

**Linee guida per l'applicazione del Decreto del
Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre
2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)**

Prof. Pier Ruggero Spina

Dipartimento di Ingegneria - Università di Ferrara



Ministero dello Sviluppo Economico

DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA

Direzione Generale per l'Energia Nucleare, le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica

**Linee guida per l'applicazione del Decreto del
Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre
2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)**

Gennaio 2012

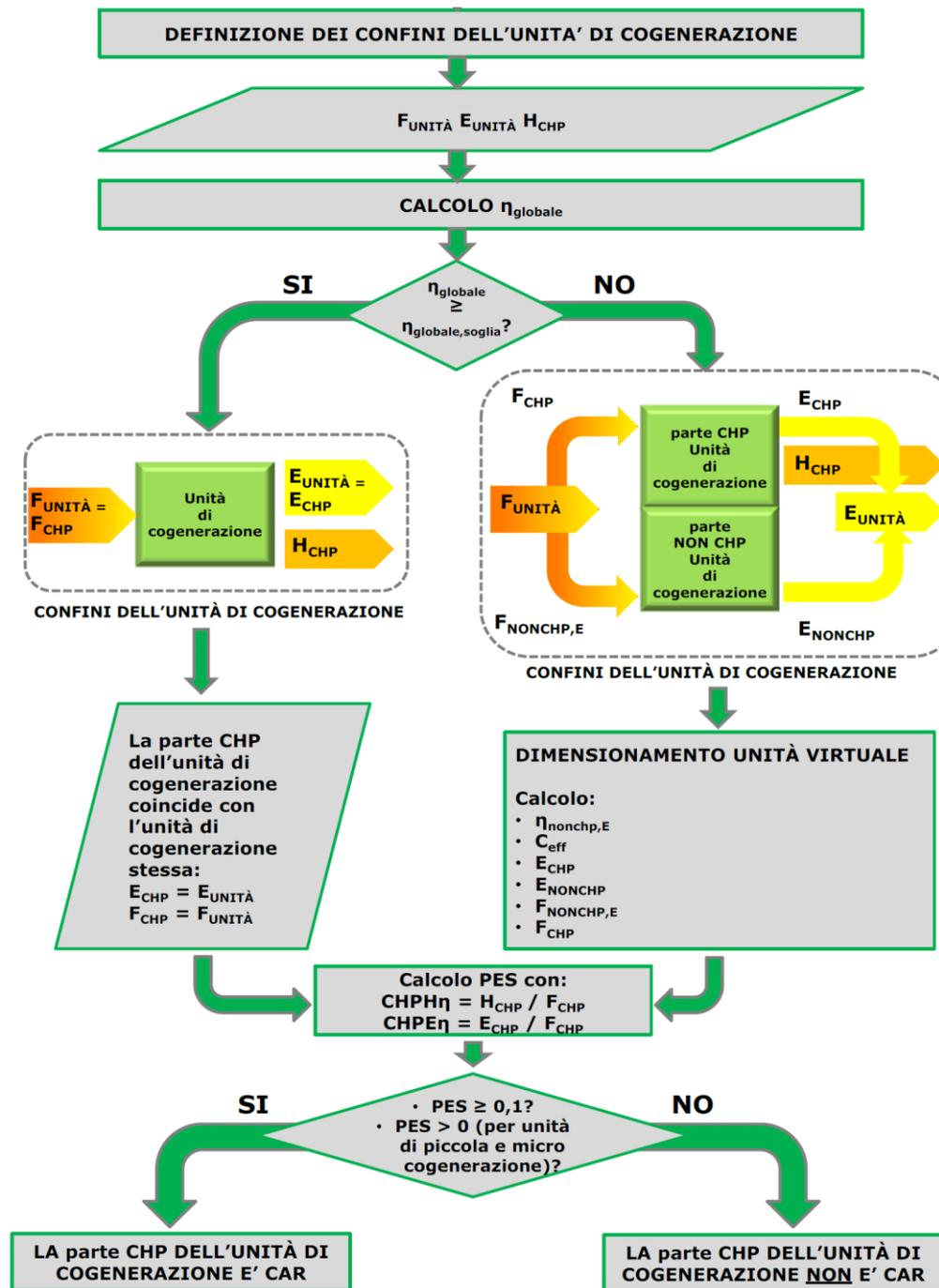
Aggiornamento Marzo 2012 con errata corrige in allegato

