



la cogenerazione

Master

Energy Manager esperto in gestione dell'energia

Lamezia Terme

11 giugno 2009

Daniele Forni - FIRE

Cos'è la FIRE

La Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia è un'associazione tecnico-scientifica che promuove per statuto l'efficienza energetica in tutte le sue forme.

Oltre alle attività rivolte agli oltre 500 soci, la FIRE opera su incarico del Ministero dello Sviluppo Economico per gestire le nomine e promuovere il ruolo degli energy manager nominati ai sensi della Legge 10/91.

La Federazione collabora con le Istituzioni, la Pubblica Amministrazione e varie Associazioni per diffondere l'uso efficiente dell'energia ed opera a rete con gli operatori di settore e gli utenti finali per individuare e rimuovere le barriere di mercato e per promuovere buone pratiche.



www.fire-italia.org



www.secem.eu



www.e-quem.enea.it

Simbologia

Simboli utilizzati nel corso della presentazione:

- E_c : energia primaria combustibile;
- E_e : energia elettrica;
- E_t : energia termica;
- E_u : energia utile;
- E_p : perdite di energia;
- I_e : indice elettrico-termico (E_e / E_t);
- GV : generatore di vapore;
- η : rendimento;
- $AEEG$: Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas;
- GSE : Gestore dei Servizi Elettrici;
- GME : Gestore del Mercato Elettrico;
- AU : Acquirente Unico.

Sommario

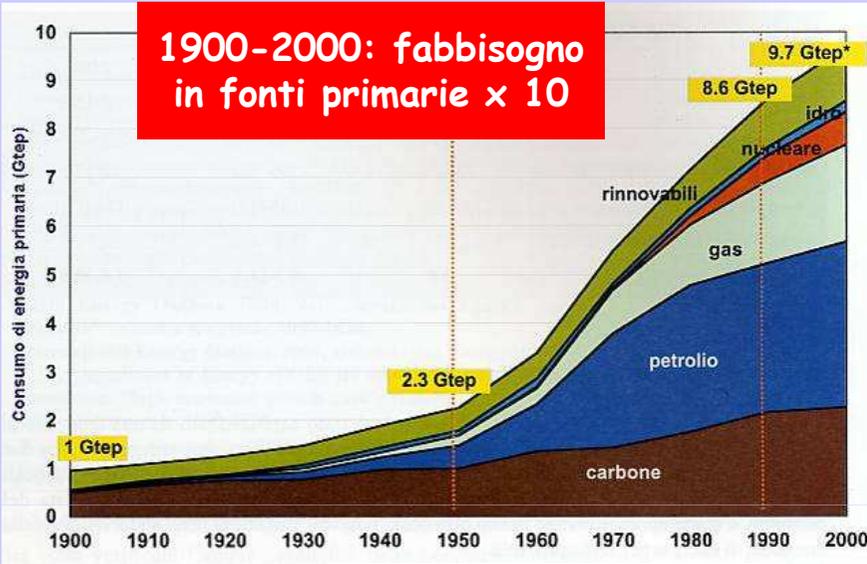
Sezioni della presentazione:

- Premessa
- Cos'è la cogenerazione
- Concetti preliminari
- Aspetti normativi
- Studi di fattibilità
- Appendice 1, caratteristiche cogeneratori
- Appendice 2, trigenerazione e teleriscaldamento
- Appendice 3, autorizzazioni
- Appendice 4, vendita dell'energia elettrica
- Appendice 5, esempi

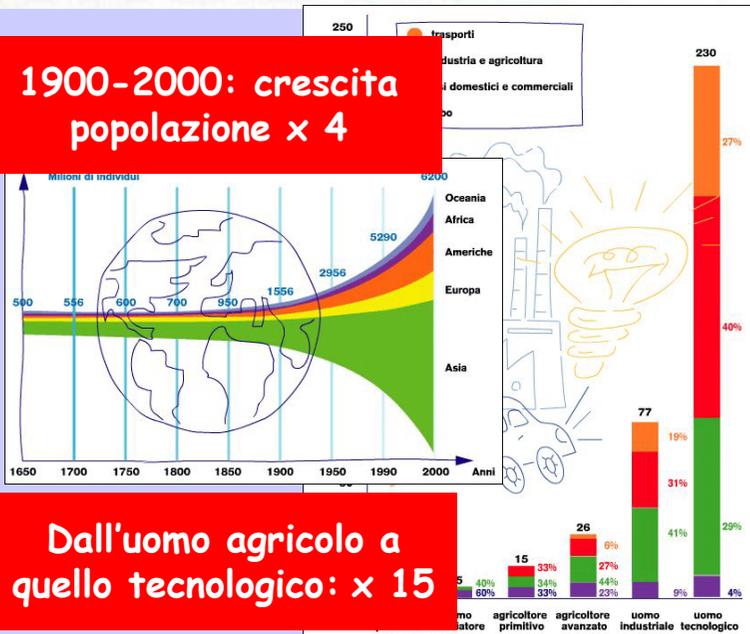
Premessa

Sviluppo, risorse, dipendenze

1900-2000: fabbisogno in fonti primarie x 10

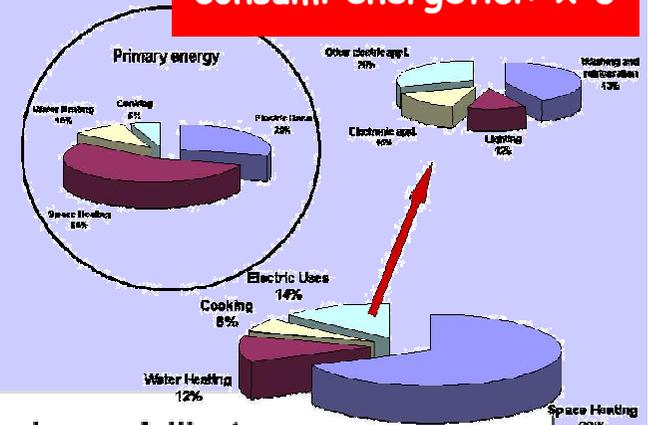


1900-2000: crescita popolazione x 4

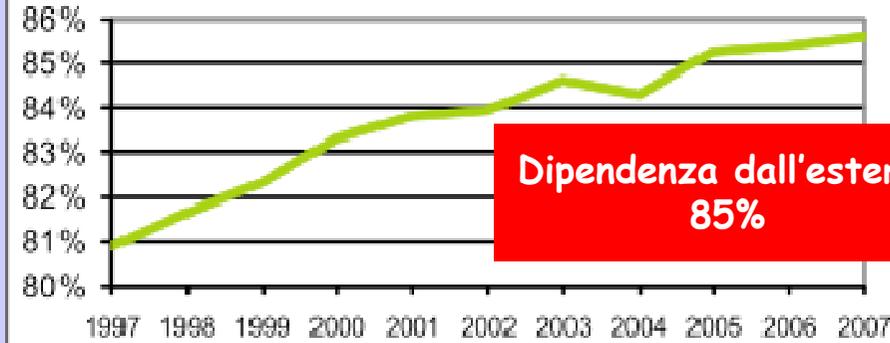


Dall'uomo agricolo a quello tecnologico: x 15

Elettrificazione dei consumi energetici: x 3



Dipendenza dall'estero



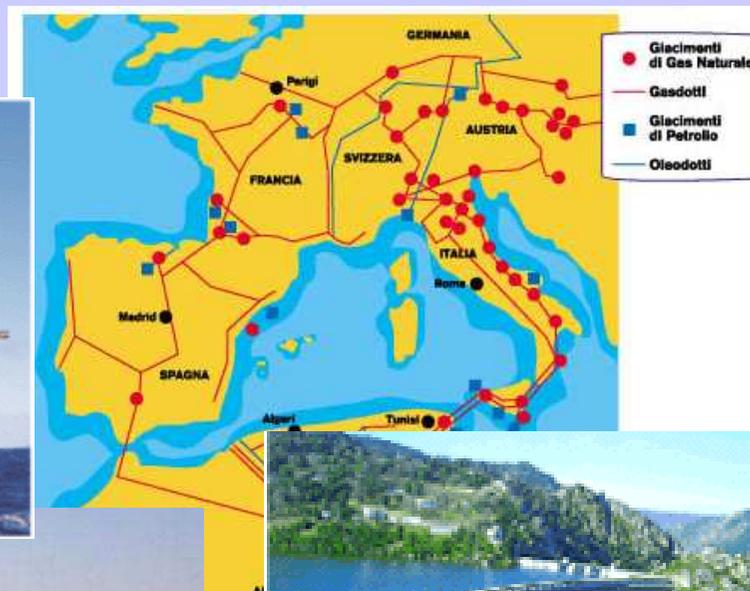
Dipendenza dall'estero: 85%

2002-2008 prezzo del greggio in \$: x 3 (x 7)

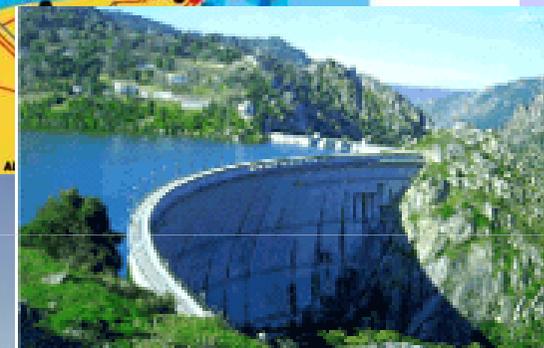


Dati: Energy Information Administration - DOE

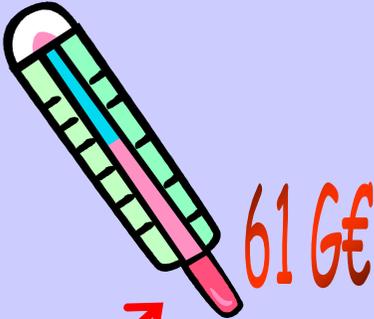
Un sistema complesso...



... che richiede un approccio responsabile e una visione di lungo periodo...

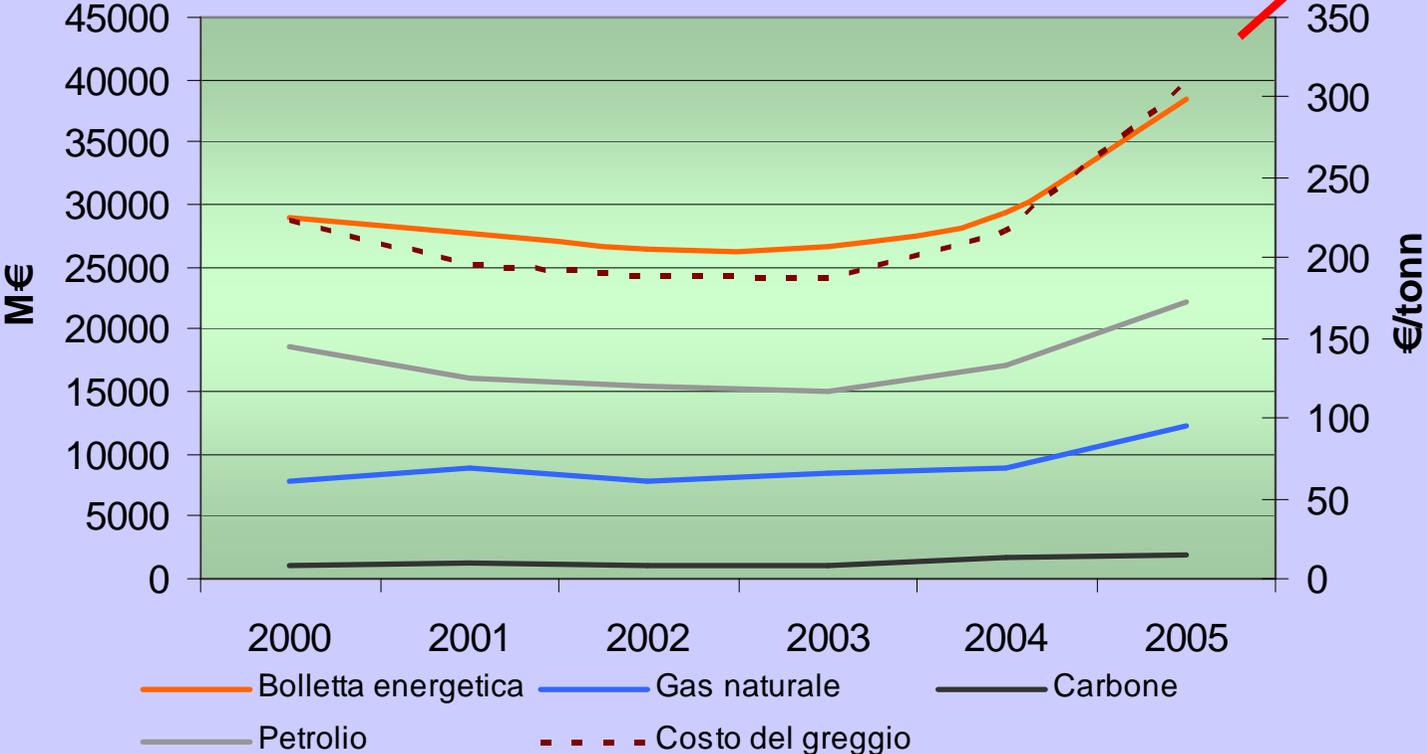


Bolletta energetica nazionale



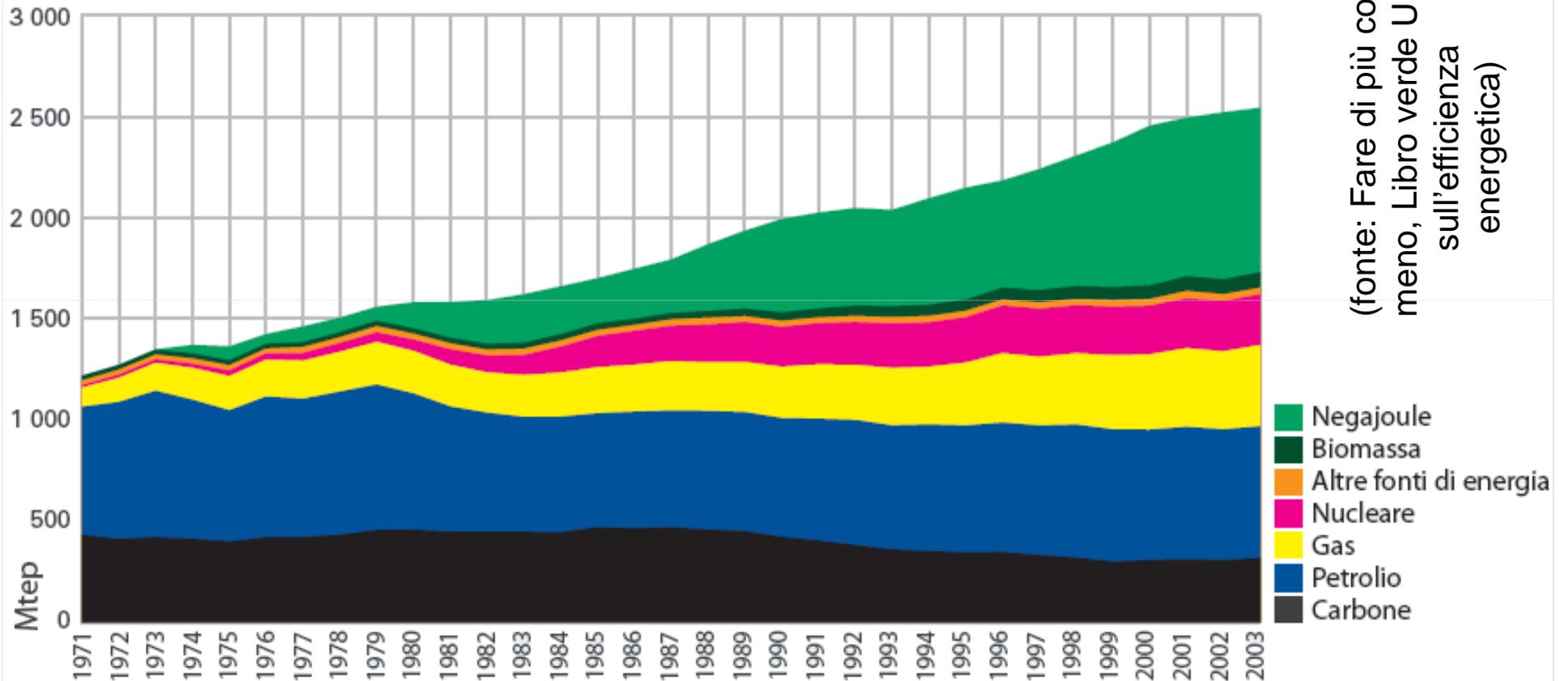
61 G€

Andamento bolletta energetica italiana



Il ruolo dell'efficienza energetica

Evoluzione della domanda di energia primaria e di «negajoule» (UE-25)

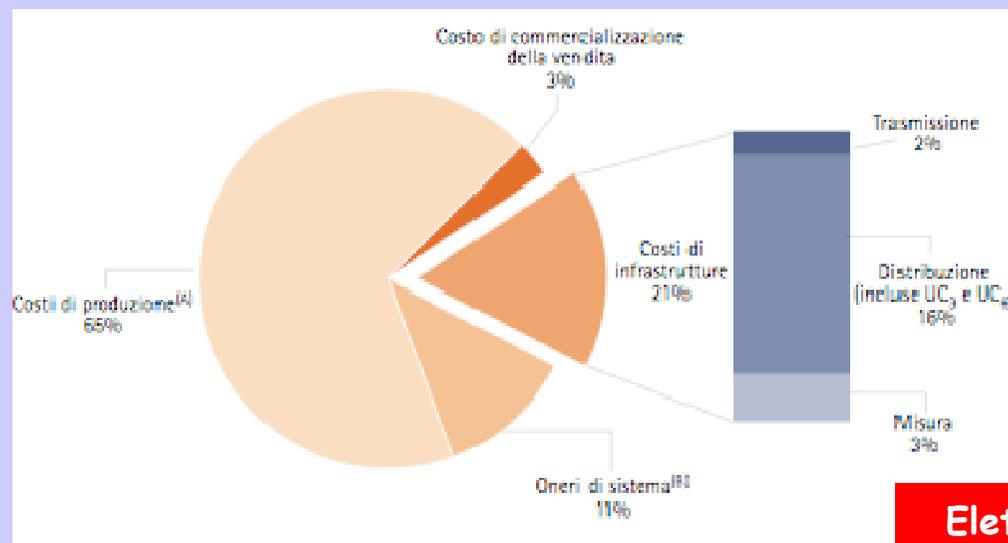


(fonte: Fare di più con meno, Libro verde UE sull'efficienza energetica)

«Negajoule»: risparmio energetico calcolato sulla base dell'intensità energetica del 1971.

Fonte: Enerdata (calcoli basati su dati Eurostat).

... che si riflette sui costi.



Composizione percentuale delle condizioni economiche medie di maggior tutela al netto delle imposte al 1° aprile 2008

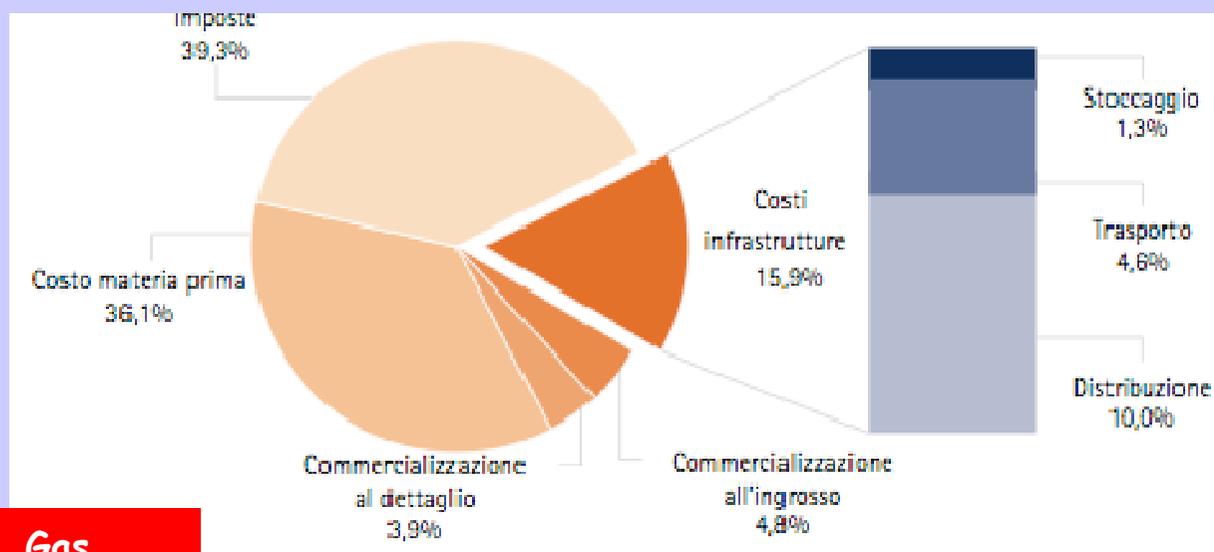
Elettricità

(A) I costi di produzione sono espressi in termini di costo del combustibile, costo della generazione, costo della distribuzione e della gestione della rete di trasmissione e di servizio di bilanciamento e regolazione (UC₁, UC₂ e UC₅)

(B) Gli oneri di sistema sono espressi in termini di componenti A, la componente UC₄ e la componente UC₆

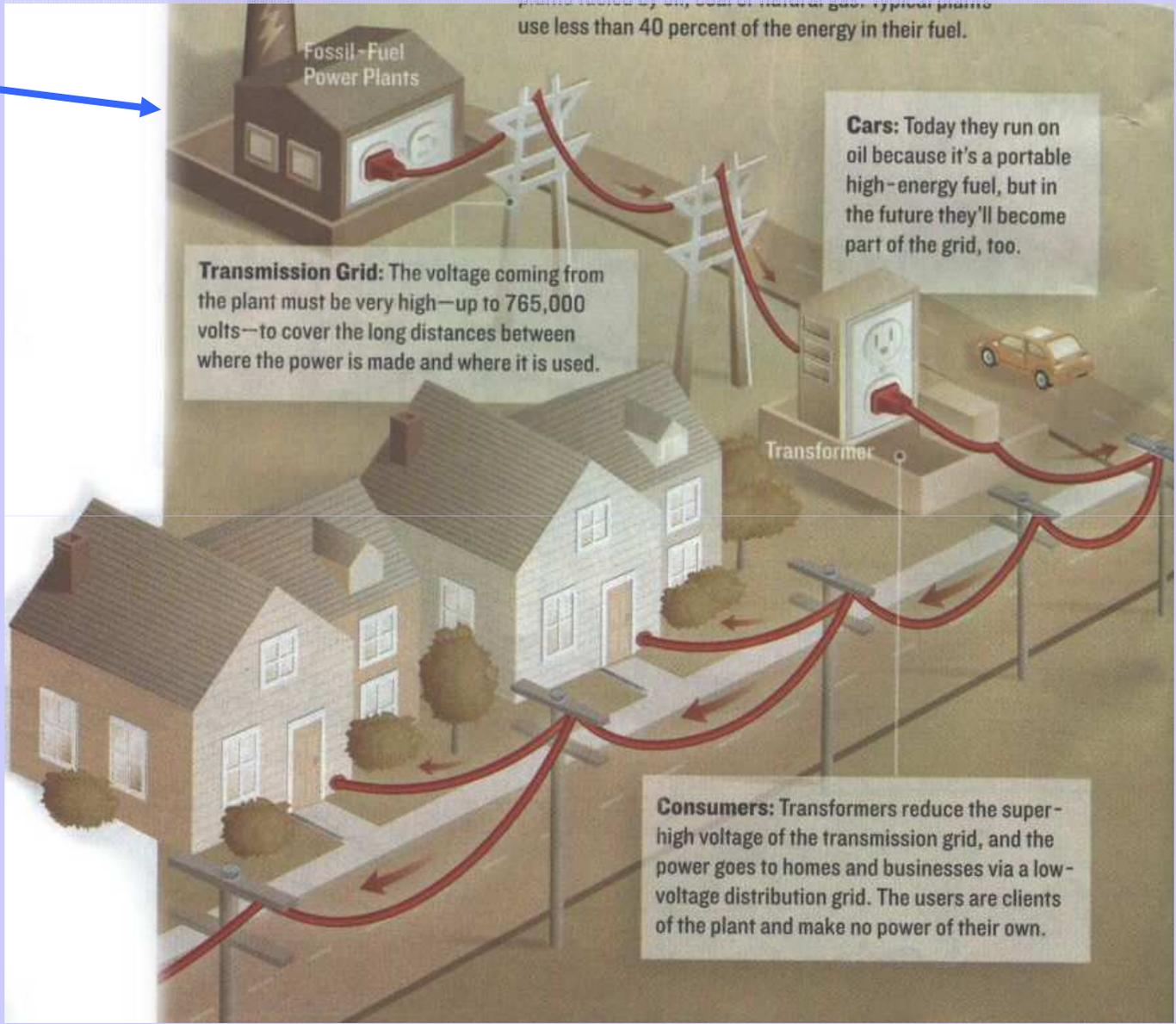
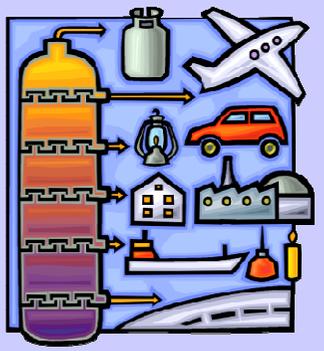
Composizione percentuale del prezzo medio di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2008

Valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per consumi domestici riferito a 200.000 m³ annui (valori percentuali)



Gas

Le inefficienze oggi sono tante...



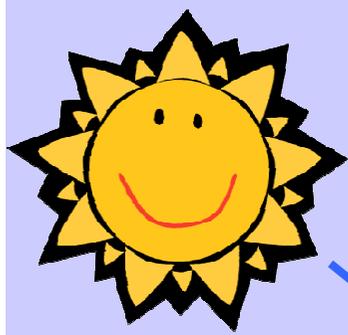
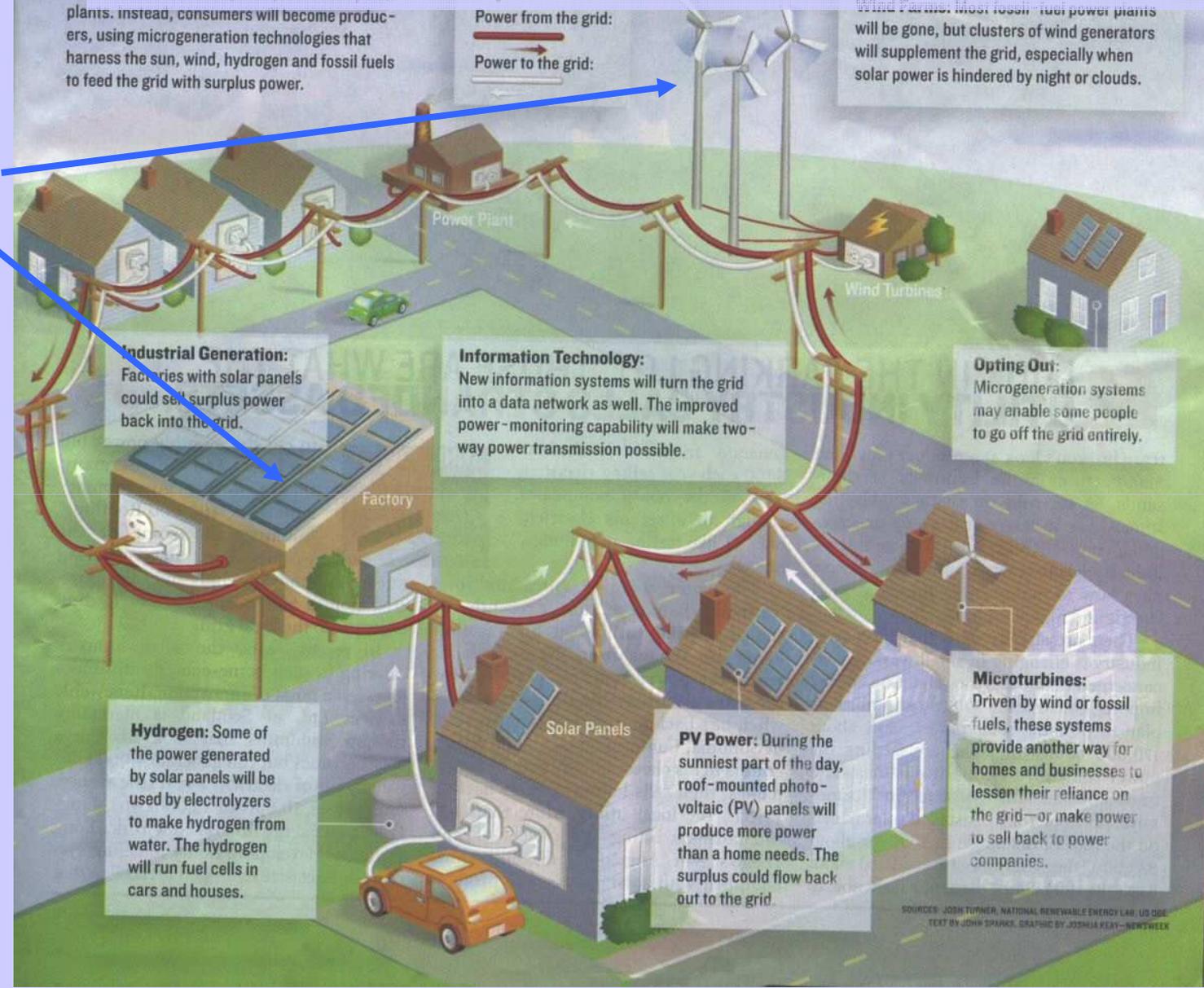
Fonte: Newsweek

... e il domani va costruito con saggezza

The future grid won't rely on fossil fuel power plants. Instead, consumers will become producers, using microgeneration technologies that harness the sun, wind, hydrogen and fossil fuels to feed the grid with surplus power.

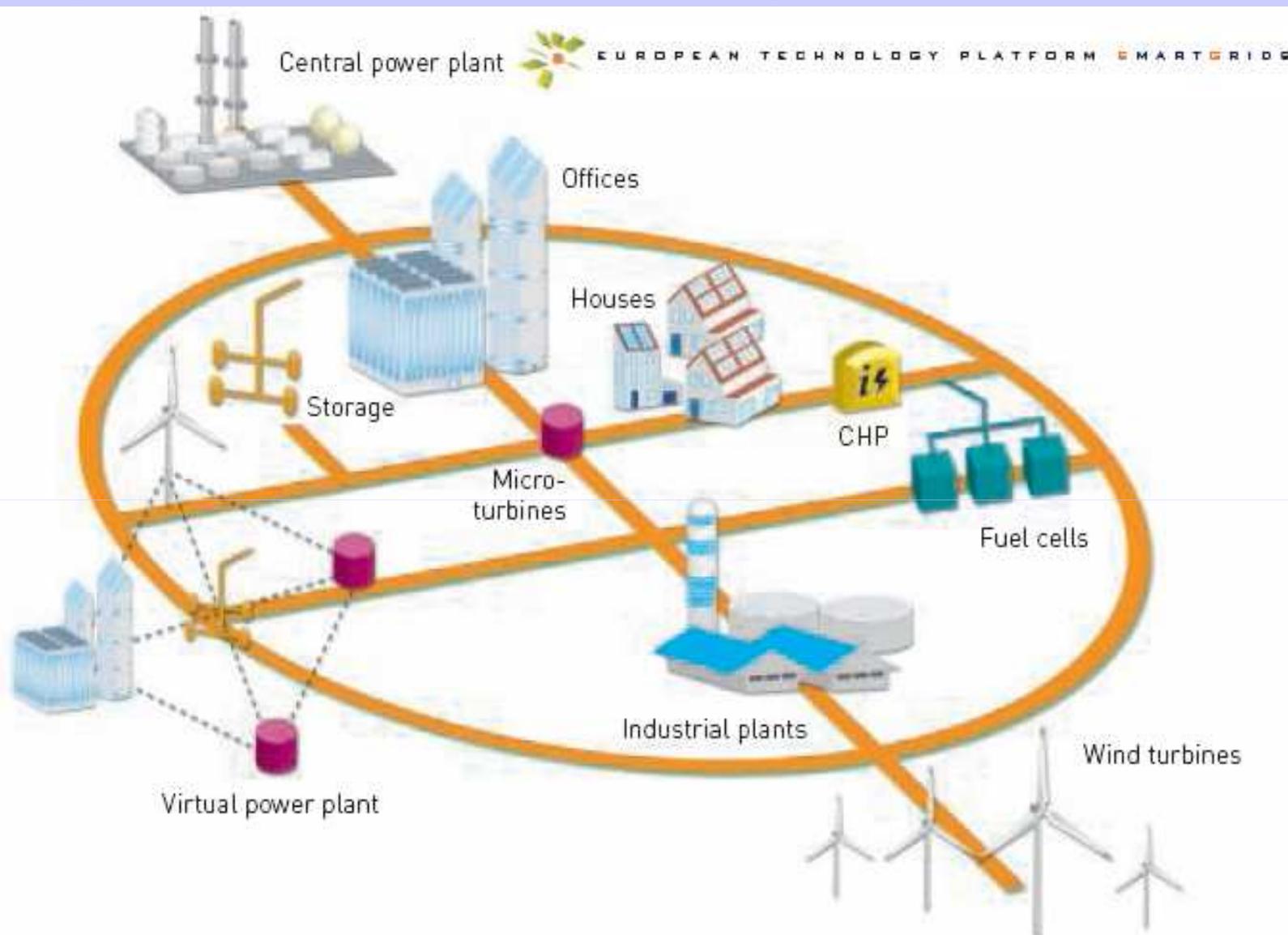
Power from the grid:
Power to the grid:

Wind farms: Most fossil fuel power plants will be gone, but clusters of wind generators will supplement the grid, especially when solar power is hindered by night or clouds.



Fonte: Newsweek

La generazione distribuita e le smart grids



Future: Operation of system will be shared between central and distributed generators. Control of distributed generators could be aggregated to form microgrids or 'virtual' power plants to facilitate their integration both in the physical system and in the market.

La generazione distribuita

I dispositivi per il controllo dei carichi e sistemi di accumulo possono essere utilizzati in combinazione con gli impianti di generazione di piccola taglia per integrare la produzione centralizzata.

Le reti di distribuzione diventano in proiezione reti attive in grado di dialogare ed interagire con gli impianti di produzione e consumo.

Un interessante esempio sono le reti di cogenerazione diffusa gestite dai distributori locali, sul modello dell'esperienza di Vicenza con i Totem partita negli anni Ottanta.

Cos'è la cogenerazione?

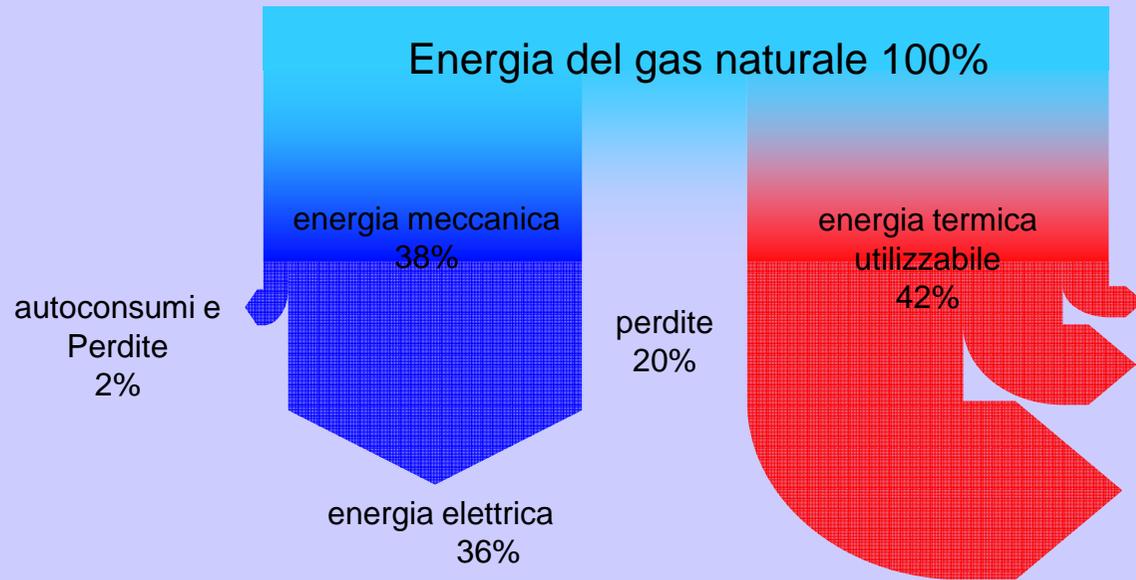
Cos'è la cogenerazione?

La cogenerazione può essere definita come la produzione congiunta di energia elettrica (e/o meccanica) e calore utile a partire dalla stessa fonte primaria.

Per calore utile si intende energia termica effettivamente utilizzata nel ciclo produttivo e/o per la climatizzazione.

La delibera 42/02, che definisce i requisiti della cogenerazione ad alto rendimento, richiede che i nuovi impianti ottengano un risparmio in fonti primarie pari al 10% e che il rapporto fra l'energia termica e quella utile superi il 15%.

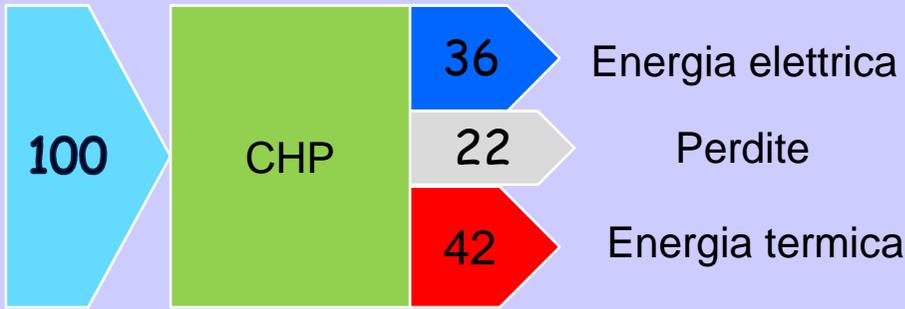
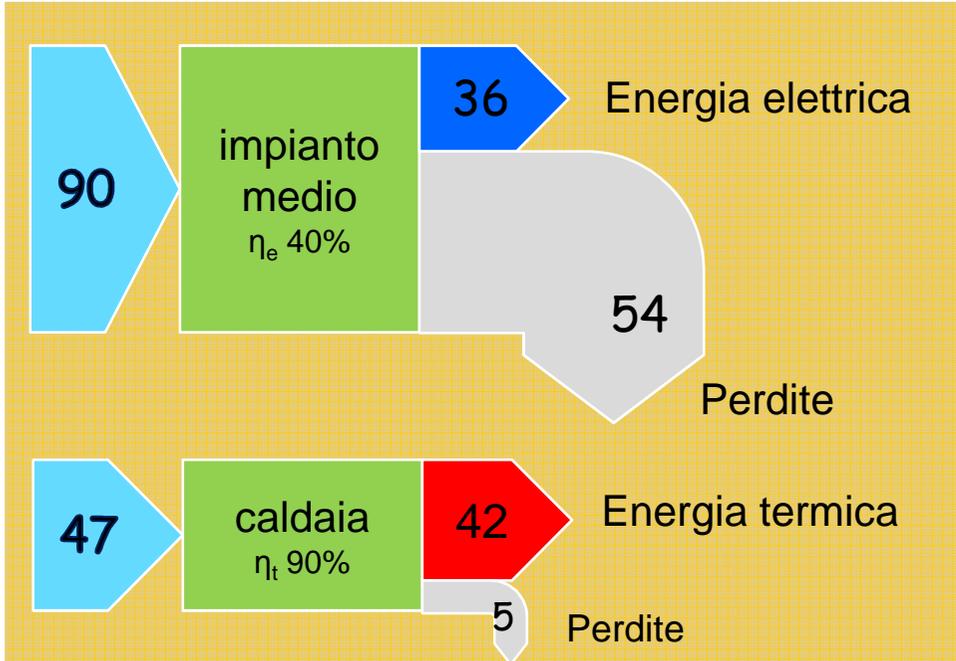
Uso dell'energia: lo schema cogenerativo



Definizioni D.Lgs. 20/2007:

- Piccola CHP < 1 MW_e
- Micro CHP < 50 kW_e

da olio motore 5%
90°C
da acqua 13%
90°C
da gas di scarico 24%
120°C



La cogenerazione: informazioni generali

Fonte: GSE

Impianti di cogenerazione di grande taglia



**Centrale di cogenerazione
ROSEN - Rosignano Energia
(350 MW)**

**Centrale di cogenerazione
composta da 3 cicli combinati da
390 MW (Enipower - Brindisi)**



La cogenerazione: informazioni generali

Fonte: GSE

Impianti di piccola cogenerazione ($P_n < 1 \text{ MWe}$)

**Motore a combustione interna
per uso cogenerativo**



**Esempio di impianto compatto di
piccola cogenerazione**

La cogenerazione: informazioni generali

Fonte: GSE

Impianti di micro-cogenerazione ($P_n < 50$ kWe)

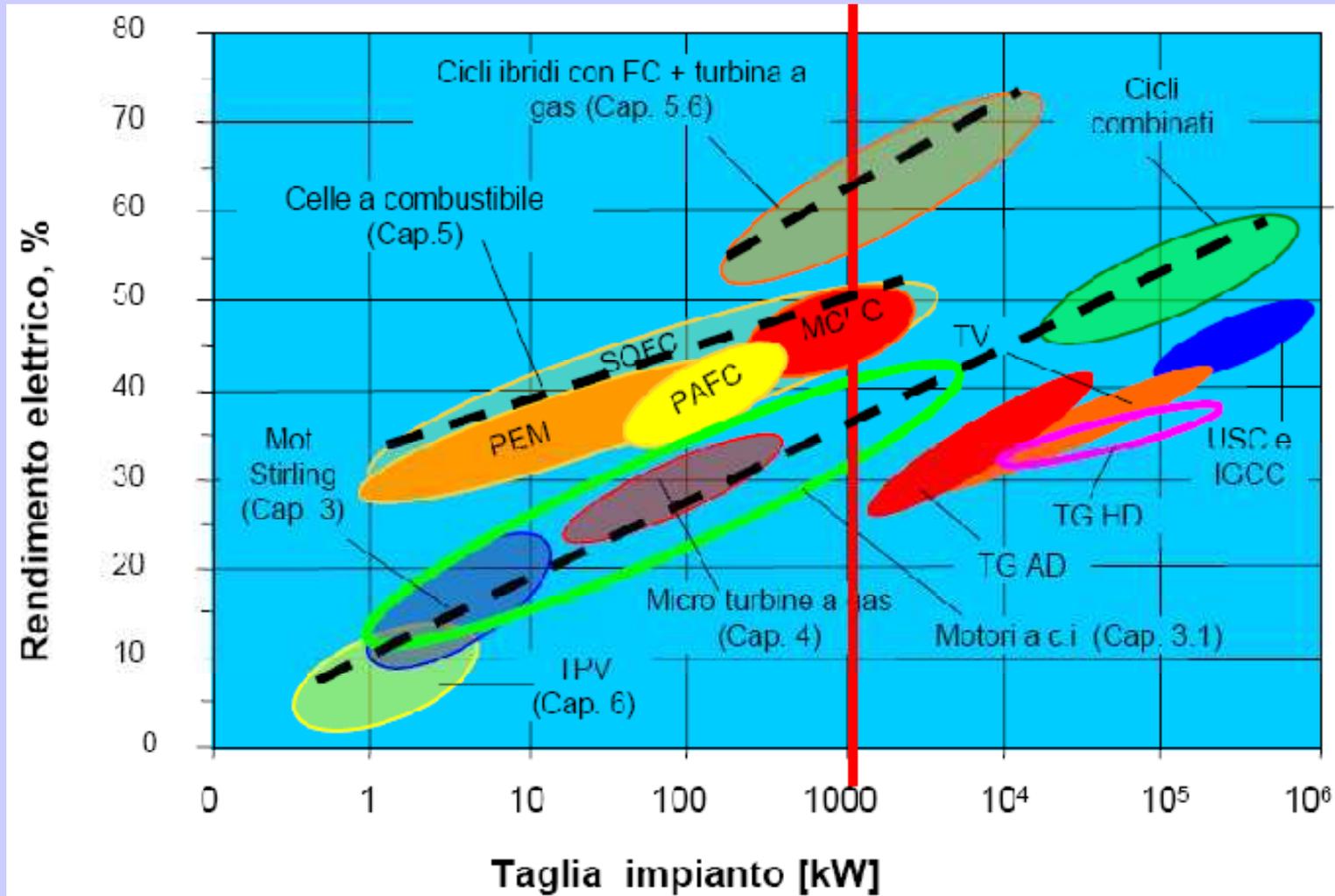


Sistema compatto di cogenerazione con turbina a gas (potenze da 30 a 100 kWe)

Microturbina di potenza inferiore a 1 kW (prototipo)

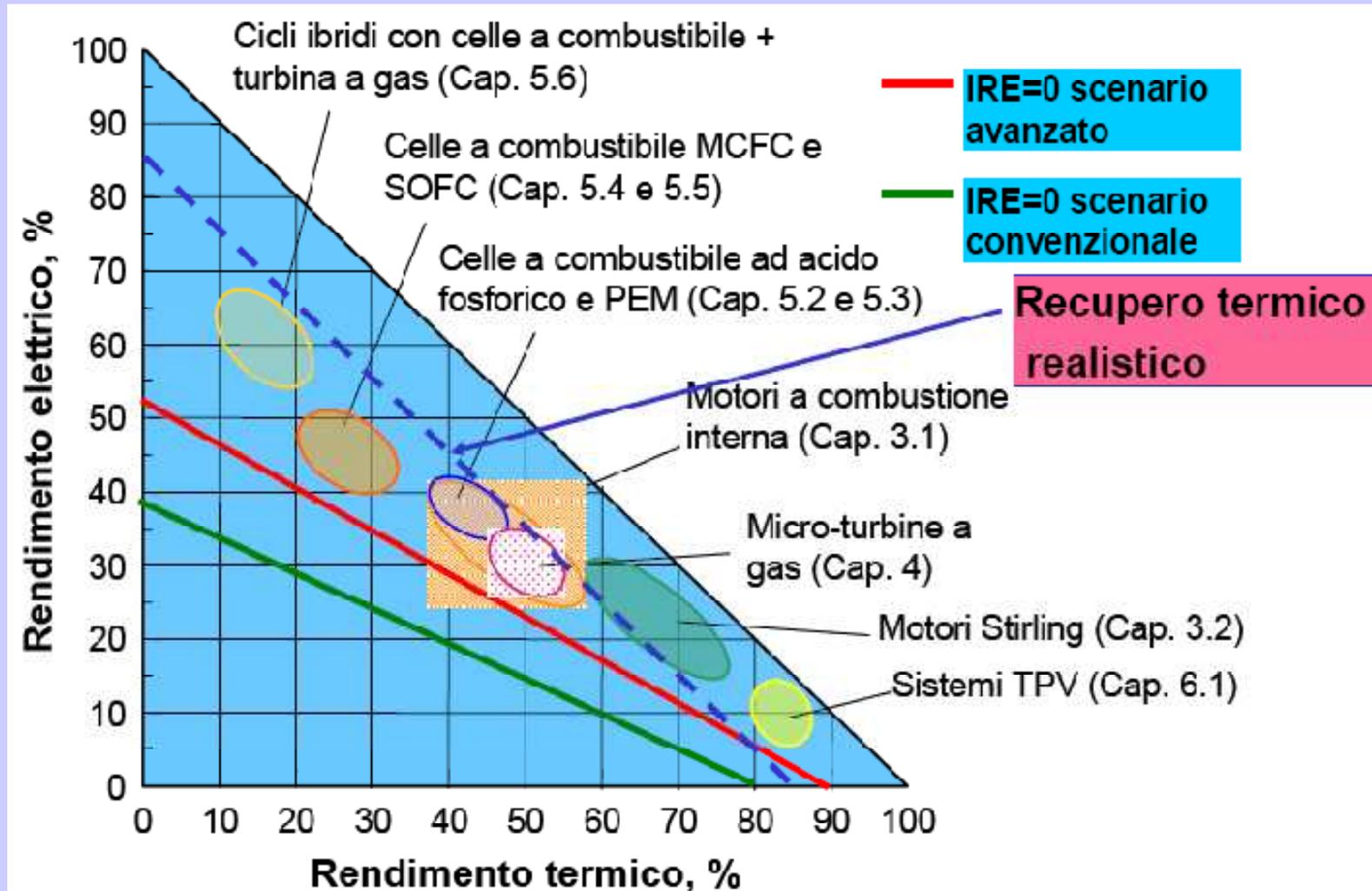


Soluzioni disponibili



Fonte: Macchi, Campanari, Silva
“La microgenerazione a gas naturale”, Polipress

Soluzioni disponibili



Fonte: Macchi, Campanari, Silva
“La microgenerazione a gas naturale”, Polipress

Mercato e criticità

Il mercato potenziale

In Italia esistono tre mercati interessanti per la cogenerazione:

- quello delle industrie tradizionali, che secondo il GSE si troveranno nei prossimi 2-3 anni con i vecchi impianti a fine vita;
- quello degli edifici (13 milioni per 27 milioni di appartamenti), in buona parte rivolto ad applicazioni di microgenerazione (<50 kW_e);
- quello del terziario, che presenta situazioni molto differenti, ma è anche il settore a maggior crescita della domanda energetica negli ultimi anni.

Molto dipenderà dall'evoluzione legislativa e di mercato.

La concorrenza

Tecnologia	Rendimento min (%)	Rendimento max (%)
Caldaia a condensazione	96	104
Cogenerazione*	118	130
Pompa di calore elettrica*	111	130
Pompa di calore a gas	140	160
Solare termico, geotermia, biomasse	-	-

Note

Il rendimento viene calcolato rispetto al gas naturale, che si ipotizza venga utilizzato come combustibile nei vari casi indicati in tabella.

