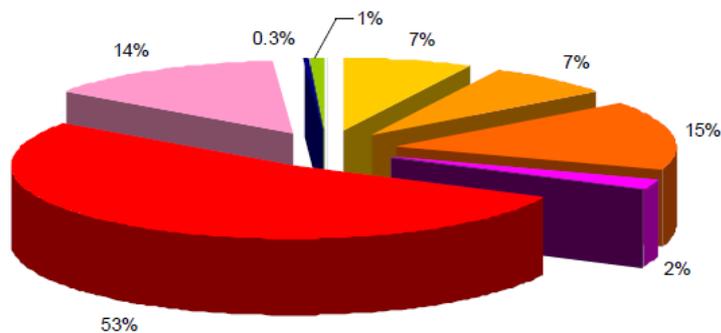
Di recente il D.Lgs. n.152/2006 ha subito ulteriori modifiche a seguito dell'entrata in vigore del **D.Lgs 4 marzo 2014, n. 46**, che oltre a modificarne le Parti II, III, IV e V, ha assorbito ed integrato i contenuti del D.Lgs. 11 maggio 2005, n. 33 sull'incenerimento e coincenerimento dei rifiuti. Quest'ultimo decreto sarà abrogato a partire dal 1° gennaio 2016.

Per quanto attiene il contenimento delle emissioni e dei gas ad effetto serra, **il Decreto Legislativo n. 171 del 21 maggio 2004 (attuazione della Direttiva 2001/81/CE)**, stabilisce i limiti nazionali di emissione di SO₂, NO_x, COV, NH₃, che dovevano essere raggiunti entro il 2010. La Direttiva 2001/81/CE sarà in vigore fino al 1° luglio 2018, data entro la quale il Governo Italiano dovrà recepire la **nuova Direttiva n. 2284 del 14 dicembre 2016** concernente la riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici. Quest'ultima stabilisce i nuovi impegni nazionali di riduzione delle emissioni di biossido di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), ammoniaca (NH₃) e particolato fine (PM_{2,5})".

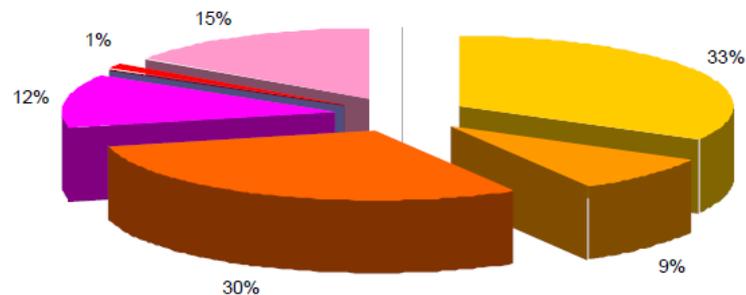
Fonte: <http://www.arpa.veneto.it/temi-ambientali/aria/cosa-dice-la-normativa>