Guida alla
**Cogenerazione
ad Alto Rendimento**
CAR

Aggiornamento dell'edizione 1

Rev. 2019





Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

Descrizione	Funzionamento indipendente	Confini dell'unità
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti e capacità di generazione complessiva al di sotto dei 50 kW	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e, salvo l'utilizzo di dati certificati secondo quanto previsto dalla normativa, deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione che condividono il punto di connessione con la RTN	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti che condividono l'utenza	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti che condividono il misuratore di portata del gas naturale consumato	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti che condividono il contatore dell'energia elettrica prodotta	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione che inviano fumi esausti al medesimo scambiatore a recupero	NO	I due gruppi costituiscono un'unica unità di cogenerazione
Due gruppi di cogenerazione dotati di GVR con alimentazione e recuperi indipendenti e degasatore in comune ma alimentato solo da uno dei due	NO	I due cogeneratori costituiscono un'unica unità di cogenerazione. Il calore fornito al degasatore va escluso dal computo dell'energia termica utile cogenerata
Due gruppi di cogenerazione dotati di GVR con alimentazione e recuperi indipendenti e degasatore in comune, alimentato da entrambi	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Un gruppo di cogenerazione fornisce calore per la preparazione di combustibile in ingresso a un secondo gruppo di produzione elettrica, cogenerativo o non (riscaldamento serbatoi olio, alimentazione digestori o gassificatori ...)	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E. Il calore cogenerato impiegato nella preparazione del combustibile non costituisce calore utile
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti che condividono il compressore del combustibile gassoso in ingresso	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione con recuperi indipendenti alimentati a syngas prodotto dal medesimo impianto di gassificazione	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E. Il combustibile in ingresso è il syngas

Individuazione delle grandezze energetiche - Ec

N.	Tipologie di energia di alimentazione	F _{UNITA'}	Nota esplicativa	Riferimento normativo
1	Combustibile di risulta proveniente da processi esterni al confine dell'unità di cogenerazione, contabilizzato in base al proprio potere calorifico inferiore e finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	SI	Combustibile proveniente da processi esterni finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile da parte dell'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.2.2)
2	Reflui di un processo industriale esterno finalizzati alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile (es. vapore, acqua calda surriscaldata, gas caldi)	SI	Energia termica proveniente da processi esterni finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile da parte dell'unità di cogenerazione Di seguito alcuni esempi: - calore prodotto da forni di cracking - calore residuo dal processo di produzione di acido solforico	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1.4) e sezione 2.2.2)
3	Reflui di scarico di un motore primo che non produce energia elettrica/meccanica, finalizzati all'alimentazione di un motore primo di valle che produce in maniera combinata energia elettrica/meccanica e calore utile	SI	Energia termica finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile da parte dell'unità di cogenerazione	Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione II punto 7
4	Reflui di scarico di un motore primo che produce energia elettrica/meccanica, finalizzati all'alimentazione di un motore primo di valle che produce in maniera combinata energia elettrica/meccanica e calore utile	NO	Due motori primi tra loro collegati "in serie" (cioè l'energia termica dei gas di scarico del motore primo "topping", che produce energia elettrica/meccanica, alimenta il motore primo "bottoming", finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e termica), non possono essere considerati separatamente, anche se collocati in siti giuridicamente o geograficamente differenti.	Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione II punto 6
5	Combustibile consumato da impianti "esclusivamente termici" (es. caldaie di integrazione, caldaie di riserva)	NO	Combustibile finalizzato alla produzione di calore non prodotto dall'unità di cogenerazione. In particolare, nella Parte 2°, Sezione 2.7) delle Linee guida MISE, è approfondita la modalità di determinazione di tale quantità di combustibile.	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 2 - Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.4), 2.5) e 2.7)
6	Combustibile consumato da un postcombustore che, posto a valle di un gruppo TG facente parte dell'unità di cogenerazione, partecipa all'incremento della produzione di vapore destinato alla produzione di solo calore utile	NO	Combustibile finalizzato alla produzione di calore non considerabile come prodotto dall'unità di cogenerazione. In particolare, nella Parte 2°, Sezione 2.7) delle Linee guida MISE, è approfondita la modalità di determinazione di tale quantità di combustibile.	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1.1) e 2.7)
7	Combustibile consumato da un postcombustore che, posto a valle di un gruppo TG facente parte dell'unità di cogenerazione, partecipa all'incremento della produzione di vapore destinato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	SI	Combustibile finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1.1)
8	Energia di alimentazione recuperata sotto forma di prodotto chimico e utilizzata per altri scopi, differenti dall'alimentazione di un'unità di cogenerazione	NO	Combustibile non finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.2)
9	Combustibile utilizzato per la produzione di vapore vivo estratto a monte di una turbina a vapore e destinato all'area di consumo (destinazione diretta ovvero a seguito di by-pass della turbina a vapore; ad eccezione della tecnologia "Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore")	NO	Combustibile non finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione. In particolare, nella Parte 2°, Sezione 2.6) delle Linee guida MISE, è approfondita la modalità di determinazione di tale quantità di combustibile a partire dalla misurazione dell'energia termica (H_{nonchp}) posseduta dal vapore vivo.	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.6)