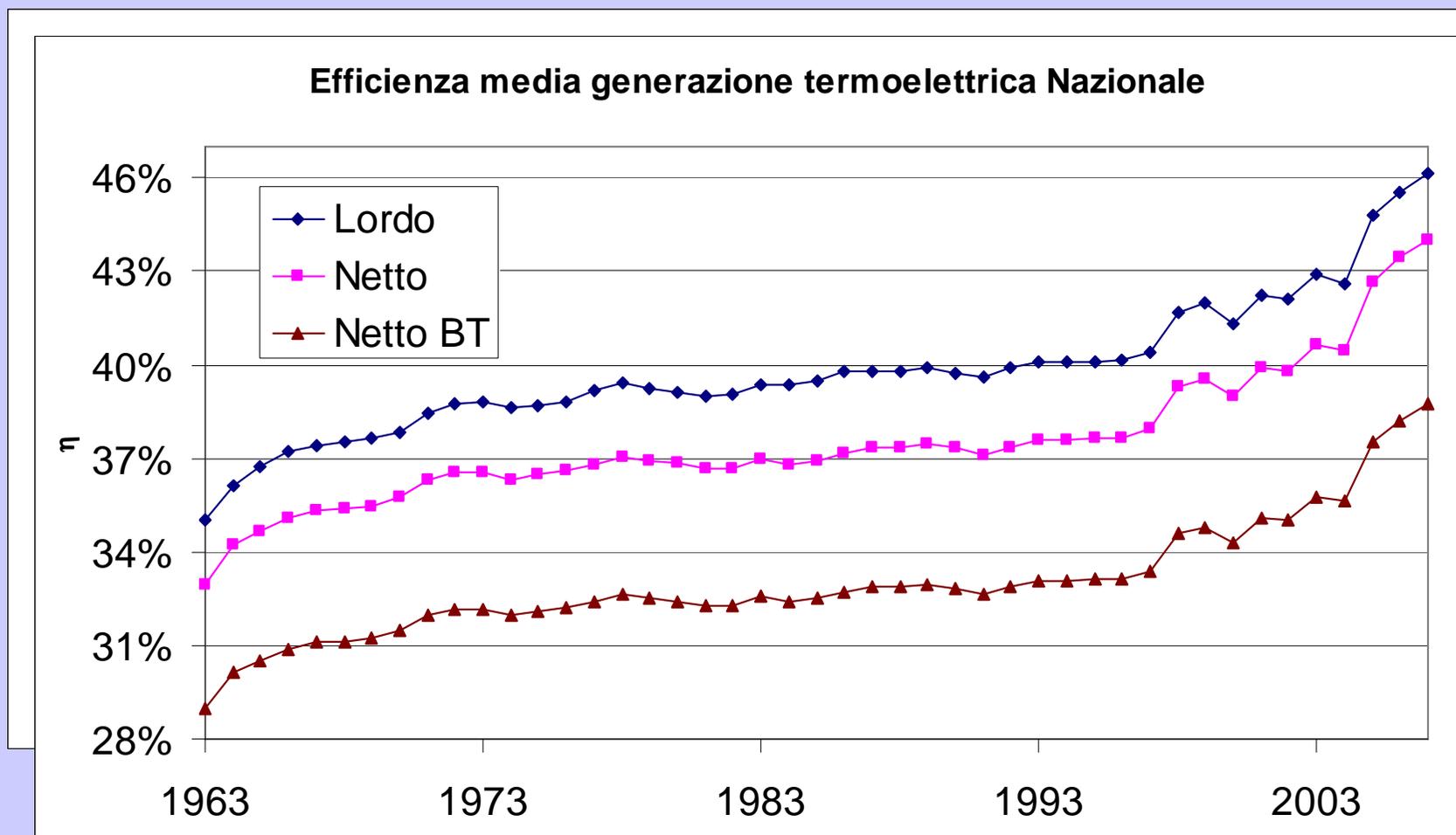
Il rendimento fornito per la caldaia a condensazione varia in funzione della temperatura di distribuzione del calore, essendo massimo per impianti a bassa temperatura (e.g. pannelli radianti).

Il rendimento fornito per la cogenerazione è un rendimento equivalente, calcolato con la formula seguente: $\eta_{eq} = (E_t' + E_t) / E_c$ (dove $E_t' = E_e(\eta_t^* / \eta_e^*)$, $\eta_t^* = 90\%$, $\eta_e^* = 37-43\%$, $E_t / E_c = \eta_{tc} = 45\%$, $E_e / E_c = \eta_{ec} = 35\%$). Il valore minimo coincide con η_e^* massimo.

Il rendimento della pompa di calore elettrica è calcolato considerando un COP=3 ed un intervallo di rendimento elettrico $\eta_e^* = 37-43\%$. Il valore minimo coincide con η_e^* minimo.

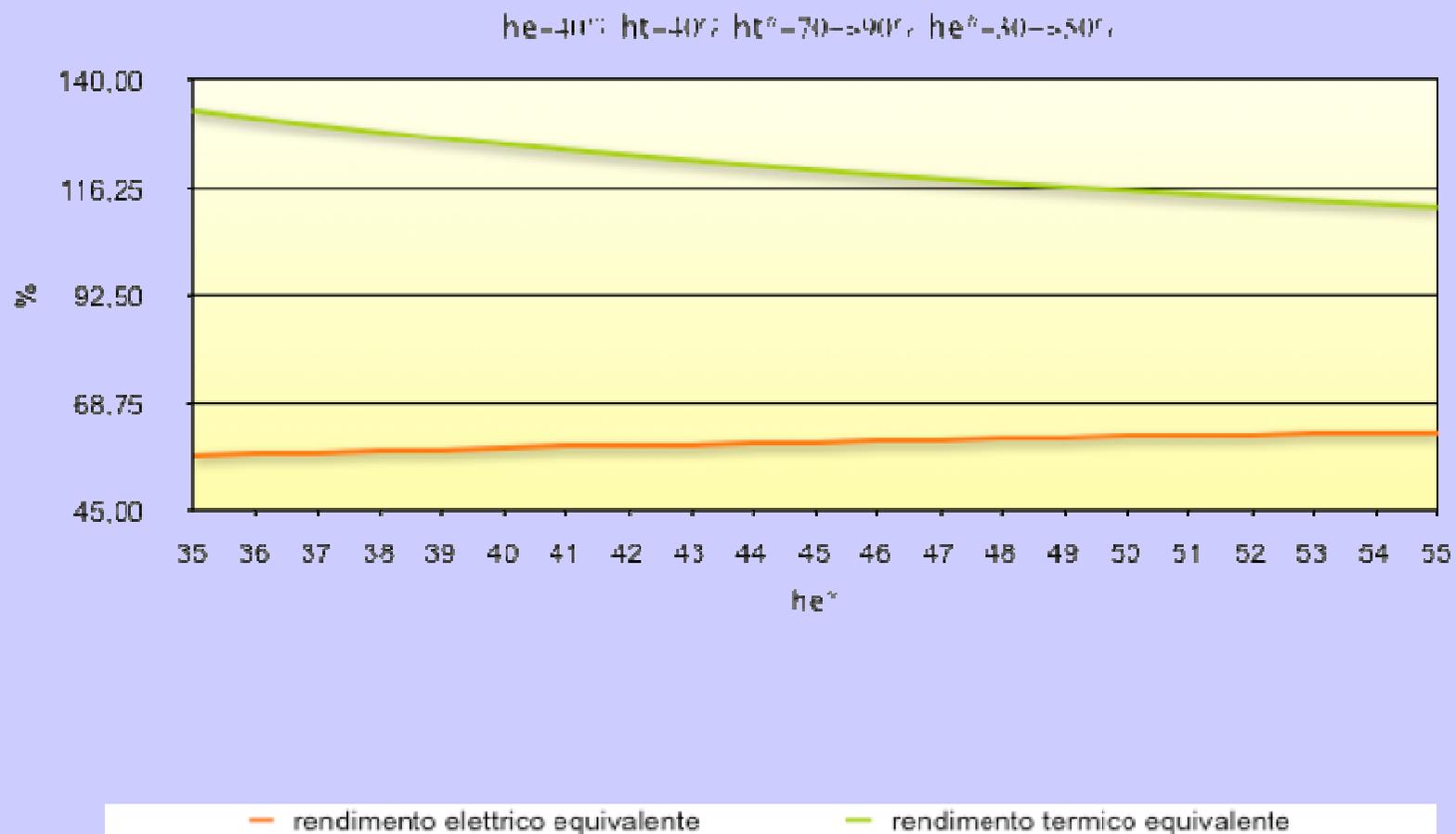
* Nel caso della cogenerazione e delle pompe di calore elettriche i valori minimi e massimo non si riferiscono alle opzioni tecnologiche, ma all'aumento nel tempo del rendimento del parco di generazione centralizzato. Nel 2006, con un η_e di generazione pari al 43%, si ha un η_e^* di circa il 40-41%.

Efficienza di generazione termoelettrica



(Elaborazione da dati Enel, GRTN e Terna)

La concorrenza

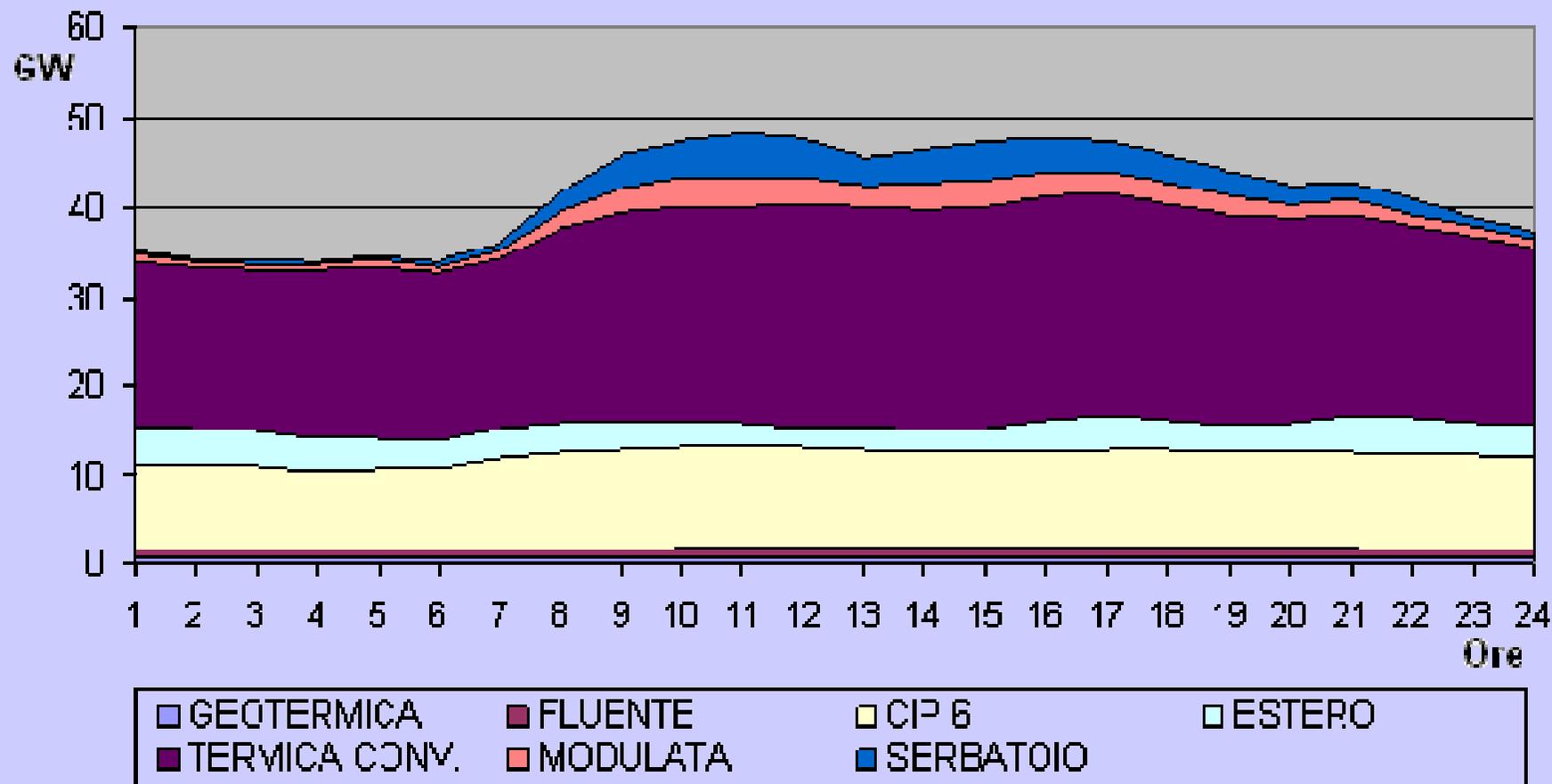


La concorrenza

I pro e i contro vanno oltre i valori del rendimento.
Occorre considerare:

- il costo (capitale, O&M, LCA) delle singole soluzioni;
- l'adeguatezza delle reti di distribuzione elettrica e del gas;
- l'andamento dei prelievi elettrici e termici delle singole realtà e a livello territoriale (teleriscaldamento);
- la tipologia dei corpi scaldanti;
- la disponibilità di impianti di generazione elettrica;
- le emissioni degli impianti;
- la reperibilità dei combustibili, tradizionali e non;
- la producibilità della risorsa geotermica;
- la presenza di superfici sufficienti ed idonee all'installazione di pannelli solari termici.

Un approccio di sistema



Chi fa modulazione
e come varia il
rendimento nel
corso della
giornata?

Circa 2.500-2.800 ore/anno di alto
carico, in base ai diagrammi di carico.

Aspetti legati alle emissioni: il rapporto del Carbon Trust

Fonte: www.thecarbontrust.co.uk

Figure 2 Carbon emissions of Micro-CHP vs condensing boiler and grid electricity

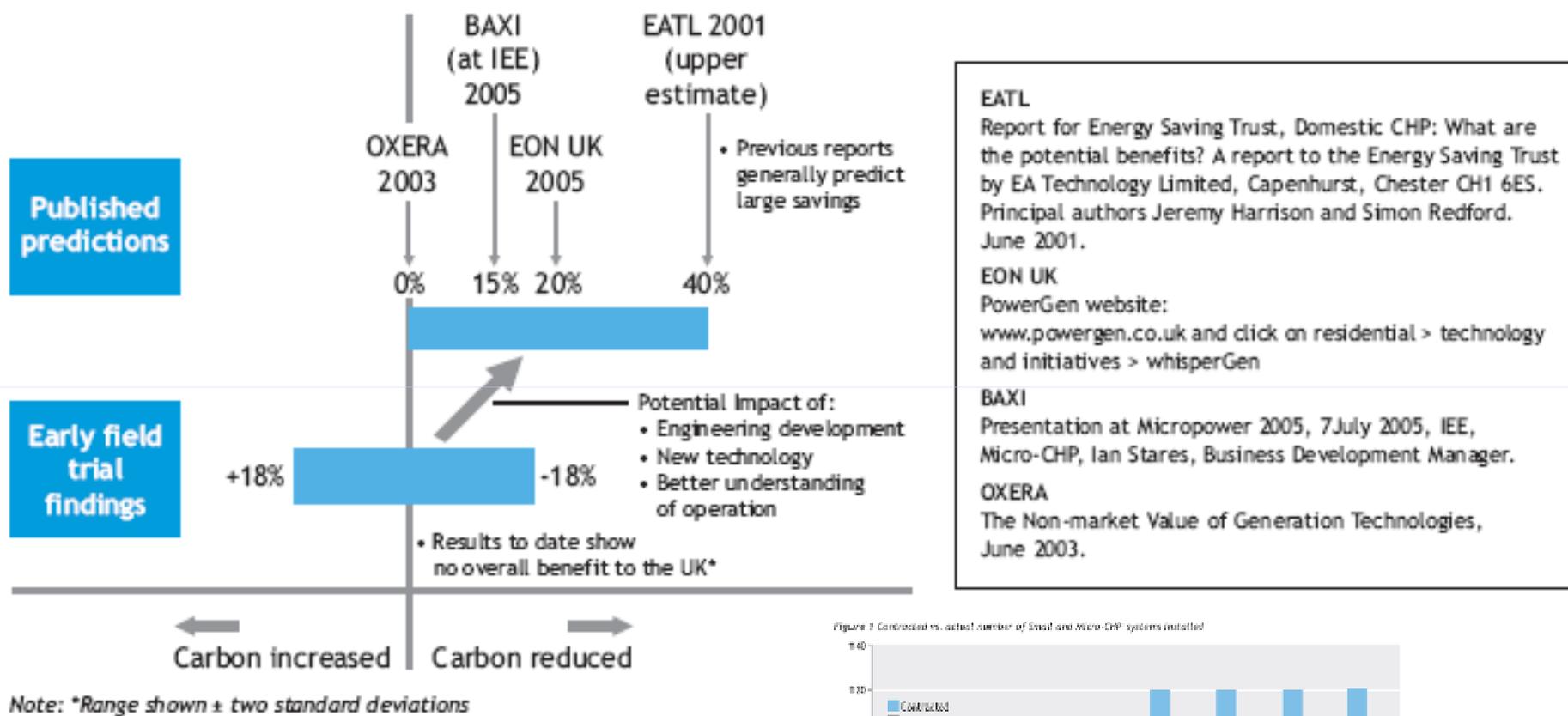
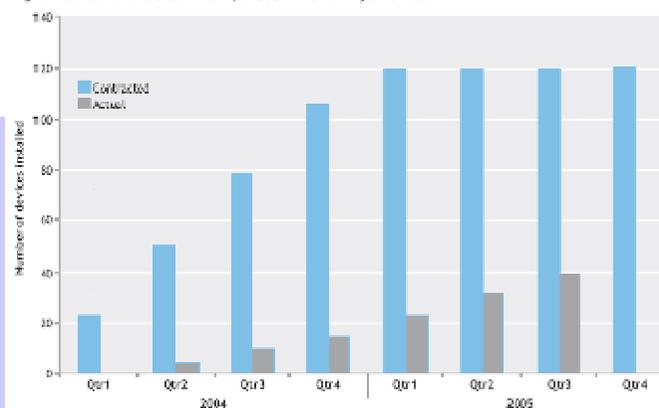


Figure 3 Contracted vs. actual number of Small and Micro-CHP systems installed



L'importanza della gestione

Fonte: www.thecarbontrust.co.uk

Figure 53 Range of carbon savings expected for domestic and commercial Mi (based on carbon emissions factor of **0.43kgCO₂/kWh** for displaced

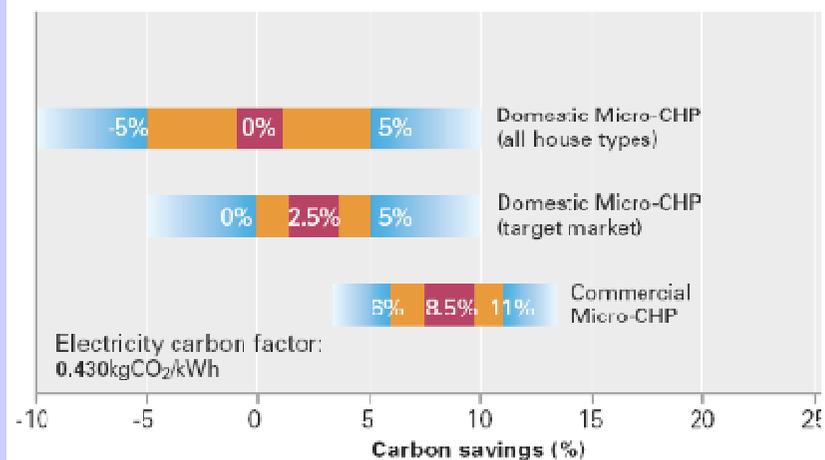
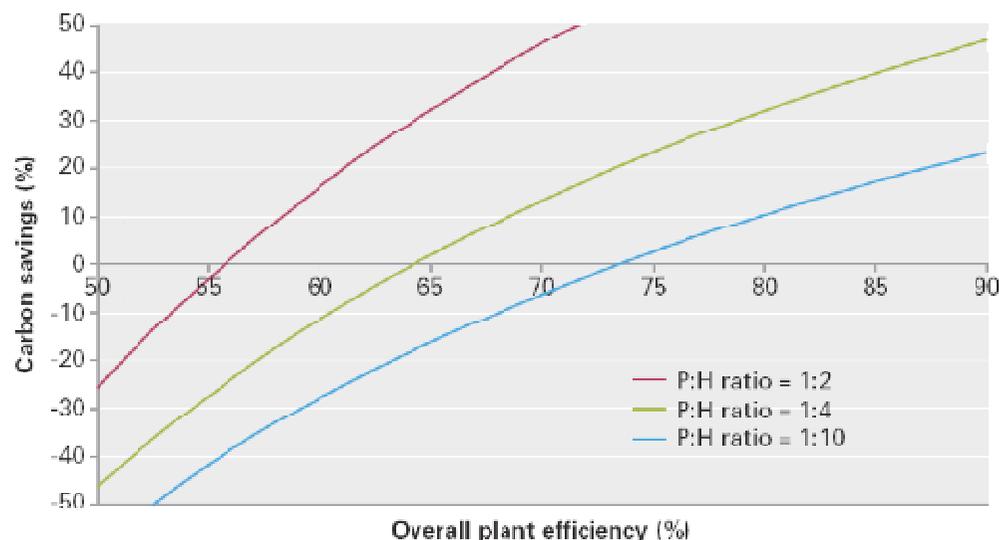
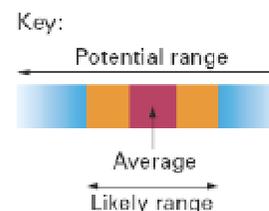
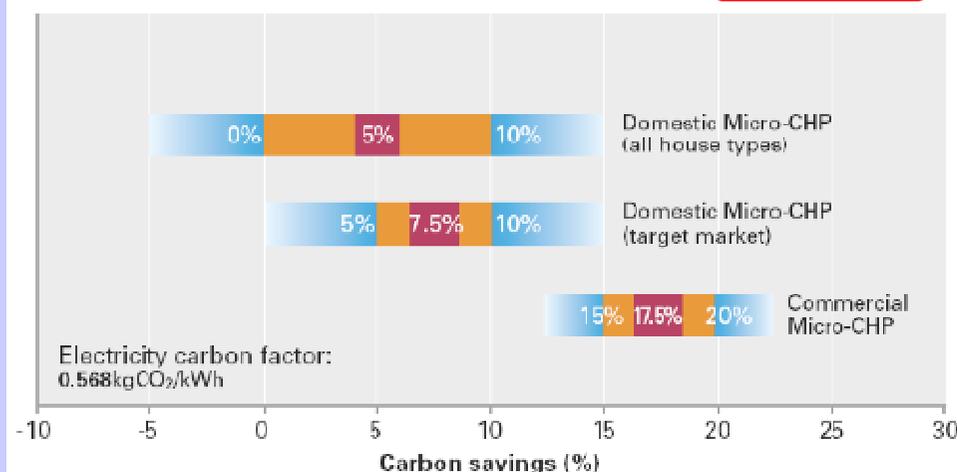


Figure 7 Theoretical carbon savings for different power-to-heat ratios



Range of carbon savings expected for domestic and commercial Micro-CHP relative to a typical A-rated condensing system boiler and based on carbon emissions factor of **0.568kgCO₂/kWh** for displaced electricity)



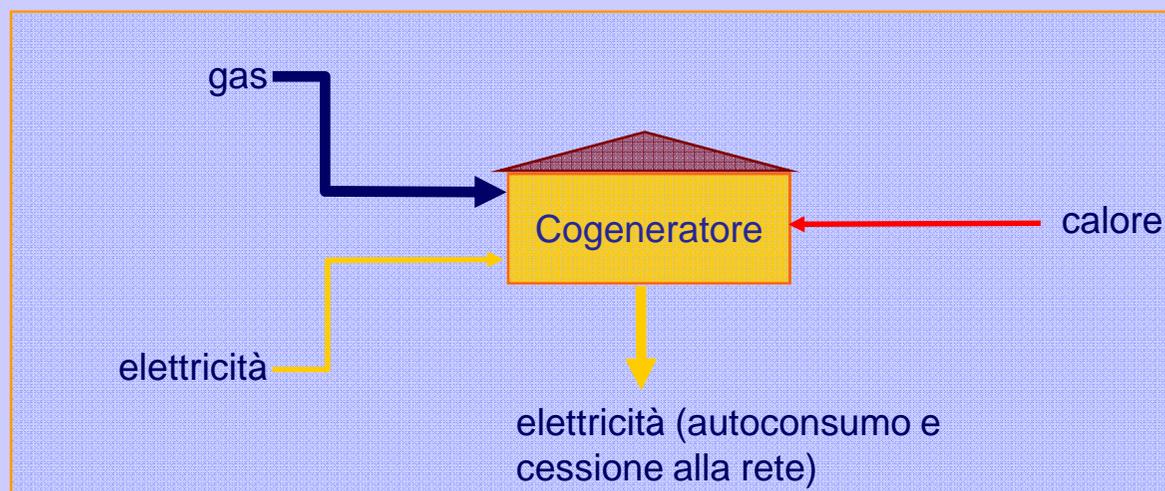
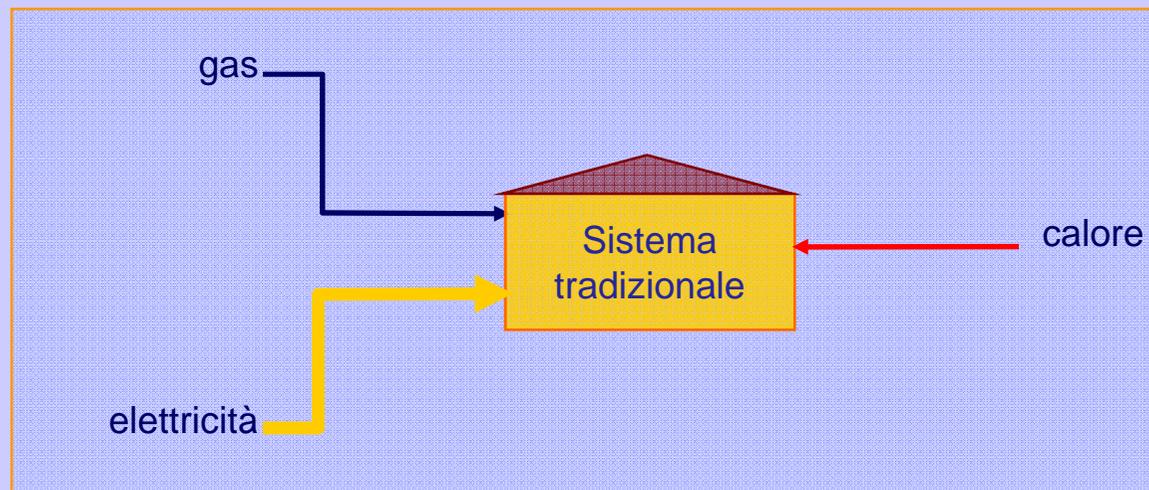
L'importanza della gestione

Alcune considerazioni emerse dal rapporto, che è basato su dati raccolti da 87 motori (72 sotto il kW_e , 15 sotto i 25 kW_e nel terziario):

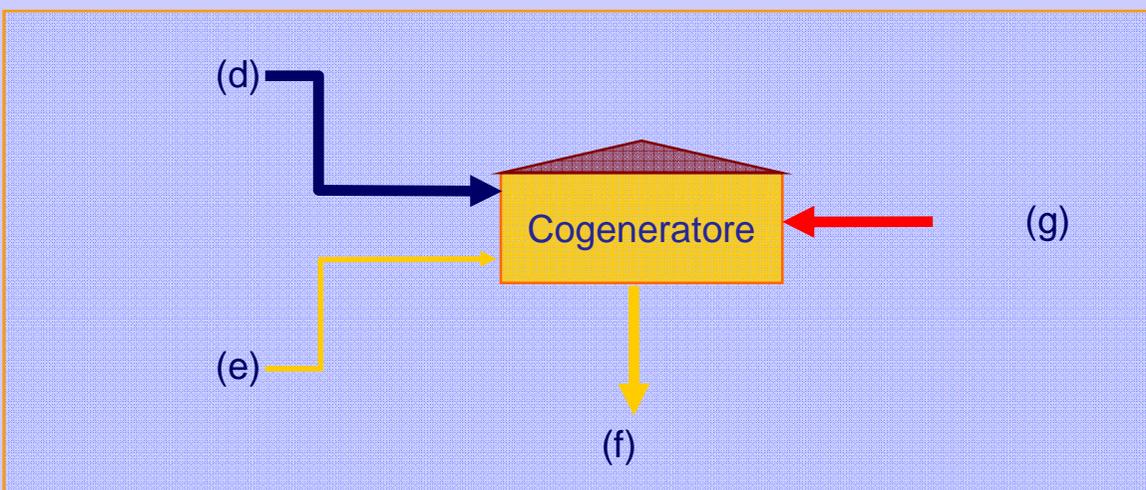
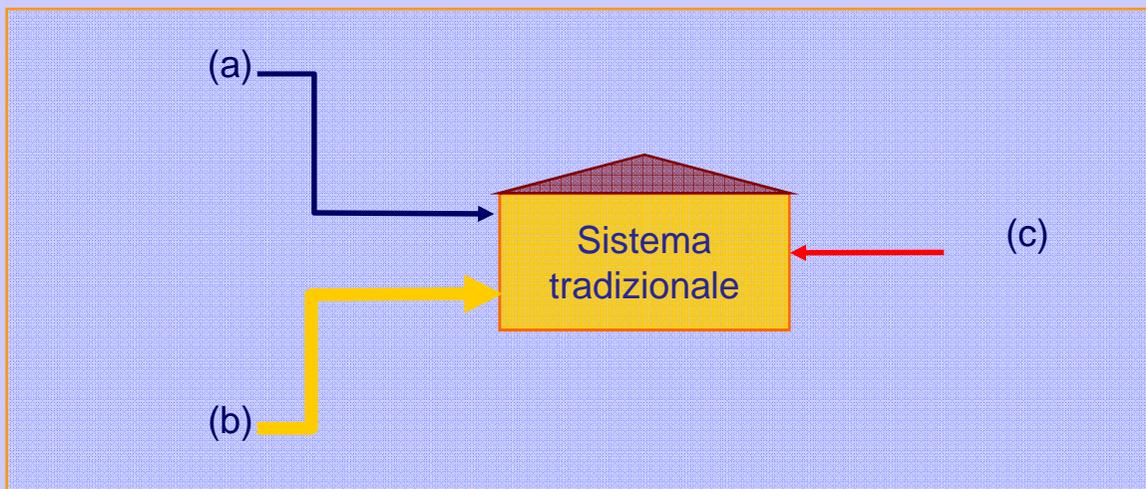
- l'efficienza complessiva dei cogeneratori risulta inferiore a quella teorica;
- l'energia elettrica richiesta dal carico è minore di quella prevista;
- le esportazioni verso la rete sono maggiori delle attese;
- le prestazioni risultano scadenti laddove i motori richiedano accensioni/spegnimenti frequenti;
- le macchine di taglia più grande forniscono prestazioni migliori, per le quali il rendimento elettrico è un parametro fondamentale.

Concetti preliminari

Uso dell'energia: lo schema cogenerativo



Uso dell'energia: lo schema cogenerativo



Investimento I_0
 $FC = f + (a + b + c) - (d + e + g)$
 $VAN = FA(FC) - I_0$

Meglio autoconsumare

Fonte: Macchi, Campanari, Silva "La microgenerazione a gas naturale", Polipress

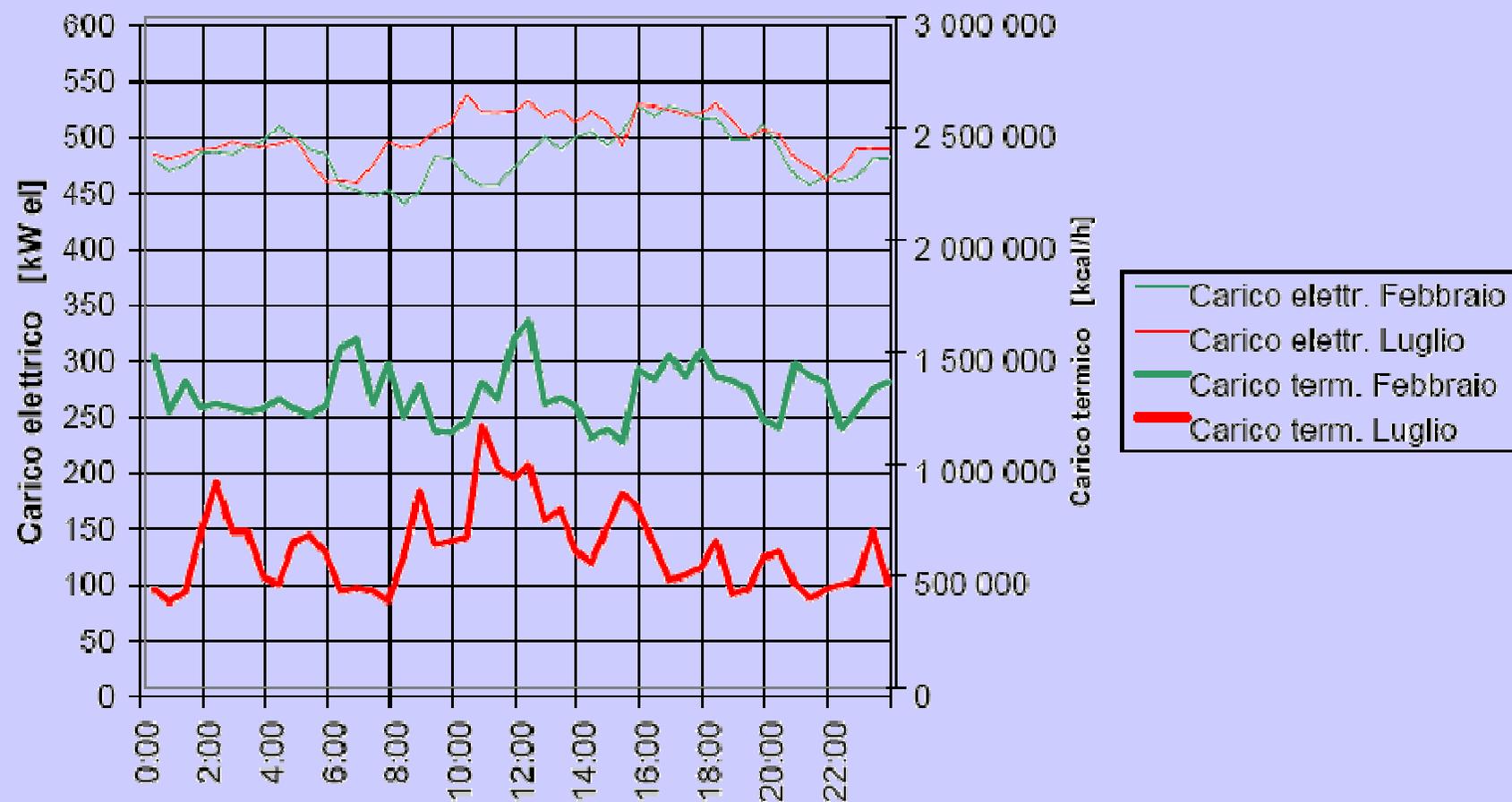
	F1 (€/MWh)	F2 (€/MWh)	F3 (€/MWh)	F4 (€/MWh)
Prezzo vendita del. 34/05	116,91	79,65	48,61	46,49
CTR	7,70	4,90	3,20	1,40
Corrispettivo per trasporto	-0,254	-0,254	-0,254	-0,254
CCT	-2,000	-2,000	-2,000	-2,000
Ricavo netto vendita R	122,36	82,30	49,55	45,63
Prezzo acquisto (bioraria) P	167,57		152,90	
Rapporto R/P	0,73	0,49	0,32	0,30

Il rapporto fra il prezzo di cessione alla rete e quello di acquisto è sempre sfavorevole, specie in fasce a basso carico. Da qui l'importanza di autoconsumare l'energia elettrica e di valorizzare al meglio il calore recuperato.

Profili orari dei carichi

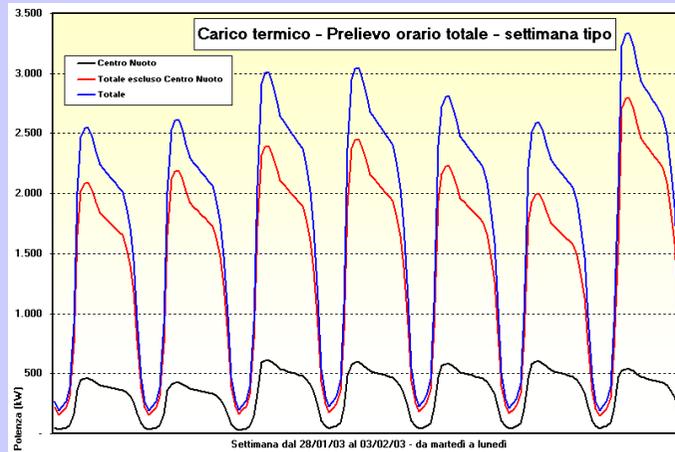
Fonte ECD - AusTex.

GIORNI FERIALI - Carichi elettrici e termici

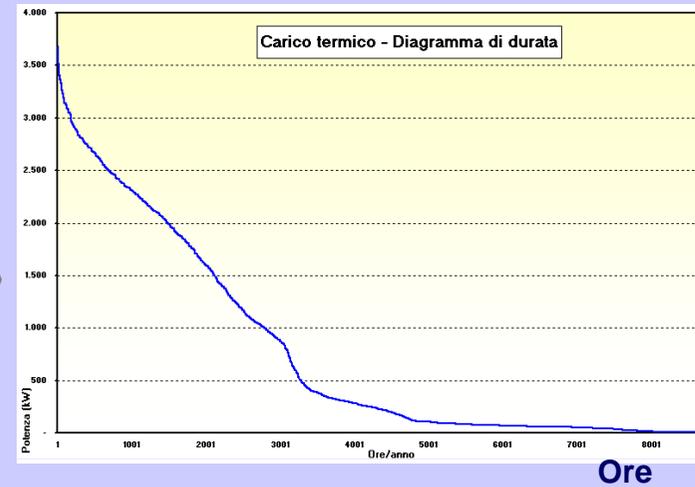


Curve di durata del carico

Carico Termico

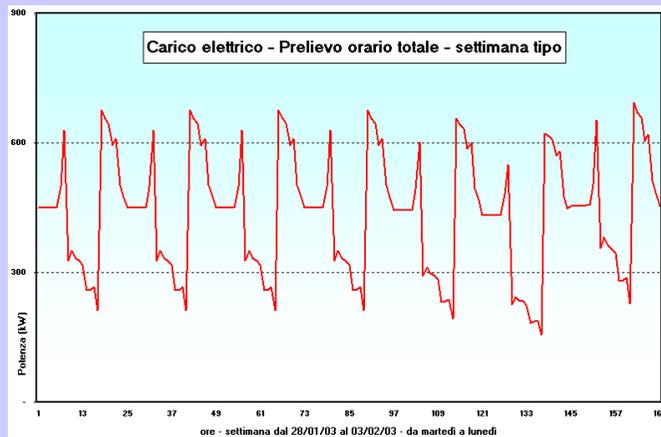


kW

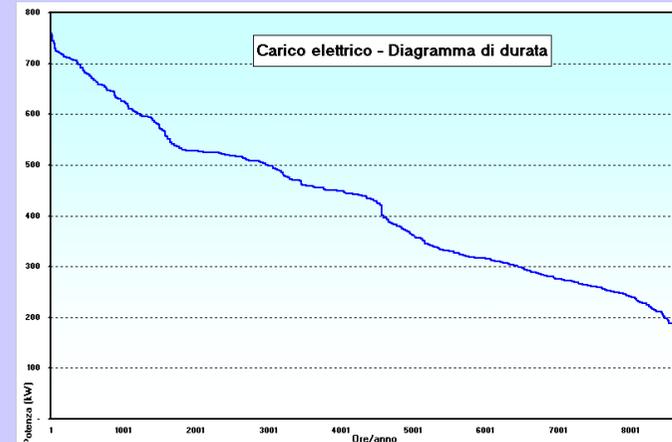


Ore

Carico Elettrico



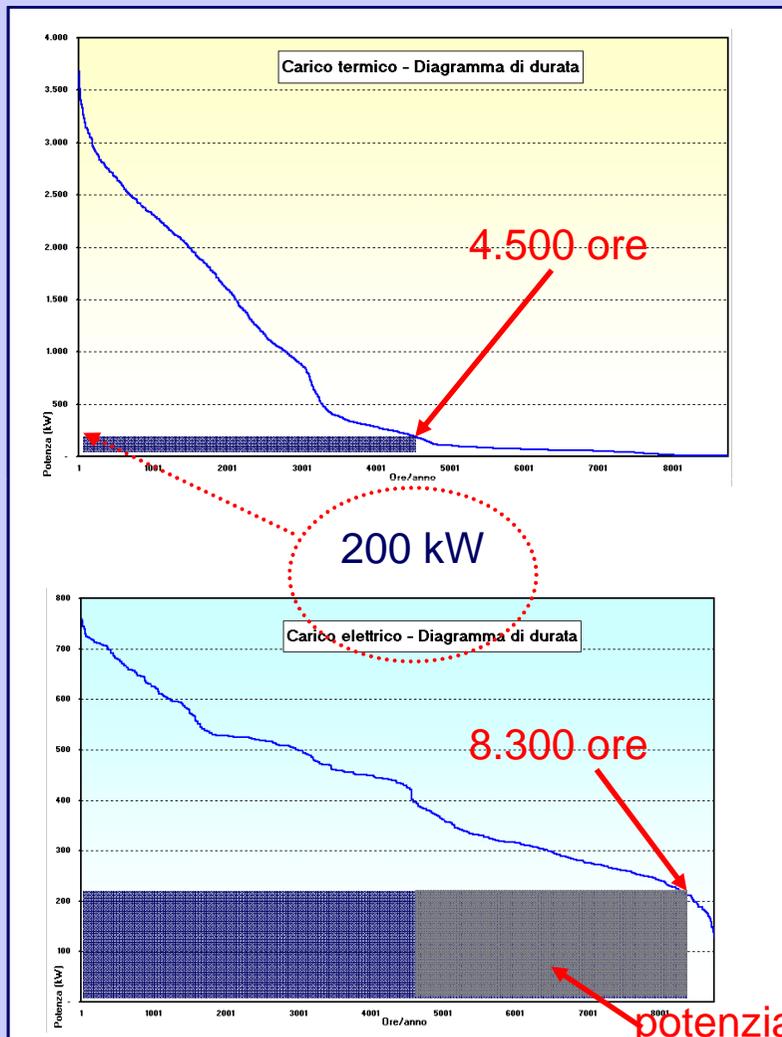
kW



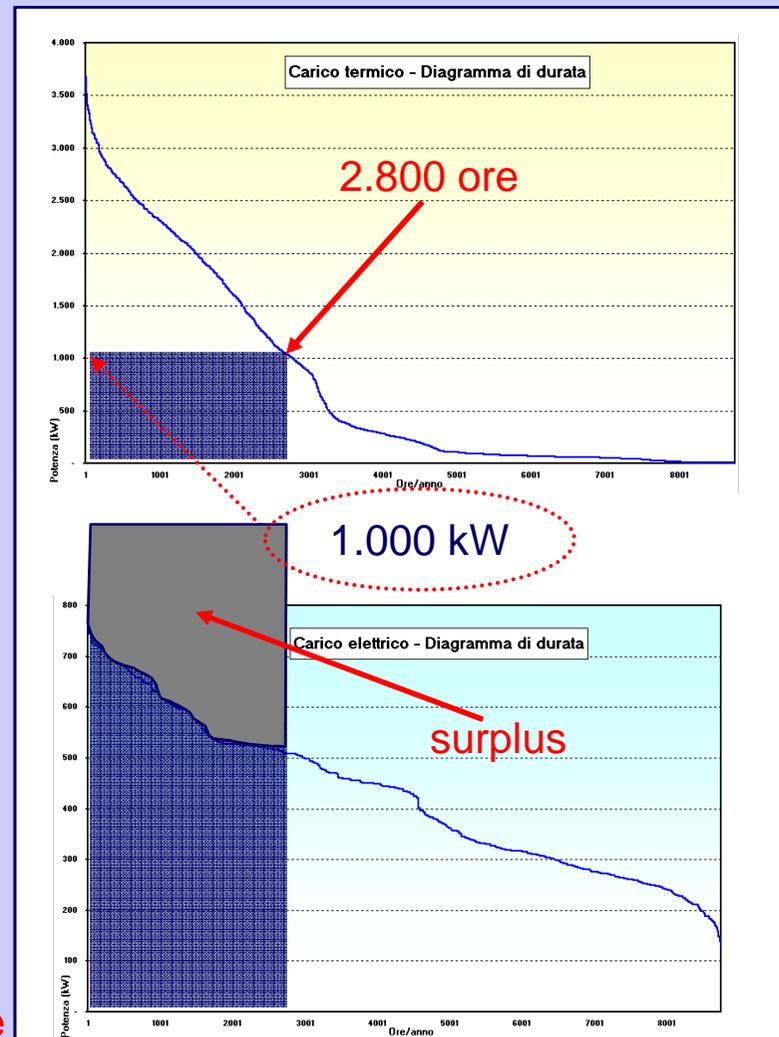
Ore

Curve di durata del carico

Alternativa A: Impianto da 200 kW



Alternativa B: Impianto da 1.000 kW



potenziale
generazione
semplice

Diagrammi di durata VS andamento orario

Andamento prelievi

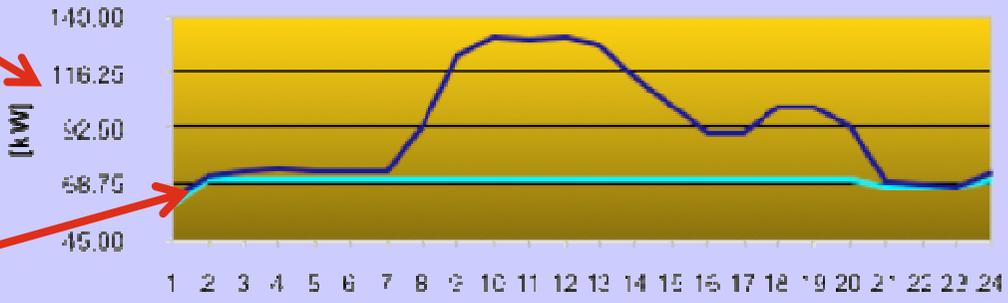
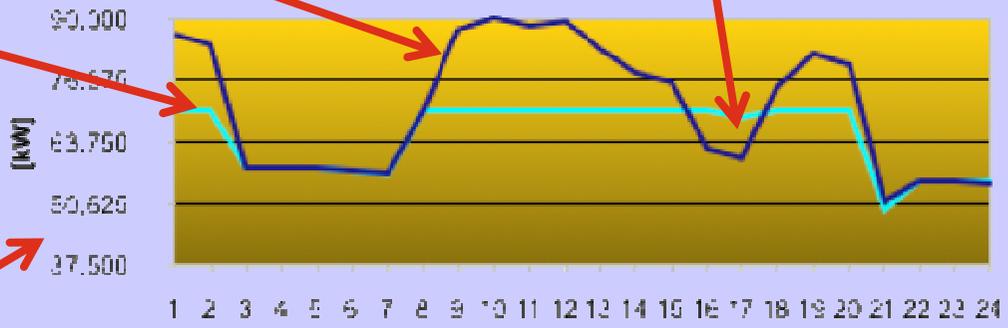
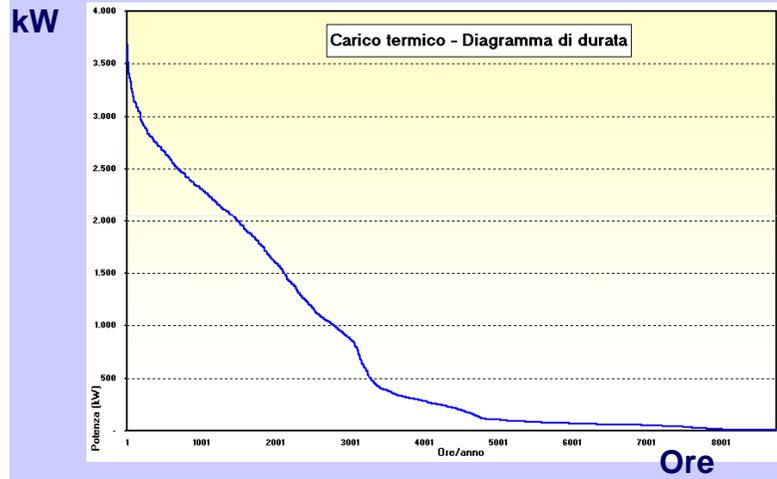
Andamento produzione

Surplus

Lunedì - venerdì

Sabato

Modulazione



Strumenti



Natural Resources
Canada

Ressources naturelles
Canada

Canada

RETScreen® International

Software di analisi progetti energia pulita

Modello per progetto di cogenerazione

Cliccare qui per iniziare

- Descrizione & diagramma di flusso
- Codice colori
- Manuale on-line

Fogli di calcolo

- Modello energetico
- Carichi e rete
- Selezione apparecchiature
- Analisi dei costi
- Analisi gas serra
- Riepilogo finanziario
- Analisi sensitività e rischio
- Strumenti

Opzioni

- Dati prodotti
- Dati meteo
- Dati costi
- Opzioni unità e rif. potere calorifico
- Opzioni lingua
- Opzioni divisa
- Analisi progetto CDM / JI



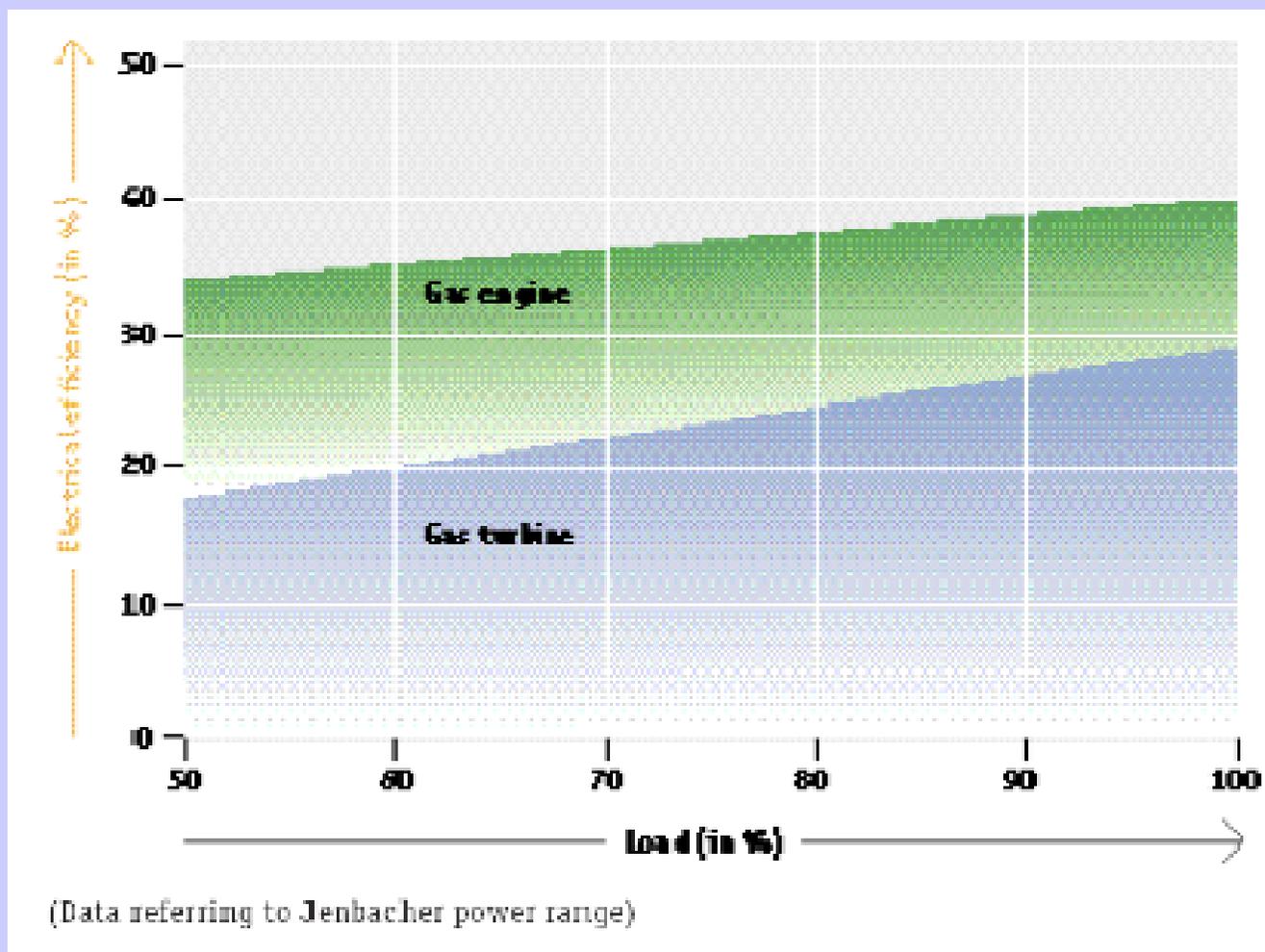
Centro di supporto
decisionale sulle energie
pulite
www.retscreen.net

Formazione e supporto
Forum internet
Mercato
Casi studio
Manuale

Partner



Rendimento e modulazione



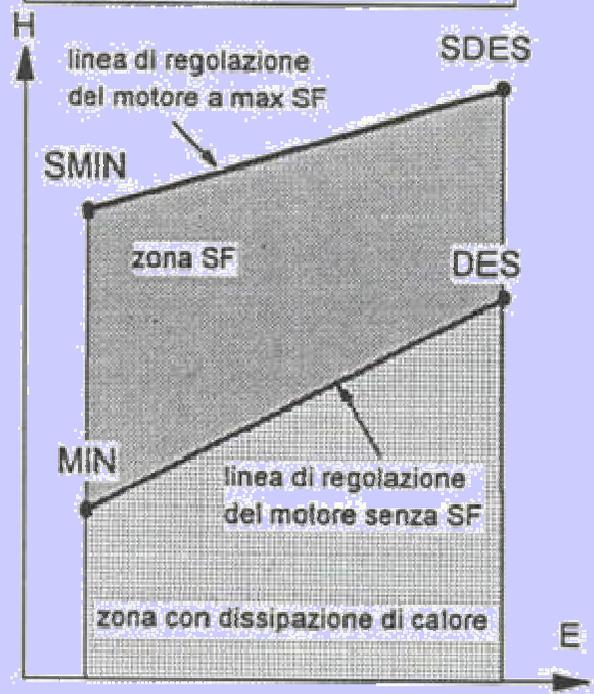
Flessibilità

Fonte: Libro bianco su cogenerazione (ATIG, 1995).