Emissioni NO_x, SO₂ e NH₃ in Veneto nel 2007

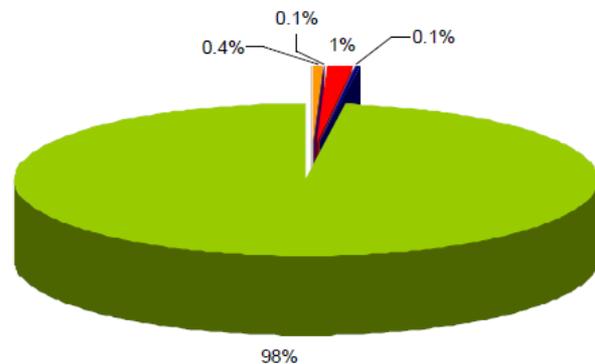
Ossidi di azoto - NO_x



Biossido di zolfo - SO₂



Ammoniaca - NH₃

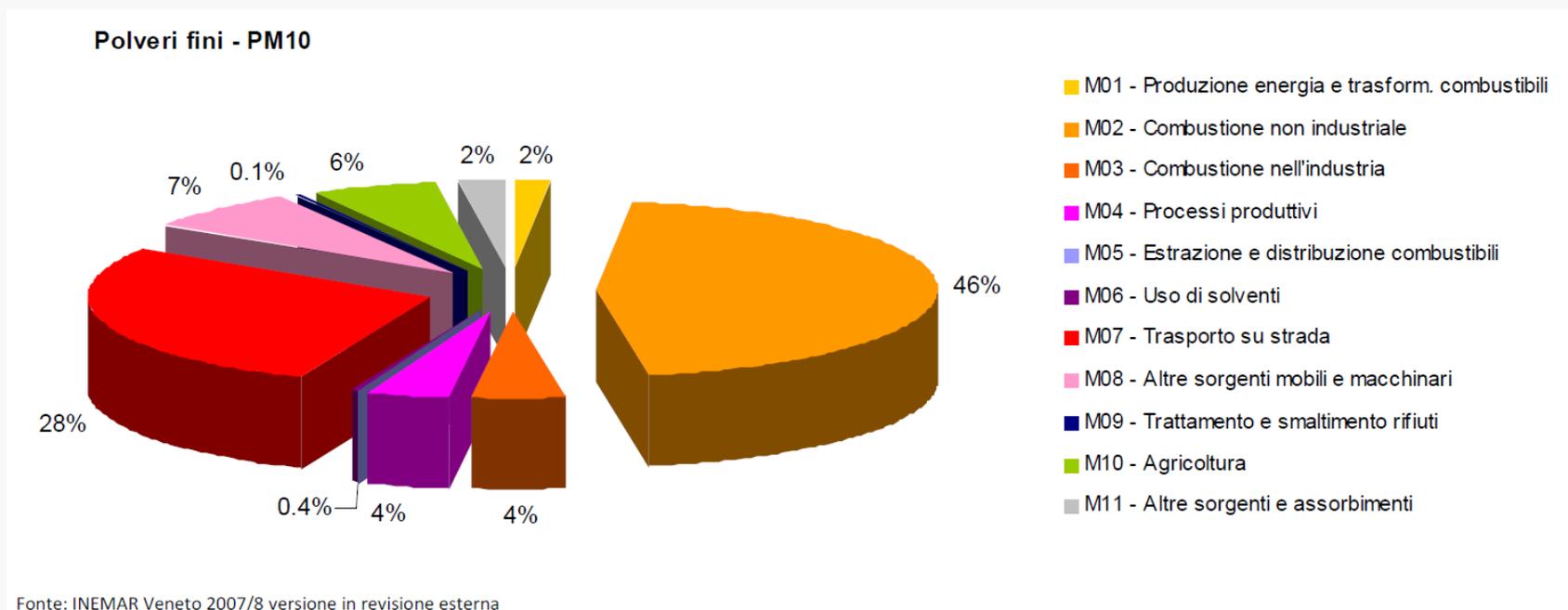


- M01 - Produzione energia e trasform. combustibili
- M02 - Combustione non industriale
- M03 - Combustione nell'industria
- M04 - Processi produttivi
- M05 - Estrazione e distribuzione combustibili
- M06 - Uso di solventi
- M07 - Trasporto su strada
- M08 - Altre sorgenti mobili e macchinari
- M09 - Trattamento e smaltimento rifiuti
- M10 - Agricoltura
- M11 - Altre sorgenti e assorbimenti

Fonte: INEMAR Veneto 2007/8 versione in revisione esterna

Fonte: <http://www.arpa.veneto.it/arpavinforma/indicatori-ambientali/riferimenti/indicatore-del-mese/indicatore-del-mese-emissioni-in-atmosfera-giugno-2013-1/Emissioni%20in%20atmosfera.pdf/view>

Emissioni di particolato in Veneto nel 2007



Fonte: <http://www.arpa.veneto.it/arpavinforma/indicatori-ambientali/riferimenti/indicatore-del-mese/indicatore-del-mese-emissioni-in-atmosfera-giugno-2013-1/Emissioni%20in%20atmosfera.pdf/view>

Valori indicativi di NO_x per TG alimentate a GN

(NO₂ in ppmvd @ 15% O₂)

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	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

Fonte: Lozza G., 2016, "Turbine a gas e cicli combinati", Edizioni Esculapio (3a edizione).