Individuazione delle grandezze energetiche – Ee(m)

N.	Modalità di produzione di energia elettrica/meccanica	E _{UNITA'}	Nota esplicativa	Riferimento normativo
1	Energia elettrica prodotta da gruppi elettrogeni di riserva	NO	Energia elettrica prodotta da dispositivi che, non partecipando alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica ed energia termica, non possono essere considerati appartenenti all'unità di cogenerazione.	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1)
2	Energia elettrica prodotta da due generatori accoppiati a motori primi tra loro collegati "in serie" (cioè l'energia termica dei gas di scarico del motore primo "topping" alimenta il motore primo "bottoming"), anche se collocati in siti giuridicamente o geograficamente differenti.	SI	I due motori primi, anche se collocati in siti giuridicamente o geograficamente differenti, sono da considerare all'interno dei confini della medesima unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1.3)
3	Energia meccanica utilizzata per pilotare attrezzature, anche funzionali all'operatività dell'unità di cogenerazione e dove l'alternativa sia un motore elettrico	SI	Di seguito alcuni esempi: - pompe di acqua di alimento caldaia pilotate da una turbina a vapore - compressori per aria di processo - pompe di raffreddamento - pompe di estrazione delle condense L'energia meccanica, prodotta dall'unità di cogenerazione, utilizzata da tali tipologie di attrezzature è considerata energia utile in quanto l'energia elettrica, eventualmente utilizzata in alternativa, sarebbe stata comunque inclusa nella produzione lorda di energia elettrica rilevata al contatore.	- Linee guida MSE Parte 2° 2.8)
4	Energia elettrica/meccanica prodotta da un motore primo appartenente all'unità di cogenerazione durante i transitori	SI	Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.8)
5	Energia elettrica prodotta da una turbina a vapore secondaria posta a valle della turbina "principale" (la turbina "principale" produce il vapore destinato alla turbina a vapore "secondaria", finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile)	SI	Il vapore prodotto dalla turbina a vapore principale non è destinato ad un'area di consumo in qualità di calore utile, bensì ai fini della produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile. Il vapore prodotto dalla turbina a vapore principale può essere considerato come energia di alimentazione della turbina a vapore secondaria. Ne consegue che l'energia elettrica prodotta dalla turbina secondaria deve essere contabilizzata come energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione e la turbina secondaria deve essere considerata interna ai confini dell'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1.2)

Individuazione delle grandezze energetiche – Et Modalità di produzione del calore