E: elettricità
 H: calore
 SF: post-combustione

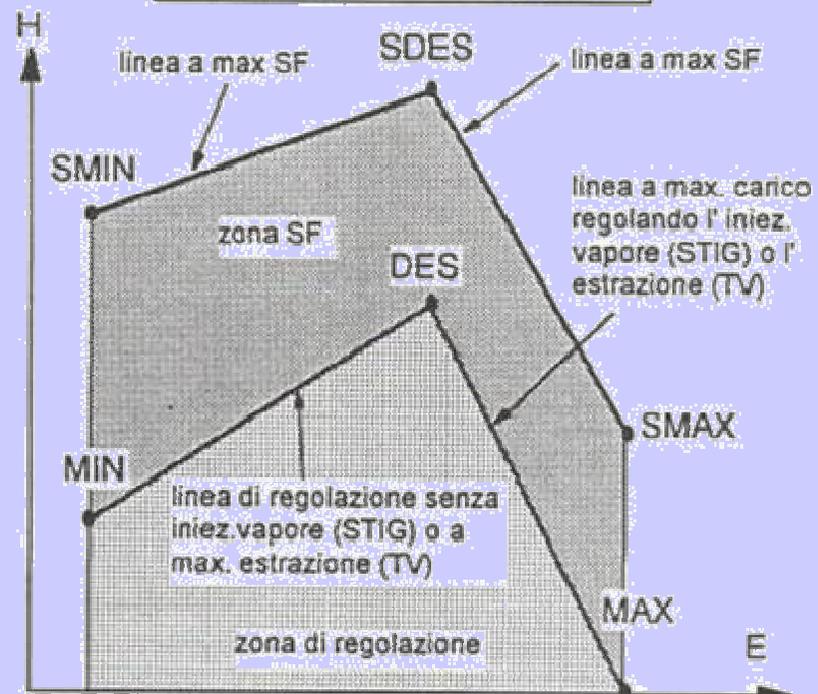
Motori a un grado di libertà:

- turbogas con recupero semplice
- turbine a vapore a contropressione
- motori alternativi

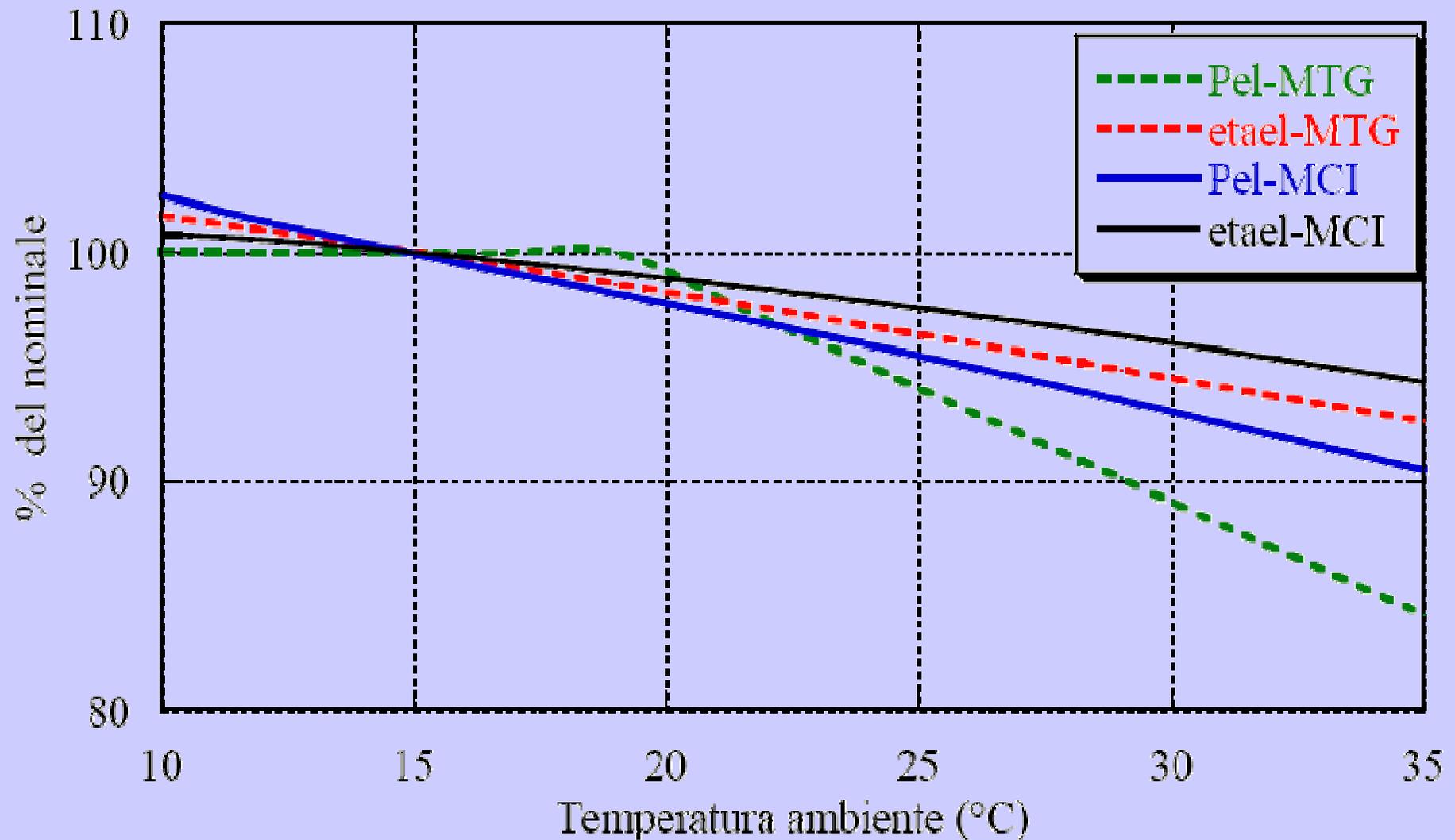


Motori a due gradi di libertà

- turbogas iniez. vapore (STIG)
- turbine a vapore a condensazione e spillamento

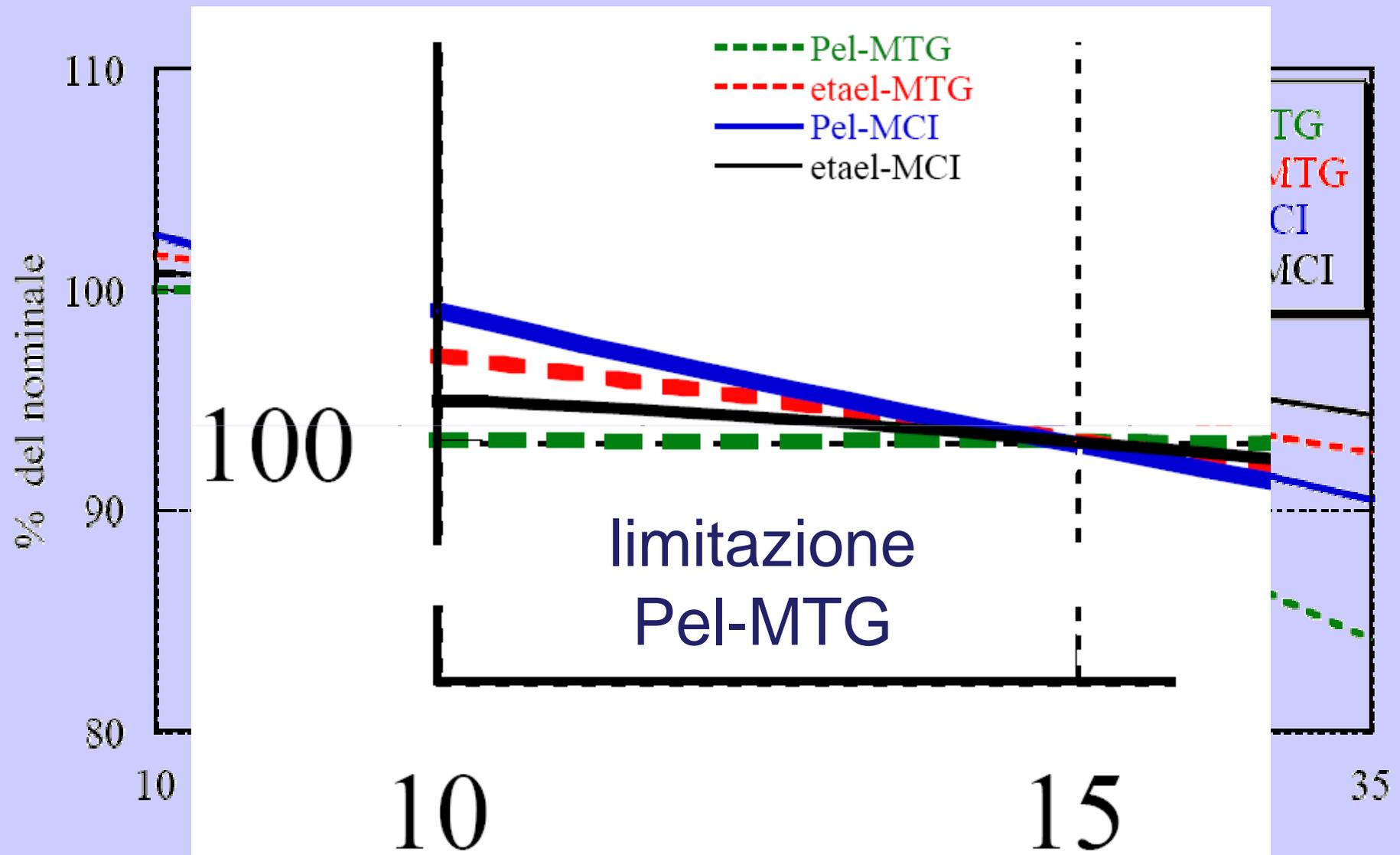


Influenza della temperatura ambiente sul rendimento



(fonte P. Spina - UniFE)

Influenza della temperatura ambiente sul rendimento



Caratteristiche delle utenze: settore civile

Fonte: Macchi, Campanari, Silva
"La microgenerazione a gas naturale", Polipress

Centro commerciale

- superficie coperta: 20.000 m²
- area di vendita: 13.000 m²
- volumetria: 100.000 m³
- carico termico: 2.171 MWh/anno
- carico elettrico: 7.920 MWh/anno
- carico frigorifero: 1.915 MWh/anno
- potenza elettrica impegnata: 1.400 kW
- E_+/E_e : 0,27

Centro sportivo

- impianti: 2 palestre, 3 piscine (20x10; 25x12,5; 12x3 m²)
- volumetria: 9.000 m³
- carico termico: 1.200 MWh/anno
- carico elettrico: 316 MWh/anno
- carico frigorifero: 126 MWh/anno
- potenza elettrica impegnata: 100 kW
- E_+/E_e : 3,80

Ospedale

- posti letto: 140
- volumetria: 42.000 m³
- carico termico: 2.192 MWh/anno
- carico elettrico: 800 MWh/anno
- carico frigorifero: 605 MWh/anno
- potenza elettrica impegnata: 190 kW
- E_+/E_e : 2,75

Albergo

- posti letto: 350
- volumetria: 43.000 m³
- carico termico: 2.400 MWh/anno
- carico elettrico: 460 MWh/anno
- carico frigorifero: 718 MWh/anno
- potenza elettrica impegnata: 105 kW
- E_+/E_e : 5,23

Palazzo uffici

- volumetria: 15.000 m³
- carico termico: 563 MWh/anno
- carico elettrico: 371 MWh/anno
- carico frigorifero: 209 MWh/anno
- potenza elettrica di picco: 97 kW
- potenza termica di picco: 222 kW
- potenza frigorifera di picco: 302 kW
- E_+/E_e : 1,51

UtENZE settore civile: riscaldamento

Periodo di accensione impianti termici (DPR 412/93 e aggiornamenti)

Zona	periodo	giorni	ore max
ZONA A	1/12-15/3	105	2.520
ZONA B	1/12-31/3	121	2.904
ZONA C	15/11-31/3	136	3.264
ZONA D	1/11-15/4	166	3.984
ZONA E	15/10-15/4	197	4.728
ZONA F	nessuna limitazione		



Aspetti normativi

Aspetti normativi: definizione AEEG di cogenerazione

L'Autorità ha definito le condizioni per il riconoscimento della qualifica di impianto cogenerazione tramite la delibera 42/02.

Al fine di valutare il soddisfacimento dei requisiti vengono considerati diversamente gli impianti:

- esistenti,
- ripotenziati,
- nuovi.

All'ultima categoria sono richiesti evidentemente requisiti più stringenti.

Aspetti normativi: definizione AEEG di cogenerazione

Le due condizioni per il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento (CAR) fino al 31/12/2010 sono:

- $IRE > IRE_0$
- $(IRE_{0old}=0,05; IRE_{0rw}=0,08; IRE_{0new}=0,10)$
- $LT > LT_0$
- $(LT_0=0,15)$

In cui:

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{esP}} + \frac{E_{t,civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t,ind}}{\eta_{ts,ind}}}$$

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t}$$

I valori di riferimento sono riportati nella diapositiva seguente e vengono aggiornati dall'AEEG con frequenza triennale con IRE_0 e LT_0 .

Aspetti normativi: definizione AEEG di cogenerazione

AGGIORNAMENTO DEI VALORI DEL RENDIMENTO ELETTRICO DI RIFERIMENTO PER IL BIENNIO 2006-2007					
Taglia di riferimento	Gas naturale, GPL, gasolio	Olio combustibile, nafta	Combustibili solidi fossili, petrocoke, erimulsion	Rifiuti solidi organici, inorganici e biomasse	TAR di Raffineria
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
fino a 1 MWe	40	35	33	23	35
> 1 fino a 10 MWe	41	36	34	25	35
> 10 fino a 25 MWe	44	38	36	27	35
> 25 fino a 50 MWe	48	39	37	28	35
> 50 fino a 100 MWe	50	39	37	28	35
> 100 fino a 200 MWe	51	39	37	28	35
> 200 fino a 300 MWe	53	39	37	28	40
> 300 fino a 500 MWe	55	41	39	28	40
> 500 MWe	55	43	43	28	40

Aspetti normativi: definizione AEEG di cogenerazione

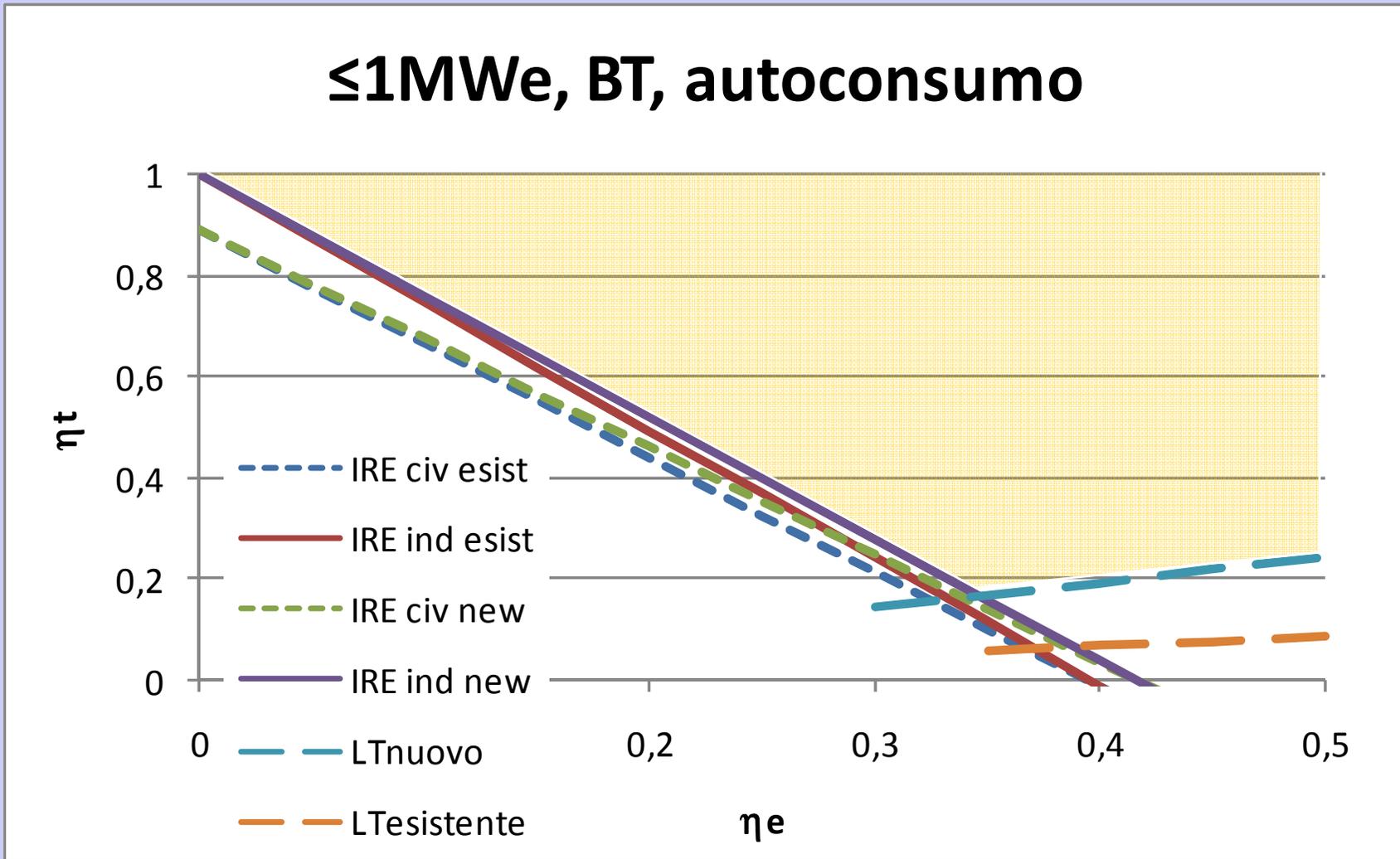
$$p = \frac{p_{\text{immessa}} \cdot Ee_{\text{immessa}} + p_{\text{autocons}} \cdot Ee_{\text{autocons}}}{Ee_{\text{immessa}} + Ee_{\text{autocons}}}$$

<i>Livello di tensione cui è allacciata la sezione</i>	p_{immessa}	p_{autocons}
BT (bassa tensione)	1- 4,3 / 100	1- 6,5 / 100
MT (media tensione)	1- 2,8 / 100	1- 4,3 / 100
AT/AAT (alta e altissima tensione)	1	1- 2,8 / 100

Il parametro p tiene conto delle minori perdite di rete offerte dall'autoconsumo dell'elettricità prodotta.

Per l'avviamento e per problematiche temporanee sono previste delle deroghe (delibera AEEG 201/04).

IRE e LT, delibera AEEG 42/02 e s.m.i.



$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_{t_{civ}}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t_{ind}}}{\eta_{ts,ind}}}$$

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t}$$

Aspetti normativi: direttiva 2004/8/CE

La direttiva comunitaria emanata ad inizio 2004, recepita attraverso il D.Lgs. 20/2007, richiede ai paesi membri:

- la garanzia d'origine per la cogenerazione;
- la valutazione del potenziale nazionale;
- tariffe di acquisto dell'energia elettrica di riserva e complemento possibilmente regolate;
- un accesso alla rete particolarmente agevole sotto il MW_e ;
- la razionalizzazione e semplificazione della normativa e dei processi autorizzativi;
- la presentazione di statistiche dal dicembre 2004.

PES

Dal 2011 la CAR dovrà rispettare i vincoli sul PES
(Primary Energy Savings):

Micro cogenerazione PES > 0

Piccola cogenerazione PES > 10%

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{ECHP}}{\eta_{Erif}} + \frac{\eta_{TCHP}}{\eta_{Trif}}} \right) \times 100$$

$$\boxed{E_{CHP} = H_{CHP} \cdot C} \quad \text{anche per GO}$$

Rendimenti di riferimento

	Tipo di combustibile	≤ 1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2011	Vapore (*) /acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (1)	
solido	Carbone fossile/coke	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2	88	80	
	Lignite/mattonelle di lignite	37,3	38,1	38,8	39,4	39,9	40,3	40,7	41,1	41,4	41,6	41,8	86	78	
	Torba/mattonelle di torba	36,5	36,9	37,2	37,5	37,8	38,1	38,4	38,6	38,8	38,9	39,0	86	78	
	Combustibili a base di legno	25,0	26,3	27,5	28,5	29,6	30,4	31,1	31,7	32,2	32,6	33,0	86	78	
	Biomasse di origine agricola	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24	24,4	24,7	25,0	80	72	
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24	24,4	24,7	25,0	80	72	
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24	24,4	24,7	25,0	80	72	
	Sciisti bituminosi	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	39,0	86	78
	liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2	89	81
Biocarburanti		39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2	89	81	
Rifiuti biodegradabili		20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0	80	72	
Rifiuti non rinnovabili		20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0	80	72	
gas	Gas naturale	50,0	50,4	50,8	51,1	51,4	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5	90	82	
	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	89	81	
	Biogas	36,7	37,5	38,3	39,0	39,6	40,1	40,6	41,0	41,4	41,7	42,0	70	62	
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	80	72	

Fattori di correzione

Si corregge il rendimento considerando la temperatura media annuale dello Stato: si aumenta di 0,1% per ogni grado sotto i 15°C e si diminuisce di 0,1% per ogni grado sopra.

Si tiene inoltre conto dell'energia elettrica consumata in loco e immessa in rete e del livello di tensione della connessione

Tensione	Elettricità immessa in rete	Elettricità consumata in loco
> 200kV	1	0,985
100-200kV	0,985	0,965
50-100kV	0,965	0,945
0,4-50kV	0,945	0,925
< 0,4kV	0,925	0,860

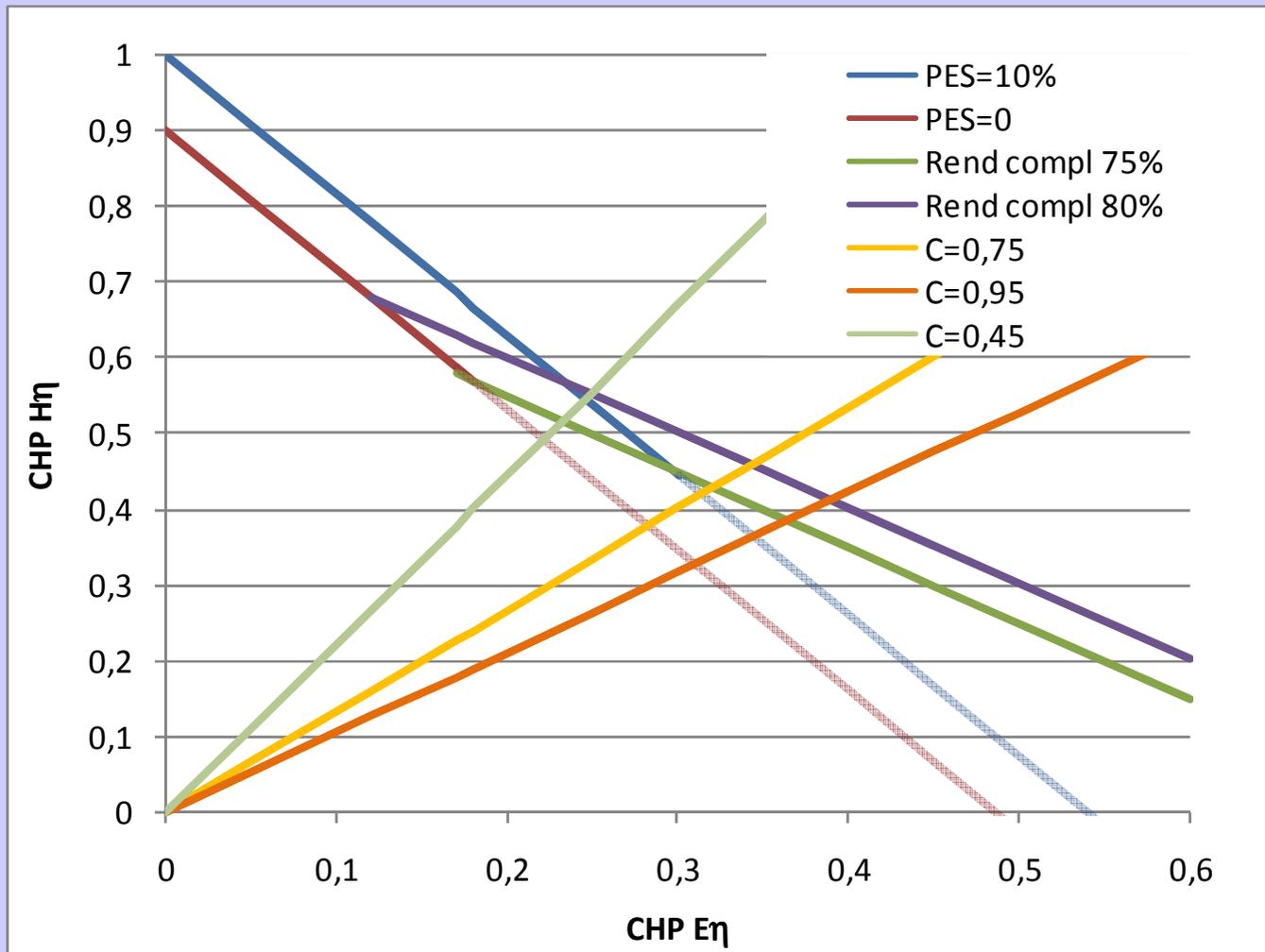
Aspetti normativi: direttiva 2004/8/CE

La decisione CE 19/11/2008 ha definito i criteri per il calcolo dell'elettricità da cogenerazione da usare nella formula del PES.

E_{CHP} si calcola come prodotto fra l'indice elettrico-termico (C in tabella) ed il calore utile per rendimenti complessivi inferiori al 75% (80% per CCC e TVC), risultando pari al 100% negli altri casi.

Tipo di unità	Rapporto di base elettrica/calorifica (C)
Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore	0,95
Turbina a vapore a contropressione	0,45
Turbina a presa di vapore a condensazione	0,45
Turbina a gas con recupero di calore	0,55
Motore a combustione interna	0,75

PES , rendimento complessivo ed elettricità da cogenerazione



$$E_{\text{CHP}} = H_{\text{CHP}} \cdot C$$

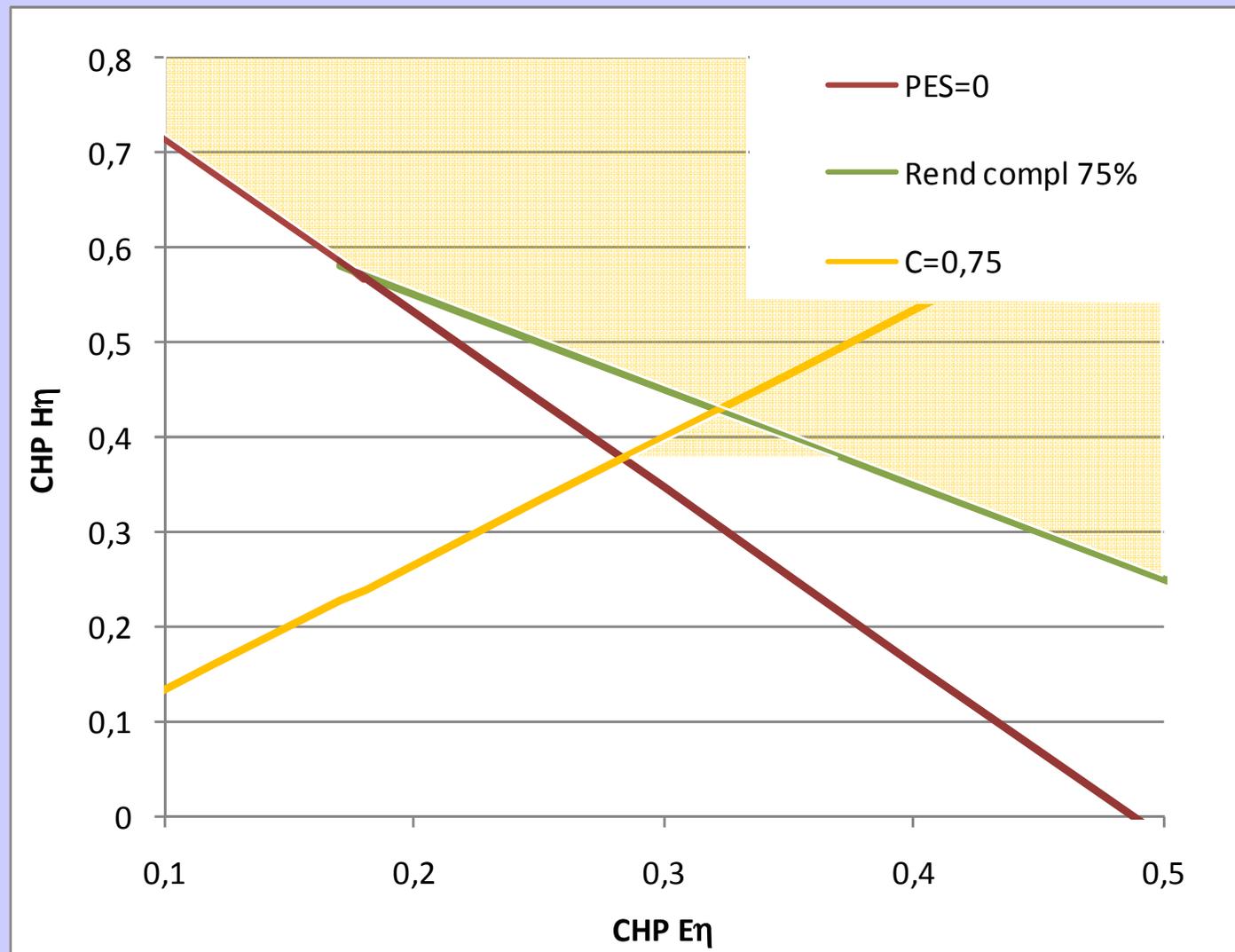
Impianto connesso in media tensione,
alimentato a gas naturale, 100% autoconsumo

Micro cogenerazione PES>0

Piccola cogenerazione PES>10%

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

PES , rendimento complessivo ed elettricità da cogenerazione



Piccola cogenerazione ($PES > 0$), motore a combustione interna (rendimento complessivo $> 75\%$ e $C = 0,75$), connessione in media tensione, alimentato a gas

Aspetti normativi: il nuovo regime di sostegno per la CHP

Il decreto 20/2007 prevede:

- è cogenerazione ad alto rendimento quella che risponde alla delibera 42/02 e dal 2011 al PES;
- la riorganizzazione del sistema dei titoli di efficienza per favorire la cogenerazione;
- lo scambio sul posto per impianti fino a 200 kW_e;
- la semplificazione delle procedure amministrative;
- la garanzia di origine rilasciata su richiesta dei produttori;
- il monitoraggio quadriennale dal 2007;
- la precisazione delle modalità di ottenimento dei certificati verdi per impianti che abbiano fatto richiesta prima dell'entrata in vigore della Finanziaria 2007.

Aspetti normativi: il ruolo dell'Autorità

L'AEEG ha il compito di regolare alcuni aspetti importanti che riguardano la cogenerazione:

- ① i criteri per l'allacciamento alle reti;
- ① le modalità di riconoscimento dello scambio sul posto;
- ① le modalità di remunerazione del servizio di parallelo e dell'accesso alla rete;
- ① le modalità di remunerazione dell'energia ritirata dai gestori di rete;
- ① le modalità per la misura dell'energia elettrica e le fasce orarie.

Aspetti normativi: il ruolo del GSE

Il decreto 20/2007 assegna un ruolo importante al GSE nell'ambito della cogenerazione. Il Gestore dei Servizi Elettrici:

- è indicato come soggetto attuatore;
- rilascia la garanzia di origine per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- raccoglie e i dati relativi a tutti gli impianti degli esercenti di officina elettrica;
- raccoglie i dati sugli incentivi messi a disposizione dalle amministrazioni pubbliche;
- redige una stima del potenziale nazionale;
- pubblica un rapporto annuale sull'attuazione del decreto.

Potenziale nazionale cogenerazione ad alto rendimento (art 5)

Il **GSE** dovrà predisporre, **entro 12 mesi** dalla entrata in vigore del decreto, un **rapporto** contenente un'analisi del **potenziale nazionale** per la realizzazione della **cogenerazione ad alto rendimento**, evidenziando separatamente il potenziale della **piccola e micro-cogenerazione**



Il rapporto dovrà contenere:

- la valutazione del **potenziale nazionale** di cogenerazione, con particolare riferimento agli anni **2010, 2015 e 2020**, includendo una stima dei **costi**;
- il tipo di produzione separata di elettricità e calore e di energia meccanica che la cogenerazione potrebbe sostituire;
- una stima della **domanda di raffreddamento e riscaldamento** utile che si presti all'applicazione della cogenerazione. Tale stima dovrà essere effettuata **per ogni regione e provincia autonoma** italiana;
- un'analisi del **tipo di tecnologie e di combustibili** che è possibile utilizzare per realizzare il potenziale di cogenerazione;
- la suddivisione del potenziale in aggiornamento della **capacità esistente** ed in costruzione di **nuova capacità**;
- un'analisi degli **ostacoli** che impediscono la realizzazione della cogenerazione ad alto rendimento (ad es. impedimenti autorizzativi, costi dei combustibili....)

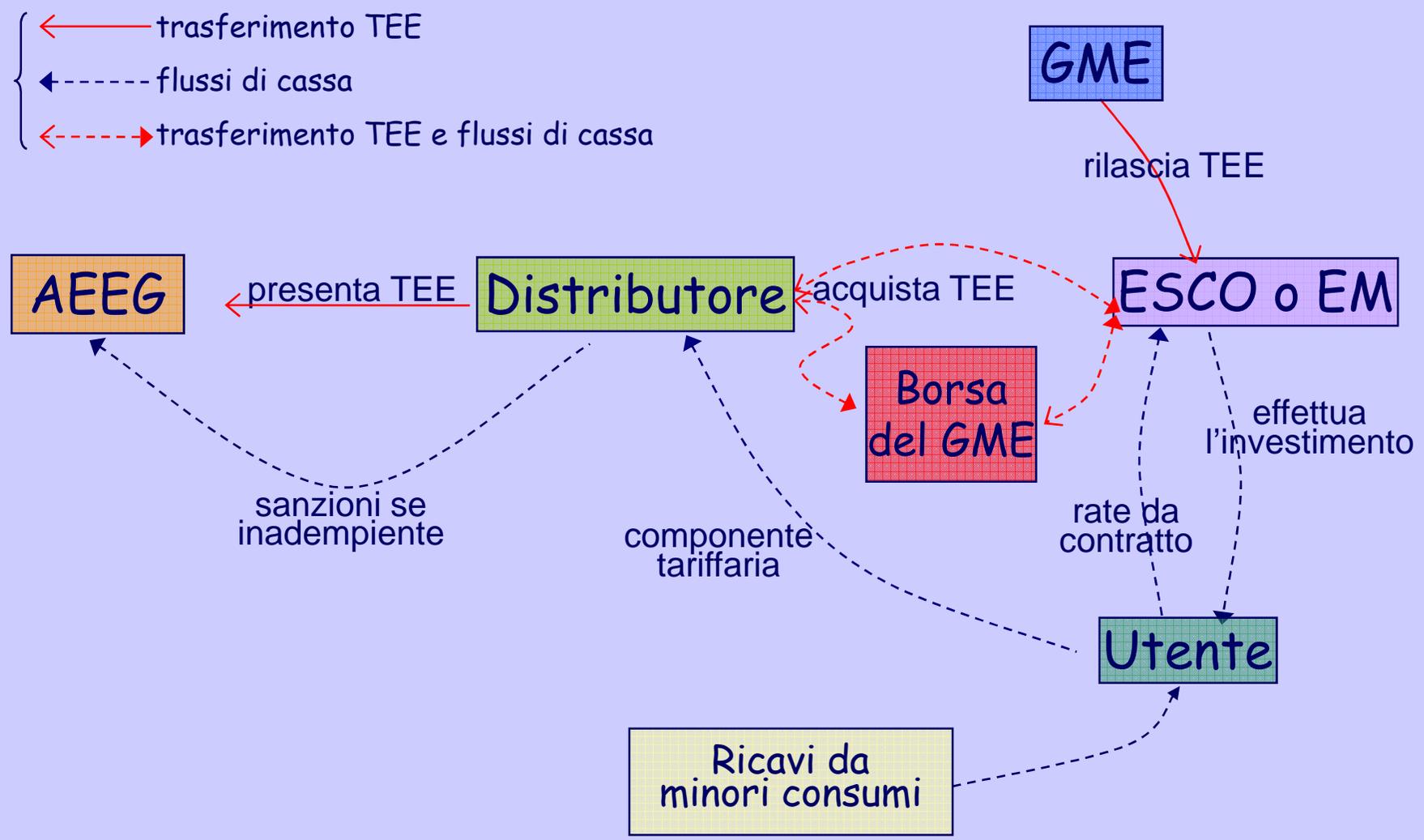
Aspetti normativi: agevolazioni riconosciute a CHP

Agli impianti di cogenerazione, riconosciuti tali in base alla definizione dell'Autorità, sono garantiti i seguenti vantaggi:

- priorità di dispacciamento;
- incentivi previsti dai DM 20 luglio 2004 per l'efficienza energetica o dai certificati verdi se fonte rinnovabile;
- agevolazione fiscale sul gas naturale;
- condizioni sul ritiro di energia elettrica dedicate e scambio sul posto (delibera 280/07 e 74/08);
- fondo di rotazione Finanziaria 2007;
- contributi regionali.

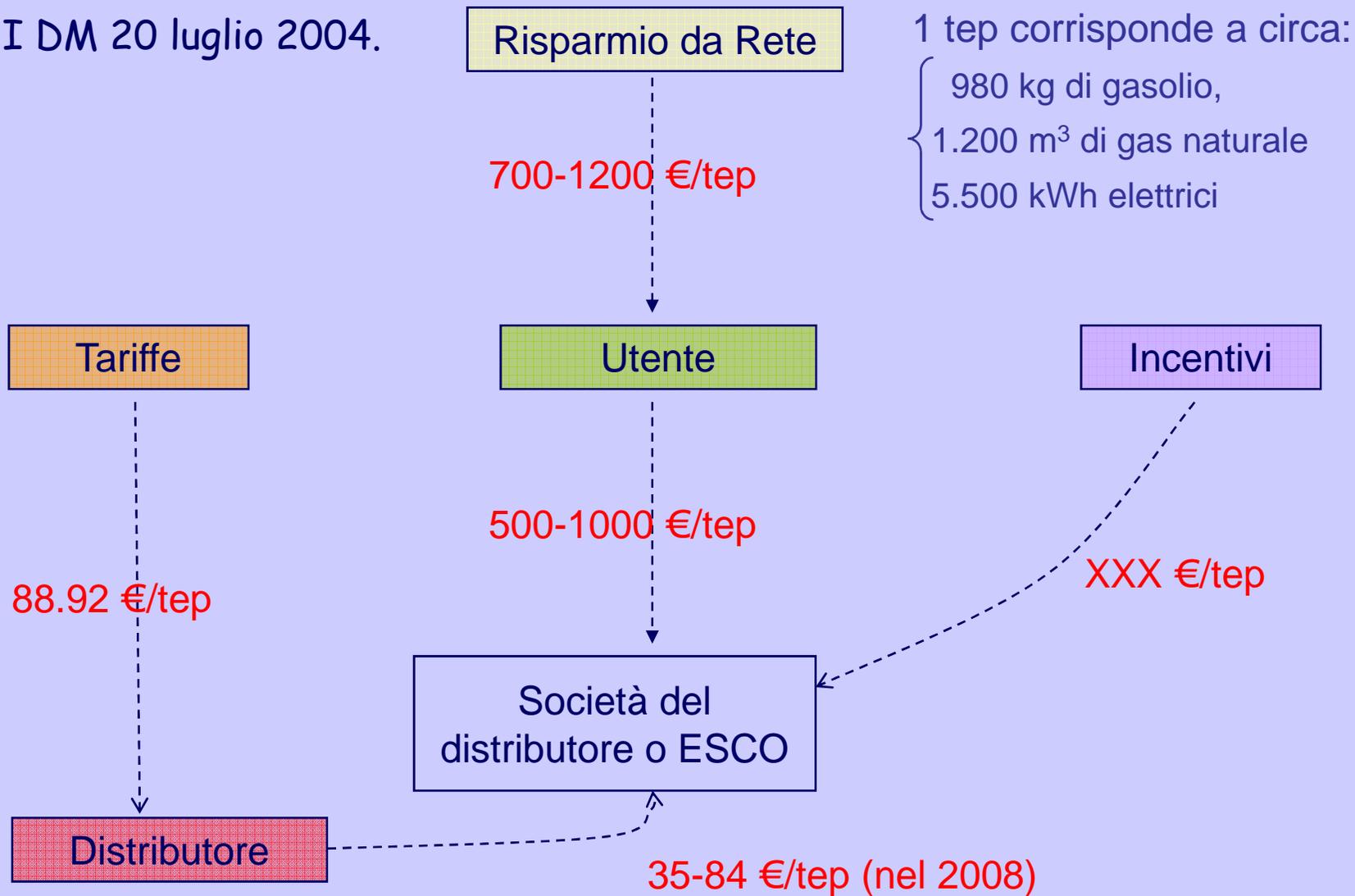
La cogenerazione ad alto rendimento ha inoltre diritto alla garanzia di origine.

Aspetti normativi: CHP e decreti



Considerazioni

I DM 20 luglio 2004.



Aspetti normativi: CHP e decreti, scheda 21

Metodo di valutazione ¹	Valutazione analitica			
Risparmio netto di energia primaria conseguibile (RN):				
$RN = RN_t + RN_f + RN_e$				
con:				
$RN_t = IRE_{mod} * EP_t$, $EP_t = 0,086 * EF_t / (0,77 + 0,03 * \text{Log}_{10} P_n)$				
$RN_f = IRE_{mod} * EP_f$, $EP_f = f_E / 3,0 * E_{ff}$				
$RN_e = IRE_{mod} * [EP_e - (f_E - 0,148) * E_{eimmessa}]$, $EP_e = f_E * E_e$				
$IRE_{mod} = (EP - EP_c) / EP$ con $EP = EP_t + EP_f + EP_e$, $EP_c = 0,086 * E_c$				
dove valgono le definizioni fornite alla successiva sezione 5 (“Simbologia e schemi di riferimento”) e le grandezze indicate in neretto (esprese in MWh) devono essere oggetto di misura.				
Tipi di Titoli di Efficienza Energetica riconosciuti all'intervento²				
	Situazione di confronto	TEE tipo I	TEE tipo II	TEE tipo III
	Alimentazione preesistente (o alternativa) a gas naturale	RNe + RNf	RNt	
	Alimentazione preesistente (o alternativa) diversa da gas naturale	RNe + RNf		RNt

Aspetti normativi: CHP e decreti, scheda 21

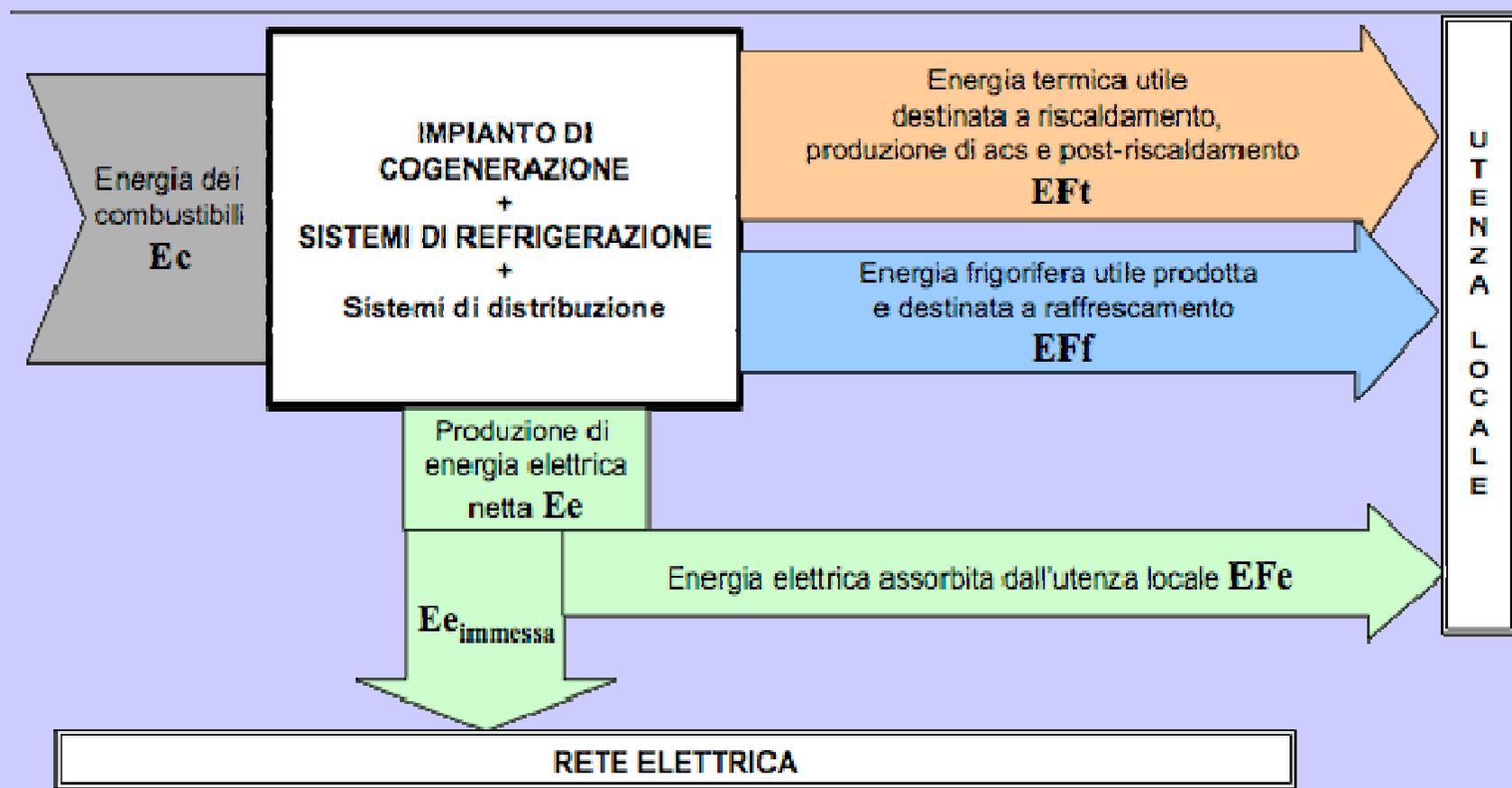


Figura 1b - Schema del processo di trigenerazione per la produzione combinata di elettricità, freddo e calore

Aspetti normativi: CHP e decreti, scheda 21

SCHEDA DI RENDICONTAZIONE PER SCHEDA N.21					
Dati relativi all'anno _____					
DATI MISURATI			DATI CALCOLATI O PREDEFINITI		
Dati relativi alla situazione preesistente o di riferimento					
Combustibile utilizzato _____					
a	Potenza della caldaia sostituita o di riserva	Pn [kWt]	b	f_E 0,220 [tep/MWhe]	
				$\eta_{t,R}$ [-]	$= 0,77 + 0,03 \cdot \text{Log}_{10}(a)$
Alimentazione dell'impianto di cogenerazione					
Combustibile utilizzato _____					
d	Quantità di combustibile utilizzato	M [Sm ³ o Kg]	f	EPc [tep]	$= 10^{-7} \cdot d \cdot e$
e	Potere calorifico inferiore	PCI [kcal/Sm ³ , kcal/kg]	g	Ec [MWht]	$= f / 0,086$
Produzione di energia elettrica					
h	Produzione di energia elettrica netta	Ee [MWhe]	m	EPe [tep]	$= h \cdot f_E$
i	Energia elettrica immessa in rete	Ee_immessa [MWhe]	n	EPe_immessa [tep]	$= i \cdot (f_E - 0,148)$
Produzione di energia termica					
r	Energia termica fornita all'utenza	EFt [MWht]	s	EPt [tep]	$= r / b \cdot 0,086$
Produzione di energia frigorifera					
t	Energia frigorifera fornita all'utenza	EFf [MWht]	u	EPf [tep]	$= t \cdot f_E / 3$
Calcolo dei risparmi energetici riconosciuti					
j	EP [tep]	$= s + u + m$	z	RN [tep]	$= w + x + y$
v	IREmod [-]	$= (j - f) / j$			
w	RNt [tep]	$= v \cdot s$		TEE tipo I	
x	RNf [tep]	$= v \cdot u$		TEE tipo II	
y	RNe [tep]	$= v \cdot (m - n)$		TEE tipo III	

Aspetti normativi: CHP e decreti

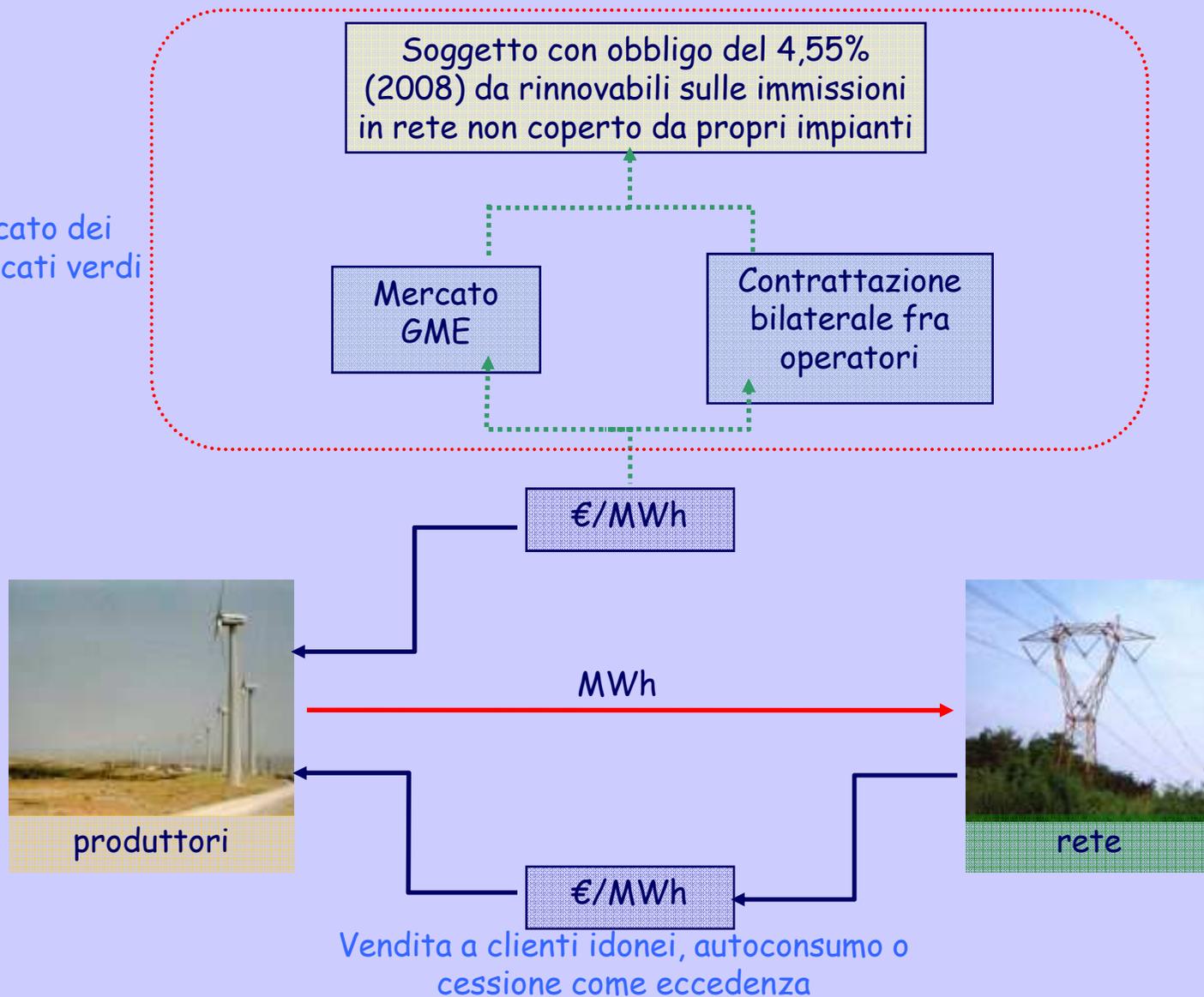
Riguardo ai DM 20 luglio 2004, le aziende di distribuzione, le ESCO o chi ha nominato un energy manager che realizzeranno o abbiano realizzato impianti potranno ottenere degli incentivi sul risparmio energetico conseguito (recupero tariffario per le prime, vendita dei titoli di efficienza energetica per le seconde).