Impianto SEF (Enipower, Ferrara, anno 2016)

Figura 6 - Produzione Energia Elettrica

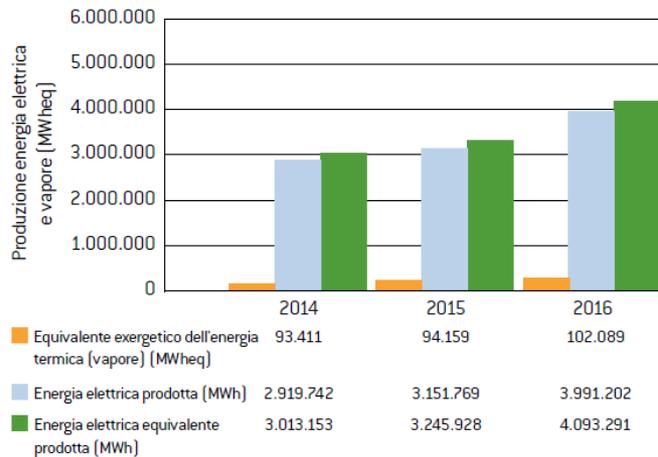
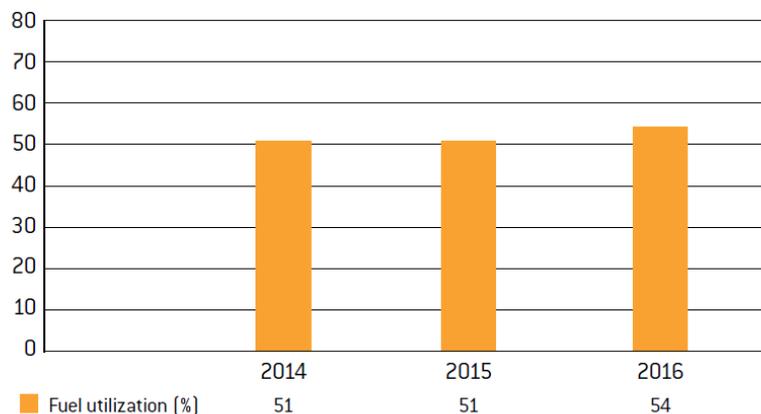