N.	Modalità di produzione dell'energia termica	H _{CHP}	Nota esplicativa	Riferimento normativo
1	Calore prodotto da impianti "esclusivamente termici" (es. caldaie di integrazione, caldaie di riserva)	NO	Calore utile non prodotto dall'unità di cogenerazione. Infatti gli impianti esclusivamente termici sono esclusi dai confini dell'unità di cogenerazione, poiché non partecipano alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 2 - Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.4) e 2.5)
2	Calore prodotto dalla postcombustione in un GVR facente parte di un'unità che non include dispositivi di produzione di energia elettrica/meccanica tramite vapore	NO	Calore utile non prodotto dall'unità di cogenerazione. Infatti, il postcombustore non partecipa alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile, è pertanto equiparato a un impianto "esclusivamente termico".	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 2 - Linee guida MISE PARTE 1° sezione 1.6.7.), Parte 2° sezione 2.4) e APPENDICE B
3	Calore prodotto dalla postcombustione in un GVR facente parte di un'unità con turbina a vapore	SI	Calore utile considerato prodotto dall'unità di cogenerazione. Infatti il vapore derivante dalla postcombustione, evolvendo in una turbina, ha partecipano alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	- Linee guida MISE PARTE 1° sezione 1.6.7.)
4	Estrazione di vapore vivo, a monte di una turbina a vapore, destinato all'area di consumo (destinazione diretta ovvero a seguito di by-pass della turbina a vapore; <u>ad eccezione della tecnologia "Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore"</u>)	NO	Calore utile non prodotto dall'unità di cogenerazione, poiché il vapore destinato all'area di consumo non partecipa alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.6)
5	Prelievo di acqua degassata dal degassatore (con degassatore alimentato dal corpo cilindrico del generatore di vapore) di un impianto a vapore, destinata all'area di consumo	SI	Calore utile considerato prodotto dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.2.2)
6	Prelievo di acqua degassata dal degassatore (con degassatore alimentato da una corrente di estrazione della turbina a vapore) di un impianto a vapore, destinata all'area di consumo	SI	Calore utile considerato prodotto dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.2.2)