La delibera 177/05 introduce le schede analitiche su cogenerazione e teleriscaldamento.

Un impianto alimentato a gas naturale da 500 kWe e 5.000 ore anno, ad esempio, potrebbe ricevere 180-240 TEE, ossia circa 15.000-20.000 €/anno per cinque anni.

Aspetti normativi: CHP e certificati verdi

Mercato dei certificati verdi



Aspetti normativi: CHP e certificati verdi

Nel caso di alimentazione da fonti rinnovabile (biogas, biomasse, rifiuti), è possibile accedere al meccanismo dei certificati verdi, introdotto dal D.Lgs. 79/99 e modificato dalla Legge Finanziaria 2008.

L'agevolazione prevista nei primi quattro anni di funzionamento del sistema è stata compresa fra gli 82 ed i 130 €/MWh_e. Fra fine 2007 ed il 2008 i prezzi sono scesi sotto gli 80 €/MWh_e.

Il prezzo potrà salire o scendere in funzione dall'andamento di domanda ed offerta e del prezzo di borsa dell'energia elettrica.

Un impianto da 500 kW_e e 5.000 ore/anno avrebbe ottenuto 2.500 CV/anno (1 CV corrisponde dal 2008 a 1 MWh) per un valore di circa 270.000 €/anno, conseguibili per 15 anni.

Aspetti normativi: CHP e agevolazione fiscale

Il gas è gravato da tre imposte sul consumo, distinte in base all'utilizzo: l'imposta sul consumo, l'addizionale regionale e l'IVA.

Attualmente le prime due voci si aggirano sugli 1,8 c€/m³ per gli usi industriali ed assimilati (teleriscaldamento, alberghi, esercizi della ristorazione, impianti sportivi, etc), e sui 20,0 c€/m³ per gli usi civili diversi dalla cottura cibi e dal riscaldamento individuale.

L'aliquota IVA è al 20%, salvo l'uso domestico (solo sui primi 480 m³/anno) e alcuni usi particolari (imprese estrattive, agricole, manifatturiere, grossisti, produzione energia).

Aspetti normativi: CHP e defiscalizzazione

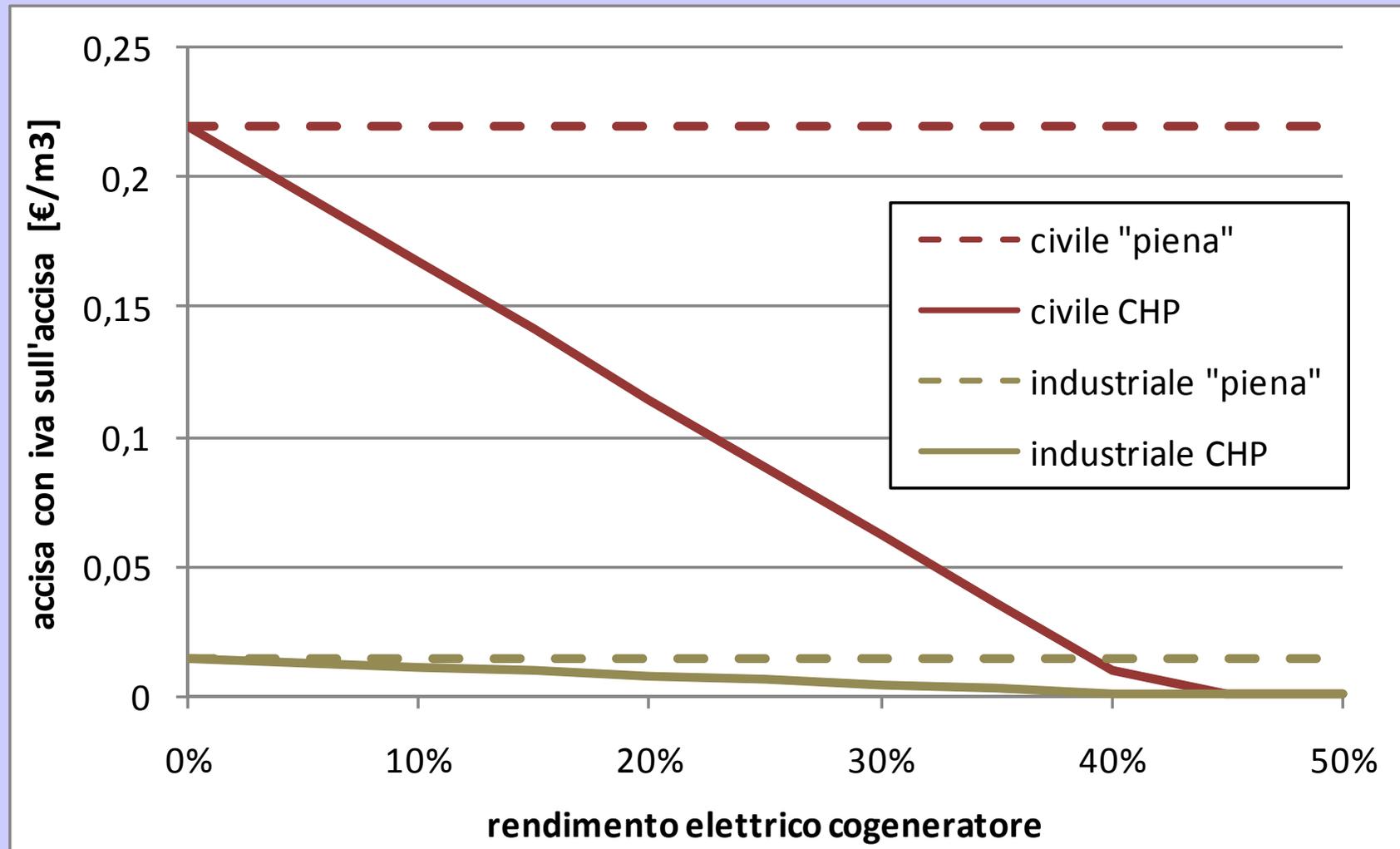
Sul gas naturale consumato per la cogenerazione si segue una procedura particolare (Legge 448/98 e [delibera 16/98](#) dell'Autorità).

- ⦿ Per 0,250 m³/kWh elettrico prodotto è dovuta l'imposta per la generazione elettrica (attualmente di 0,04493 c€/m³), ridotta al 30% sulla quota di autoconsumo.
- ⦿ Per i restanti metri cubi necessari alla produzione di 1 kWh elettrico è dovuta l'imposta base dell'utenza considerata (usi industriali e assimilati* o civili).

Con lo stesso criterio si usufruisce dell'IVA al 10% sul gas naturale usato per la produzione di energia elettrica (DPR 633/72, parte III, tabella A, comma 103, come modificato da Legge 250/03, articolo 2, comma 40).

* vedere al proposito la lettera 21 giugno 2002 dell'Agenzia delle Dogane, che assimila al teleriscaldamento anche gli impianti asserviti ad una sola utenza, purché gestiti in un'ottica di servizio.

L'accisa e il rendimento elettrico del cogeneratore



Aspetti normativi: CHP e defiscalizzazione

Facciamo un esempio valido, ad esempio, per un'industria manifatturiera (l'IVA è in entrambi i casi al 10%).

Impianto con $\eta=40\%$, corrispondente a $0,26 \text{ m}^3/\text{kWh}_e$, produzione annua di $5.000.000 \text{ kWh}_e$, di cui $3.500.000 \text{ kWh}_e$ autoconsumati, consumo gas per cogeneratore $1.300.000 \text{ m}^3$ (910.000 m^3 per autoconsumo) e per caldaie 500.000 m^3 .

Si ha (a $0,250 \text{ m}^3/\text{kWh}_e$ corrispondono $1.250.000 \text{ m}^3$):

⦿	$(1.250.000 - 910.000) \times 0,0004493$	= 152,76 €
⦿	$910.000 \times 0,0001348$	= 122,67 €
⦿	$(1.300.000 - 1.250.000 + 500.000) \times 0,018$	= 9.900,00 €
⦿	Totale imposte	= 10.175,43 €
⦿	Risparmio $(1.250.000 \times 0,018)$	= -22.500,00 €

Aspetti normativi: CHP e defiscalizzazione

Facciamo un esempio valido, ad esempio, per un ospedale.

Impianto con $\eta=40\%$, corrispondente a $0,26 \text{ m}^3/\text{kWh}_e$, produzione annua di $5.000.000 \text{ kWh}_e$, di cui $3.500.000 \text{ kWh}_e$ autoconsumati, consumo gas per cogeneratore $1.300.000 \text{ m}^3$ (910.000 m^3 per autoconsumo) e per caldaie 500.000 m^3 .

Si ha (a $0,250 \text{ m}^3/\text{kWh}_e$ corrispondono $1.250.000 \text{ m}^3$):

- $(1.250.000 - 910.000) \times 0,0004493$ = 152,76 €
- $910.000 \times 0,0001348$ = 122,67 €
- $(1.300.000 - 1.250.000 + 500.000) \times 0,20$ = 110.000,00 €
- Totale imposte = 110.275,43 €

- Risparmio $(1.250.000 \times 0,20)$ = -250.000,00 €

- Risparmio IVA $(1.250.000 \times 0,10 \times 0,55)$ = -68.750,00 €

Aspetti normativi: vendita del surplus elettrico

Il quadro normativo riguardante la vendita del surplus elettrico è in evoluzione e purtroppo non consente attualmente di fare previsioni attendibili sui ricavi da essa derivanti nelle varie situazioni.

Gli autoproduttori possono vendere energia elettrica tramite contratti bilaterali, in borsa o come eccedenza, eventualmente avvalendosi dello scambio.

La prima ipotesi rappresenta un'opportunità in presenza di impianti caratterizzati da un eccesso di produzione elettrica consistente e relativamente costante. Il prezzo di vendita dipende dai quantitativi in gioco e dalla contrattazione fra le parti.

Aspetti normativi: vendita del surplus elettrico

La vendita diretta in borsa è praticamente fattibile solo per i grandi impianti, tenendo presente l'impegno richiesto in termini di risorse per partecipare al mercato e cercare di anticiparne l'andamento.

Le condizioni di ritiro dell'energia elettrica sono state fissate dalla delibera 280/07, che modifica la precedente delibera 34/05.

Le nuove regole investono sia la cogenerazione ad altro rendimento, sia le fonti rinnovabili, e si applicano a tutta l'energia prodotta ed immessa in rete.

Ritiro dell'energia elettrica

Delibera AEEG 280/07

Affida il ritiro dedicato al GSE

Per fonti rinnovabili fino a 1 MWe prezzi minimi garantiti:

La delibera AEEG ARG/elt 109/08 stabilisce prezzi più vantaggiosi per il solo idroelettrico, di potenza nominale media annua fino a 1MW

Prezzi 2009	Idro	Altre
	€/MWh	€/MWh
Fino a 0,25 GWh	140,4	101,1
Oltre 0,25 fino a 0,5 GWh	107,3	
Oltre 0,5 fino a 1GWh	86,7	85,2
Oltre 1 fino a 2GWh	80,5	74,5

Oltre i primi 2 GWh e sempre per impianti >1MWe si passa al ritiro dedicato con prezzi zionali **ora per ora**. Se a fine anno la valorizzazione a prezzi minimi garantiti risultasse inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconosce al produttore un conguaglio

Ritiro dedicato

Prezzi medi mensili aprile 2009

<i>Polo di Brindisi</i>			
Fascia	F1	F2	F3
Prezzo Medio	69,05	59,88	40,97

<i>Zona Centro Nord</i>			
Fascia	F1	F2	F3
Prezzo Medio	81,63	61,08	38,05

<i>Zona Centro Sud</i>			
Fascia	F1	F2	F3
Prezzo Medio	79,31	62,05	36,91

<i>Zona Nord</i>			
Fascia	F1	F2	F3
Prezzo Medio	78,57	58,74	37,72

<i>Zona Sardegna</i>			
Fascia	F1	F2	F3
Prezzo Medio	90,56	74,46	41,02

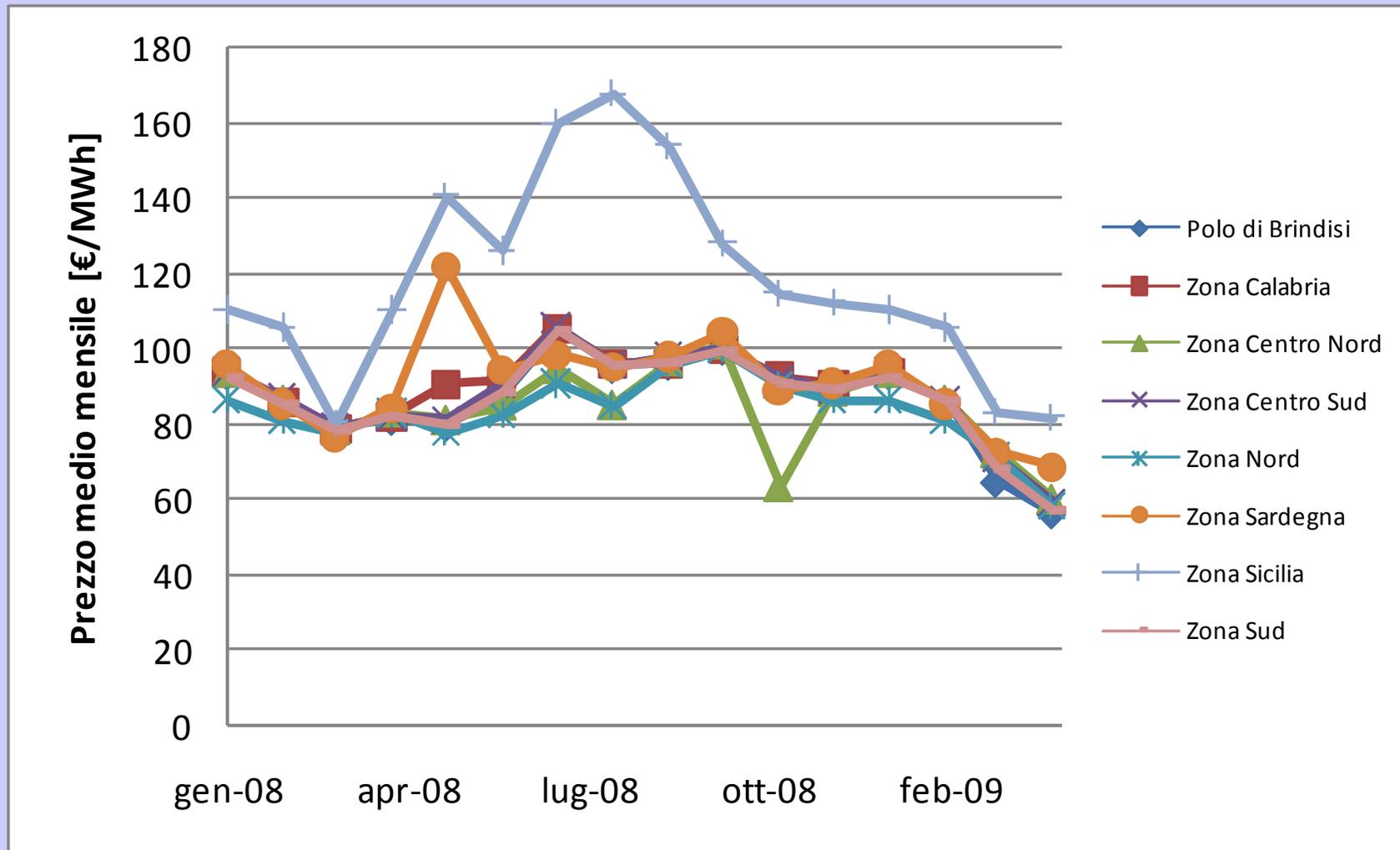
<i>Zona Sicilia</i>			
Fascia	F1	F2	F3
Prezzo Medio	106,79	91,45	47,61

<i>Zona Sud</i>			
Fascia	F1	F2	F3
Prezzo Medio	72,88	61,33	38,65

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
lunedì-venerdì				F3				F2														F2		F3	
sabato				F3																					F3
domenica/festivi																									F3

(fonte: GSE)

Ritiro dedicato, prezzi medi mensili



Scambio sul posto

Possono accedere allo scambio sul posto gli impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW o fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 2007;
- di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

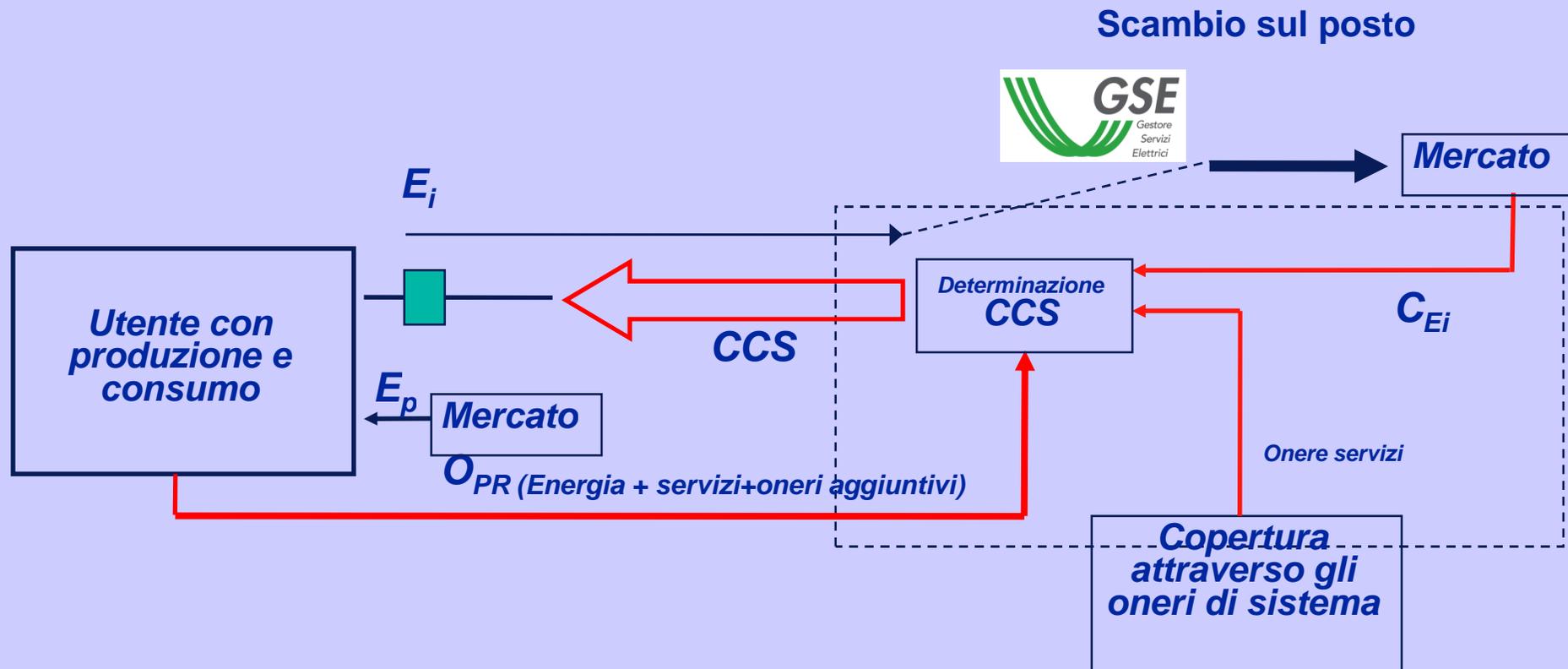
Lo scambio sul posto è un particolare meccanismo di "autoconsumo in sito" che si attua scambianco con la rete quando produzione e consumo non sono simultanei. Inizialmente (del. AEEG 28/06) era basato sulla quantità di energia scambiata (net metering) mentre oggi (del. AEEG ARG/elt 74/08) la compensazione avviene su base economica.

Aspetti normativi: vendita del surplus elettrico

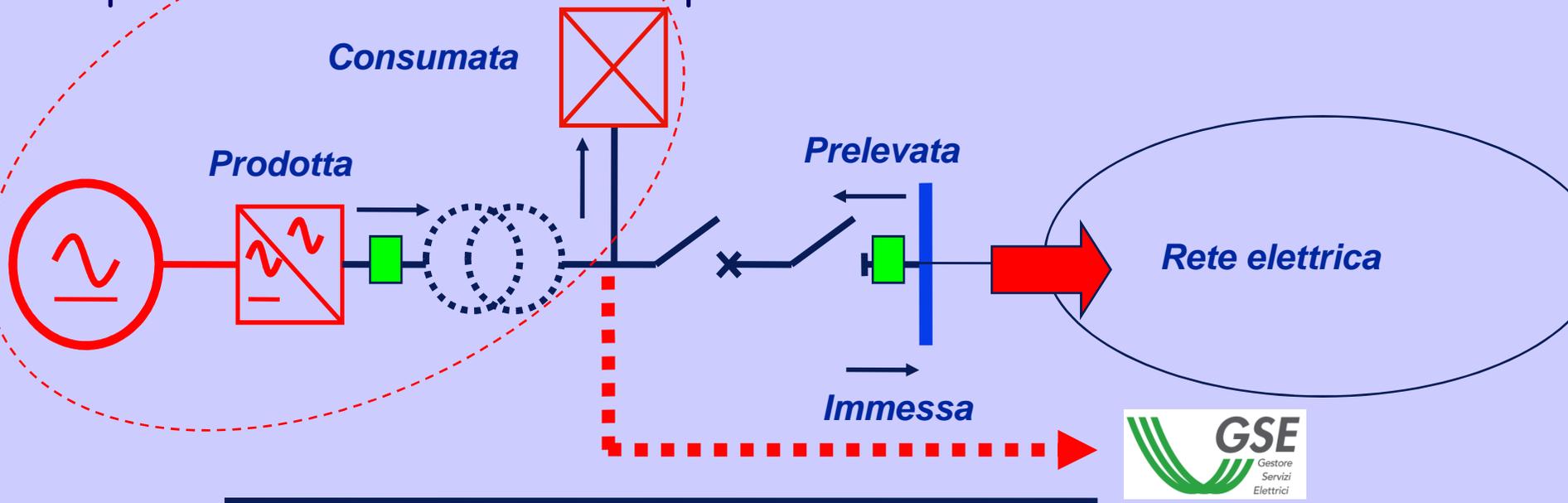
Le principali caratteristiche della delibera 280/07 sono:

- ⦿ ritiro da parte del GSE in seguito alla stipula di una convenzione a titolo oneroso (0,5% energia ritirata fino ad un massimo di 3.500 €);
- ⦿ trasporto e dispacciamento gestite dal GSE, a titolo oneroso;
- ⦿ prezzi collegati a quelli di borsa;
- ⦿ esclusione dalla disciplina degli sbilanciamenti per gli impianti non programmabili;
- ⦿ comunicazione dei diagrammi orari di immissione facoltativa per impianti programmabili $< 1 \text{ MW}_e$ e non programmabili $< 10 \text{ MW}_e$.

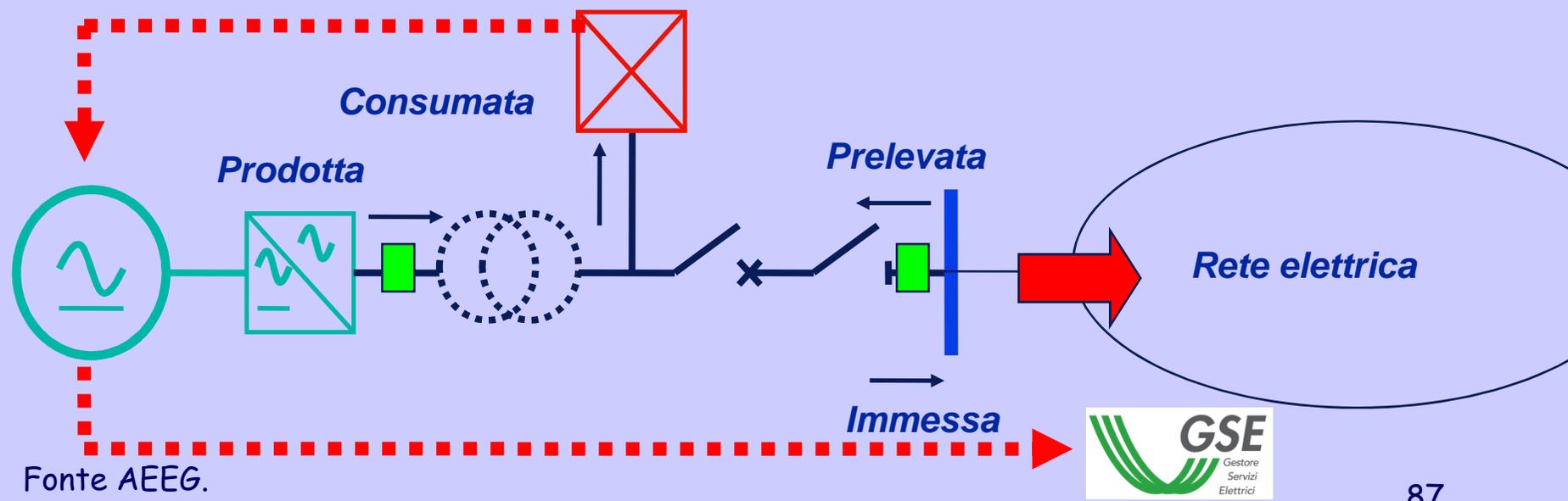
Aspetti normativi: scambio sul posto



Aspetti normativi: scambio sul posto



Mandato



Fonte AEEG.

Aspetti normativi: scambio sul posto

Entro il 31 Marzo di ogni anno, sia gli utenti dello scambio che le società di vendita di energia elettrica legate contrattualmente ad utenti dello scambio, sono tenuti a fornire al GSE le informazioni relative alle quantità di energia elettrica scambiate e ad altri aspetti connessi al servizio (delibera ARG/elt 74/08).

Per descrivere la regolazione economica del servizio di scambio sul posto, occorre introdurre alcune definizioni:

- ⊙ Contributo in conto scambio (CS), definito come l'ammontare in euro che garantisce al più l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente dello scambio relativamente all'energia elettrica prelevata dalla rete ed il valore dell'energia elettrica immessa in rete;
- ⊙ Energia elettrica scambiata (EEsc), relativamente ad un anno solare, definita come il valore minimo tra il totale dell'energia elettrica immessa e il totale dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

Aspetti normativi: scambio sul posto

Il contributo in conto scambio viene calcolato dal GSE nella seguente maniera:

- Il GSE calcola il controvalore CEi (€) dell'energia elettrica immessa in rete, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale orario, così come definito nella Delibera 111/06;
- Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dall'utente stesso per il pagamento dei servizi di trasporto e dispacciamento CUs, espresso in c€/kWh;
- Il GSE calcola la parte energia OE (€) dell'onere sostenuto dall'utente dello scambio relativamente all'acquisto dell'energia elettrica prelevata, al netto degli oneri associati ai servizi di trasporto e dispacciamento e componenti fisse, degli oneri generali e degli oneri associati alla componente tariffaria MCT.

Aspetti normativi: scambio sul posto

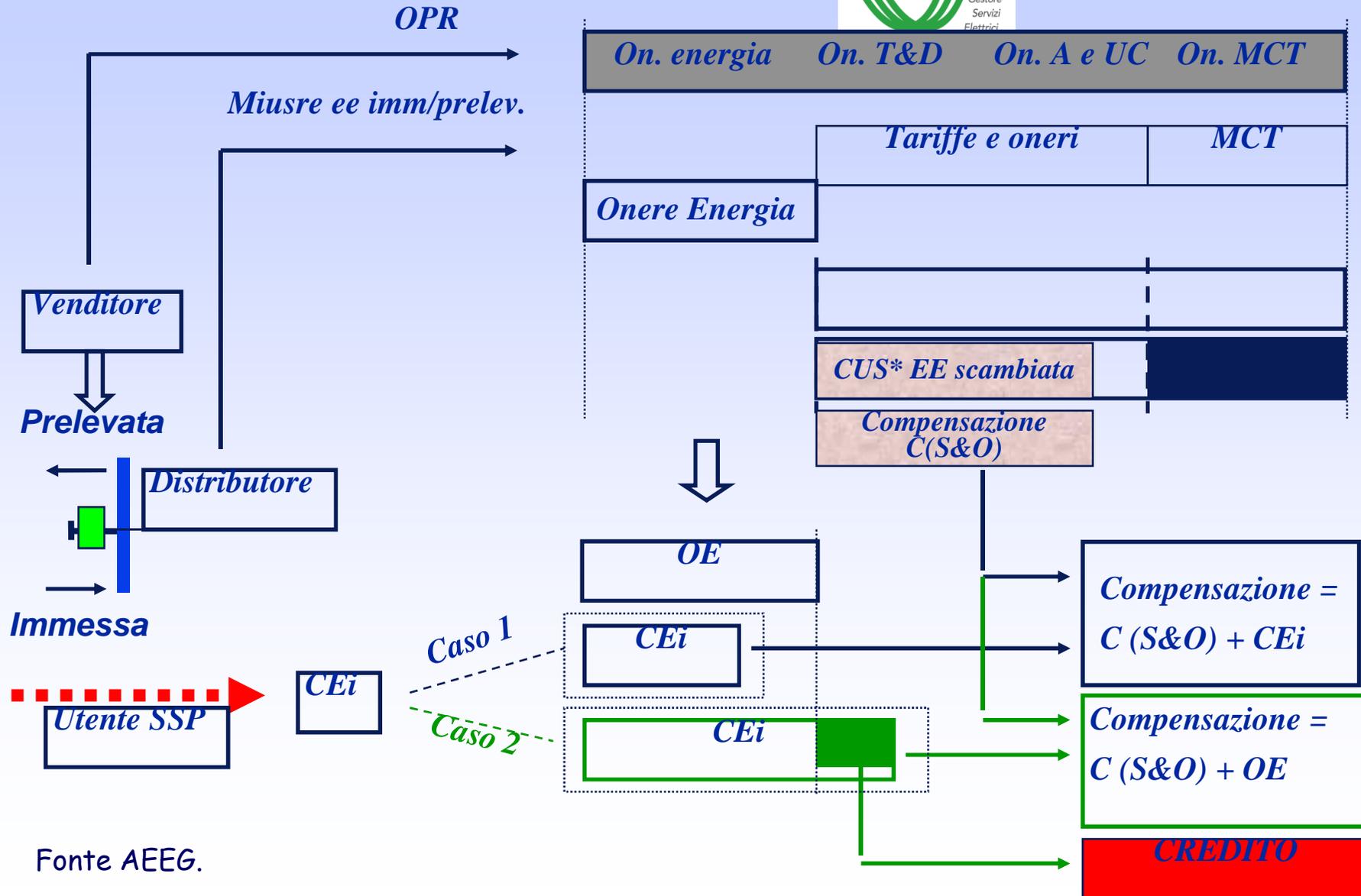
Il contributo in conto scambio sarà pari allora a:

$$\textcircled{\bullet} CS = \min(CE_i, OE) + CUs * EE_{sc} (\text{€})$$

Quando la componente CE_i è maggiore della componente OE , la differenza tra il termine CE_i e il termine OE viene portato a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita, sia per impianti a fonti rinnovabili che per impianti di cogenerazione ad alto rendimento per i quali l'utente si avvale della gestione a credito.

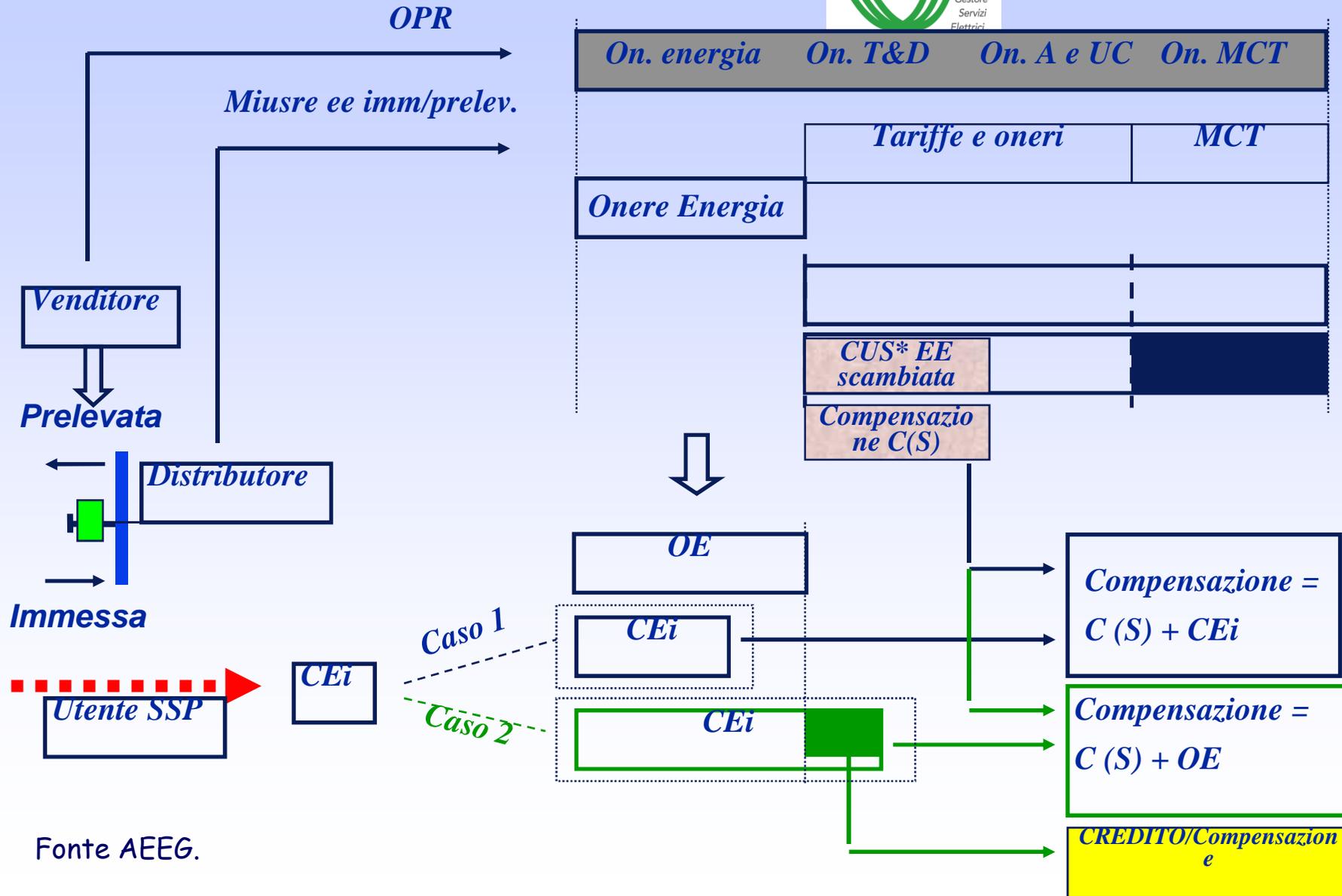
Tale credito viene sommato al termine CE_i solo in quegli anni in cui esso è inferiore al termine OE e comunque sempre nei limiti del valore del termine OE .

Calcolo compensazione - rinnovabili



Fonte AEEG.

Calcolo compensazione - CAR



Fonte AEEG.

Calcolo compensazione - CAR

Esempio di applicazione dello scambio sul posto nel caso di cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti fossili - Esempio 2			
a	Quantità di energia elettrica prelevata	dato comunicato	360.000 kWh
b	Quantità di energia elettrica immessa	dato comunicato	350.000 kWh
c	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata	dato comunicato	14 c€/kWh
d	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica immessa	dato GSE	10 c€/kWh
e	Onere di acquisto dell'energia prelevata OPR trasmesso dai venditori al GSE	dato comunicato	50.400 €
f	Controvalore dell'energia elettrica immessa CEI	calcolo GSE	35.000 €
g	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso alla rete (trasporto, dispacciamento, oneri generali) nell'ipotesi che sia unitariamente pari a 4,57 c€/kWh	calcolo GSE	16.452 €
h	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata Oe calcolato dal GSE	pari a (e - g)	33.948 €
i	Quantità di energia scambiata	MIN (a;b)	350.000 kWh
l	Parte unitaria variabile dell'onere relativo a trasporto e dispacciamento in prelievo CU_s	calcolo GSE	1,161 c€/kWh
m	Contributo in conto scambio CS		38.012 €
	di cui relativo alla compensazione tra il valore dell'energia immessa e il valore dell'energia prelevata	MIN(f;h)	33.948 €
	di cui relativo ai servizi di trasporto e disp.	pari a l * i	4.064 €
n1	Ripporto a credito calcolato dal GSE	pari a (f - h) se f > h	1.052 €
n2	Vendita dell'energia eccedentaria (in alternativa al credito)	pari a (f - h) se f > h	1.052 €

Fonte AEEG.

Calcolo compensazione - CAR

Esempio di applicazione delle tariffe di trasmissione, distribuzione, misura e di calcolo del termine CU_s

(cliente libero connesso in MT con potenza disponibile = 150 kW e prelievi annuali = 360.000 kWh)

I valori dei corrispettivi sono riferiti, a titolo di esempio, al primo trimestre 2008.

	Potenza [kW]	Energia [kWh]	Corrispettivi			Totale €	Corrispettivo totale unitario c€/kWh	% del totale
			c€/punto	c€/kW	c€/kWh			
Tariffa di trasmissione	150	360.000	-	-	0,338	1216,80	0,34	8,9%
Tariffa di distribuzione	150	360.000	39.832,18	2.835,68	0,093	4.986,64	1,39	36,2%
Tariffa di misura	150	360.000	29.878,32	-	-	298,78	0,08	2,1%
Componente A2	150	360.000	371,85	-	0,150	543,72	0,15	3,9%
Componente A3	150	360.000	3.718,79	-	1,190	4.321,19	1,20	31,3%
Componente A4	150	360.000	-	-	0,220	792,00	0,22	5,7%
Componente A5	150	360.000	366,68	-	0,010	39,67	0,01	0,3%
Componente A6	150	360.000	16.045,44	530,64	-	956,41	0,27	7,0%
Totale componenti A						6.652,99	1,85	48,2%
Componente UC3	150	360.000	-	-	0,030	108,00	0,03	0,8%
Componente UC4	150	360.000	-	-	0,020	72,00	0,02	0,5%
Componente UC6	150	360.000	39.638,28	-	-	396,38	0,11	2,9%
Totale componenti UC						576,38	0,16	4,2%
Componente MCT	150	360.000	-	-	0,020	72,00	0,02	0,5%
Totale trasmissione + distribuzione + misura + componenti A e UC + MCT						13.803,60 Euro/anno	3,84 c€/kWh	
Approvvigionamento risorse	150	360.000	-	-	0,520	1.872,00	0,52	71,2%
Unità essenziali	150	360.000	-	-	0,010	35,28	0,01	1,4%
Funzionamento Tema	150	360.000	-	-	0,013	46,80	0,01	1,4%
Interrompibilità	150	360.000	-	-	0,150	540,00	0,15	20,5%
Perdite	150	360.000	-	-	0,000	0,00	0,00	0,0%
Disponibilità capacità produttiva	150	360.000	-	-	0,037	133,20	0,04	5,5%
Totale dispacciamento						2.627,28 Euro/anno	0,73 c€/kWh	
Totale da sottrarre al termine O_{PR} per ottenere il termine O_E						16.430,88 Euro/anno	4,570 c€/kWh	
Corrispettivo CU_s (per fonti rinnovabili)						10.010,88 Euro/anno	2,781 c€/kWh	
Corrispettivo CU_s (per cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti diverse dalle fonti rinnovabili)						4.178,88 Euro/anno	1,161 c€/kWh	

Per semplicità, si assume che ogni mese la potenza impegnata sia pari alla potenza disponibile.

Fonte AEEG.

Studi di fattibilità

Studi di fattibilità

Gli studi di fattibilità vengono svolti a partire dai dati di consumo aziendali elettrici e termici, sia complessivi, sia orari.

In base ad essi ed alle proprie necessità, valutate tenendo conto dei criteri di scelta descritti in precedenza, si può effettuare la determinazione del tipo di impianto e della sua taglia.

Si può quindi procedere alla scelta dei parametri tecnici (potenze generate, consumi, ore di utilizzo dell'impianto, tipi di combustibile, etc) ed economici (costi di impianto e manutenzione, tassi di interesse, vita dell'impianto, etc).

Studi di fattibilità

Il passo successivo è quindi quello di calcolare i costi cessanti e nascenti (bollette termiche ed elettriche) e di effettuare l'analisi economica tramite il calcolo del VAN, effettuato attualizzando l'investimento.

Si può distinguere fra studi di prefattibilità, adatti ad essere svolti dagli energy manager, e studi di fattibilità di maggior dettaglio, propri di progettisti ed ESCO.

Di seguito si riporta un esempio di passi da seguire nella scelta e nello studio di fattibilità dell'impianto.

Procedura

Individuazione dei volumi di elettricità e combustibili consumati in assenza di cogenerazione.

Determinazione dei costi di acquisto di tali vettori energetici in assenza di cogenerazione.

Individuazione del diagramma di carico elettrico orario per i vari giorni della settimana e dell'anno.

Determinazione del diagramma di carico termico orario, ai diversi livelli di temperatura, per i vari giorni della settimana e dell'anno.

Procedura

Costruzione dei diagrammi orari cumulati, intesi come numero di ore all'anno nelle quali si supera il valore di potenza indicato in ordinata, sia per la potenza termica, sia per quella elettrica.

Individuazione dell'indice orario elettrico-termico dell'utenza, distinto per giorni tipici.

Valutazione preventiva della potenza da installare in cogenerazione e dell'indice elettrico-termico della macchina.

Procedura

Scelta del tipo e della taglia del cogeneratore fra quelli disponibili (motori alternativi, turbine a gas o turbine a vapore, cicli combinati, celle a combustibile, postcombustione ed iniezione di vapore in camera di combustione), tenendo conto dei dati sulla produzione elettrica e termica, a pieno carico ed a carico parziale, e dei combustibili disponibili.

Valutazione nel giorno tipo lavorativo e festivo, invernale ed estivo, della capacità del motore scelto di adattarsi ai valori istantanei dell'indice elettricità/calore.

Determinazione del costo di acquisto e vendita dei vettori energetici in presenza di cogenerazione.

Procedura

Calcolo del costo marginale di generazione del kWh elettrico (a carico totale ed a carico parziale), considerando l'investimento iniziale e gli ammortamenti, il costo del combustibile, quello della gestione e della manutenzione e i ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica, di quella termica effettivamente recuperabile ed utilizzabile e dei benefici in termini di power quality.

Confronto di questo costo marginale, che potrà essere diverso nelle varie ore dell'anno perché diverso potrà essere la quota di calore recuperato, con il costo dell'energia elettrica acquistata dalla rete e conseguente individuazione dei periodi in cui sia conveniente arrestare l'impianto.

Procedura

Ipotesi su una logica di gestione della macchina nei vari periodi dell'anno e del giorno e determinazione del ricorso alla rete elettrica (vendita o acquisto) ed alla caldaia ausiliaria (con i relativi periodi di disattivazione per evitare le perdite a vuoto).

Calcolo della redditività, oraria, giornaliera ed annuale, e confronto con il costo prevedibile delle apparecchiature. Includere, se possibile, gli effetti positivi sulla continuità della fornitura.

Eventuale modifica di alcune delle scelte precedenti.

Procedura

Esame dei punti critici relativi all'adattamento del generatore ipotizzato all'andamento dei diagrammi di carico dell'utenza ed eventuali proposte di intervento (modifiche al processo, accumuli di calore, modifiche al programma delle attività produttive, trigenerazione con frigoriferi ad assorbimento, etc).

Verifica del comportamento dell'impianto in condizioni anomale e di transitorio e definizione delle modifiche da adottare (ad es. by-pass dei fumi e/o dissipatore di raffreddamento per permettere la generazione elettrica anche in assenza di domanda termica).

Appendice 1

Caratteristiche cogeneratori

Tipologie di impianto

Esistono cinque tipologie impiantistiche convenzionali per la cogenerazione, più altre attualmente relegate a settori di nicchia:

- ☉ motori a combustione interna,
- ☉ turbine a vapore,
- ☉ turbine a gas,
- ☉ cicli combinati,
- ☉ microturbine,
- ☉ Stirling,
- ☉ Rankine,
- ☉ celle a combustibile.

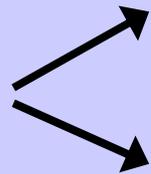


Macchine termiche

Classificazione delle macchine a fluido

Operatrici

Motrici



idrauliche

termiche

Classificazione delle macchine a fluido

Motrici - termiche

alternative C.I. (Otto, Diesel)
C.E. (Stirling)

volumetriche

rotative C.I. (Wankel)
C.E. (-)

a flusso continuo

C.I. (turbine a gas)
C.E. (turbine a vapore)

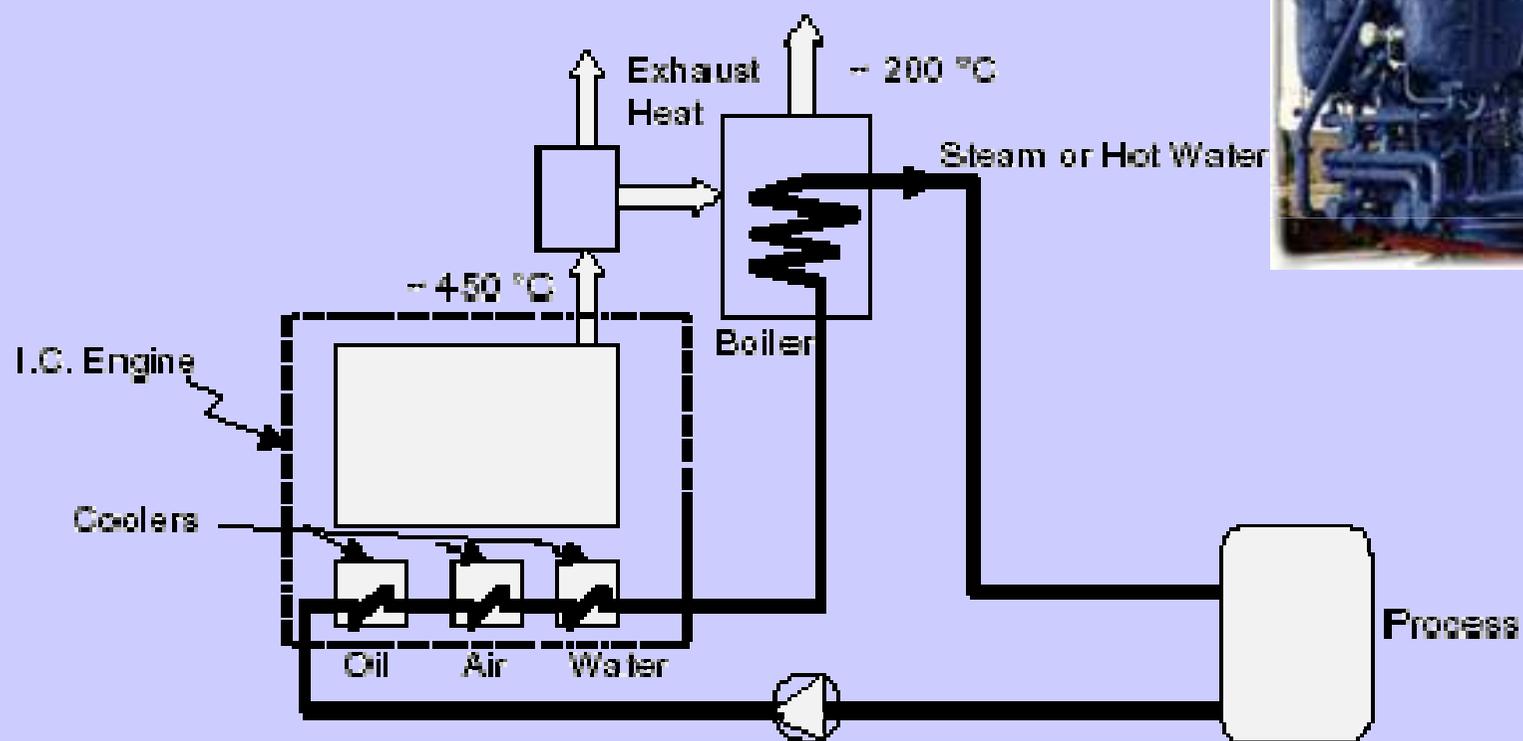
Tipologie di impianto

Esistono cinque tipologie impiantistiche convenzionali per la cogenerazione, più altre attualmente relegate a settori di nicchia:

- ☉ motori a combustione interna,
- ☉ turbine a vapore,
- ☉ turbine a gas,
- ☉ cicli combinati,
- ☉ microturbine,
- ☉ celle a combustibile,
- ☉ motori Stirling,
- ☉ motori a ciclo Rankine.