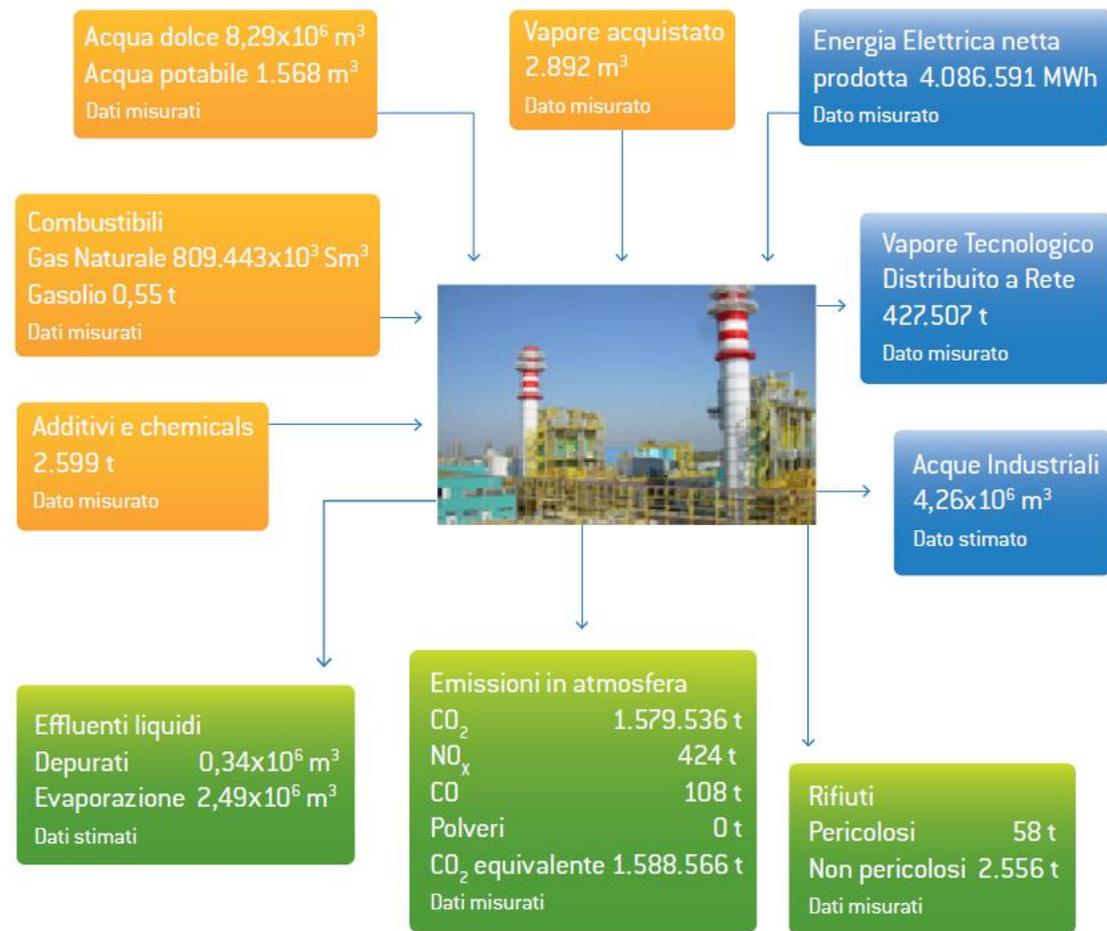
Figura 9 - Fuel Consumo combustibili



Fonte: <http://www.enipower.it/it/pages/documentazione/dichiarazioni-ambientali-emas/dichiarazioni-ambientali-emas.shtml>

Impianto SEF (Enipower, Ferrara, anno 2016)

Figura 11 - Bilancio di massa di stabilimento



Fonte: <http://www.enipower.it/it/pages/documentazione/dichiarazioni-ambientali-emas/dichiarazioni-ambientali-emas.shtml>

Emissioni anno 2016 impianto SEF (Enipower, Ferrara)

Figura 14: Limiti autorizzati e valori medi annui di concentrazione dei macroinquinanti nelle emissioni

Gruppo	Parametro	U.M.	Limite autorizzato	Concentrazioni misurate nelle emissioni			Media triennale delle concentrazioni nelle emissioni	Scostamento % rispetto al Limite autorizzato
				2014	2015	2016		
CC1	NO _x	[mg/Nm ³]	40	14,25	14,65	18,6	15,83	-60%
	CO	[mg/Nm ³]	30	3,18	2,13	1,63	2,31	-92%
CC2	NO _x	[mg/Nm ³]	40	18,82	17,71	19,44	18,65	-53%
	CO	[mg/Nm ³]	30	2,73	2,11	1,39	2,07	-93%

Limite di emissione (media oraria) per l'impianto SEF

- CO : 30 mg/Nm³
- NO_x : 40 mg/Nm³

Fonte: <http://www.enipower.it/it/pages/documentazione/dichiarazioni-ambientali-emas/dichiarazioni-ambientali-emas.shtml>

Emissioni anno 2016 impianto SEF (Enipower, Ferrara)