Individuazione delle grandezze energetiche – Et

Modalità di utilizzo del calore

N	Modalità di utilizzo dell'energia termica	H _{CIP}	Nota esplicativa	Riferimento normativo
1	Utilizzo del calore in processi industriali	SI	Calore utile poiché destinato all'area di consumo per fini utili	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.6 - Linee guida MSE Parte 2°, Sezione 2.3)
2	Utilizzo del calore per il riscaldamento o raffreddamento degli ambienti (anche mediante rete di distribuzione del calore)	SI	Calore utile poiché destinato all'area di consumo per fini utili	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.6 - Linee guida MSE Parte 2°, Sezione 2.3)
3	Utilizzo diretto di gas esausti, provenienti da un motore primo appartenente all'unità di cogenerazione, ai fini di un processo di essiccazione ovvero ai fini di riscaldamento diretto	SI	Calore utile poiché destinato all'area di consumo per fini utili. In particolare, nella Parte 2°, Sezione 2.3.4) delle Linee guida MSE, è approfondita la modalità di determinazione del calore utile nel caso di utilizzazione diretta di gas esausti	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.6 - Linee guida MSE Parte 2°, Sezione 2.3)
4	Dispersione del calore nell'ambiente senza alcun impiego	NO	Non è considerato come calore utile (non è destinato all'area di consumo per fini utili) il calore disperso da camini e tubi di scappamento, il calore dissipato in condensatori o altri dispositivi di smaltimento, anche se disposti presso l'area di consumo	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MSE Parte 2°, Sezione 2.3)
5	Calore utilizzato per consumi interni dell'unità di cogenerazione	NO	Calore non utile poiché non destinato all'area di consumo per fini utili. Di seguito vengono riportati alcuni esempi: - correnti inviate al degassatore; - spurghi di caldaia; - energia termica utilizzata per la preparazione della carica di combustibile; - tutto il calore finalizzato alla produzione di energia dell'impianto di cogenerazione.	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
6	Energia termica utilizzata da un dispositivo posto a valle dell'unità di cogenerazione, ai soli fini della produzione di energia elettrica e/o meccanica	NO	L'energia utile fornita all'area di consumo è costituita dall'energia elettrica e/o meccanica prodotta dal dispositivo	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1.2)
7	Energia termica utilizzata per la preparazione del combustibile presso un altro impianto di produzione di energia elettrica	NO	I cascami termici recuperati presso impianti esterni ai confini dell'impianto di cogenerazione sono considerati calore utile solo se l'impianto che li utilizza non produce energia elettrica	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
8	Energia termica utilizzata per la preparazione del combustibile in ingresso all'unità di cogenerazione	NO	Calore non utile poiché rientrante tra i consumi funzionali dell'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1) Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
9	Utilizzo del calore prodotto dall'unità di cogenerazione per la produzione presso l'area di consumo di frigoriferi, mediante macchina frigorifera ad assorbimento, finalizzate al raffreddamento dell'aria di ingresso di una turbina a gas appartenente alla medesima unità di cogenerazione	NO	Calore non utile poiché rientrante tra i consumi funzionali dell'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1)
10	Calore sotto forma di acqua calda impiegato per il preriscaldamento dell'acqua DEMI destinata al sistema di degasaggio dell'acqua di alimento in ingresso al GVR	NO	Tutte le correnti in ingresso al degassatore costituiscono calore non utile.	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
11	Energia termica impiegata per il degasaggio dell'acqua di alimento in ingresso a caldaie ausiliarie	SI	Calore utile poiché le caldaie ausiliarie sono esterne all'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
12	Calore sotto forma di acqua calda impiegato per il preriscaldamento dell'acqua DEMI destinata al sistema di degasaggio dell'acqua di alimento in ingresso a caldaie ausiliarie	SI	Calore utile poiché le caldaie ausiliarie sono esterne all'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
13	Calore dell'acqua di ritorno verso l'unità di cogenerazione con energia termica precedentemente utilizzata sotto forma di acqua calda	NO	Il calore dell'acqua di ritorno, in questo caso, non può essere considerato ai fini dell'effettiva quantificazione di H _{CIP} , poiché è necessario misurare direttamente l'energia termica ceduta all'area di consumo (come differenza tra le condizioni di mandata e di ritorno dal sistema di scambio termico che definisce i confini dell'unità di cogenerazione). Tale principio è valido sia nel caso in cui l'energia termica venga direttamente fornita sotto forma di acqua calda, sia nel caso in cui questa venga prodotta sotto forma di vapore e convertita in acqua calda solo presso l'utenza.	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3.3)
14	Calore delle condense di ritorno verso l'unità di cogenerazione, con energia termica precedentemente utilizzata sotto forma di vapore	SI	Ai fini dell'effettiva quantificazione di H _{CIP} , dal calore contenuto nella condensa di ritorno, deve essere esclusa la quantità di calore corrispondente ad una portata massica di acqua che si trovi alla temperatura di 15°C e alla pressione di 1,013 bar, a e che sia pari alla portata massica del vapore. Tale procedura equivale a quantificare il calore utile della corrente di vapore pari all'energia termica totale del vapore inviato all'area di consumo durante il periodo di rendicontazione, assumendo come riferimento l'entalpia dell'acqua a 15°C e a 1,013 bar, a	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3.1)
15	Vapore prodotto da una turbina "principale" e inviato a una turbina "secondaria" per la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	NO	L'apporto di energia termica di tale vapore è da considerare calore non utile poiché non destinato all'area di consumo per fini utili. La turbina "secondaria", infatti, rientra nei confini dell'unità di cogenerazione.	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1.2)