Tipologie di impianto: MCI

Fonte: UNESCAP - <http://www.unescap.org/enrd/energy/co-gen>



Tipologie di impianto: MCI

$$\eta_e = 25 \div 50\%$$

$$\eta_t = 30 \div 45\%^*$$

$$\eta = 70 \div 85\%$$

$$I_e = 0,5 \div 1,0^*$$

Combustibili: gas naturale, biogas, gasolio, biodiesel

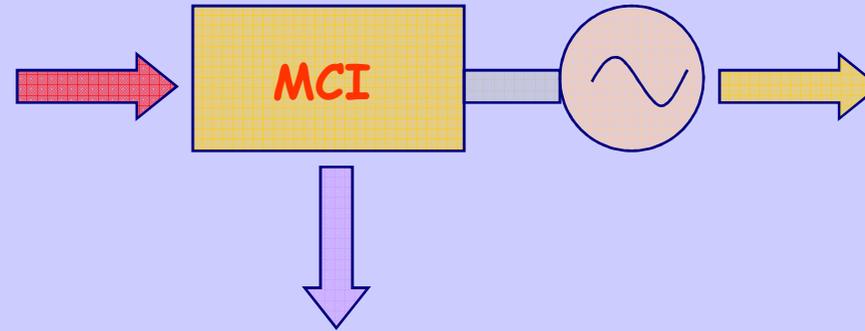
Costi:

- installazione 700 ÷ 1.100 €/kW;

- manutenzione 0,010 ÷ 0,016 €/kWh

Disponibilità: 93 ÷ 95% - Rumore (dB 1m): 70 ÷ 115

• Nel caso in cui non si recuperi il calore a bassa temperatura (70 ÷ 100°C), $\eta_t = 10 \div 15\%$, $\eta = 50 \div 60$ e $I_e = 2,0 \div 3,0$. Il calore ad alta temperatura è disponibile a 150 ÷ 450°C.



Tipologie di impianto: MCI

Vantaggi:

- rapidità di installazione,
- semplicità costruttiva,
- disponibilità a frequenti avviamenti ed arresti,
- buona attitudine a seguire le variazioni di carico,
- elevati rendimenti elettrici.

Svantaggi:

- alto costo di manutenzione,
- vibrazioni e rumore,
- parte consistente del calore a bassa temperatura (<100°C).

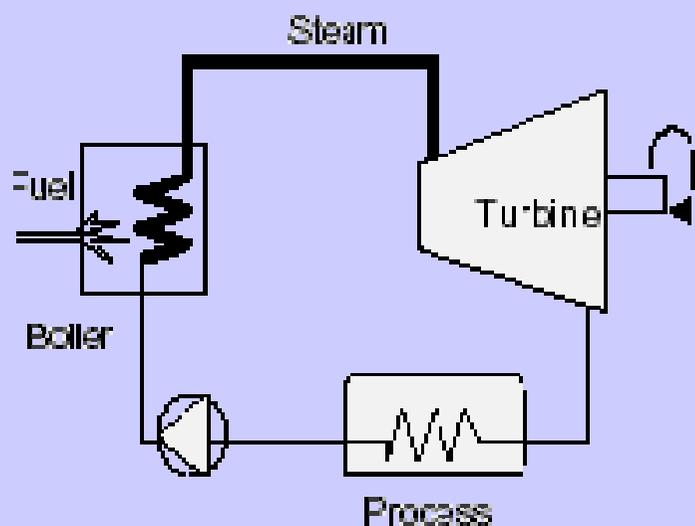
Tipologie di impianto: MCI

Fonte AEEG, 2006.

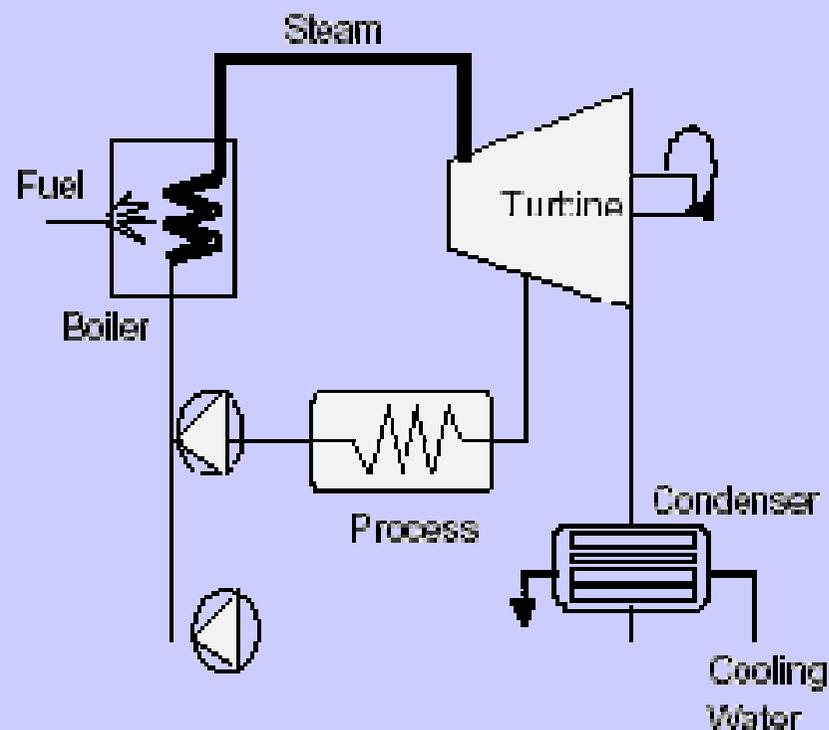
	Motori a combustione interna (1)				
Taglia (MW)	0,1	0,3	1	3	5
<i>Stato della tecnologia</i>	Commerciale				
<i>Rendimento elettrico (%)</i>	30	31	34	35	37
<i>Costo capitale (\$/kW) (2)</i>	1.030	790	720	710	695
<i>Costo capitale con rec. di calore (\$/kW)</i>	1.350	1.160	945	935	890
<i>Costi O&M (\$/MWh)</i>	18	13	9	9	8
<i>Disponibilità (%)</i>	> 96%				
<i>Vita media (anni)</i>	20				
<i>Tipi combustibili</i>	Gas naturale, biogas, comb. liquidi				

Tipologie di impianto: TV

Fonte: UNESCAP - <http://www.unescap.org/enrd/energy/co-gen>



(i) Back-Pressure Turbine



(ii) Extraction-Condensing Turbine

Tipologie di impianto: TV

$$\eta_e = 10 \div 25\%$$

$$\eta_t = 60 \div 75\%^*$$

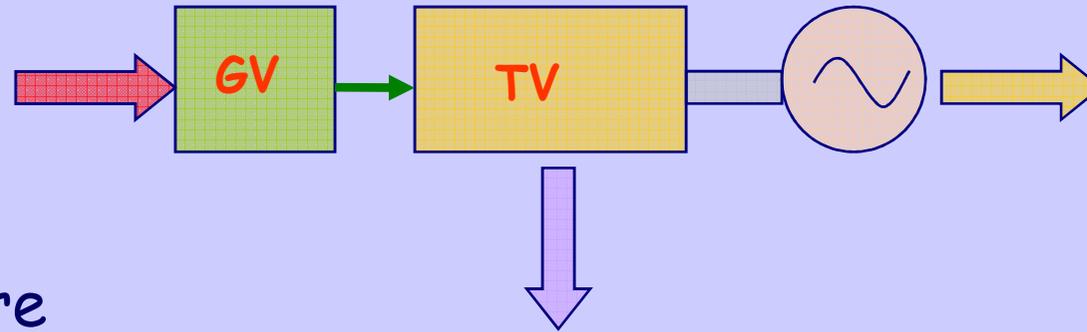
$$\eta = 75 \div 90\%$$

$$I_e = 0,1 \div 1,0 \text{ e oltre}$$

Combustibili: gas, gasolio, olio combustibile, biodiesel, carbone, scarti di produzione, rifiuti, etc

Costi:

- ⦿ installazione 2.000 ÷ 3.000 €/kW;
- ⦿ manutenzione 0,003 ÷ 0,005 €/kWh



* Temperatura fumi: 120 ÷ 450°C.

Tipologie di impianto: TV

Vantaggi:

- possibilità di utilizzare combustibili non pregiati,
- affidabilità,
- efficienza globale più elevata (contropressione),
- disponibilità a variare I_e (condensazione).

Svantaggi:

- basso I_e e basso rendimento elettrico,
- rendimento ridotto a carichi parziali,
- complessità di gestione,
- sensibilità alle variazioni di carico termico.

Tipologie di impianto: TV

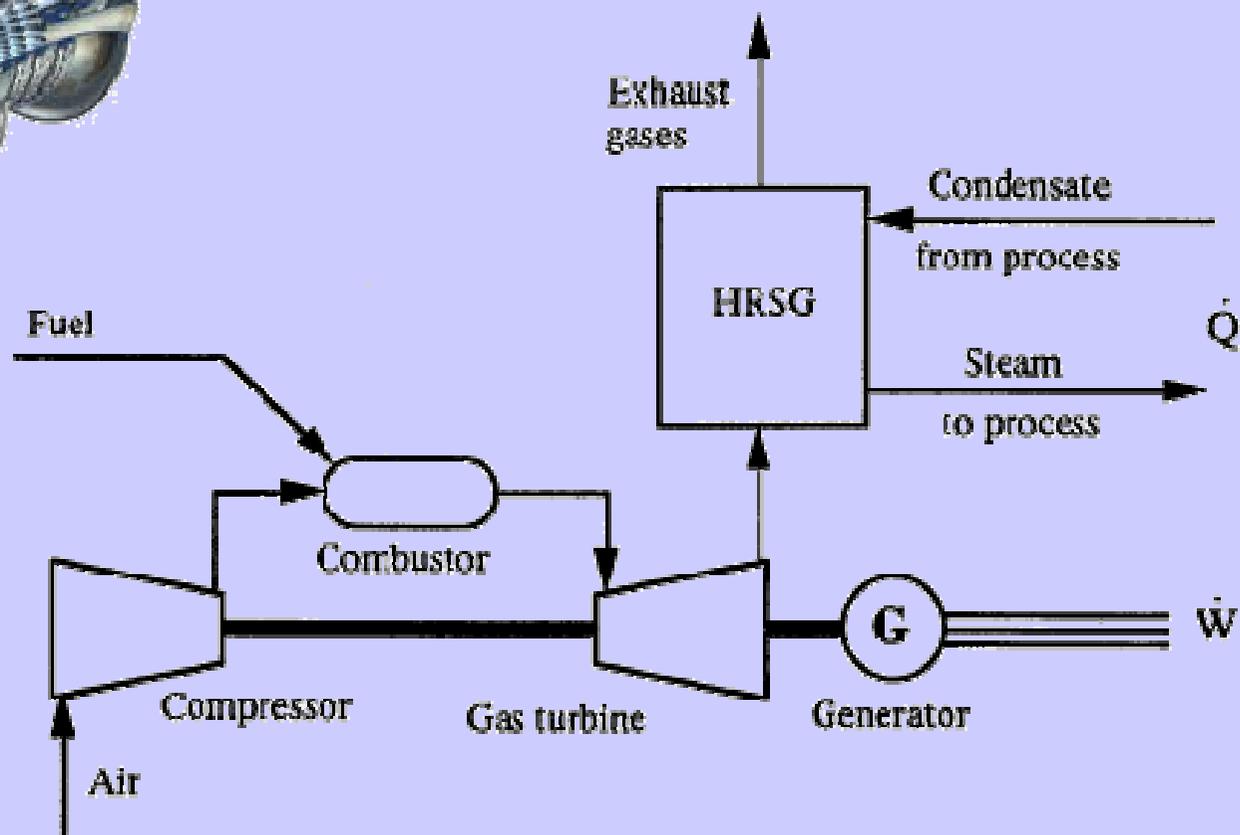
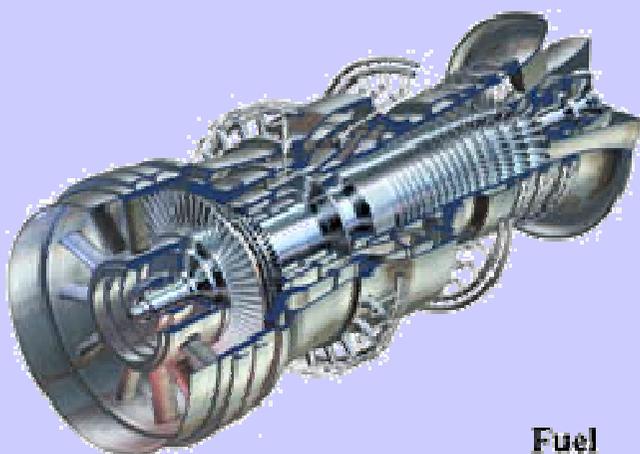
Fonte AEEG, 2006.

	Turbine a vapore (1)		
Taglia (MW)	0,5	3	15
<i>Stato della tecnologia</i>	Commerciale		
<i>Tipo di turbina</i>	Contropressione		
<i>Efficienza isoentropica (%) (2)</i>	50	70	80
<i>Rendimento tot. in cogenerazione (%) (3)</i>	75	75	78
<i>Costo capitale (\$/kW) (4)</i>	540	225	205
<i>Costi O&M (\$/MWh)</i>	< 4	< 4	< 4
<i>Disponibilità (%)</i>	99%		
<i>Vita media (anni)</i>	> 25		
<i>Tipi combustibili</i>	Carbone, legno, gas naturale, oli, rifiuti solidi urbani		

Tecnologia	Taglie più frequenti (kW)	Rendimento elettrico %	Rendimento totale in cogenerazione %	Rapporto calore utilizzazione	Costo investimento €/kW
STP	200-2.500	8-20	80	3-9	2.700-2.400
CRIC	200-1.500	10-20	85	1,2-7,5	3.000-2.800
SSEP	10-150	6,5-28	65-85	1-12	2.500-2.700
SEP	20-1.500	8-20	80	3-12	2.200-1.700
SSEP	200-2.000	10-20	80	3-7	3.000-2.300
ELAT	200-1.800	13-24	70	2-4	3.300-1.600
SDO/ING	20-2.000	15-30	75	1,5-4	2.600-2.200
PDG/TC	1.000-2.000	20-30	80	1,6-3	3.300-2.800

Tipologie di impianto: TG

Fonte: Educogen - <http://www.cogen.org/projects/educogen.htm>



Tipologie di impianto: TG

$$\eta_e = 20 \div 38\%$$

$$\eta_t = 35 \div 50\%^*$$

$$\eta = 70 \div 85\%$$

$$I_e = 0,2 \div 1,0$$

Combustibili: gas naturale

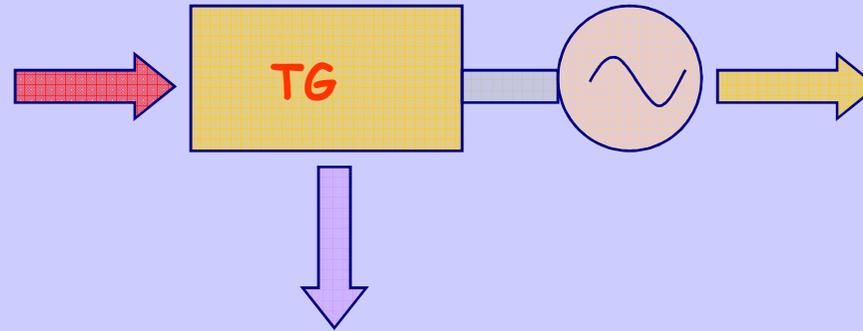
Costi:

• installazione 400 ÷ 1.500 €/kW;

• manutenzione 0,006 ÷ 0,010 €/kWh

Disponibilità: 94 ÷ 97% - Rumore (dB 1m): 75 ÷ 90

* Temperatura fumi: 120 ÷ 450°C.



Tipologie di impianto: TG

Vantaggi:

- rapidità di installazione,
- semplicità operativa,
- energia termica disponibile ad alta temperatura,
- possibilità di operare in postcombustione.

Svantaggi:

- rendimento ridotto a carichi parziali,
- sensibilità alle variazioni di temperatura e pressione esterne,
- non disponibilità a frequenti avviamenti ed arresti.

Tipologie di impianto: TG

Fonte AEEG, 2006.

<i>Taglia (MW)</i>	Turbine a gas (1)		
	<i>1</i>	<i>5</i>	<i>10</i>
<i>Stato della tecnologia</i>	Commerciale		
<i>Rendimento elettrico (%)</i>	22	27	29
<i>Costo capitale (\$/kW) (2)</i>	1.403	779	716
<i>Costo capitale con rec. calore (\$/kW)</i>	1.910	1.024	928
<i>Costi O&M (\$/MWh)</i>	9,6	5,9	5,5
<i>Disponibilità (%)</i>	> 98%		
<i>Vita media (anni)</i>	20		
<i>Tipi combustibili</i>	Gas naturale, biogas, olio		

Tipologie di impianto: CCC

Fonte: Educogen - <http://www.cogen.org/projects/educogen.htm>

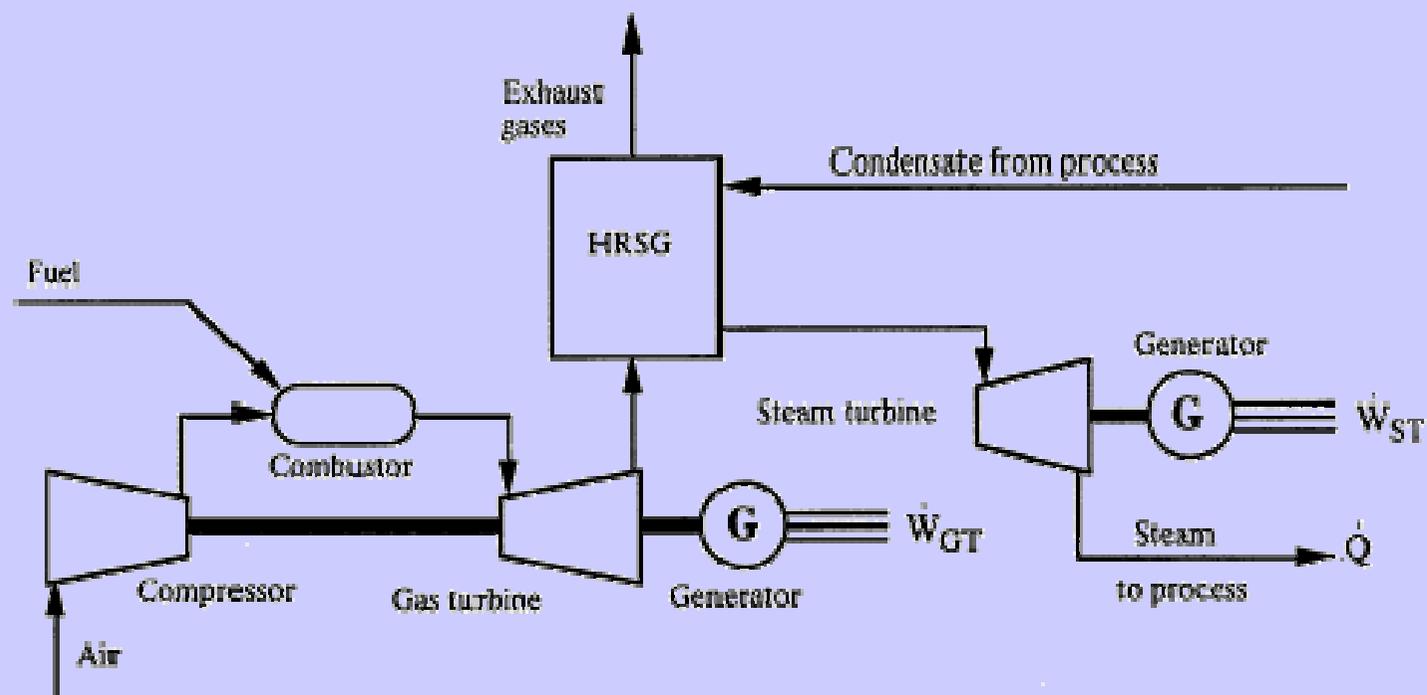


Figure 18: Joule-Rankine combined cycle cogeneration system with back pressure steam turbine

Tipologie di impianto: CCC

$$\eta_e = 35 \div 55\%$$

$$\eta_t = 10 \div 45\%^*$$

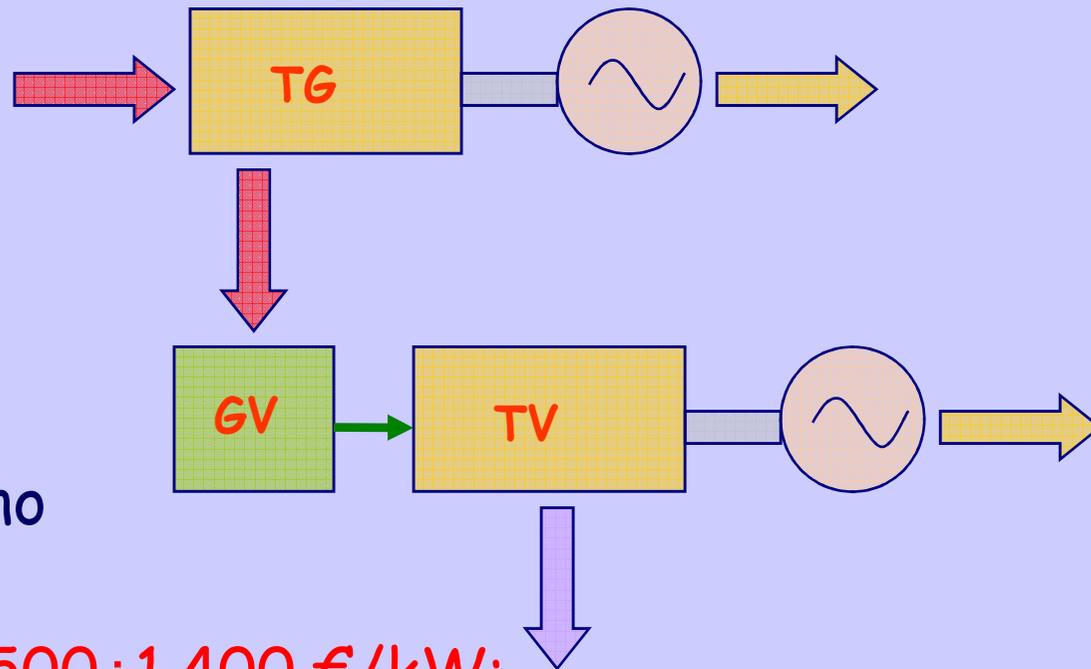
$$\eta = 60 \div 85\%$$

$$I_e = 0,3 \div 2,0$$

Combustibili: metano

Costi:

- installazione 500 ÷ 1.400 €/kW;
- manutenzione 0,004 ÷ 0,006 €/kWh



* Vapore a 4 ÷ 5 bar.

Tipologie di impianto: CCC

Vantaggi:

- ottimo rendimento elettrico,
- emissioni contenute,
- adattabilità.

Svantaggi:

- alta complessità,
- tempi di realizzazione lunghi.

Tipologie di impianto: μ TG

$$\eta_e = 15 \div 29\%^*$$

$$\eta_t = 35 \div 55\%^{**}$$

$$\eta = 70 \div 90\%$$

$$I_e = 0,2 \div 1,0$$

Combustibili: gas naturale

Costi:

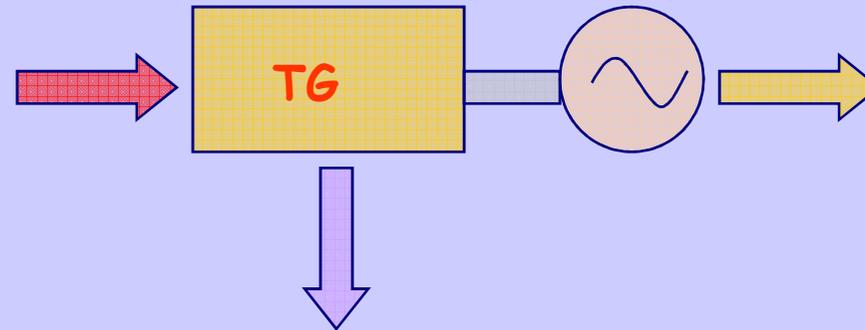
- installazione 1.200 ÷ 1.500 €/kW;

- manutenzione 0,009 ÷ 0,012 €/kWh

Disponibilità: 94 ÷ 97% - Rumore (dB 1m): 70 ÷ 90

* Il valore basso si riferisce al ciclo semplice, l'altro a quello rigenerativo.

** Temperatura fumi: 120 ÷ 450°C.



Tipologie di impianto: μ TG

Vantaggi:

- rapidità di installazione,
- semplicità operativa,
- energia termica disponibile ad alta temperatura per il ciclo semplice,
- rendimento elettrico elevato anche a carichi parziali.

Svantaggi:

- rendimento elettrico ridotto,
- costi di investimento e manutenzione ed affidabilità migliorabili.

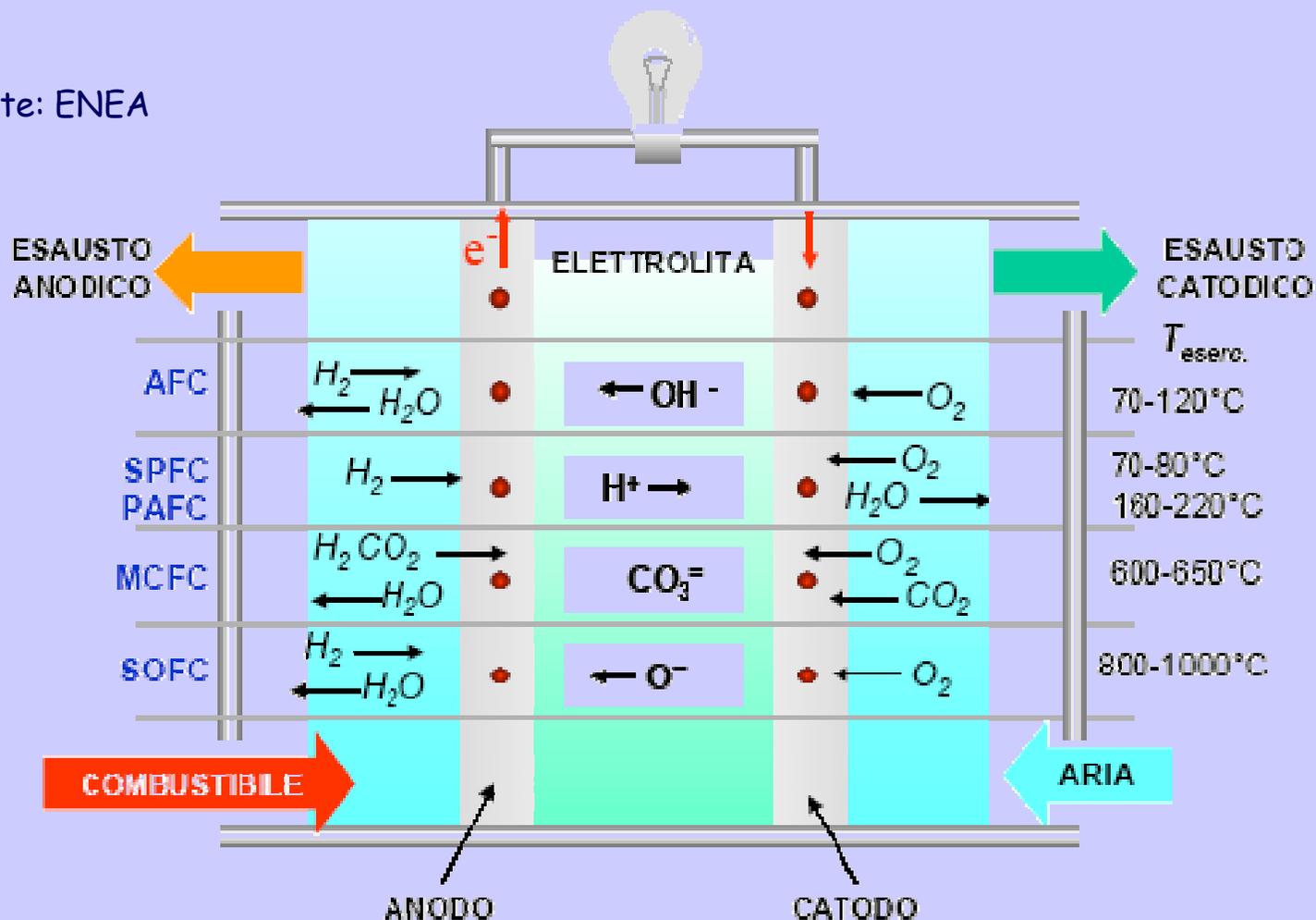
Tipologie di impianto: μ TG

Fonte AEEG, 2006.

	Microturbine (1)			
<i>Taglia (MW)</i>	0,03	0,07	0,08	0,10
<i>Stato della tecnologia</i>	Non ancora del tutto commerciale			
<i>Rendimento elettrico (%)</i>	23	25	24	26
<i>Costo capitale (\$/kW) (2)</i>	2.263	1.708	1.713	1.576
<i>Costo capitale con rec. calore (\$/kW)</i>	2.636	1.926	1.932	1.769
<i>Costi O&M (\$/MWh)</i>	20	15	13	15
<i>Disponibilità (%)</i>	95%			
<i>Vita media (anni)</i>	10			
<i>Tipi combustibili</i>	Gas naturale, biogas			

Tipologie di impianto: FC

Fonte: ENEA



Tipologie di impianto: FC

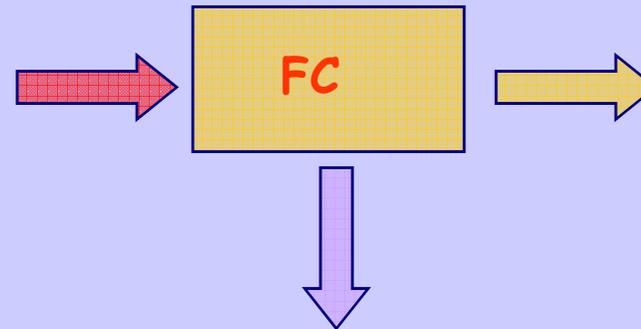
Dati relativi alla tecnologia ad acido fosforico (PAFC)

$$\eta_e = 35 \div 40\%$$

$$\eta_t = 35 \div 45\%^*$$

$$\eta = 70 \div 85\%$$

$$I_e = 0,8 \div 3,0$$



Combustibili: idrogeno, gas naturale (con reforming)

Costi:

⊙ **installazione 3.000÷4.000 €/kW;**

* Temperatura scarico: 60÷80°C.

Tipologie di impianto: FC

Vantaggi:

- ottimo rendimento elettrico (possibilità per quelle ad ossidi solidi di essere utilizzate in ciclo combinato con turbine a gas - η_e : 70% - attualmente in valutazione),
- elevata modularità per le potenze,
- applicazione stazionaria.

Svantaggi:

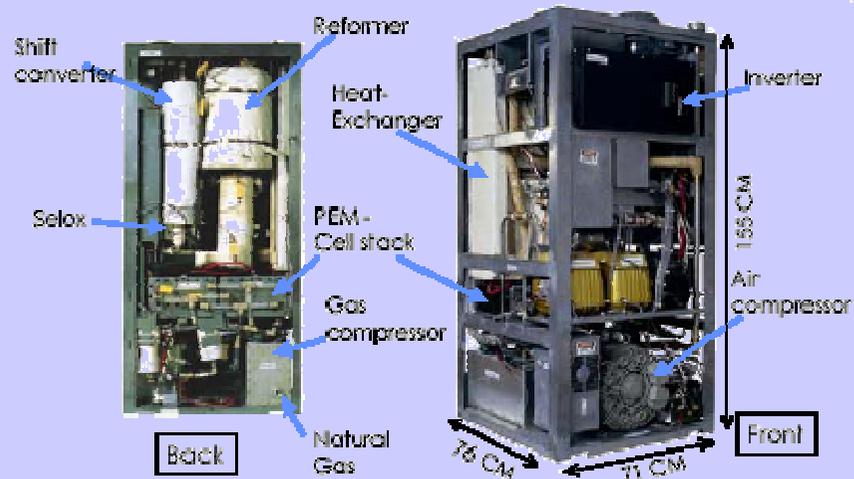
- costi elevati,
- tecnologie più promettenti (ossidi solidi - SOFC - ed elettrolita polimerico - PEFC) ancora allo stato prototipale.

Tipologie di impianto: FC

Tipo di cella a combustibile	PAFC	PEMFC	MCFC	SOFC
<i>Potenza elettrica [kW]</i>	100-10.000	1-250	100-2.000	50-220
<i>Efficienza elettrica cella [%]</i>	40-50	40-52	45-60	45-60
<i>Efficienza elettrica sistema [%]</i>	30-40	30-40	40-50	40-50
<i>Efficienza globale in cogenerazione [%]</i>	60-80	60-80	80-90	80-90
<i>Temperatura di funzionamento [°C]</i>	150-220	60-100	600-700	800-1.000
<i>Ione trasportato e tipo elettrolita</i>	Ioni H ⁺ , H ₃ PO ₄ – soluzione di acido fosforico	Ioni H ⁺ , con anioni in membrana do polimeri	Ioni CO ₃ ⁼ , tipicamente sale eutettico LiKCO ₃	Ioni O ⁼ , matrice ceramica di zirconia stabilizzata con ossidi liberi
<i>Costruzione tipica</i>	Carbonio, ceramica porosa	Plastica, metallo o carbonio	Metalli resistenti ad alta temp., ceramica porosa	Ceramica, metalli resistenti alta temp.
<i>Reforming interno</i>	NO	NO	SI	SI
<i>Catalizzatore</i>	Platino	Platino	Nickel	Perovskite
<i>Ossidante</i>	Aria o aria arricchita di O ₂	Aria o O ₂	Aria	Aria
<i>Contaminante principale</i>	CO > 1%, zolfo	CO, zolfo e NH ₃	Zolfo	Zolfo
<i>Vita operativa [ore]</i>	40.000	10.000	20.000	5.000
<i>Costo d'impianto [€/kW]</i>	4.000-5.000	7.000-10.000	6.000-10.000	15.000-20.000

Tipologie di impianto: μ CHP

Fonte: <http://www.chapnet.org>



Tipologie di impianto: microCHP (<20 kW_e)

$$\eta_e = 15 \div 30\%^*$$

$$\eta_t = 35 \div 60\%$$

$$\eta = 70 \div 90\%$$

$$I_e = 0,2 \div 1,0$$

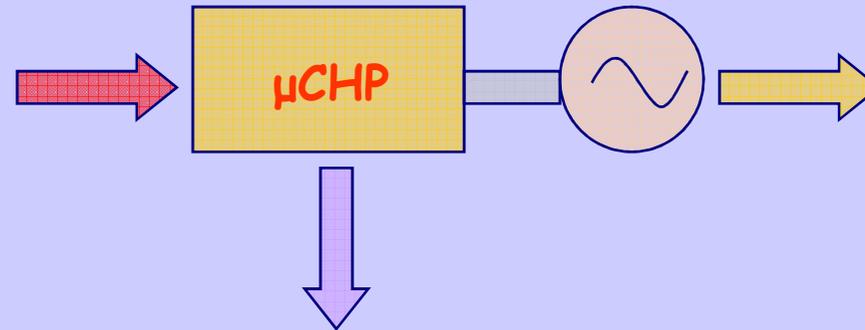
Combustibili: gas naturale, gasolio, altro**

Costi:

🕒 **installazione 2000÷3000 €/kW.**

* In ordine di rendimento decrescente abbiamo: FC, MCI, Stirling, Rankine

** Dipende dalla tecnologia, così come la temperatura del fluido di lavoro.



Soluzioni disponibili per microgenerazione

Tecnologia	Taglie disponibili kW _e	Rendimento elettrico	Rapporto Elettricità Calore	CAPEX €/kW _e
Motori a combustione interna	1-50	20-28	1:1,5-1:3	1.200-6.000
Microturbine	30-50	25-28	1:2-1:3	1.000-1.200
Motori Stirling	0,5-50	12-30	1:3-1:8	2.500-3.000
Celle a combustibile	1-50	30-35	1:1-1:2,5	5.000-6.000
Ciclo Rankine	1-4,6	6-19	1:4,2-1:13	n.d.

I dati sono tratti da varie fonti (listini produttori, Politecnico di Milano, Platts, ENEA) e i costi sono da ritenersi indicativi. Sopra i 20 kW_e questi ultimi tendono a ridursi per le tecnologie più consolidate (motori a combustione interna e microturbine), risultando nell'ordine degli 800-1.200 €/kW_e per taglie inferiori ai 1.000 kW_e. Sotto i 20 kW_e si sale rapidamente, ma un confronto è prematuro, sia per il diverso stato delle soluzioni considerate (che va dal commerciale al prototipo avanzato), sia per le differenze più marcate nei parametri prestazionali.

Tipologie di impianto: microCHP

Fonte: Delta Energy.

Motori a Combustione Interna

Manufacturer	Fuel	Electrical output (kW)	Thermal output (kW)	Electrical efficiency, LHV (%)	Thermal efficiency, LHV (%)	Overall efficiency, LHV (%)	Heat-to-power ratio
ECOWILL	Natural gas	1.00	3.3	20.0	65.0	85.0	3.3:1
Ecopower	Natural gas	4.70	12.5	24.8	66.0	90.8	2.7:1
	Propane	4.70	13.8	23.5	69.0	92.5	2.9:1
Yanmar ^a	Natural gas	5.00	9.7	29.0	56.0	85.0	1.9:1
VectorCogen	Natural gas	5.00	6.3	28.4	41.6	70.0	1.3:1
SenerTec	Oil	5.14	10.4	28.7	58.1	86.8	2.0:1
	Natural gas	5.34	12.5	25.7	60.3	86.0	2.3:1
	LPG	5.34	12.5	25.0	58.5	83.5	2.3:1

Tipologie di impianto: microCHP

Fonte: Delta Energy.

Motori a ciclo Stirling

Developer or manufacturer	Fuel	Electrical output (kW)	Thermal output (kW)	Electrical efficiency, LHV (%)	Thermal efficiency, LHV (%)	Overall efficiency, LHV (%)	Heat-to-power ratio
BBT Thermotecnik (Bosch)	Natural gas	0.5	3.0	15	87	102	6.7:1
Whisper Tech	Natural gas	0.9	7.0	10 ^a	81 ^b	91	7:1
Enatec	Natural gas	1.0	7.0–8.0	12	Mid-80% range ^c	~96–98	7:1–8:1
Stirling Systems	Natural gas	1.0	NA	18	NA	NA	NA
Microgen	Natural gas	1.1	~5.0	~17	~83	~100	~5:1
Disenco	Natural gas	3.0	9.0	20–21	79–81	99–102	3:1

Tipologie di impianto: microCHP

Fonte: Politecnico di Milano.

Micro Turbine a Gas

Costruttore e modello	Potenza (kW)	Rendimento elettr. netto (PCI) %	Portata gas di scarico (kg/s)	Velocità di rotazione(giri / minuto)	Peso (kg)	Ingombri (lungh.× largh. × alt., 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

Tipologie di impianto: microCHP (<20 kW_e)

Vantaggi:

- rapidità di installazione,
- semplicità operativa,
- soluzione realmente distribuita,
- Soluzioni Stirling e Rankine potenzialmente policombustibili.

Svantaggi:

- rendimento elettrico ridotto per le taglie più piccole,
- costi di investimento e manutenzione ed affidabilità migliorabili.

Ecowill - cogeneratore da 1 kWe

MCI derivato da un generatore portatile di 163cc.

1kWe, 2,8 KWt

85,5% efficienza totale

Introdotta in Giappone nel 2003, nella primavera 2008 contava circa 70.000 unità installate.

Si sta sviluppando la versione successiva più compatta ed efficiente.

(Non disponibile in Italia)



Tecnologie non ancora nel mercato intorno a 1kWe

Motori Stirling, sviluppati da diversi produttori sono stati installati (anche in Italia), ma la produzione in grande serie non è ancora iniziata.

Le celle a combustibile oggetto di investimenti e sviluppo molto maggiori, sono oggi limitate a nicchie di mercato e installazioni sperimentali.

I problemi sono gli elevati costi e nel caso degli Stirling anche i bassi rendimenti elettrici.

Potenzialmente interessanti, ma molto più indietro con lo sviluppo sono cicli Rankine e termofotovoltaico, che potrebbero permettere di ridurre i costi.

Soluzioni micro CHP (<50 kWe) disponibili sul mercato Italiano

In Italia sono disponibili cogeneratori con motori a combustione interna da 5 a 50 kWe, con rendimenti totali tipicamente nel campo 85 ÷ 90% e rendimenti elettrici da 22 a 32%.

I costi specifici scendono al crescere della taglia, da oltre 2.000 a oltre 1.000 €/kWe.

Si segnala la presenza di unità con convertitore statico, più costose che però permettono una maggior flessibilità di utilizzo: alto rendimento elettrico anche in funzionamento parzializzato e possibilità di fornire per limitati periodi potenza elettrica superiore alla nominale.

Emissioni tipiche: cogenerazione

Fonte: <http://www.cogen.org/projects/educogen.htm>.

System	Fuel	Electrical efficiency (%)	Specific emissions (gr/kWh _e)					
			CO ₂	CO	NO _x	HC	SO _x	Particulates
Diesel	Diesel 0.2% S Dual ⁽¹⁾	35	738.15	4.08	15.56 ⁽²⁾	0.46	0.91	0.32
			593.35	3.81	11.30 ⁽³⁾	3.95	0.09	0.04
Gas engine	Natural gas	35	577.26	2.80	1.90	1.00	≈0	≈0
Gas turbine	Natural gas	25	808.16	0.13	2.14	0.10	≈0	0.07
	Diesel 0.2% S		1033.41	0.05	4.35	0.10	0.91	0.18
Gas turbine-low NO _x	Natural gas	35	577.26	0.30	0.50	0.05	≈0	0.05
Steam turbine (new)	Coal	25	1406.40	0.26	4.53	0.07	7.75	0.65
	Fuel oil		1100.00	≈0	1.94	0.07	5.18	0.65
	Natural gas		808.16	≈0	1.29	0.26	0.46	0.07
Fuel cells (PAFC)	Natural gas	40	505.10	0.03	0.03	0.05	≈0	≈0

(1) 90% of energy supplied by natural gas and 10% by Diesel oil.
 (2) Engines of modern designs emit 11-12 gr NO_x/kWh_e.
 (3) Engines of modern design emit 7-8 gr NO_x/kWh_e.

Emissioni tipiche: centrali elettriche

Fonte: <http://www.cogen.org/projects/educogen.htm>.

System	Fuel	Efficiency (%)	Specific emissions (gr/kWh _e)					
			CO ₂	CO	NO _x	HC	SO _x	Particulates
Steam turbine (old)	Coal 3% S	34	1034.12	0.18	3.13	0.05	19.87	1.41
	Fuel oil 1% S	31	887.06	0.18	3.18	0.05	4.76	0.23
	Natural gas	31	651.74	0.09	3.04	0.18	≈0	0.05
Steam turbine (new)	Coal	31*	1134.20	0.18	2.50	0.05	6.00	0.14
	Fuel oil low sulfur	31	887.06	0.18	1.36	0.05	3.63	0.14
Gas turbine	Diesel oil	34	759.86	0.55	2.40	0.18	0.14	0.18
	Natural gas	34	594.24	0.55	1.95	≈0	≈0	0.05
Gas turbine low NO _x	Natural gas	38	531.68	0.30	0.50	≈0	≈0	0.04

* Lower efficiencies of new steam turbine systems are due to NO_x and SO₂ abatement equipment

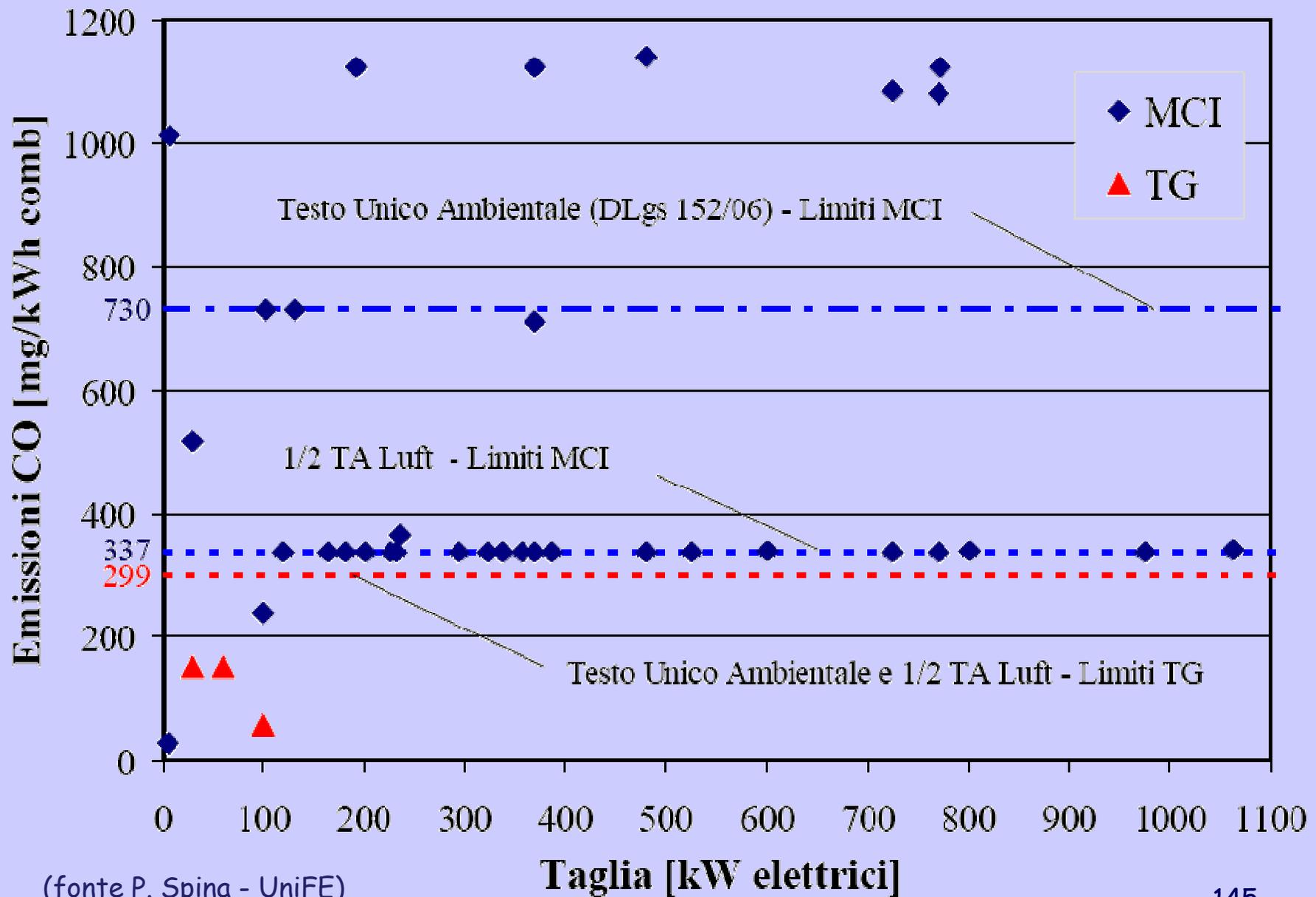
Emissioni tipiche: caldaie

Fonte: <http://www.cogen.org/projects/educogen.htm>.

System	Fuel	Specific emissions (gr/kWh _{th} of useful heat)					
		CO ₂	CO	NO _x	HC	SO _x	Particulates
Boiler for hot water	Natural gas	252.55	0.03	0.19	0.02	≈0	0.02
	Diesel 0.2% S	322.94	0.06	0.25	0.02	0.37	0.03
Steam boiler	Coal	439.50	0.08	1.36	0.02	2.32	0.20
	Fuel oil	343.73	0.06	0.57	0.02	1.55	0.20
Industrial steam boiler	Natural gas	252.55	0.03	0.39	≈0	≈0	0.02
	Coal 2% S	439.50	0.16	1.12	0.08	5.65	0.98
	Fuel oil 1% S	343.73	0.06	0.78	0.02	2.03	0.30
	Natural gas	252.55	0.03	0.33	≈0	≈0	0.03

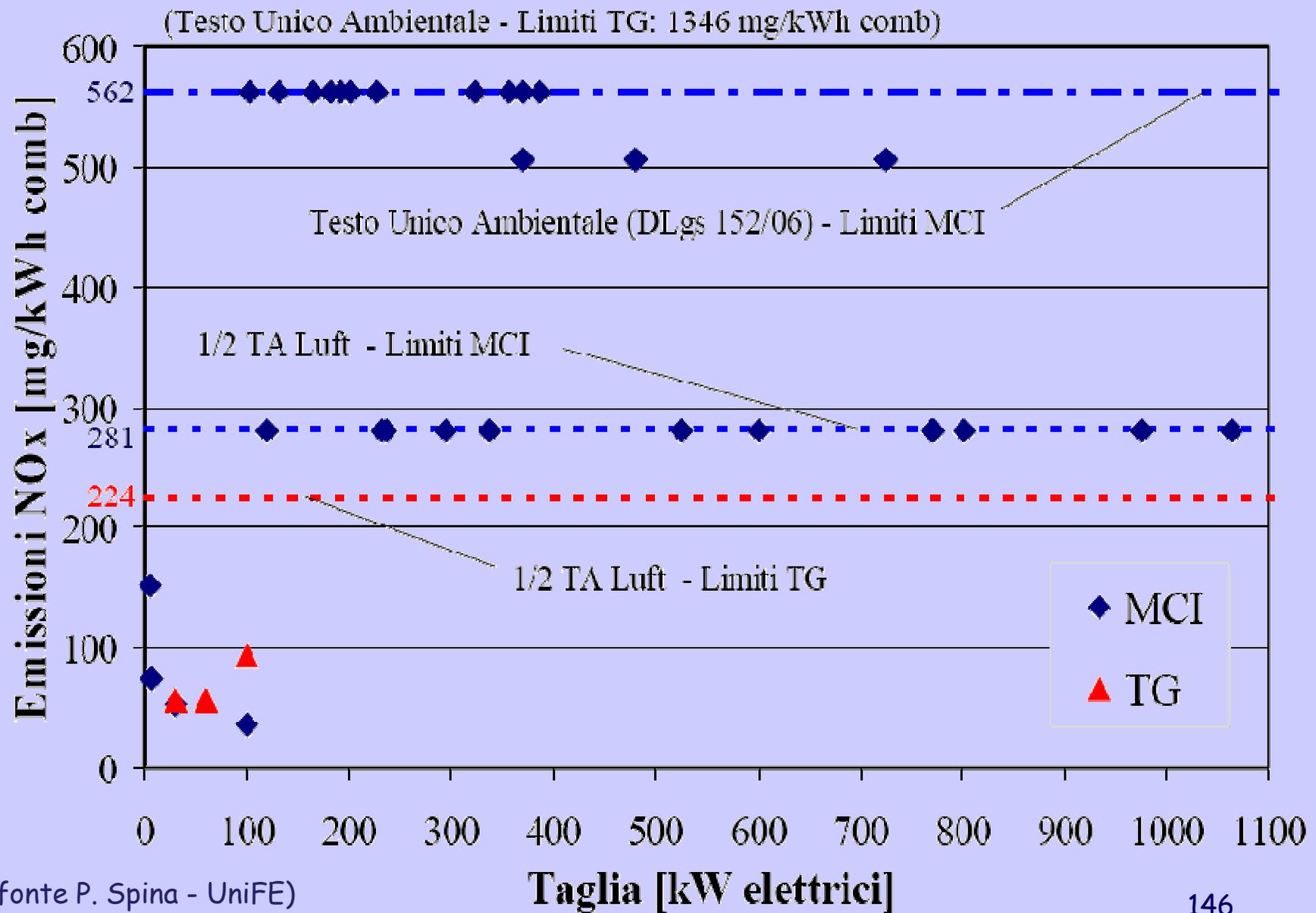
An 80% efficiency of the boiler has been considered.