Figura 16 - Indice Emissioni in atmosfera di macroinquinanti

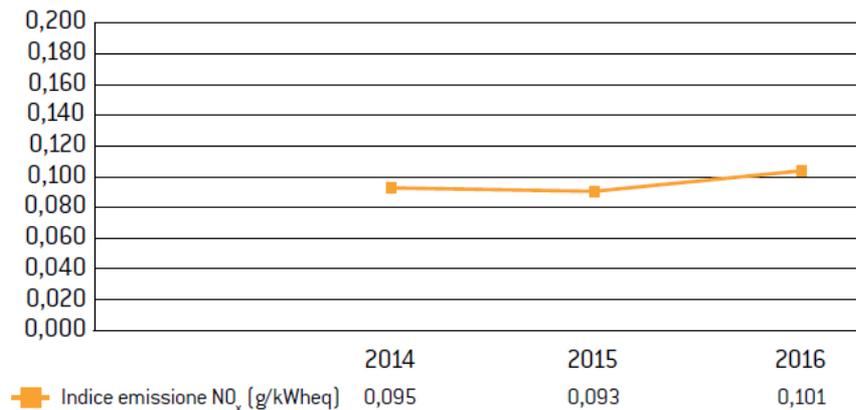
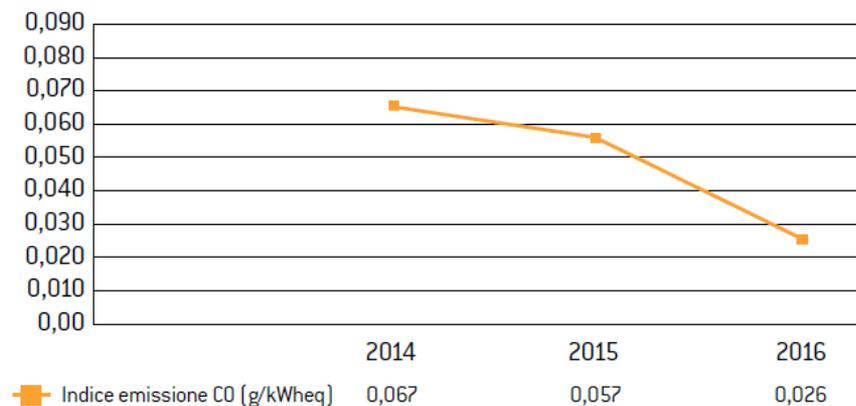


Figura 17 - Indice Emissioni in atmosfera di macroinquinanti



Fonte: <http://www.enipower.it/it/pages/documentazione/dichiarazioni-ambientali-emas/dichiarazioni-ambientali-emas.shtml>

Gas serra anno 2016 impianto SEF (Enipower, Ferrara)

La centrale S.E.F. è in possesso dell'autorizzazione n. 1145 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS) e ha inviato all'Autorità Competente l'aggiornamento del piano di monitoraggio secondo la direttiva n. 601/2013 relativo al periodo di scambio 2013-2020.

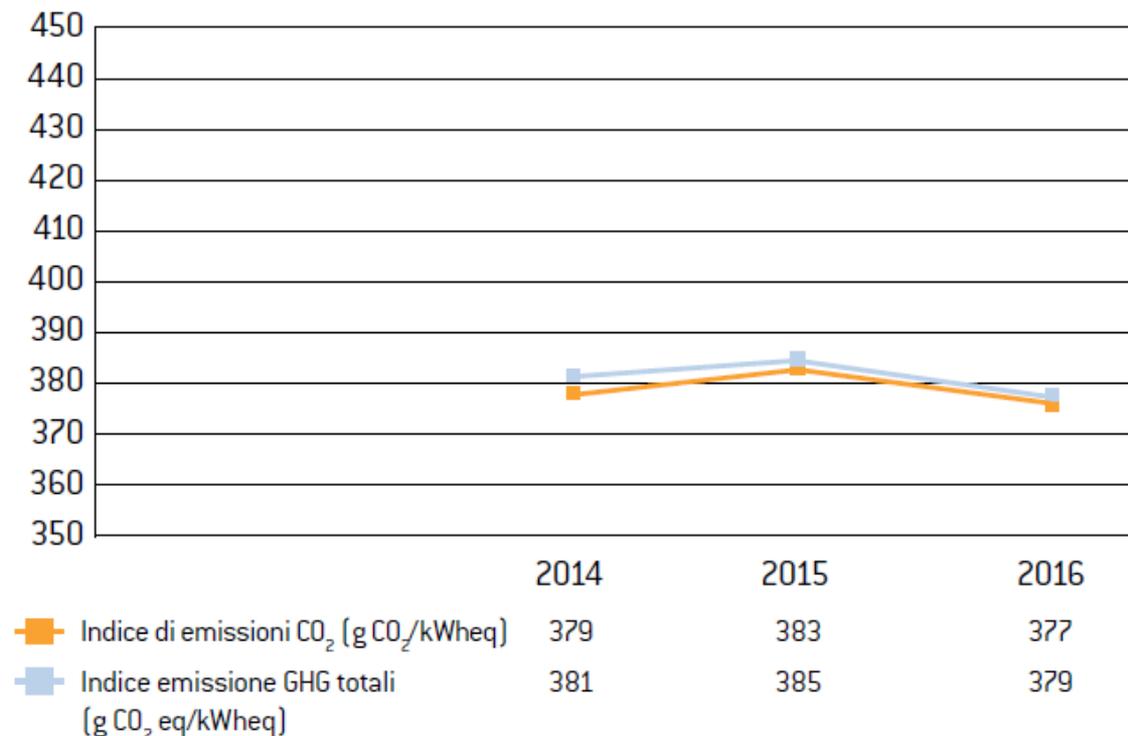
Nell'ambito della partecipazione al secondo periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale S.E.F. nel 2016 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica. Sono state acquisite quote per complessive 5.517 tonnellate per il 2016 e 5.081 tonnellate per il 2017.

Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo;
- Idrofluorocarburi;
- Protossido di azoto;
- Metano.

Gas serra anno 2016 impianto SEF (Enipower, Ferrara)

Figura 20 - Indici di emissioni gas a effetto serra



Fonte: <http://www.enipower.it/it/pages/documentazione/dichiarazioni-ambientali-emas/dichiarazioni-ambientali-emas.shtml>

Turbine a gas Siemens

Simple cycle power generation: SGT-A30 RB	Simple cycle power generation: SGT-A35 RB	Combined cycle power generation	Mechanical drive: SGT-A30 RB 27/30 MW	Mechanical drive: SGT-A30 RB 32 MW, SGT-A35 RB	Physical dimensions
SGT-A30 RB: Performance data for simple cycle power generation					
	SGT-A30 RB (27 MW) (Industrial RB211-G62)	SGT-A30 RB (30 MW) (Industrial RB211-G62)	SGT-A30 RB (32 MW) (Industrial RB211-G61)		
Power output	27.2 MW(e)	29.9 MW(e)	32.1 MW(e)		
Fuel	Natural gas, liquid fuel, dual fuel; other fuels on request; automatic changeover from primary to secondary fuel at any load				
Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz		
Gross efficiency	36.4%	37.5%	39.3%		
Heat rate	9,904 kJ/kWh	9,589 kJ/kWh	9,159 kJ/kWh		
Turbine speed	4,800 rpm	4,800 rpm	4,850 rpm		
Pressure ratio	20.6 : 1	21.7 : 1	21.6 : 1		
Exhaust mass flow	91.0 kg/s	95.0 kg/s	94.0 kg/s		
Exhaust temperature	501 °C (934 °F)	503 °C (937 °F)	509 °C (948 °F)		
NO _x emissions	≤ 25 ppmvd at 15% O ₂ on fuel gas (with DLE)				

Fonte: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/power-generation/gas-turbines.html#!/>

Turbine a gas General Electric

		LM2500	LM2500+	LM2500+G4
Gas Turbine Rating	ISO Base Rating (MW)	22.4	31.1	33.4
	Gross Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	9,626	9,169	9,166
	Gross Heat Rate (kJ/kWh, LHV)	10,156	9,674	9,671
	Gross Efficiency (% , LHV)	35.4%	37.2%	37.2%
	Exhaust Temperature (°F)	1,017	1,003	1,026
	Exhaust Temperature (°C)	547	539	552
	Exhaust Energy (MM Btu/hr)	137	175	188
	Exhaust Energy (MM kJ/hr)	145	185	199
Gas Turbine Parameters	GT Turndown Minimum Load (%)	50%	50%	50%
	GT Ramp Rate (MW/min)	30	30	30
	NO _x (ppm) (@15% O ₂)	15	25	25
	CO (ppm) (@15% O ₂)	25/25	25/25	25/25
	Wobbe Variation (%)	+/-25%	+/-25%	+/-25%
	Startup Time (Hot, Minutes)	10	10	10

Fonte: <https://www.gepower.com/gas/gas-turbines/lm2500>