Calcolo dell'elettricità da cogenerazione

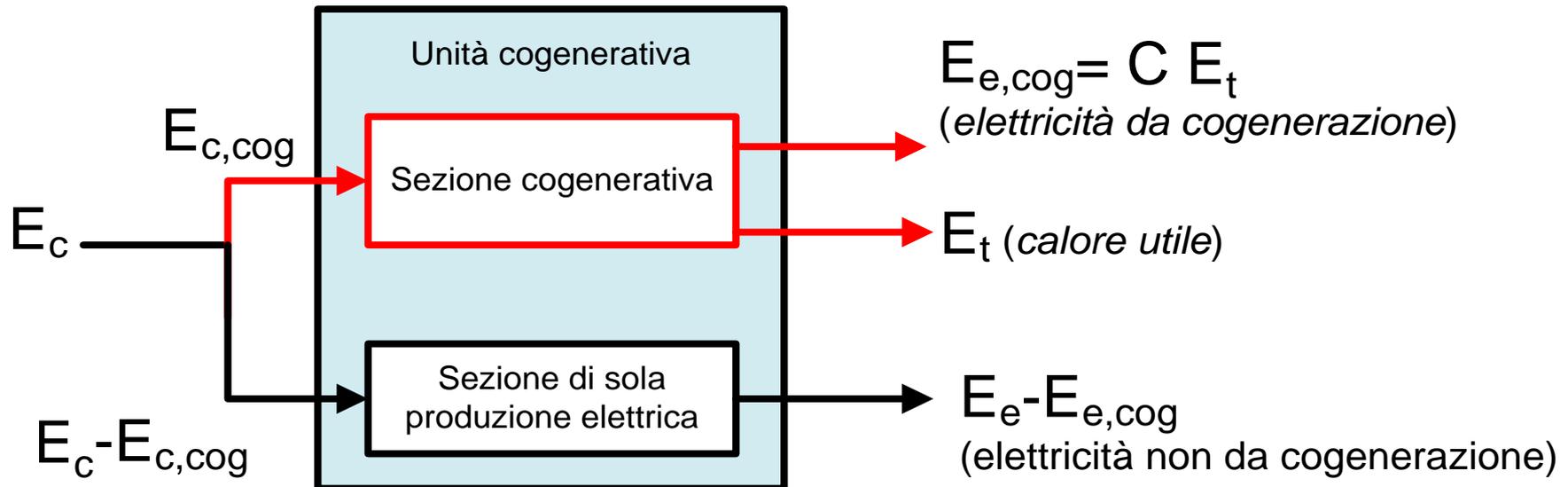
(secondo D.M 4/8/11)

$$\eta_{tot} = \eta_e + \eta_t \begin{cases} \geq \eta_{lim} \Rightarrow E_{e,cog} = E_e \\ < \eta_{lim} \Rightarrow E_{e,cog} = CE_t \end{cases}$$

$$\eta_{lim} = \begin{cases} 0,80 & \text{cicli combinati e tecnologie con TV a} \\ & \text{condensazione ed estrazione del vapore} \\ 0,75 & \text{tutte le altre tecnologie} \end{cases}$$

Elettricità da cogenerazione (secondo D.M 4/8/11)

Il mancato rispetto della condizione $\eta_e + \eta_t \geq \eta_{lim}$ comporta la virtuale divisione del sistema in due sezioni: una cogenerativa e l'altra di sola produzione elettrica



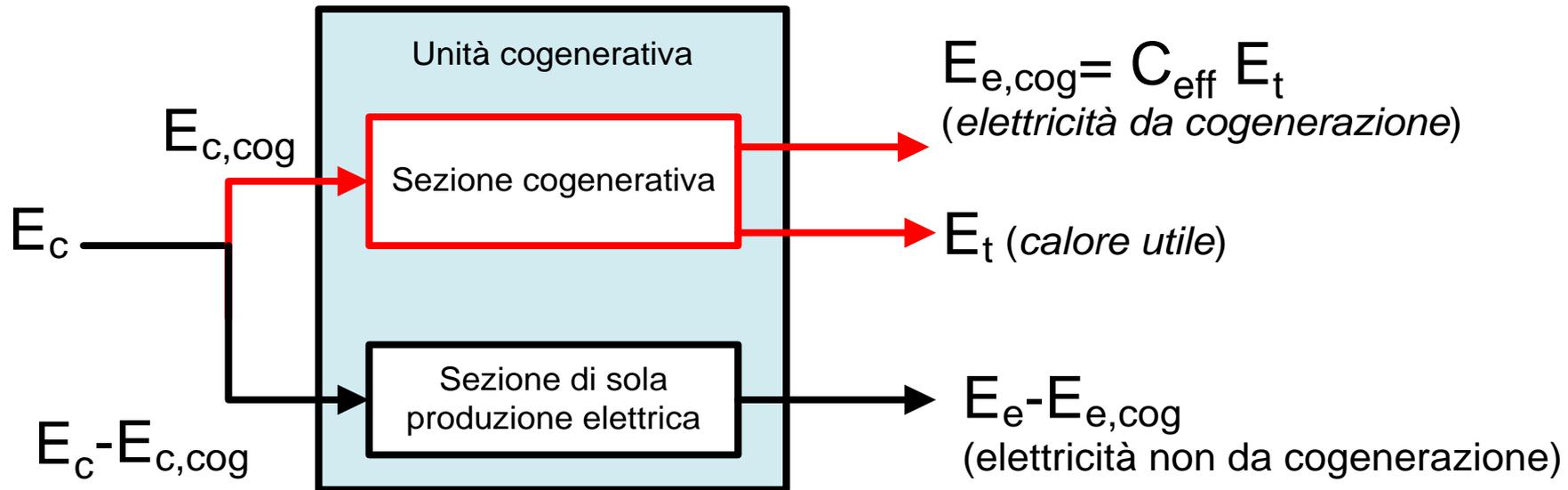
Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione *che non contengano TV a condensazione con estrazione di vapore*