Emissioni CO



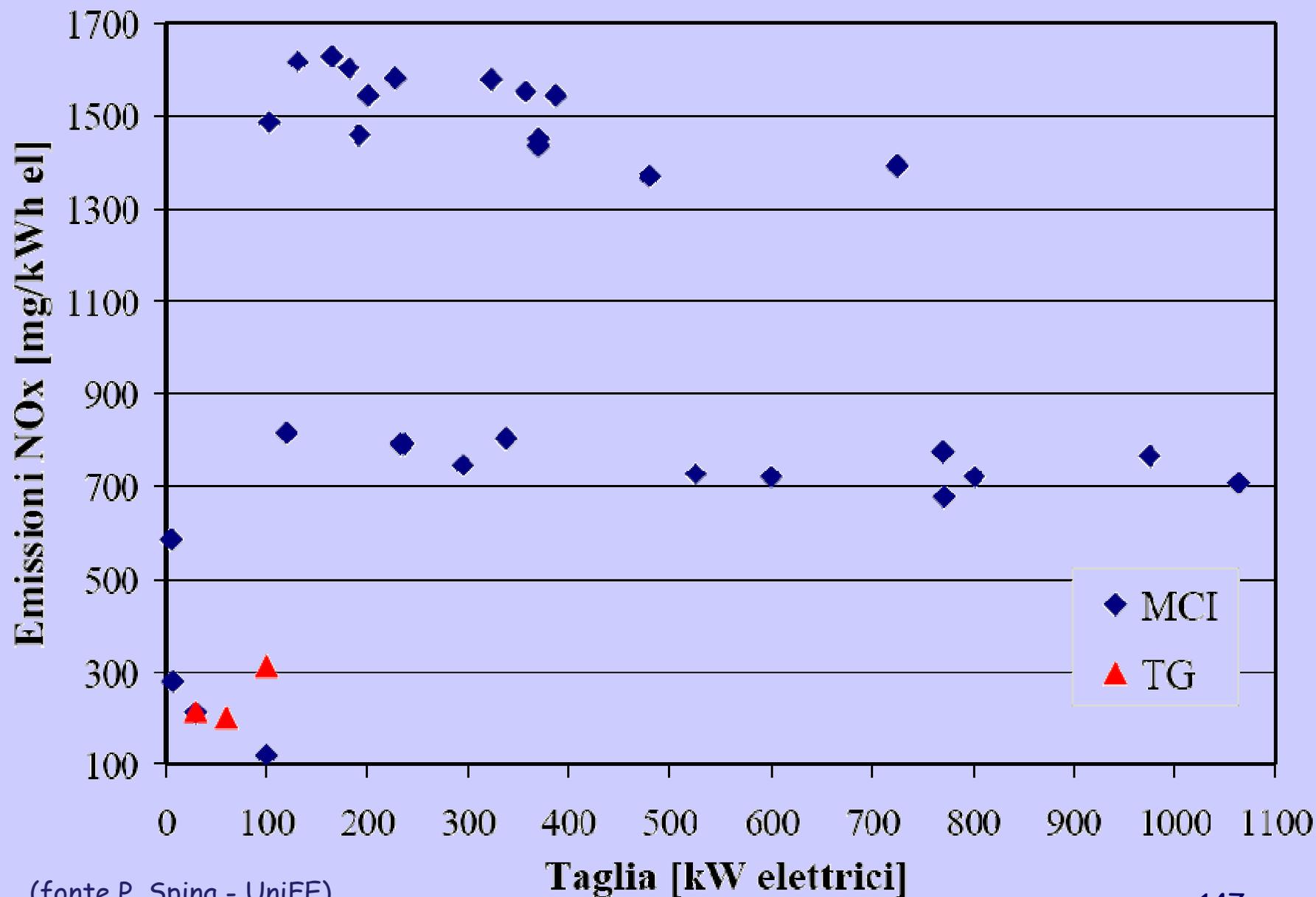
(fonte P. Spina - UniFE)

Emissioni NOx



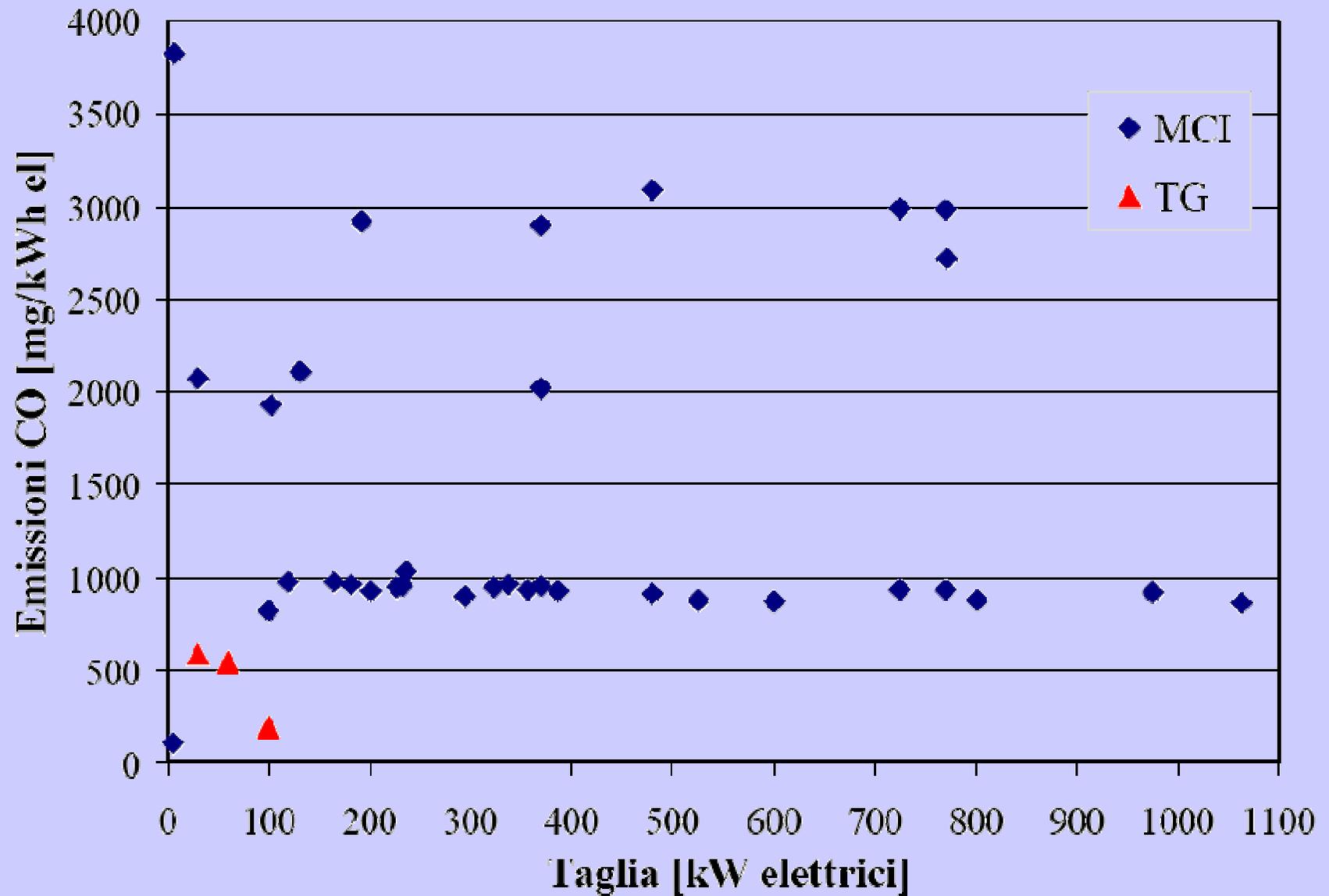
(fonte P. Spina - UniFE)

Emissioni NOx riferite alla produzione elettrica



(fonte P. Spina - UniFE)

Emissioni CO riferite alla produzione elettrica



(fonte P. Spina - UniFE)

Appendice 2

Teleriscaldamento e trigenerazione

Teleriscaldamento

Il calore prodotto può essere ceduto attraverso reti ad utenze diffuse, da piccoli complessi civili a distretti industriali fino ad una dimensione urbana.

In questo caso si parla di teleriscaldamento.

Definizione della norma UNI 8887:

insieme degli elementi funzionalmente associati atti a realizzare e controllare un processo di cogenerazione, nonché a trasferire, in parte o integralmente, il calore generato al sistema degli utilizzatori termici non ubicati presso la centrale o sistema di cogenerazione.

Teleriscaldamento

Il teleriscaldamento può essere o meno cogenerativo.

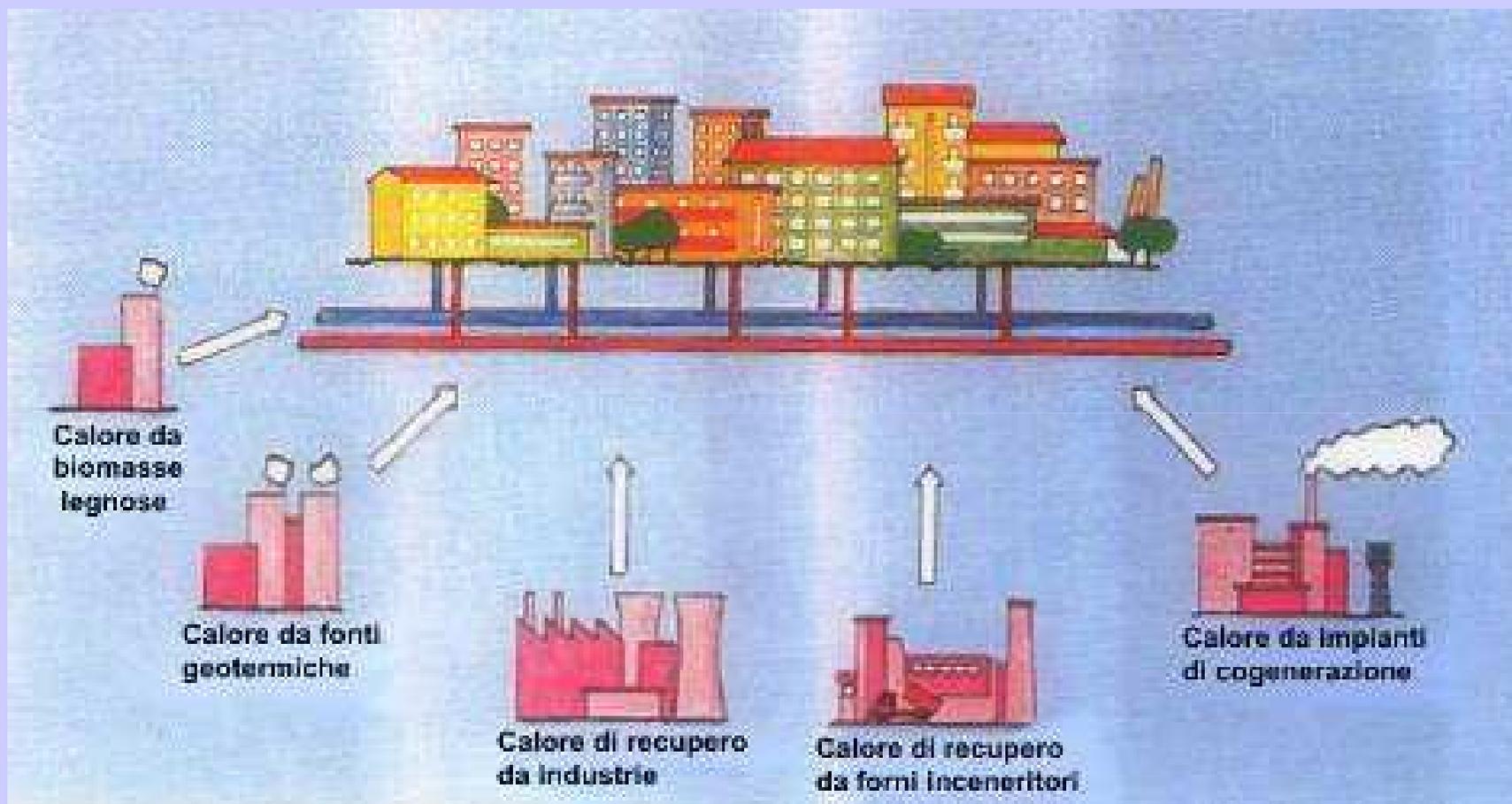
I migliori risultati si ottengono dal giusto dimensionamento e utilizzo contemporaneo di produzione combinata e separata.

Le reti sono l'elemento caratteristico del teleriscaldamento. Il loro costo impatta notevolmente sull'investimento complessivo (300-1000 €/m di tubazione doppia coibentata).

Il teleraffrescamento si può fare sia con produzione centralizzata, sia con assorbitori installati presso le utenze.

Teleriscaldamento

Fonte della figura: www.airu.it



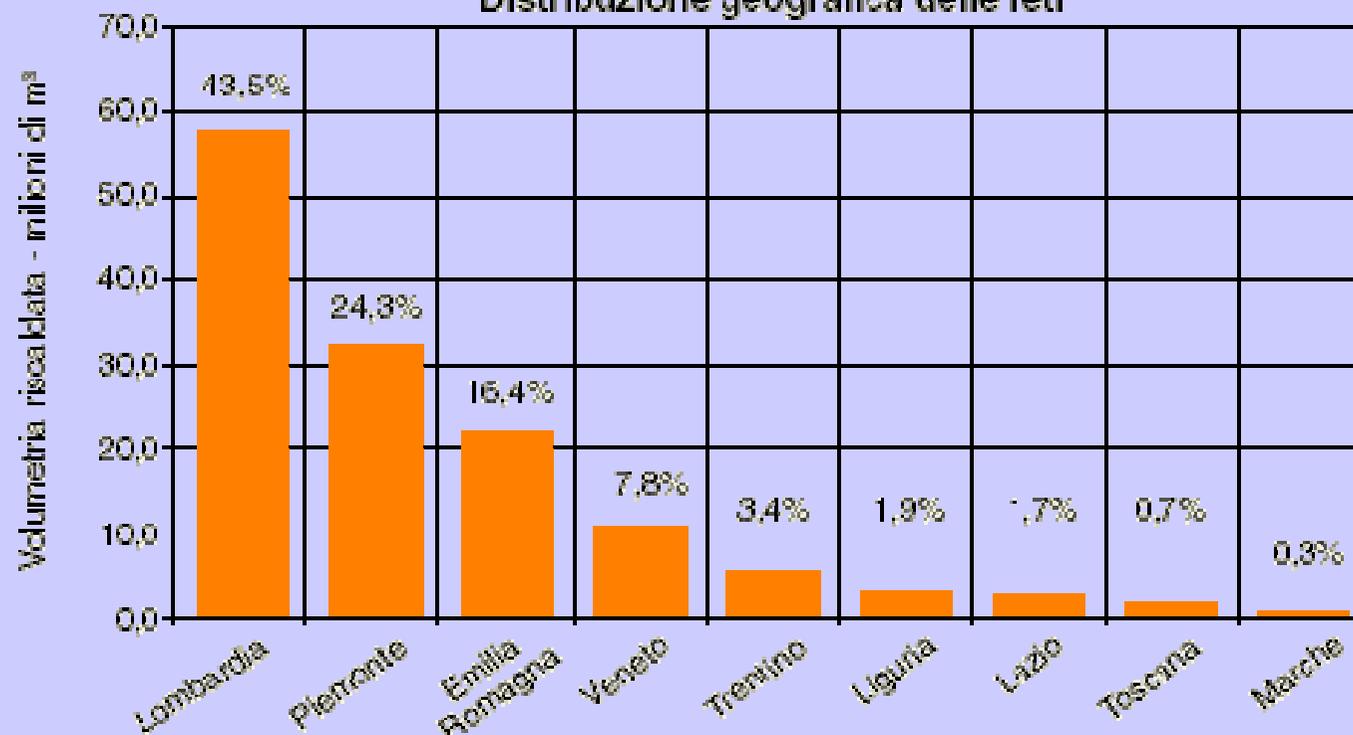
Teleriscaldamento: reti

Fonte della figura: AIRU (www.airu.it)

Anno	Potenza impegnata MWt	Volumetria riscaldata Mm ³	Numero STC N°	Pimp/Vr W/m ³	Pimp/STC	
					Cumulato kW/STC	Nell'anno kW/STC
1997	2.656	88,3	13.020	30	204	
1998	3.037	100,7	14.957	30	203	197
1999	3.351	109,8	17.062	31	196	149
2000	3.623	117,3	18.594	31	195	178
2001	3.916	125,9	22.529	31	174	74
2002	4.123	132,4	24.288	31	170	118
2003	4.487	140,2	26.332	32	170	178
2004	4.669	144,4	27.949	32	167	113
2005	5.054	155,6	30.371	32	166	159

Tabella 4

La situazione attuale del teleriscaldamento in Italia - Anno 2002
Distribuzione geografica delle reti



Lombardia+Piemonte+Emilia+Veneto = 92%

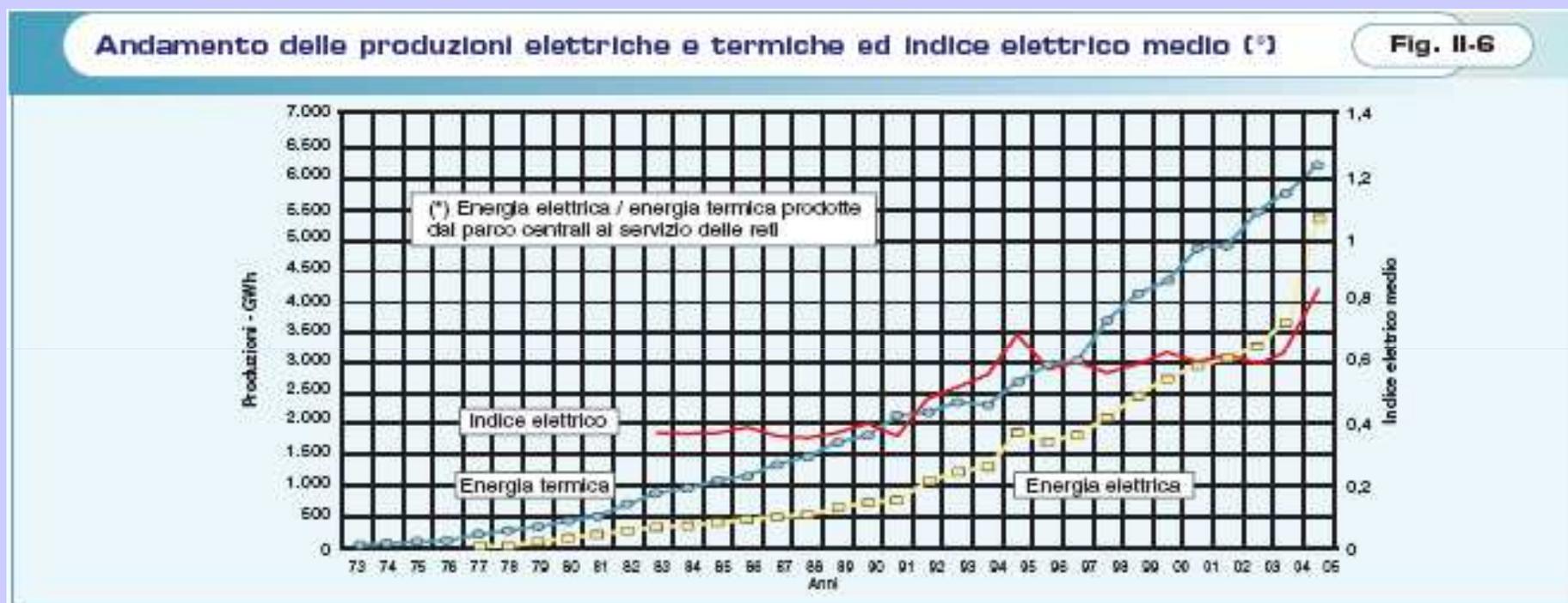
Teleriscaldamento: reti

Fonte delle figure: AIRU (www.airu.it)



Teleriscaldamento: elettricità e calore

Fonte delle figure: AIRU (www.airu.it)



Teleriscaldamento: combustibili

Fonte delle figure: AIRU (www.airu.it)

Energia primaria consumata nei sistemi di produzione del calore e tipi di combustibili

Fig. II-5



Fonti di energia Primaria	Anno 2004		Anno 2005		Anno 1998	
	Tep	%	Tep	%	Tep	%
Gas naturale	721.794	60%	1.014.018	68,9%	150.000	67%
RSU	252.794	21%	184.167	12,5%	0	0%
Carbone	105.909	9%	106.442	7,2%	20.000	9%
Olio C.	91.772	8%	68.827	4,7%	49.000	22%
Recuperi industriali	5.662	0%	4.330	0,3%	1.000	0%
Geotermia	10.952	1%	10.835	0,7%	3.000	1%
Biomasse	17.827	1%	82.092	5,6%	0	0%
TOTALE FOSSILI	919.475	76%	1.189.287	81%	219.000	98%
TOTALE RINNOVABILI	287.235	24%	281.425	19%	4.000	2%
TOTALE GENERALE	1.206.710	100%	1.470.712	100%	223.000	100%

Tabella 8

Teleriscaldamento: risparmio in fonti primarie

Fonte delle figure: AIRU (www.airu.it)



Teleriscaldamento: emissioni

EMISSIONI SITUAZIONE ATTUALE

NOx (t/a) SO₂ (t/a) CO₂ (t/a) CO (t/a) PM10 (t/a)

IMPIANTI CONVENZIONALI

	Inverno	121,1	33,2	141.605,0	59,0	1,5
	Estate	5,7	1,6	6.646,4	2,8	0,1
	Anno	126,8	34,9	1148.251,4	61,7	1,6

EE netta MWhe

EMISSIONI CENTRALE ELETTRICA SOSTITUITA

54.515	Inverno	43,6	130,8	38.542,0		
-568	Estate	-0,5	-1,4	-401,7		
53.947	Anno	43,2	129,5	38.140,2		

TOTALE

	Inverno	164,7	164,1	180.146,9		
	Estate	5,2	0,3	6.244,7		
	Anno	170,0	164,3	186.391,6		

Emissioni senza rete

Emissioni con teleriscaldamento

Fonte delle figure: AIRU (www.airu.it)

EMISSIONI SITUAZIONE ATTUALE

NOx (t/a) SO₂ (t/a) CO₂ (t/a) CO (t/a) PM10 (t/a)

IMPIANTI CONVENZIONALI RESIDUI

	Inverno	95,0	8,4	107.874,1	47,1	0,6
	Estate	4,3	0,3	4.892,6	2,1	0,0
	Anno	99,3	8,7	112.766,7	49,3	0,6

EE netta MWhe

CENTRALE DI COGENERAZIONE

54.515	Inverno	49,2	0,0	45.691,5	12,5	0,2
-568	Estate	2,5	0,0	2.833,6	1,3	0,0
53.947	Anno	51,7	0,1	48.525,1	13,7	0,2

TOTALE

	Inverno	-20,6	-155,6	-26.581,3		
	Estate	1,6	0,0	1.481,5		
	Anno	-19,0	-155,6	-25.099,8		

Trigenerazione

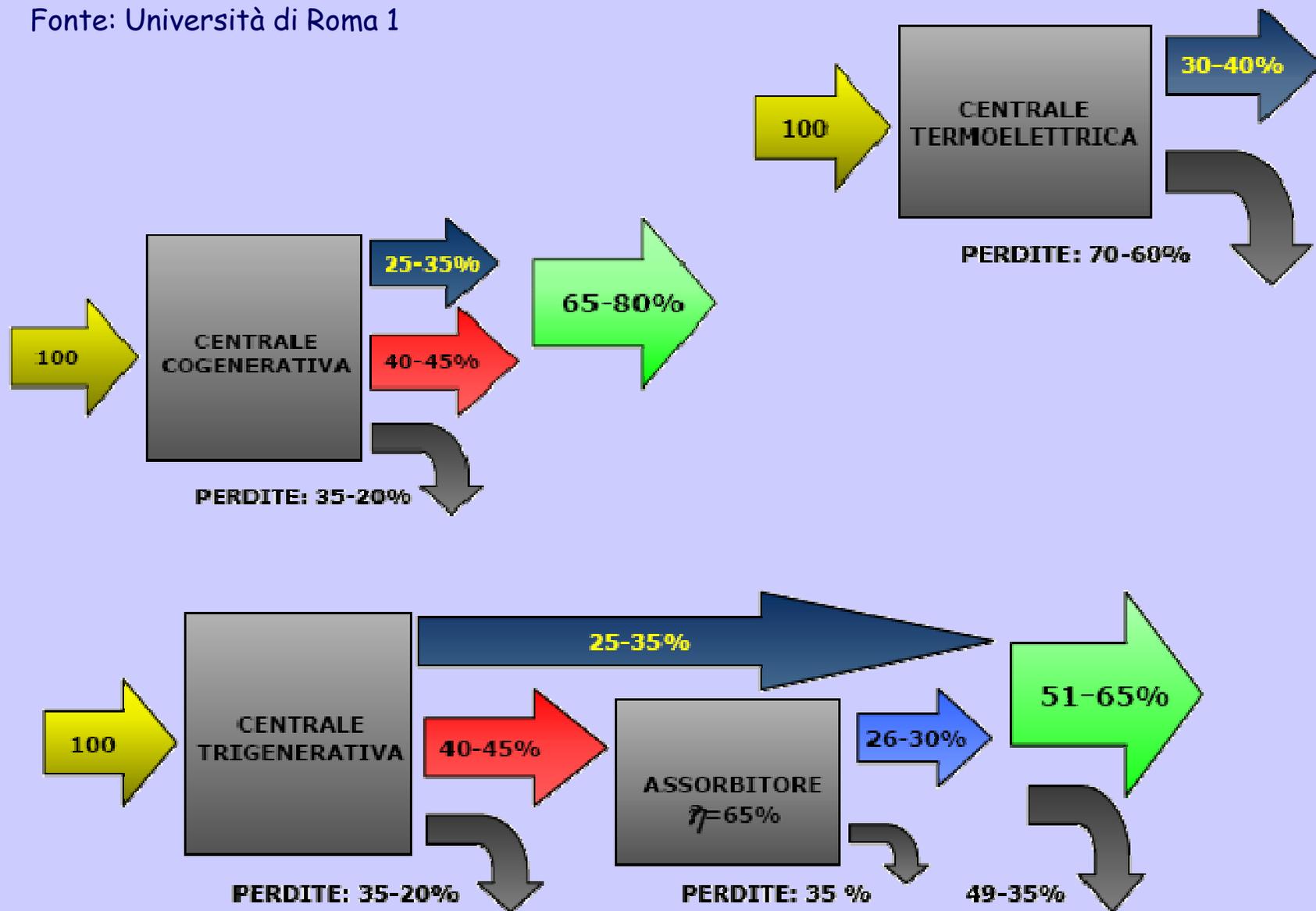
Il calore cogenerato può essere impiegato per la produzione di acqua fredda, per usi di climatizzazione e di processo.

A tale scopo si usano solitamente gruppi ad assorbimento ad acqua - bromuro di litio.

L'efficienza si aggira intorno a 0,6-0,9, a seconda della macchina, e la convenienza effettiva dipende in larga misura dalle caratteristiche del sito, considerati i benefici derivanti dall'aumento del fattore di carico ed i prezzi ancora alti degli assorbitori.

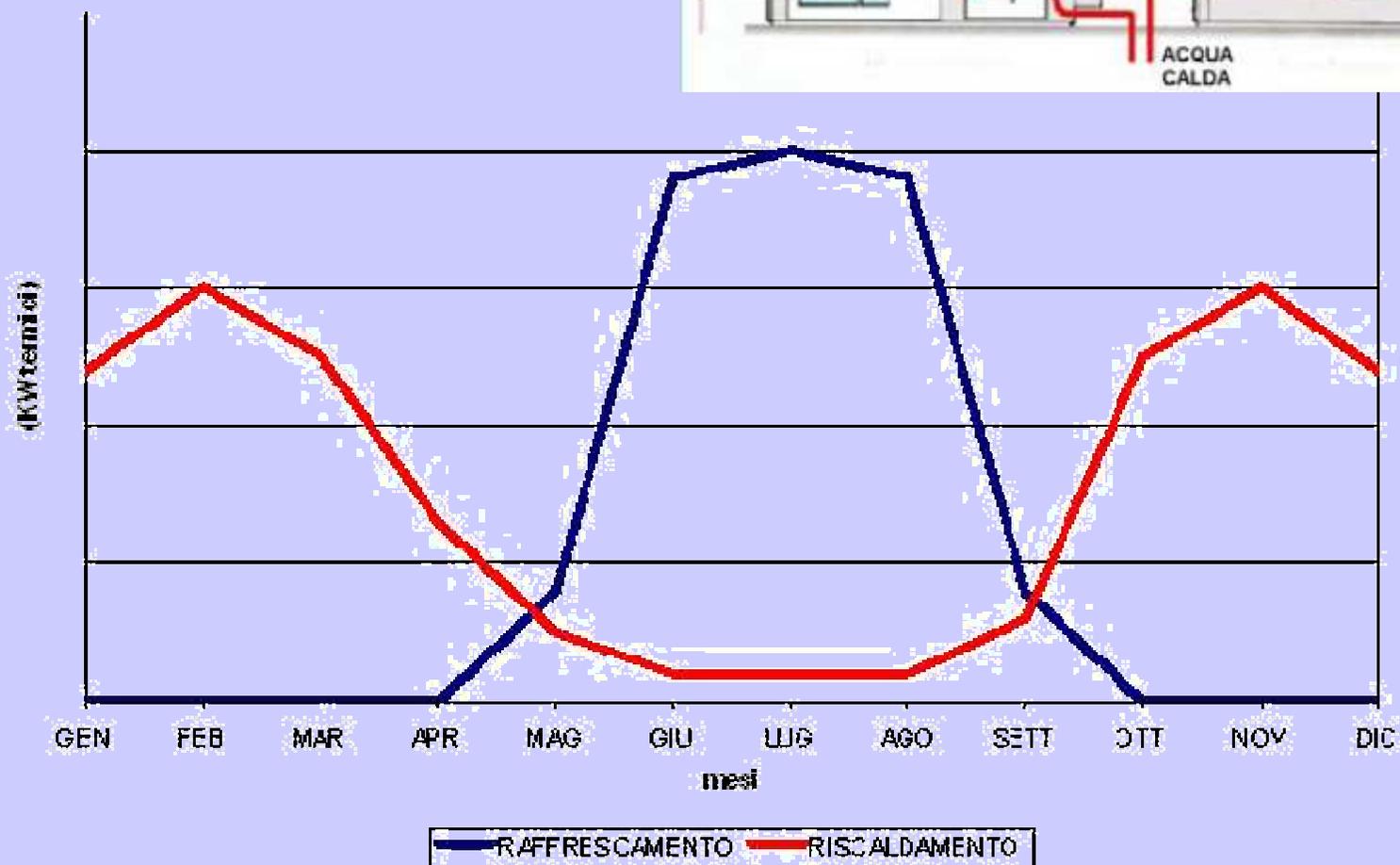
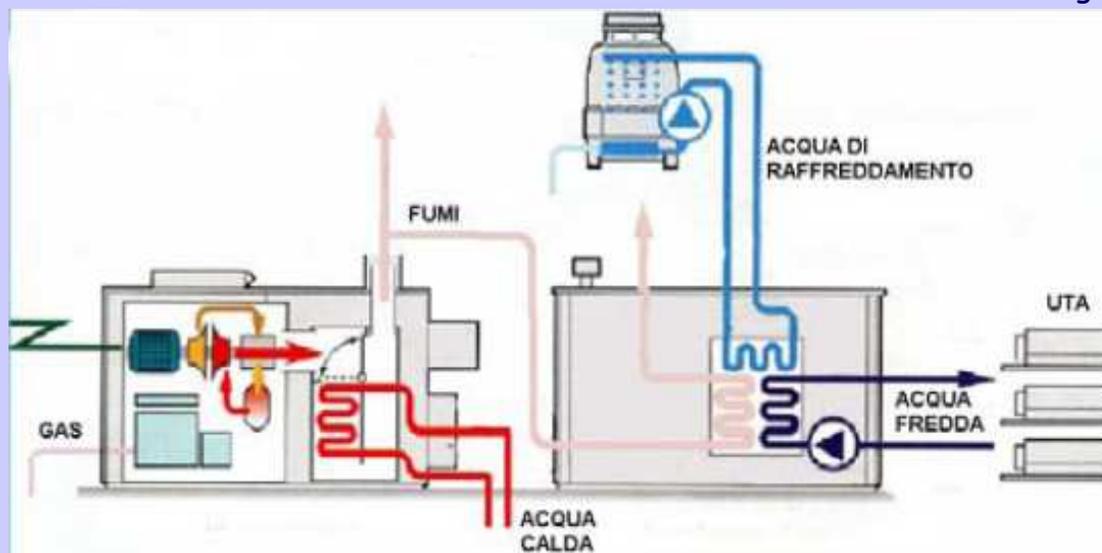
Trigenerazione

Fonte: Università di Roma 1



Trigenerazione

Fonte: CPL Concordia



Gruppi ad assorbimento

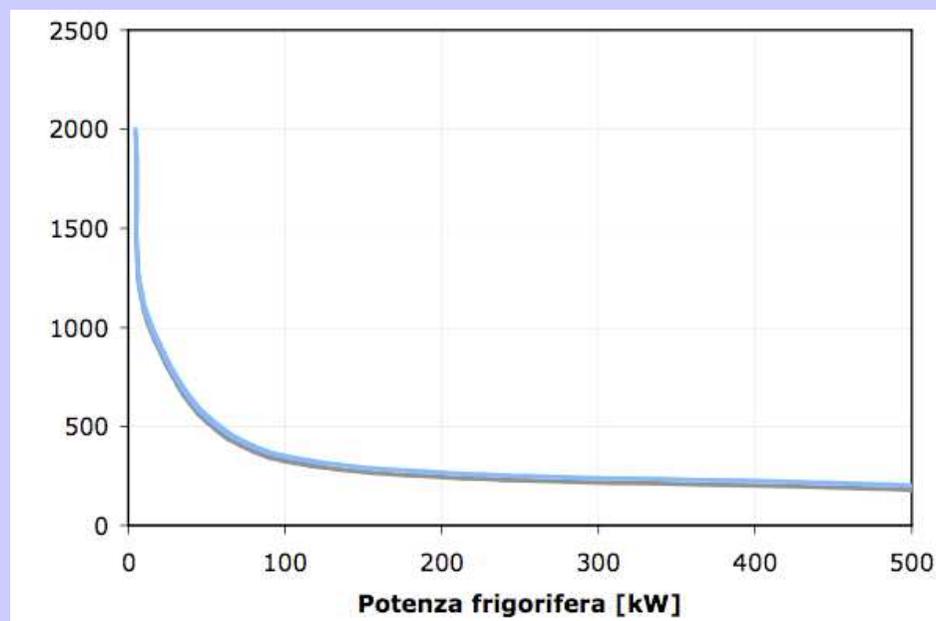
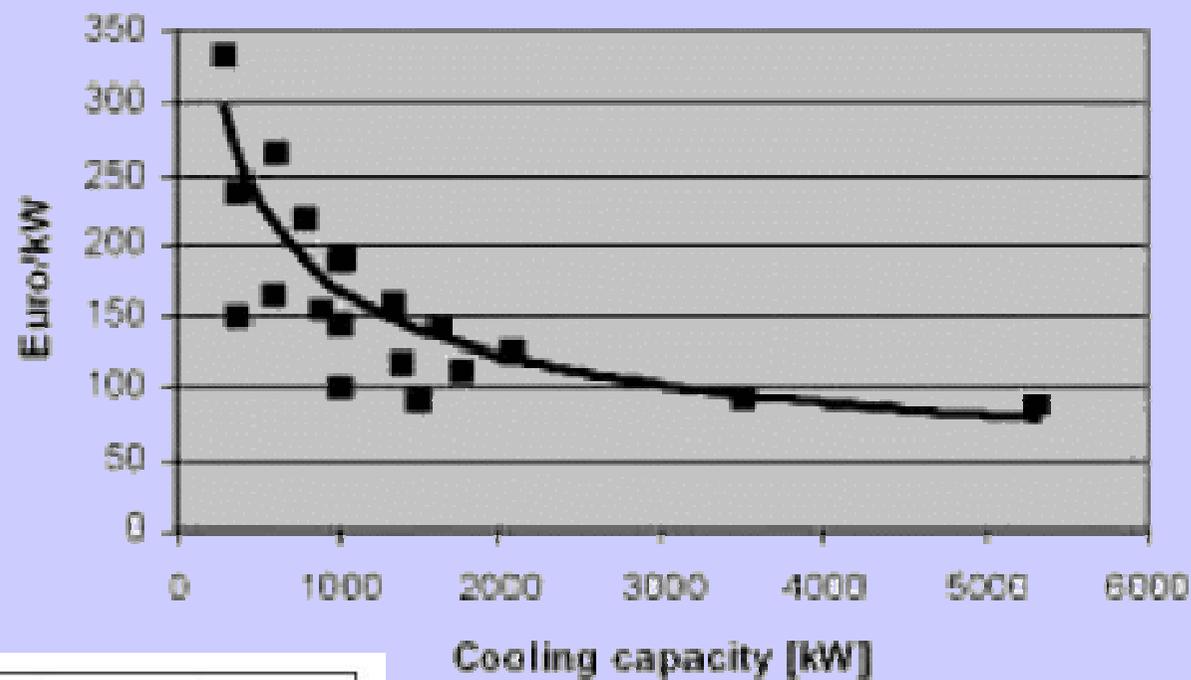
Fonte: CPL Concordia - capacità espressa in kW.

	ASSORBITORE al Bromuro di Litio			Refrigeratore elettrico	
Effetto Raffreddamento	Singolo		Doppio	Aria	Acqua
Capacità di raffreddamento	300-5000	300-5000	300-5000		
COP termico	0,5 - 0,7	0,5 - 0,7	0,9 - 1,1	2,5 - 3,5	4 - 8
Range temperatura	90 - 95	120 - 130	150 - 170		
Costo gruppo (€/kW)	270 - 285	250 - 265	265 - 280	60 - 90	80 - 100

Gruppi ad assorbimento

Costo gruppi LiBr monostadio.

Fonti: progetto Trigemed, FIRE



Ad-Ab sorbitori, cicli chiusi e aperti

	Cicli chiusi Produzione acqua refrigerata		Cicli aperti Condizionamento aria diretto	
Tipo di sorbente	solido	liquido	solido	liquido
				
Tipici materiali in uso	Acqua - Silicagel, Ammoniaca - Sali A.	Acqua - LiBr Ammoniaca - acqua	Acqua - Silicagel, Acqua - Cloruro di Litio	Acqua - Cloruro di Calcio Acqua - Cloruro di Litio
Tecnologie disponibili sul mercato	Macchine ad Adsorbimento	Macchine ad Assorbimento	Raff. Evaporativo con Ad-assorbimento	-
Potenza frigorifera [kW]	40 - 430 kW	15 kW fino >5 MW	20 kW - 350 kW (pro Modul)	-
Produttori	2 produttori giapponesi	USA, Asia; solo poche piccola capacità	ca. 5 produttori di rotori molti UTA	
Efficienza (COP)	0.3-0.7	0.6-0.75 (1-effetto) < 1.2 (2-effetto)	0.5 fino >1	fino >1
Tipiche temperature di alimentazione	60-95°C	80-110°C (1-effetto) 130-160°C (2-effetto)	45-95°C	45-70°C
Tecnologie solari	CTE, CP	CTE, coll. a concentraz	CP, CA	CP, CA

Appendice 3

Autorizzazioni

Autorizzazione alla costruzione ed esercizio

Impianti da fonti rinnovabili e termoelettrici con potenza termica minore di 300 MW:

- competenza EELL (D.Lgs. 112/98 e DPR 447/98),
- VIA necessaria con potenza elettrica superiore ai 50 MW (DPR 348/99 e DPR 53/98),
- procedura alternativa tramite sportello unico (DPR 447/98 - www.formez.it) con autocertificazione o processo semplificato.

Impianti termoelettrici con potenza termica superiore a 300 MW:

- competenza statale (D.Lgs. 79/99 e Legge 55/02),
- VIA acquisita dal MAP (DPR 53/98 e Legge 55/02) in corso di ridefinizione.

Autorizzazioni sulle emissioni

La normativa di riferimento è la seguente:

- D.Lgs. 152/06 (Testo Unico Ambientale);
- provvedimenti regionali e provinciali.

L'ultima voce è ormai la più importante. Nell'area urbana di Milano, ad esempio, sono in vigore i seguenti limiti per impianti sotto i 3 MW alimentati a gas naturale (DGR 19 ottobre 2001 n. 7/6501):

- NO_x : 100 mg/m³
- CO: 200 mg/m³

Autorizzazioni varie per microgenerazione

FASE	ENTI COINVOLTI
1. Progettazione/installazione	AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF., ASL/Ispettorato del Lavoro, Regione, Provincia, Comune, Fornitore gas naturale
2. Collaudo e avviamento	UTF, Gestore rete elettrica, VVF., C.P.I., ISPESL, Provincia
3. Esercizio e gestione	MSE, AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF., ASL/Ispettorato del Lavoro, Fornitore gas metano
4. Cessazione impianto	Provincia, AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF., ASL/Ispettorato del Lavoro, Fornitore gas naturale

Elementi fondamentali per la produzione di energia elettrica

		<i>Chi regola il servizio</i>	<i>Chi eroga il servizio</i>
Autorizzazioni		Regioni o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt o impianti colici off shore)	Regioni, enti locali o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt o impianti colici off shore)
Accesso ai servizi di sistema	Connessioni	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
	Trasporto e dispacciamento	Autorità	Trasporto: imprese distributrici e Terna Dispacciamento in immissione: Terna
	Misura	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
Cessione o scambio dell'energia	Cessione dell'energia	Autorità	Libero mercato o GSF per il ritiro dedicato
	Scambio sul posto (in alternativa alla cessione)	Autorità	Imprese distributrici fino al 31 dicembre 2008, GSE dall'1 gennaio 2009
Incentivi	Incentivi (ove previsti)	MSE, MATTM e Autorità ove previsto	GSE

Appendice 4

Vendita dell'energia elettrica

Aspetti normativi: il servizio di trasporto

La delibera 5/04, con i relativi aggiornamenti, stabilisce i corrispettivi relativi ai servizi di trasporto sulle reti di trasmissione e distribuzione, di parallelo e di misura.

Al servizio di trasporto sono sottoposti sia i clienti idonei, sia quelli vincolati, nonché i produttori che immettano energia in rete.

Il soggetto responsabile della misura, oltreché dell'allacciamento dell'utente e delle problematiche relative alla qualità della fornitura, è il distributore locale.

Aspetti normativi: il servizio di trasporto

La delibera 5/04 avvicina le modalità di calcolo del corrispettivo di trasporto a quelle relative alla definizione delle tariffe di vendita ai clienti del mercato vincolato.

I diversi esercenti il servizio di trasporto presentano annualmente una tariffa base per ognuna delle sei tipologie d'utenza e hanno la facoltà di proporre opzioni tariffarie ulteriori sottoposte al solo vincolo V1, (quelle base sottostanno anche al vincolo V2).

Aspetti normativi: il servizio di trasporto

Al corrispettivo così determinato vanno aggiunti le componenti UC_3 e UC_6 (a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasporto dell'elettricità) e gli oneri di sistema.

UC_3 e UC_6 variano da un valore nullo a 0,05 c€/kWh a seconda della tensione di alimentazione e dell'energia consumata.

La tariffa di trasporto, comprensiva di oneri di sistema e componenti ulteriori va applicata ad ogni prelievo di energia elettrica dalla rete. Le somme in gioco saranno pertanto maggiori in caso di trasferimento dell'energia prodotta a siti diversi da quello di produzione.

Aspetti normativi: il servizio di trasporto

Gli oneri di sistema riguardano (globalmente pari a 0,3-1,2 c€/kWh dal gennaio 2001 al settembre 2003):

- la copertura dei costi sostenuti per lo smantellamento delle centrali nucleari e la chiusura del ciclo del combustibile (A2),
- la promozione di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (A3),
- il finanziamento di regimi tariffari speciali previsti dalla normativa a favore di specifici utenti o categorie d'utenza (A4),
- le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico (A5),
- la copertura dei cosiddetti "stranded costs", ossia i costi sopportati dalle altre imprese elettriche per la generazione di energia elettrica che non sarebbero recuperabili nell'ambito del mercato liberalizzato e che verranno rimborsati alle imprese per un periodo transitorio (A6).

Aspetti normativi: il servizio di trasporto

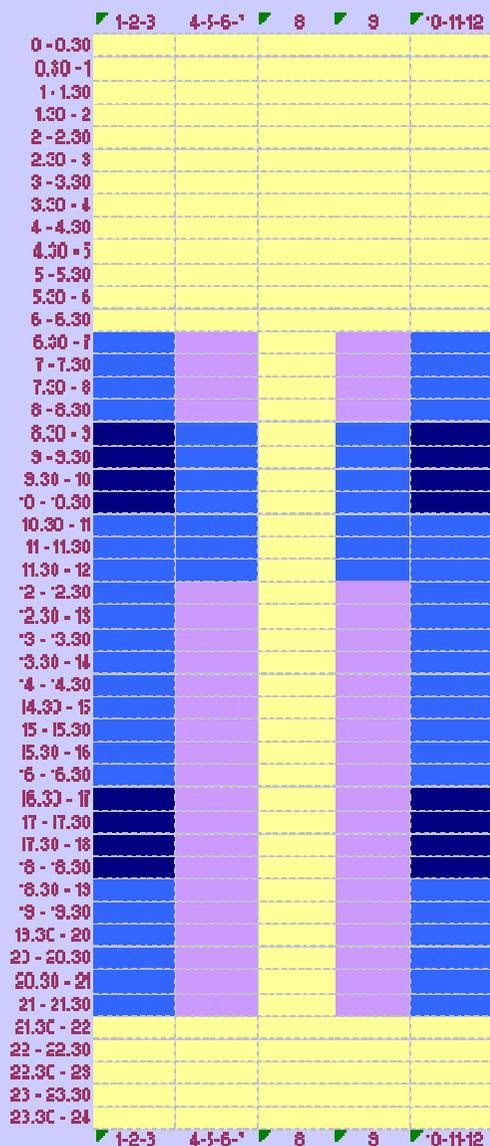
La delibera 5/04 prevede per l'autoproduttore due corrispettivi nel caso di immissioni in rete:

- un corrispettivo proporzionale all'energia immessa in rete, per il servizio di parallelo (attualmente pari a 0,0254 c€/kWh - delibera 135/04);
- un corrispettivo proporzionale all'energia immessa in rete, a lui dovuto dal distributore locale, qualora l'impianto di cogenerazione sia allacciato in MT o BT (attualmente compreso fra i 0,77 c€/kWh per F1 ed i 0,14 c€/kWh per F4 - delibera 135/04).

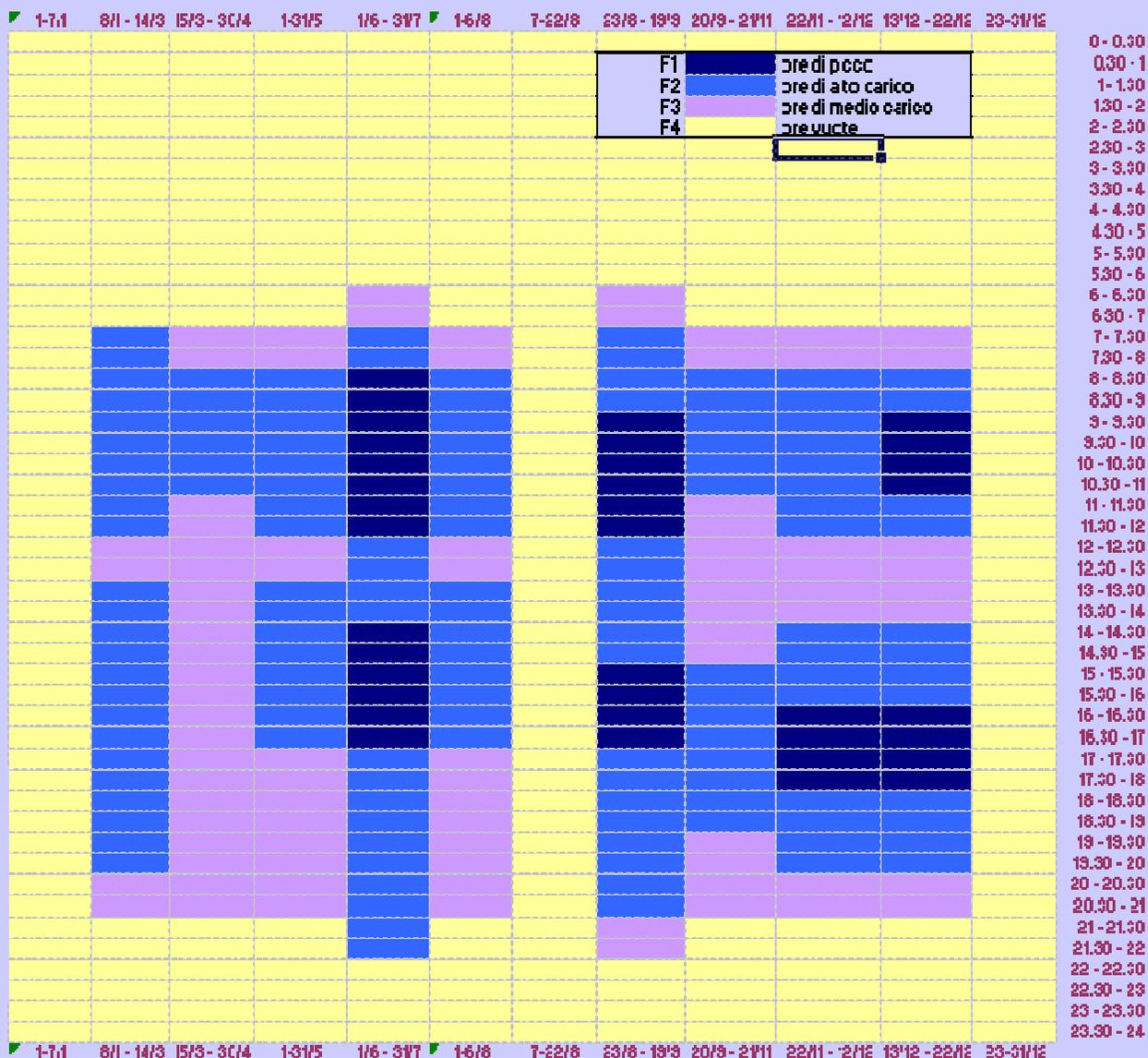
La delibera 5/04 ha anche stravolto la struttura delle

Aspetti normativi: le fasce orarie

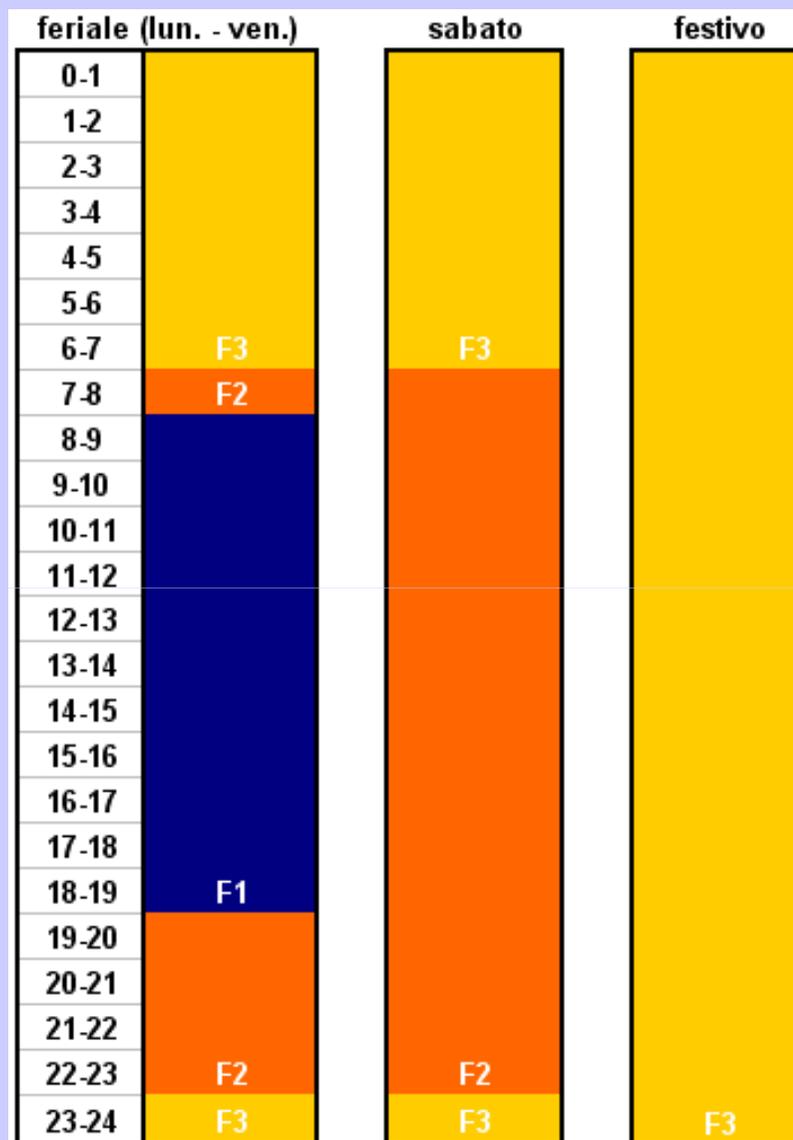
CIP 45/90



Delibera 5/04



Aspetti normativi: le nuove fasce orarie (del. AEEG 181/06)



Aspetti normativi: il servizio di dispacciamento

A partire dal 2005, con l'accesso alla borsa anche della domanda, la remunerazione del servizio di dispacciamento è svolta in accordo alla delibera 168/03 e sue modifiche ed integrazioni.

La delibera riguarda sia gli operatori che accedono alla borsa, sia quelli che operano al di fuori del sistema delle offerte attraverso la stipula di contratti bilaterali.

Sono tenuti a stipulare un contratto per il servizio di dispacciamento i produttori e i gli utenti finali non appartenenti al mercato vincolato.

Aspetti normativi: il servizio di dispacciamento

Il contratto può essere stipulato da un soggetto terzo come mandato senza rappresentanza, purché sia lo stesso soggetto che stipula il contratto di distribuzione.

Il contratto è unico per tutte le unità di produzione e unico per tutte le unità di consumo nella titolarità del medesimo soggetto.

Il periodo rilevante ai fini del calcolo dei corrispettivi è l'ora, salvo unità abilitate per cui possono essere definiti periodi temporali inferiori.

Aspetti normativi: il servizio di dispacciamento

Le quantità di energia, calcolate come somma delle immissioni o dei prelievi relativi ad un medesimo punto di dispacciamento, sono maggiorate o ridotte per tener conto delle perdite di rete nel caso di connessione in bassa o media tensione.

Le unità di produzione di potenza inferiore ai 250 kW non sono trattate su base oraria ed il loro profilo di immissione è valutato sulla base della delibera 118/03 e sue modifiche ed integrazioni.

Gli operatori devono comunicare i propri programmi di immissione e prelievo (che devono essere uguali fra operatori di mercato cedenti ed acquirenti) 3 ore prima del termine della presentazione delle offerte nel mercato del giorno prima.

Aspetti normativi: il servizio di dispacciamento

I corrispettivi dovuti sono molteplici e regolati agli articoli compresi fra il 29 e 37.3 ed all'articolo 46.

La determinazione a priori degli oneri di dispacciamento è ormai resa difficile dalla dipendenza da parametri quali:

- i prezzi di borsa (mercato del giorno prima, di aggiornamento e di dispacciamento);
- eventuali vincoli zonali;
- entità degli sbilanciamenti;
- utilizzo delle risorse necessarie a garantire la stabilità del sistema.

Aspetti normativi: il servizio di dispacciamento

La comunicazione giornaliera dei programmi di immissione e prelievo è un'attività delicata che, in caso le previsioni si discostino da immissioni e prelievi reali, può diventare onerosa.

E' data la facoltà di avvalersi degli sbilanciamenti a programma, che evita tale comunicazione e in base alla quale lo sbilanciamento è dato dalla differenza fra immissioni e prelievi reali.

Non è però detto che tale opportunità risulti economicamente vantaggiosa.

Aspetti normativi: il servizio di dispacciamento

Tutto ciò tende a sfavorire i piccoli impianti, anche se qualche vantaggio può derivare dall'assenza di contatori orari.

Solo nel corso del funzionamento dell'impianto è possibile valutare la reale entità dei corrispettivi dovuti.

L'esperienza, unita alla possibilità di considerare più impianti insieme (valida per una ESCO, ad esempio, all'interno di un'unica zona e per impianti ricadenti nella stessa tipologia, ad esempio di cogenerazione), può consentire di controllare i costi.

Appendice 5

Esempi

Esempi - caso 1

La municipalizzata elettrica del Comune di Vicenza installò 31 Totem (15 kW_e e 34 kW₊, $\eta=26\%$ netto) presso utenti del terziario e del residenziale negli anni Ottanta.

Parte dei motori è ancora operante, a testimonianza della bontà dell'iniziativa, che a suo tempo evidenziò un TIR del 17%.

Il calore veniva offerto agli utenti, mentre l'energia elettrica prodotta veniva ritirata in rete.

Esempi - caso 1

La cogenerazione proposta in un'ottica di servizio offre i seguenti benefici:

- ⊙ solleva l'utente dal dimensionamento e dagli aspetti autorizzativi e gestionali;
- ⊙ il sistema è standardizzato e modulare, a vantaggio dei costi, delle autorizzazioni e della progettazione;
- ⊙ l'energia elettrica prodotta può essere accorpata e valorizzata al meglio;
- ⊙ uno sviluppo tecnologico coordinato con le esigenze dei gestori delle reti potrà consentire di conseguire sinergie fra gli impianti e le reti stesse, promuovendone un uso attivo in funzione dell'andamento dei flussi di energia.

Esperienze - caso 2

La Carrozzeria Bertone di Grugliasco (TO) rappresenta un esempio di adattabilità della cogenerazione alle esigenze dei processi industriali.

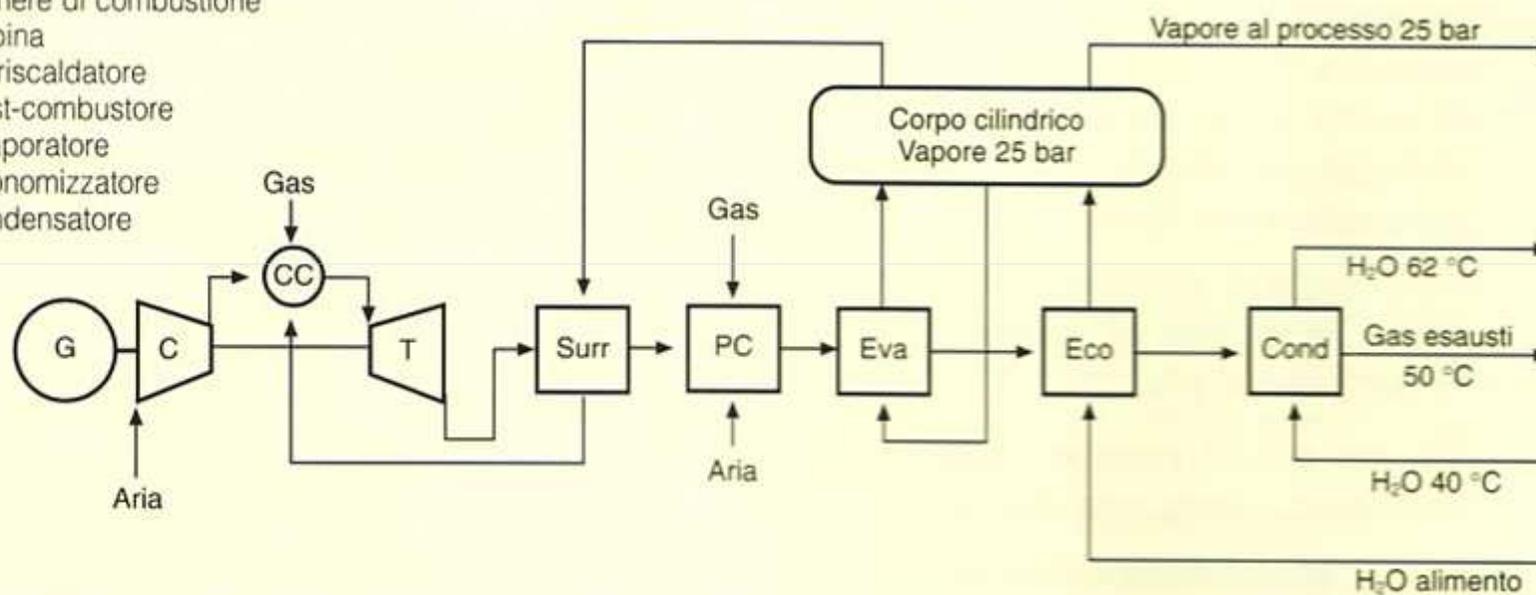
Il ciclo Cheng adottato consente di produrre vapore saturo a 25 bar, acqua calda a 80°C, usata per scopi di processo e per riscaldamento ambienti, ed elettricità.

L'impianto può funzionare con vari rapporti dell'indice elettrico-termico, grazie all'iniezione di vapore ed alla post-combustione.

Esperienze: caso 2

Fig. 2 - Schema di principio dell'impianto di cogenerazione

- G - generatore
- C - compressore
- CC - camere di combustione
- T - turbina
- Surr - surriscaldatore
- PC - post-combustore
- Eva - evaporatore
- Eco - economizzatore
- Cond - condensatore



Esperienze: caso 2

Tabella 1 – Punti di funzionamento (max carico)

<i>Iniezione di vapore</i>	<i>Post-combustione</i>	<i>Potenza elettrica (MW)</i>	<i>Vapore al processo (t/h)</i>
SI	NO	5,47	-
SI	SI	5,47	19,33
NO	NO	3,60	10,33
NO	SI	3,60	21,78

Temperatura ambiente: 15 °C - Condizioni del vapore al processo: 25 bar, saturo

Esperienze: caso 2

In questo caso un ruolo centrale l'ha svolto la funzione di energy management dell'azienda, che ha promosso l'intervento ed ha trovato le giuste sinergie fra le esigenze dell'utenza, l'impianto termico esistente ed il cogeneratore, superando anche il luogo comune della non usabilità dell'acqua calda per gli usi di processo.

L'intervento, di natura integrata, ha permesso di raggiungere un'alta flessibilità di esercizio.

L'aggiornamento degli energy manager e la diffusione di esperienze di questo tipo sono essenziali.



Esperienze: caso 3

Un esempio di potenziamento e miglioramento di un impianto esistente è offerto dalla Società Cartiere M. Cardella SpA.

L'intervento è consistito nel passaggio da un ciclo a vapore semplice (4.500 kW_e) ad un ciclo combinato (10.800 kW_e), mantenendo la produzione termica di 19.000 kW_t . L'efficienza conseguita grazie ad esso è del 87%.

L'unico neo è costituito dal sottodimensionamento della turbina a gas (12.800 kW contro 26.800 kW), con conseguente rinuncia a parte dei benefici.

Esperienze: caso 3

La ragione è legata alla difficoltà di cedere il surplus elettrico in rete a condizioni remunerative.

E' essenziale garantire condizioni adeguate di cessione delle eccedenze alla rete per estendere al massimo il ricorso alla cogenerazione e, soprattutto, per garantire il corretto dimensionamento dell'impianto.

Secondo i dati del GRTN circa 15 TWh_e/anno sono prodotti da TV a contropressione. Nel 2000 potenziamenti di questo tipo erano stati realizzati in 13 cartiere (330 MW_e, 2 TWh/anno).

Esperienze: caso 4

Il teleriscaldamento a biomasse con cogenerazione operante a Tirano (SO) illustra un possibile connubio riuscito fra produzione combinata di elettricità e calore e fonti rinnovabili di energia.

L'impianto è operativo dal 2000 per quanto riguarda la produzione termica (12 MW_t più 6 MW_t di integrazione e soccorso a gasolio), asservita ad una rete di 15 km con oltre 200 utenze allacciate.

Da quest'anno è entrato in funzione il cogeneratore da $1,1 \text{ MW}_e$ e $7,2 \text{ MW}_t$.

Esperienze: caso 4

L'impianto, oltre a conseguire risultati energetici ed ambientali importanti, ha permesso agli utenti di risparmiare sulla spesa di riscaldamento (non è presente la rete del gas naturale) e di promuovere la filiera del legno locale, con benefici occupazionali e sociali.

Si sottolinea l'importanza che le biomasse siano utilizzate in impianti per la sola produzione termica o cogenerativi, e non di sola generazione elettrica (usciti fuori con i contributi del CIP 6). Ciò per l'efficienza di conversione molto bassa nell'ultimo caso e per la necessità di importare la biomassa.

Esperienze: caso 5

Come applicazione della trigenerazione si può considerare il caso di un ospedale (intorno ai 1.000 posti letto) con la seguente struttura di consumi:

- elettricità 6.800 MWh/anno,
- calore 11.600 MWh/anno,
- raffrescamento 3.900 MWh/anno.

La scelta della SIRAM, la ESCO che ha realizzato il progetto, è caduta per un impianto di trigenerazione delle seguenti caratteristiche:

- potenza elettrica 1.255 kW,
- potenza termica 950 kW,
- potenza frigorifera 644 kW.

Esperienze: caso 5

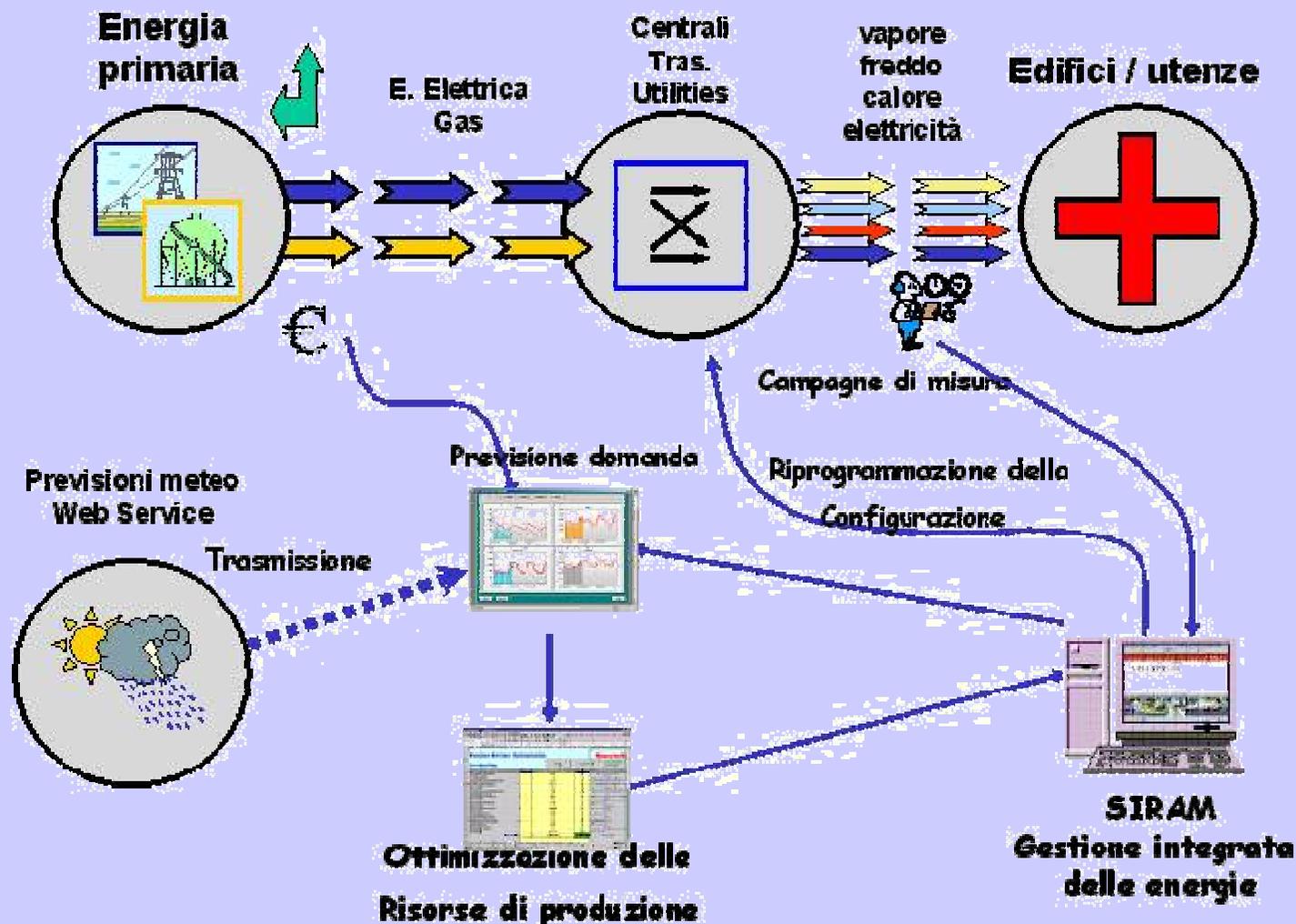
Una caratteristica essenziale del progetto è che il motore è un diesel alimentato a gasolio, dotato di sistema di abbattimento degli NO_x attraverso un catalizzatore selettivo.

La convenzione con la ESCO ha una durata di 25 anni e prevede per l'ospedale un risparmio del 11% annuo sulla spesa energetica. Il TIR è del 12%, con un tempo di ritorno di 8 anni ed un VAN di 1,7 M€ (i titoli di efficienza energetica potrebbero consentire un ritocco migliorativo di tali indici).

Il risparmio annuo di energia primaria è superiore al 25%.

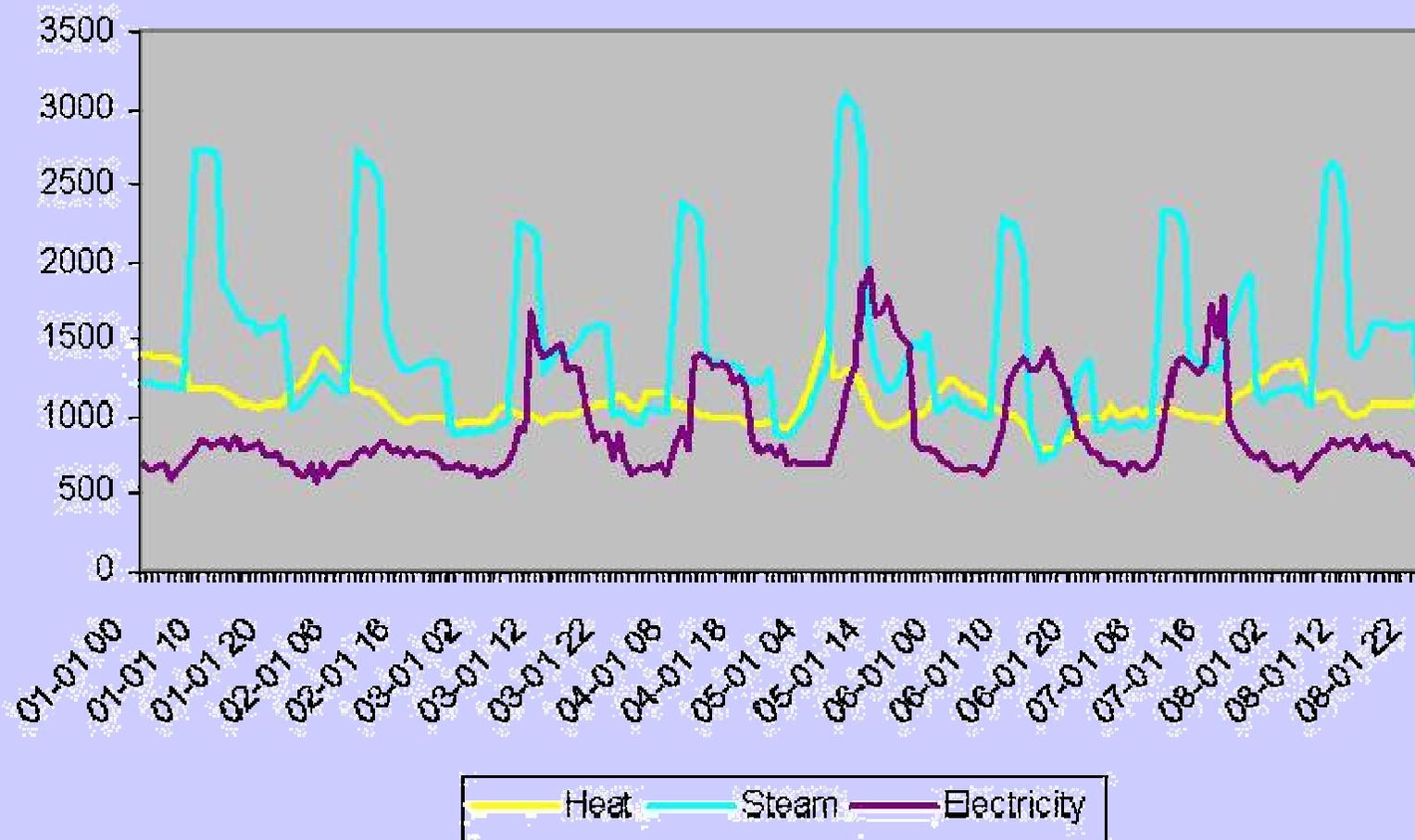
Esperienze: caso 5

Fonte: Siram.



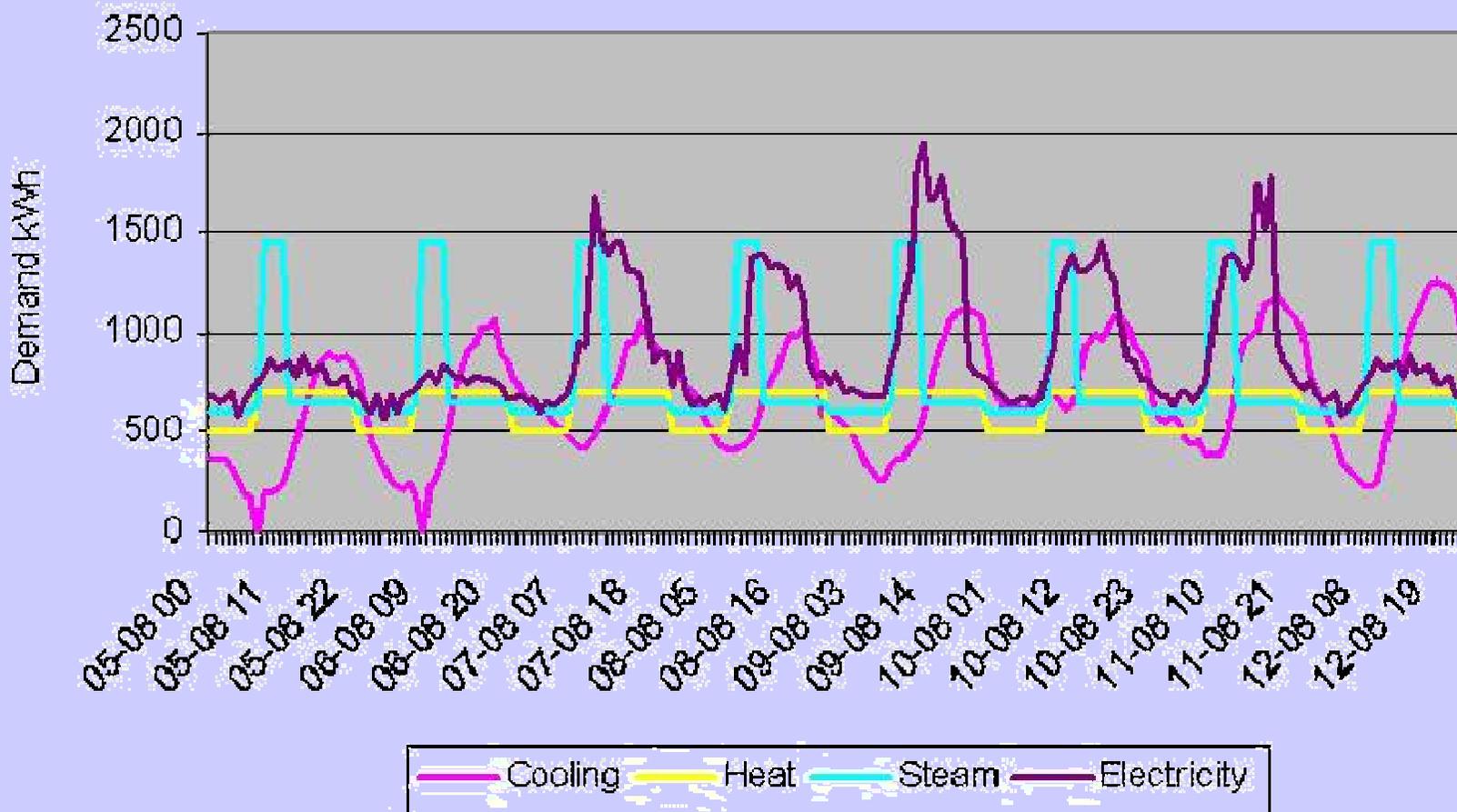
Esperienze: caso 5

Consumi invernali. Fonte: Siram.



Esperienze: caso 5

Consumi invernali. Fonte: Siram.



Esperienze: caso 6

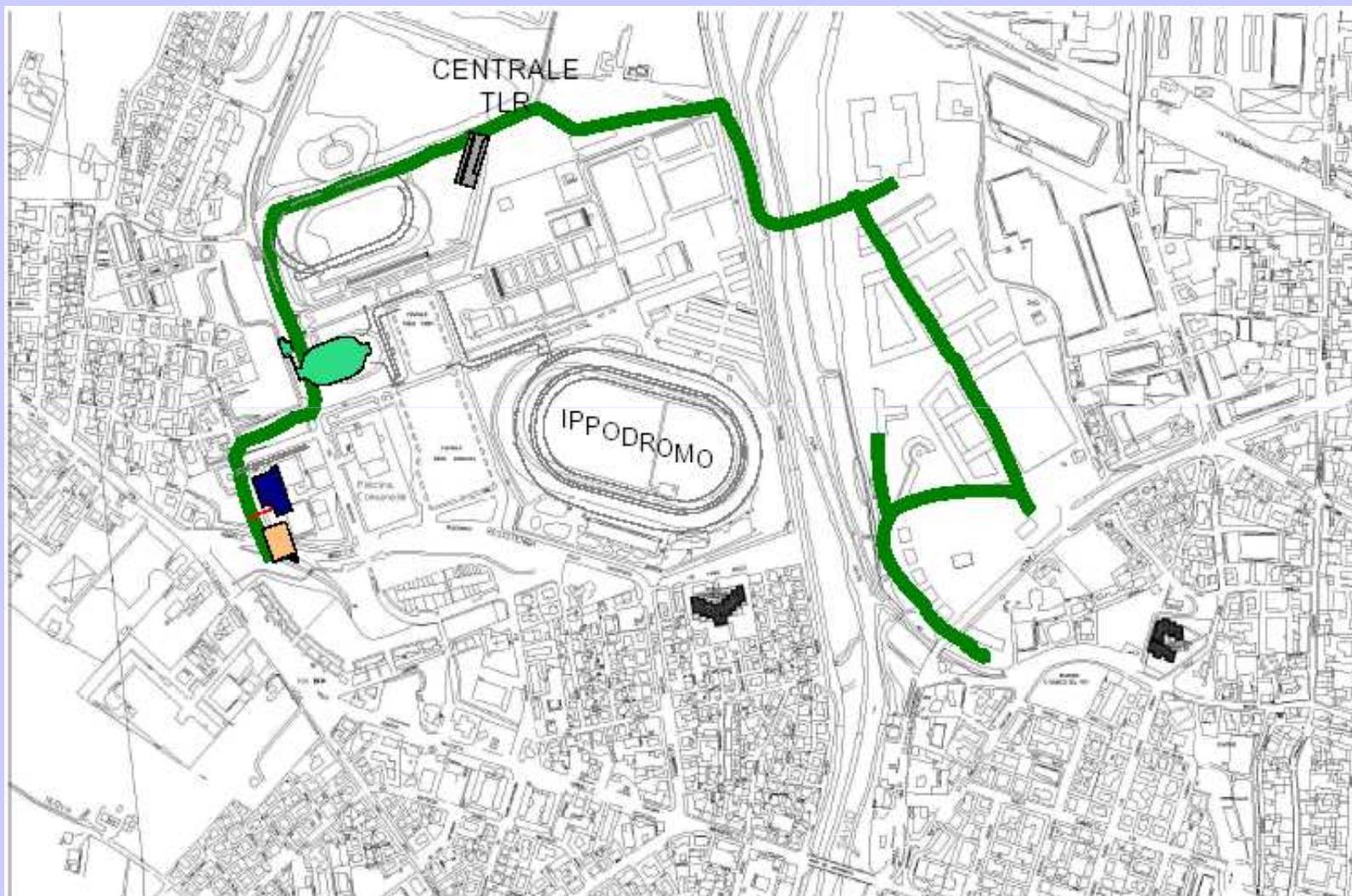
Per ultimo si considera un esempio di sinergia fra un Ente Locale ed un'azienda di servizi energetici, finalizzata in un impianto di teleriscaldamento a Cesena (90.000 abitanti).

La particolarità dell'intervento (501 kW_e e 1.010 kW_t) consiste nell'aver mantenuto le caldaie nei centri di consumo comunali, asservendole alla rete di teleriscaldamento in funzione di copertura dei picchi di domanda.

In questo modo è stato possibile contenere le dimensioni dell'impianto ed il relativo impatto in termini dimensionali.

Esperienze: caso 6

Fonte: AMGA Cesena.



Esperienze: caso 6

Le figure, tratte da un documento dell'AMGA Energia, mostrano la riduzione delle emissioni rispetto alle caldaie autonome.

Figura 5 – Impatto ambientale con cogenerazione

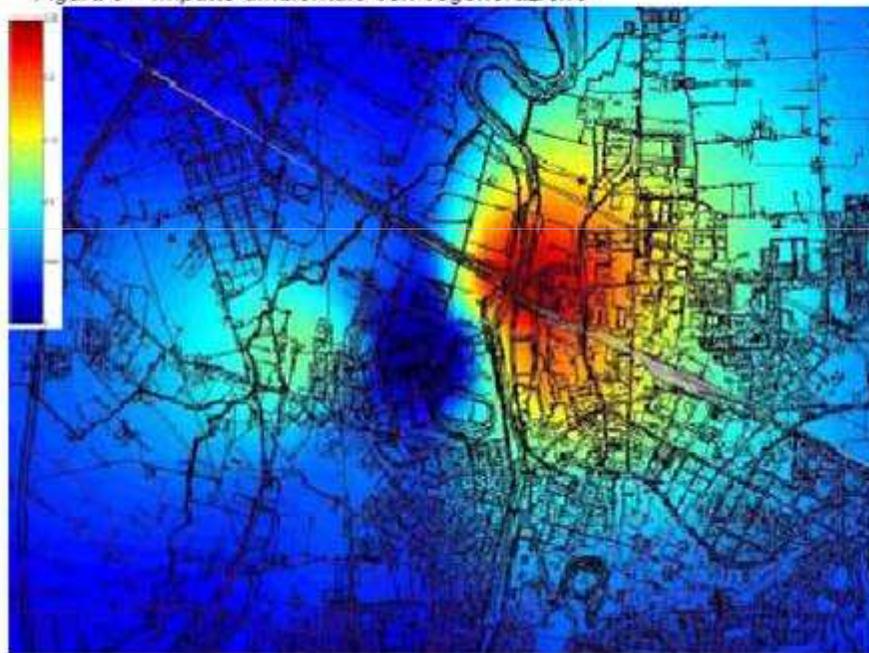
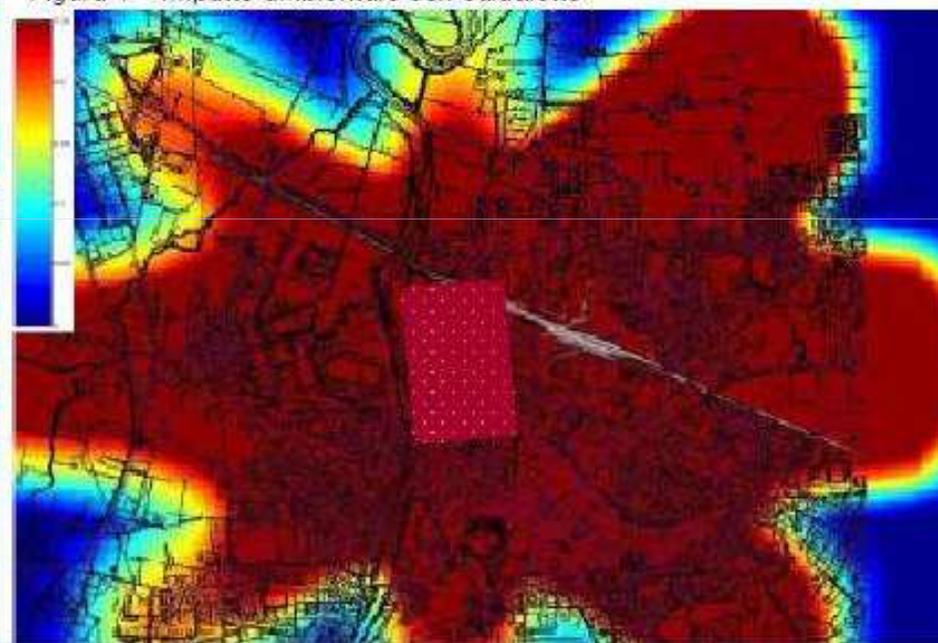


Figura 4 – Impatto ambientale con caldaie

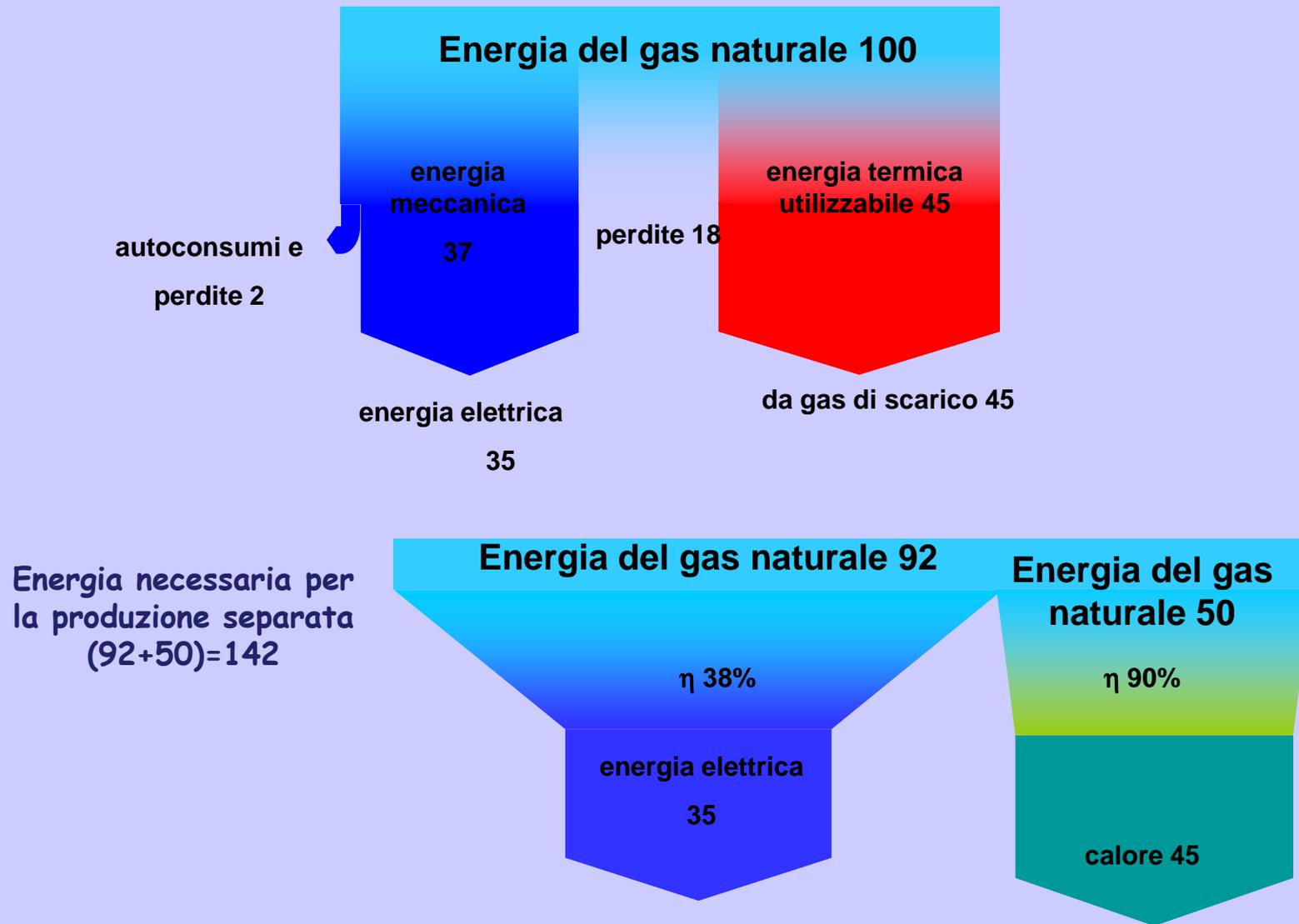


Riferimenti

Per approfondimenti:

- 👁 FIRE: www.fire-italia.it
- 👁 AEEG: www.autorita.energia.it
- 👁 GME: www.mercatoelettrico.org
- 👁 GSE: www.gse.it
- 👁 Aster: www.aster.it
- 👁 Cogen: www.cogen.org
- 👁 Cogena: www.ascomac.it/sezionec/pag341_c.aspx
- 👁 DOE: www.eere.energy.gov
- 👁 Carbon Trust: www.carbontrust.com

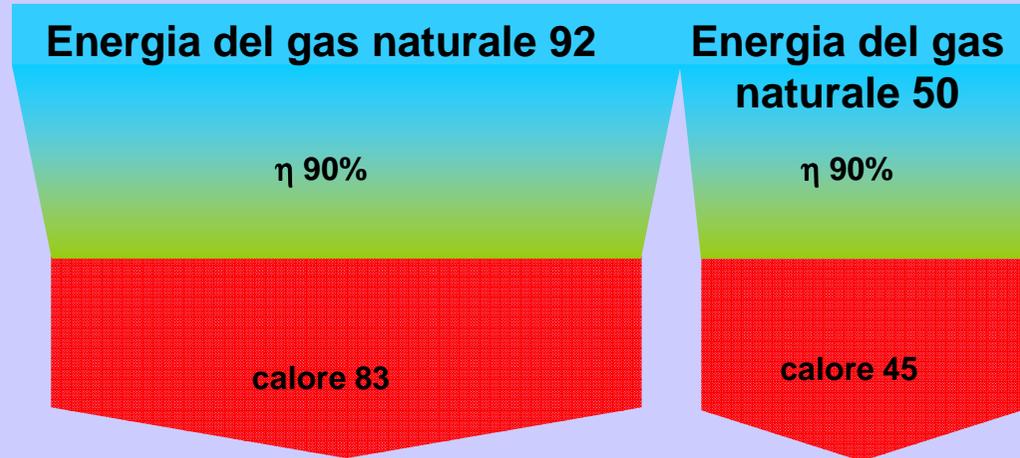
CHP, produzioni separate



Rendimento termico ed elettrico equivalente

Energia necessaria per la produzione separata
(92+50)=142

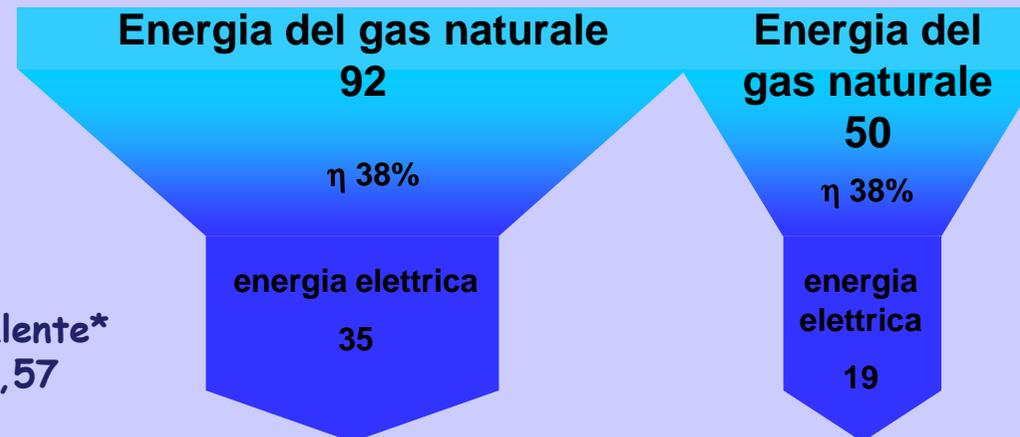
Rendimento termico equivalente*
(85÷72+45)/100=1,3÷1,18



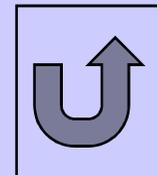
* $\eta_{teq} = (E_t' + E_t) / E_c$, dove $E_t' = E_e (\eta_t^* / \eta_e^*)$, $\eta_t^* = 90\%$, $\eta_e^* = 37-43\%$, $\eta_{tc} = 45\%$, $\eta_{ec} = 35\%$

Energia necessaria per la produzione separata
(92+50)=142

Rendimento elettrico equivalente*
(35+19÷22)/100=0,54÷0,57



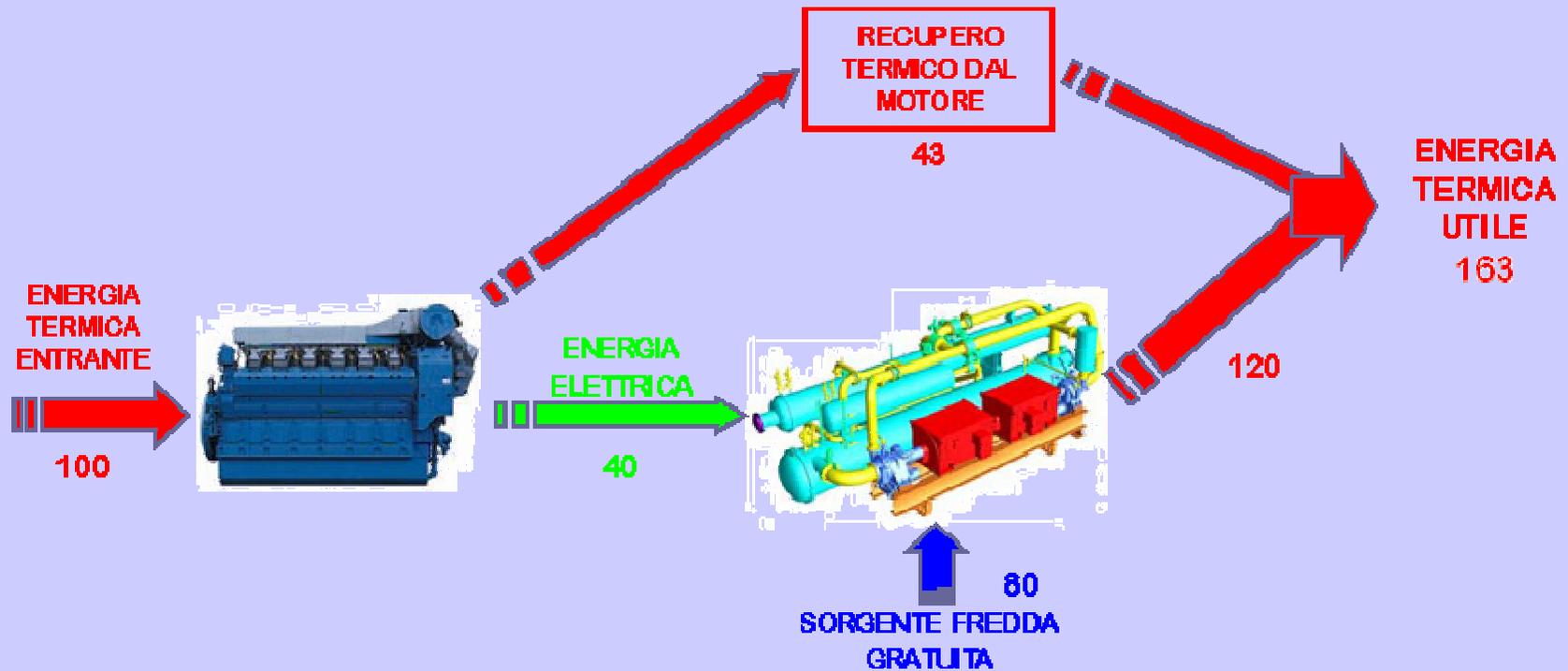
* $\eta_{eq} = (E_e + E_e') / E_c$, dove $E_e' = E_t (\eta_e^* / \eta_t^*)$, $\eta_t^* = 90\%$, $\eta_e^* = 37-43\%$, $\eta_{tc} = 45\%$, $\eta_{ec} = 35\%$ 205



CHP + HP in TLR

Milano [falda] PdC 30MWt, CHP 10MWt, 80 MWht
Bergamo [roggia] PdC 3MWt, CHP 1,6MWt

SISTEMA INTEGRATO POMPA DI CALORE + MOTORE A GAS

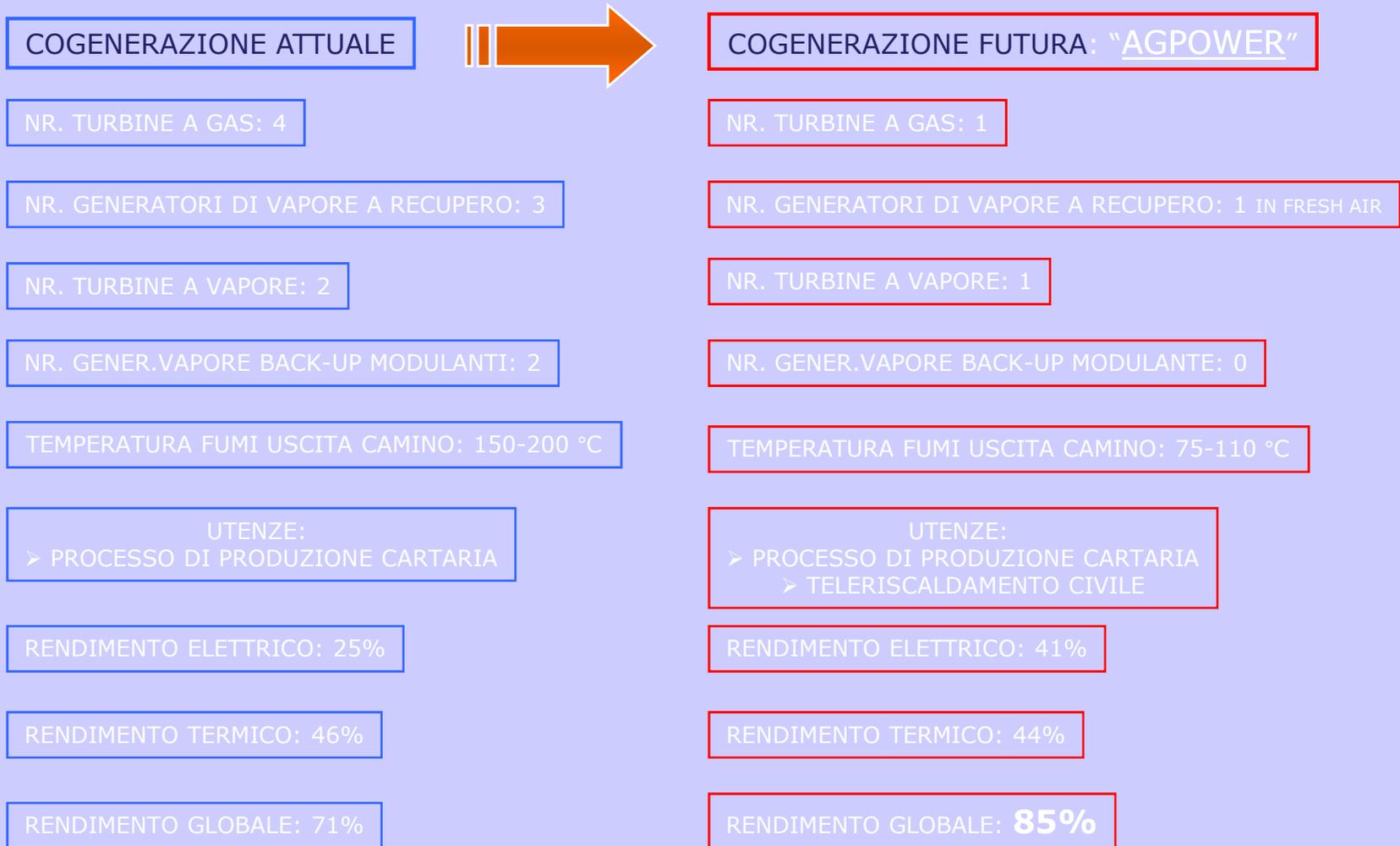


(fonte figura C. Piemonte)

Milano, centrale Canavese

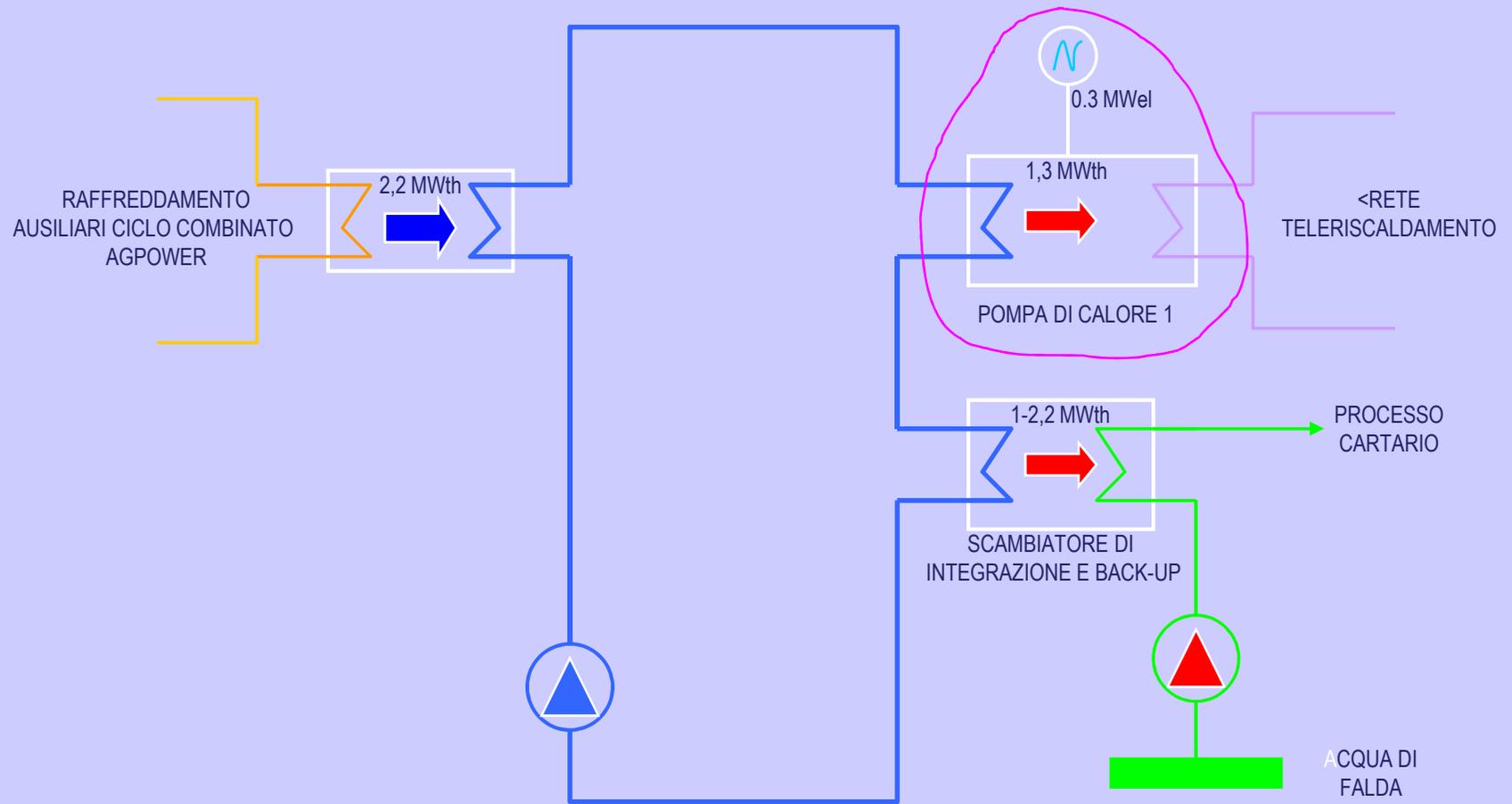


Cartiere del Garda



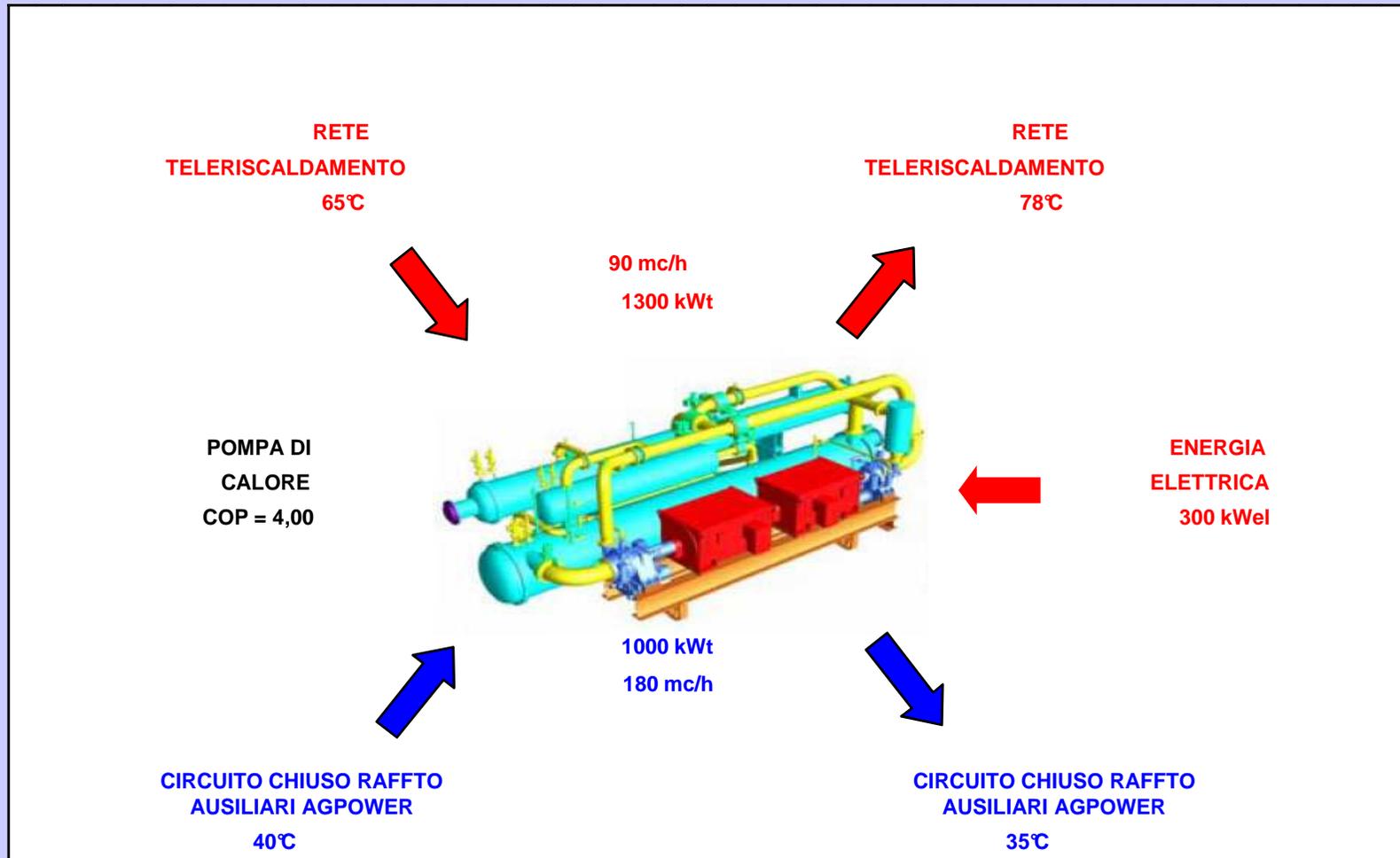
(fonte S. Lucchi, Cartiere del Garda)

Cartiere del Garda



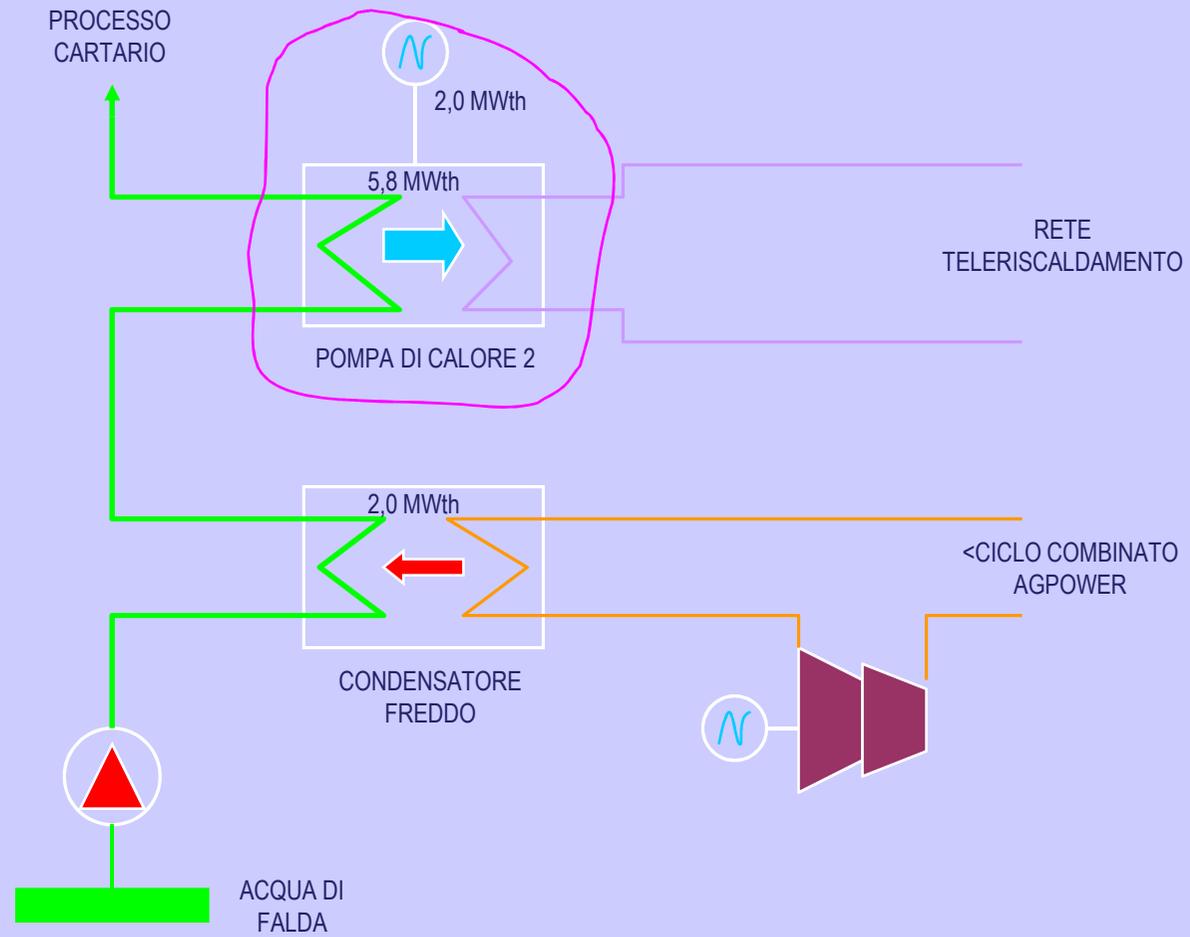
(fonte S. Lucchi, Cartiere del Garda)

Cartiere del Garda



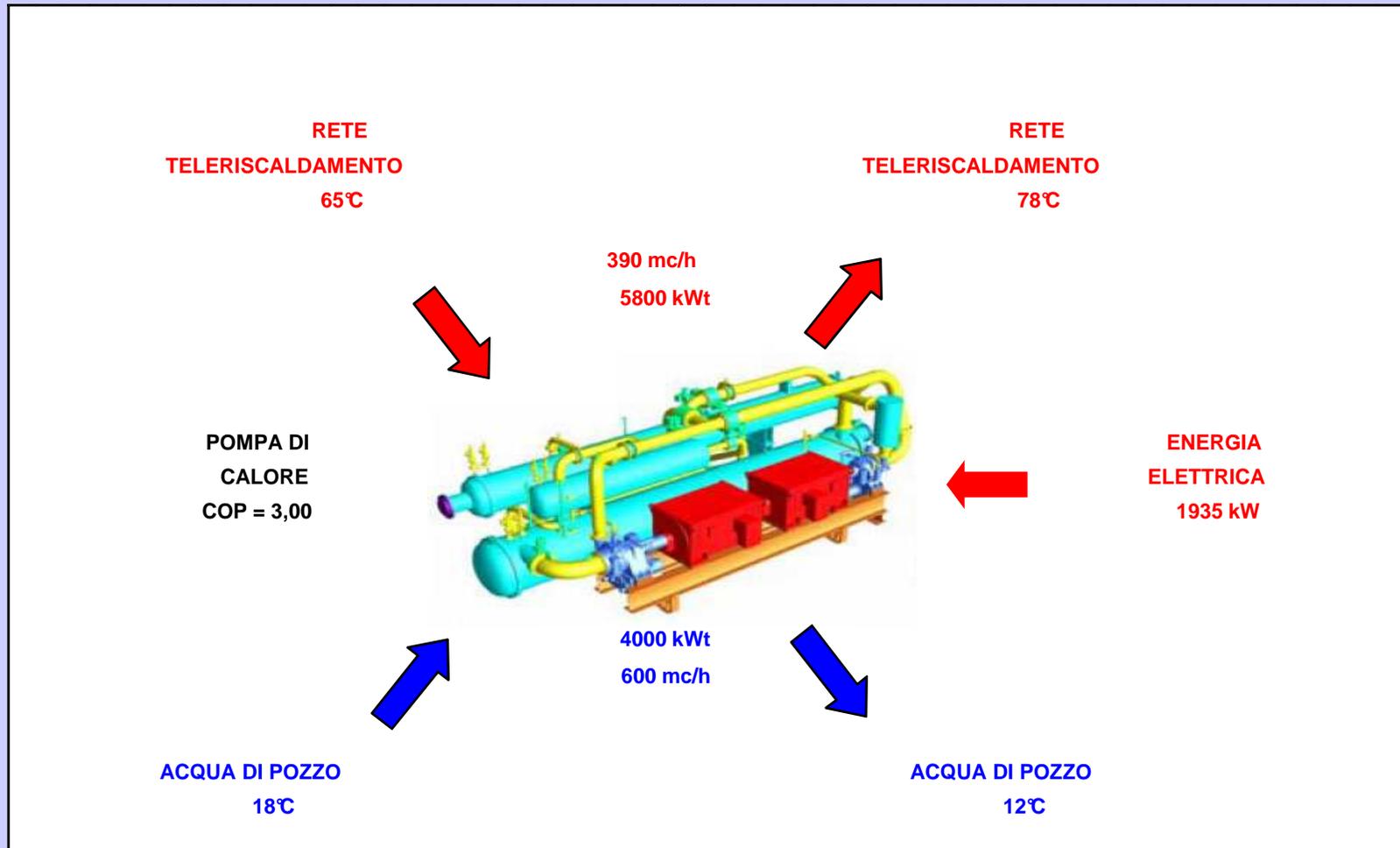
(fonte S. Lucchi, Cartiere del Garda)

Cartiere del Garda



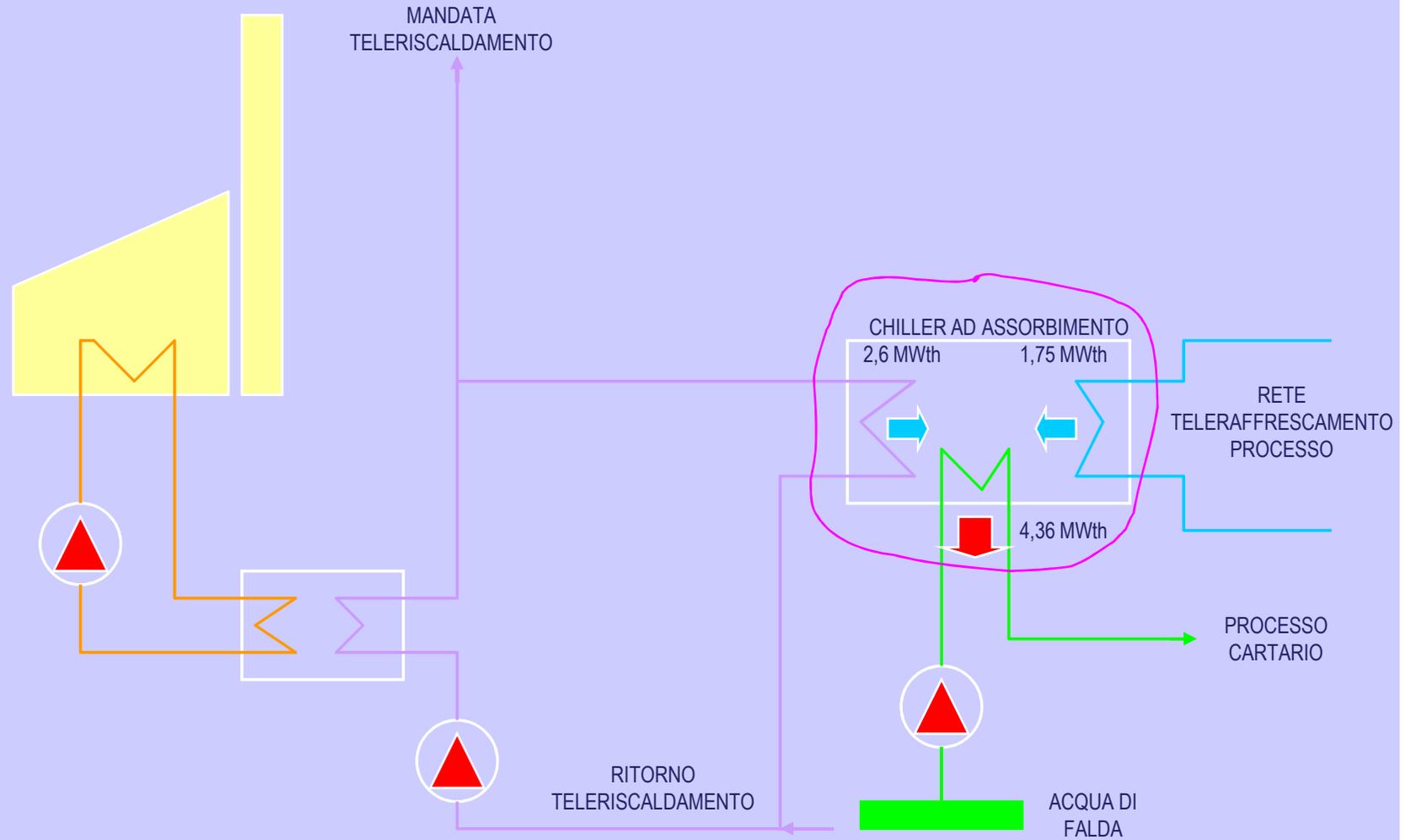
(fonte S. Lucchi, Cartiere del Garda)

Cartiere del Garda



(fonte S. Lucchi, Cartiere del Garda)

Cartiere del Garda



(fonte S. Lucchi, Cartiere del Garda)

Fiscalità gas naturale

Accise Gas naturale

Civile:

- Primi 120 m³/anno 3,8c€/m³
- Oltre 120 fino a 480 m³/anno 13,5÷17,1 c€/m³,
- Oltre 480 fino a 1.560 m³/anno 12÷16,6 c€/m³,
- Oltre 1.560 m³/anno 15÷18,3 c€/m³

Industriale o assimilata 1,2498c€/m³

Generazione elettrica 0,04493c€/m³ (0,01348 autoconsumo)

Uso carburante 0,291c€/m³ (0 in marzo e aprile 08)

Motori fissi, cantieri, etc. 1,173 c€/m³

Vanno poi considerate le aliquote agevolate per i territori ex cassa del Mezzogiorno.

Per il 2008 è stata introdotta (D.M. 15-2-08) una riduzione per gli usi civili in territori diversi dall'ex cassa del Mezzogiorno

Fiscalità gas naturale

Sono assimilati all'industriale gli usi nei settori:

- artigianale ed agricolo
- alberghiero
- teleriscaldamento con cogenerazione (se rispetta art. 11.2.b L10/91)
- esercizi di ristorazione (ad esclusione delle attività di somministrazione di prodotti come bar, gelaterie, etc.);
- impianti sportivi adibiti esclusivamente ad attività dilettantistiche;
- attività ricettive per assistenza a disabili, orfani e indigenti;
- distribuzione commerciale

Per gli usi industriali è previsto uno sconto del 40% dell'aliquota per consumi annui superiori a 1.200.000 m³

Fiscalità gas naturale

Imposta sul valore aggiunto

L'IVA è fissata per tutte le forniture di gas naturale al 20%. Scende al 10% nei seguenti casi:

- usi civili per i consumi fino a 480 m³/anno,
- usi di imprese estrattive, agricole e manifatturiere comprese le imprese poligrafiche, editoriali e simili,
- produzione di energia elettrica (introdotta dall'art. 2 c.40 L350/03)

Elettricità

Imposte*

Civile 2,3 c€/kWh (esclusi primi 150 kWh/mese residenziali 3kW)

Industriale da 1,2 c€/kWh a scendere (200.000 e 1.200.000 kWh/mese)

Iva 20% che scende a 10% per:

uso domestico e assimilato*,

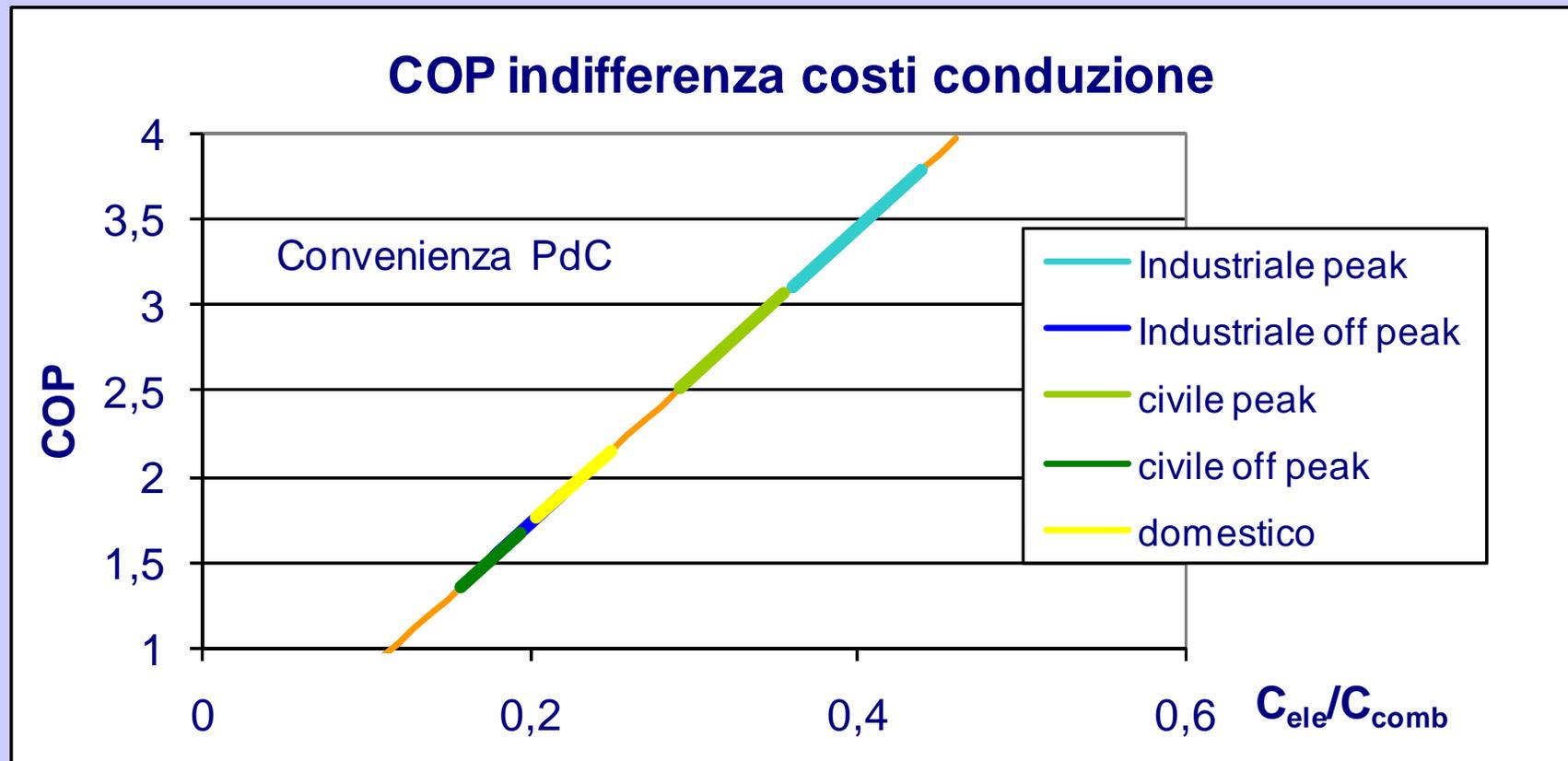
settore manifatturiero, agricolo, estrattivo, imprese poligrafiche, editoriali e simili

Consorzi di bonifica e irrigazione (per impianti irrigui, di sollevamento e scolo)

*Comprendono imposta erariale e addizionali comunali (domestici) e provinciali (industriali)

*caserme, scuole, asili, case di riposo, conventi, orfanotrofi, brefotrofi, carceri mandamentali ed altri impieghi che ospitano collettività

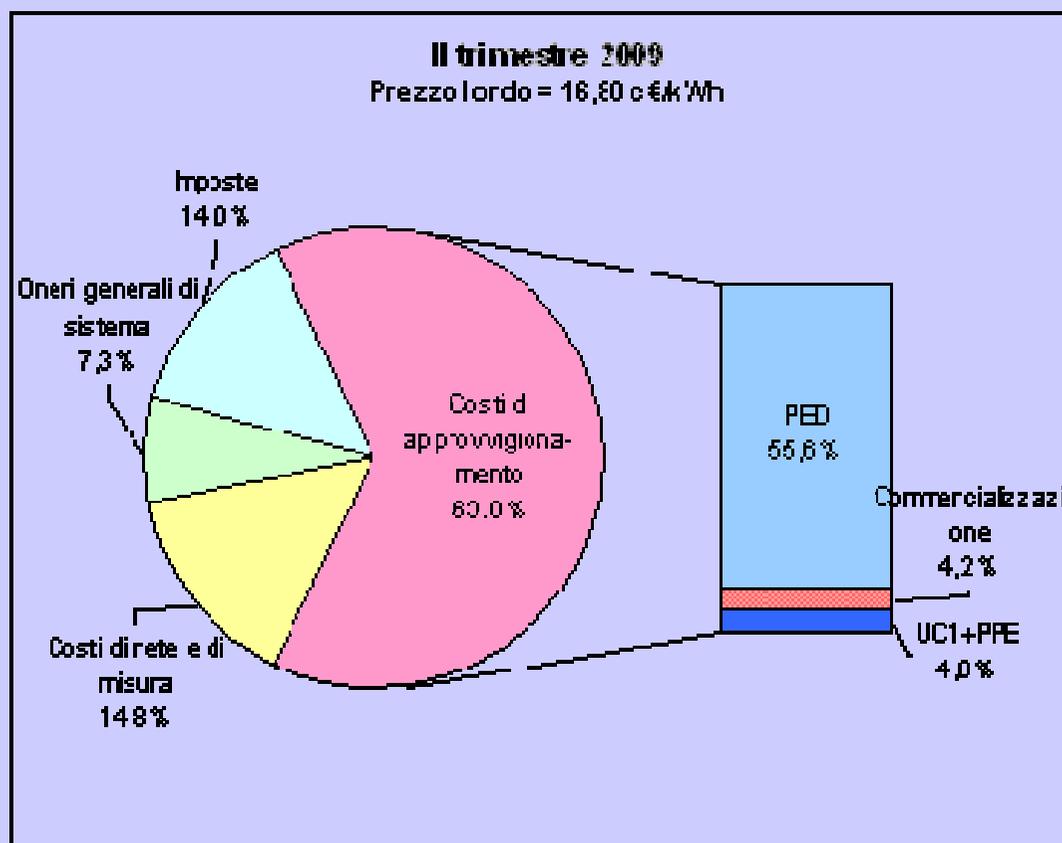
Confronto economico PdC



$$C_{\text{osto kWh}} = \frac{C_{\text{osto kWh}}}{COP} = \frac{C_{\text{osto combustibile}}}{\eta * PCI}$$

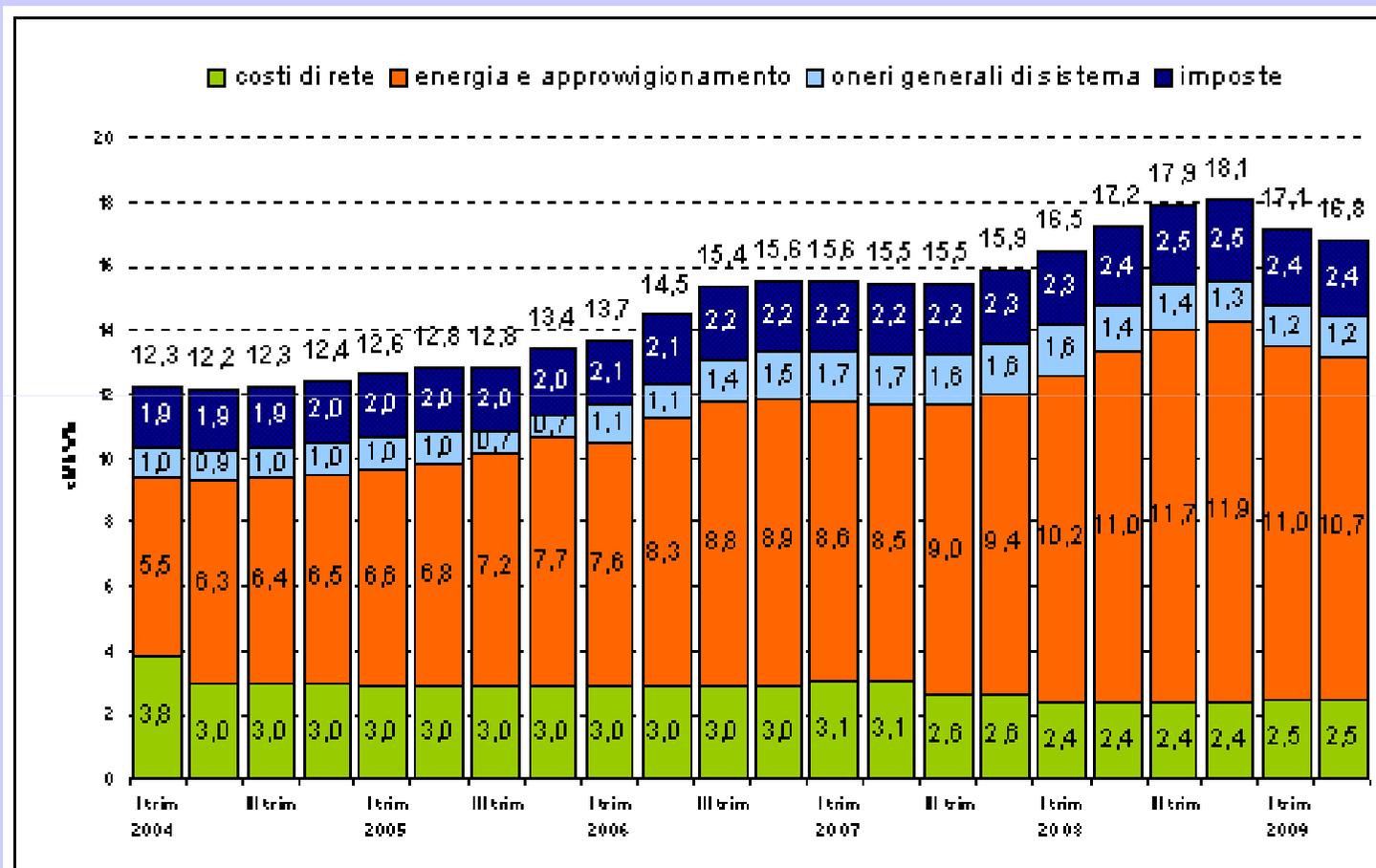
Struttura costi energia elettrica

La tariffa media per la famiglia tipo (3kW e consumo annuo di 2.700 kWh), nel secondo trimestre 2009 è di 16,80 c€/kWh, così ripartiti:



Fonte AEEG

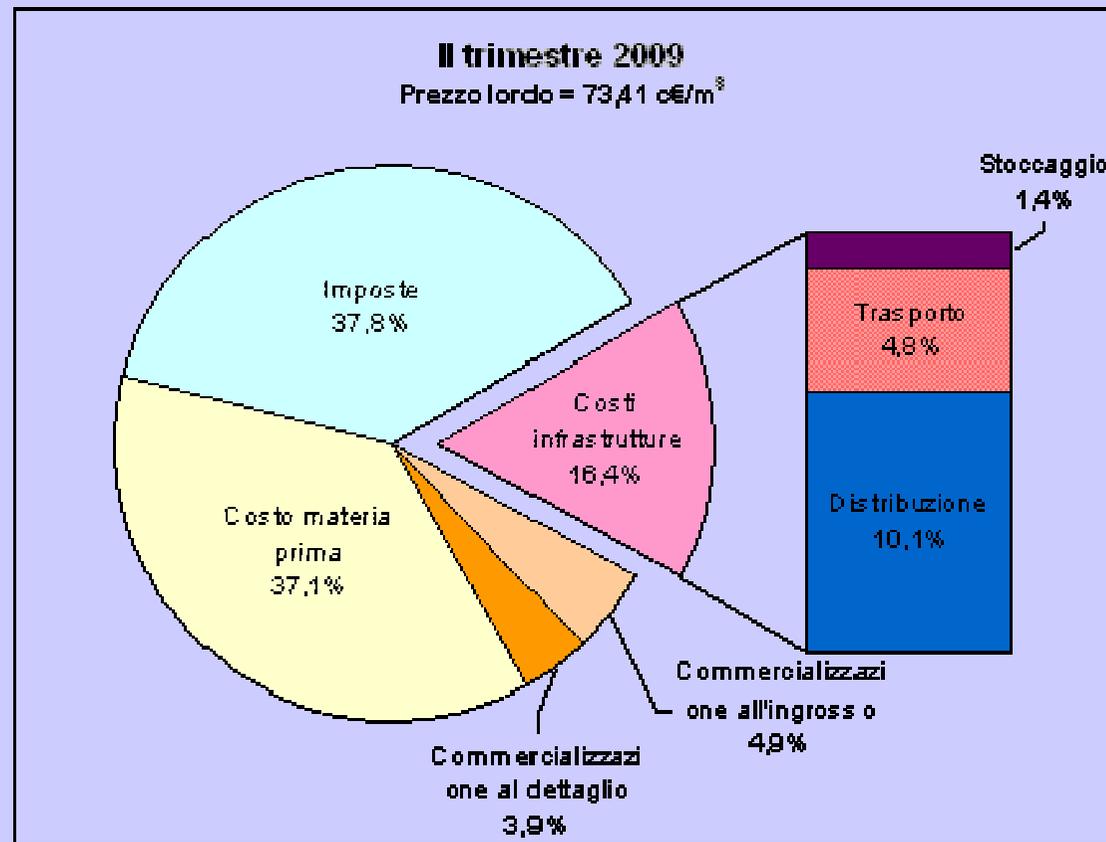
Andamento dei prezzi per la famiglia tipo



Fonte AEEG

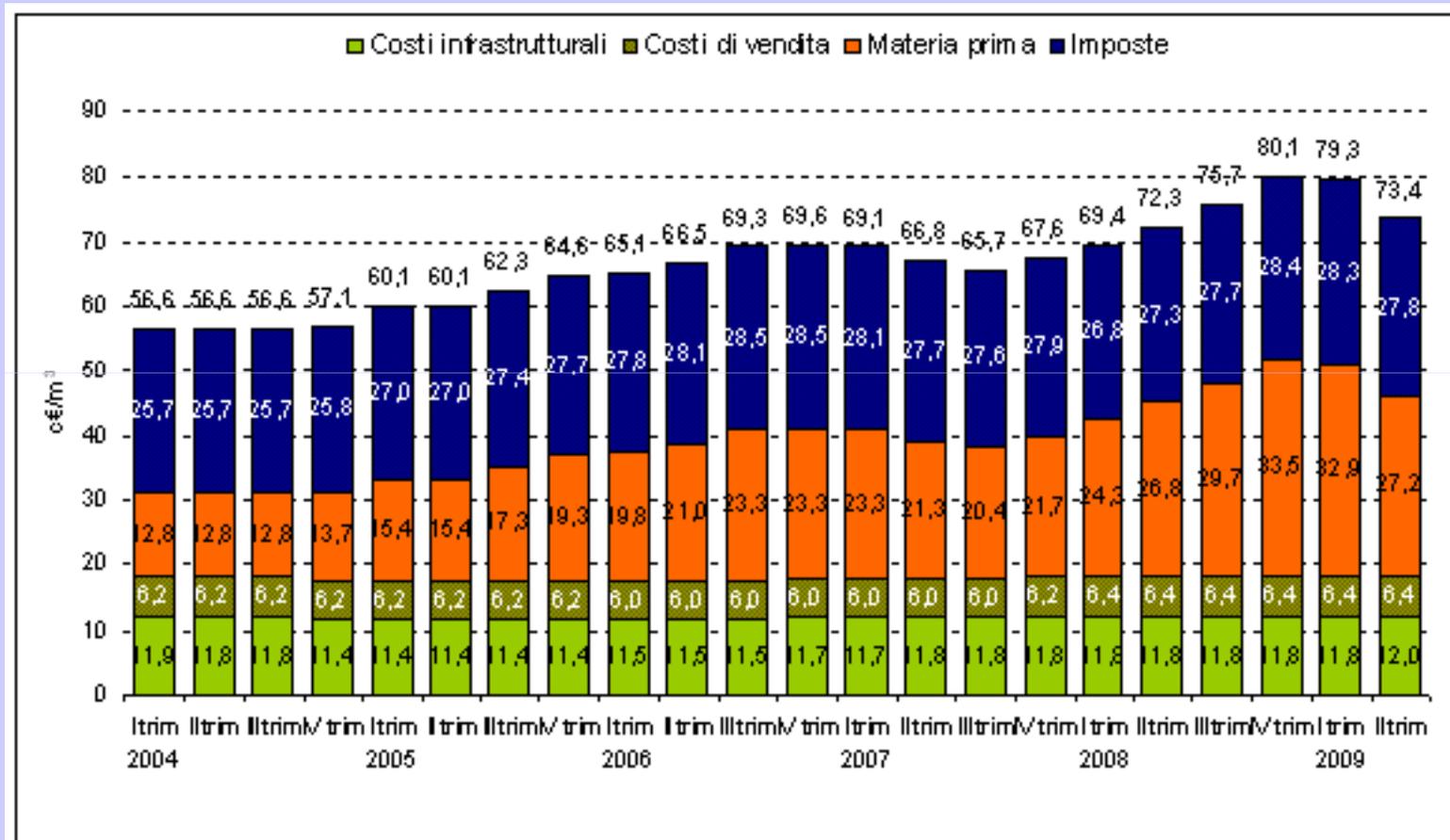
Struttura costi gas naturale

La tariffa media per una famiglia tipo (consumo annuo di 1.400 m³), nel secondo trimestre 2009 è di 73,41 c€/m³, così ripartiti



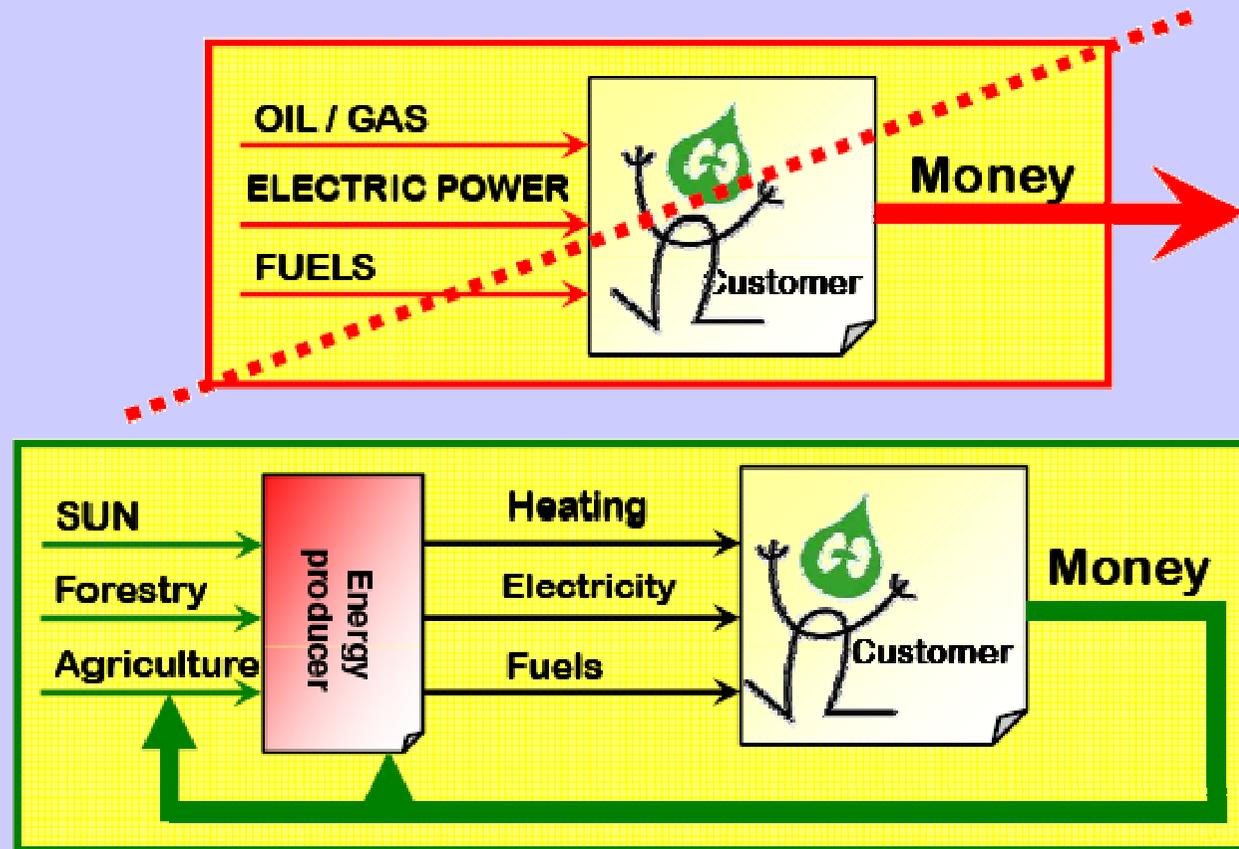
Fonte AEEG

Andamento dei prezzi per la famiglia tipo



Fonte AEEG

Gussing (AT) - l'autarchia energetica



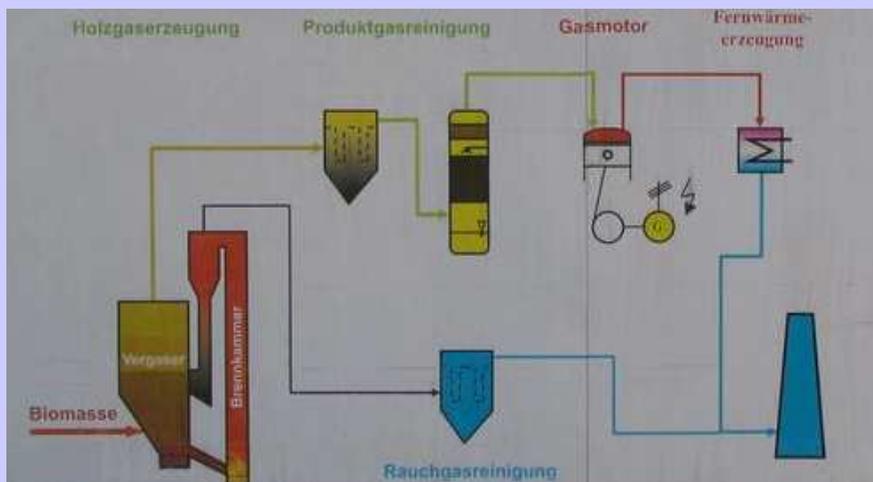
(fonte: P. Vadasz - BGM)

Gussing (AT) - il gassificatore

Impianto di gassificazione delle biomasse.

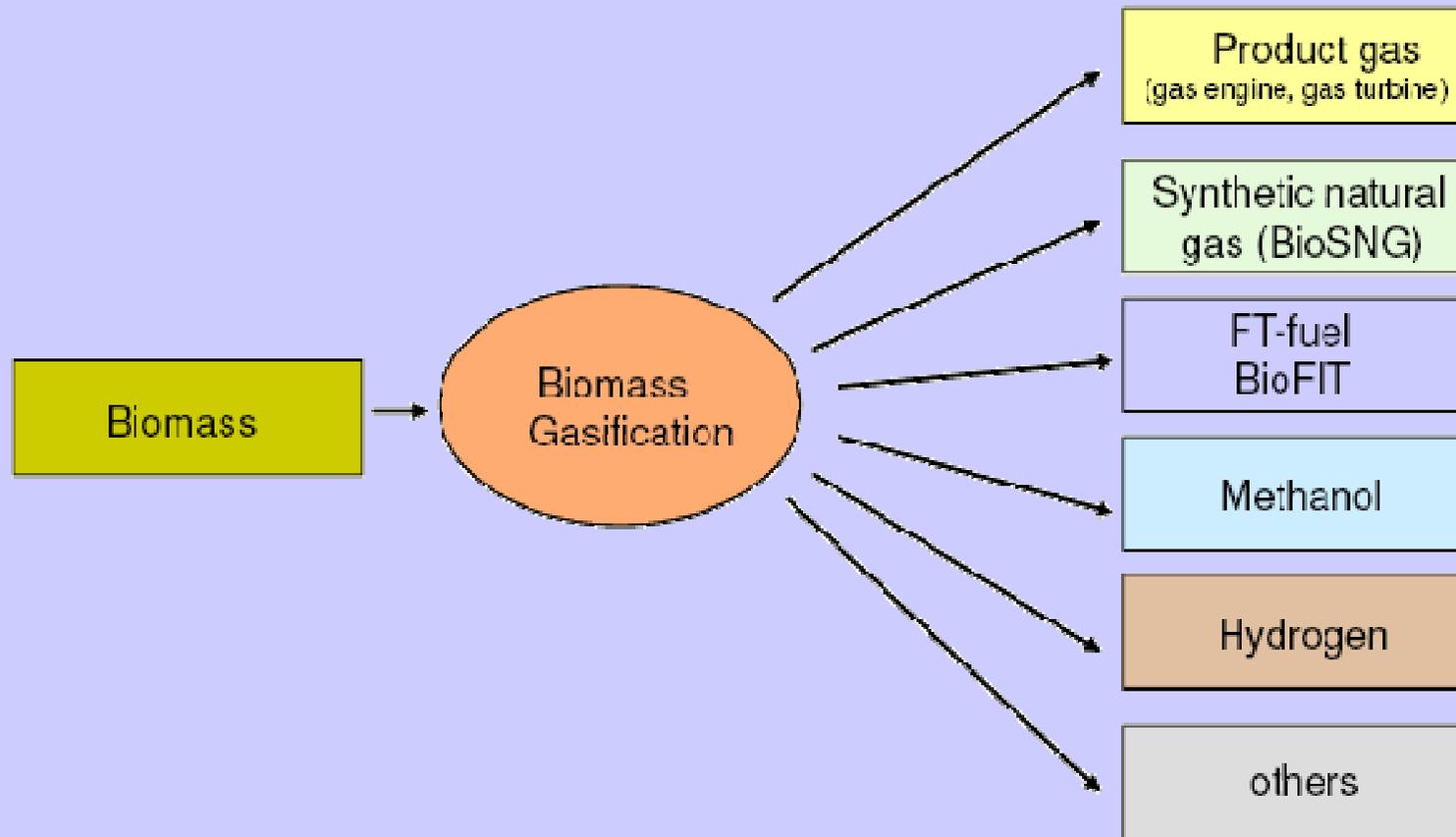
8MW in ingresso e in uscita 2MWe e 4,5MWt.

Impianto partito nel 2001, opera attualmente per oltre 7.000 ore/anno.



Gussing (AT) - l'autarchia energetica

Non solo generazione elettrica ...

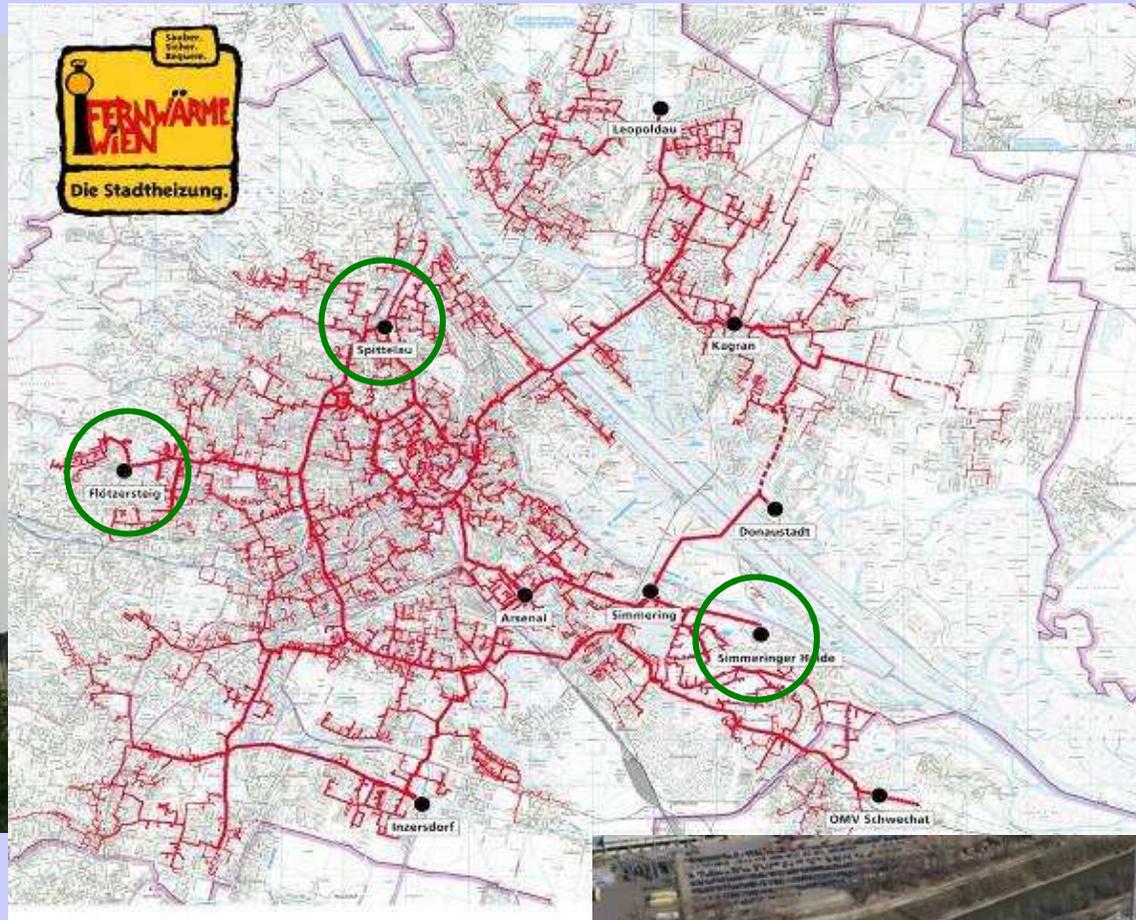


(fonte: P. Vadasz - BGM)

Termovalorizzazione e teleriscaldamento, gli impianti della città di Vienna



Spittelau - Impianto di termovalorizzazione, collegato alla rete di teleriscaldamento.



Pfaffenau - Impianto di termovalorizzazione e digestione anaerobica, collegato alla rete di teleriscaldamento.

Fonte: Wien Energie