Il valore di $C_{eff} = E_e/E_t$ si determina dalla condizione:

$$\eta_{tot,cog} = \frac{E_{e,cog} + E_t}{E_{c,cog}} = \eta_{lim}$$

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione *che non contengano TV a condensazione con estrazione di vapore*

Il mancato rispetto della condizione $\eta_e + \eta_t \geq \eta_{lim}$ comporta la virtuale divisione del sistema in due sezioni: una cogenerativa e l'altra di sola produzione elettrica



$$E_c - E_{c,cog} = \frac{E_e - E_{e,cog}}{\eta_{e, non cog}}, \quad \eta_{e, non cog} = \eta_e = \frac{E_e}{E_c} \Rightarrow E_{c,cog} = \frac{E_{e,cog}}{\eta_{e, non cog}}$$

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione *che non contengano TV a condensazione con estrazione di vapore*

$$\eta_{tot,cog} = \frac{E_{e,cog} + E_t}{E_{c,cog}} = \eta_{lim}$$

$$\eta_{lim} = \frac{C_{eff} E_t + E_t}{E_{e,cog}} = E_t \frac{C_{eff} + 1}{C_{eff} E_t} = \eta_{e, non cog} \frac{C_{eff} + 1}{C_{eff}}$$

$\eta_{e, non cog}$ $\eta_{e, non cog}$

⇓

$$C_{eff} \left(\frac{\eta_{lim}}{\eta_{e, non cog}} - 1 \right) = 1$$

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione *che non contengano TV a condensazione con estrazione di vapore*

$$\eta_{tot,cog} = \frac{E_{e,cog} + E_t}{E_{c,cog}} = \eta_{lim}$$

$$\eta_{lim} = \frac{C_{eff} E_t + E_t}{E_{e,cog}} = E_t \frac{C_{eff} + 1}{C_{eff} E_t} = \eta_{e, non cog} \frac{C_{eff} + 1}{C_{eff}}$$

$\eta_{e, non cog}$ $\eta_{e, non cog}$

⇓

$$C_{eff} \left(\frac{\eta_{lim}}{\eta_{e, non cog}} - 1 \right) = 1$$

$$C_{eff} = \frac{\eta_{e, non cog}}{\eta_{lim} - \eta_{e, non cog}}$$

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

La TV a condensazione con estrazione di vapore, quando opera in assetto cogenerativo, subisce una riduzione della produzione elettrica a causa dell'estrazione del vapore cogenerativo

Con il coefficiente β [kWh_e/kWh_t] si indica la mancata produzione elettrica per unità di energia termica estratta dalla TV sotto forma di vapore

β è funzione di:

- taglia della TV
- condizioni del vapore immesso ed estratto
- pressione di condensazione

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

Per data taglia della TV, date condizioni del vapore immesso ed estratto e data pressione di condensazione, β non varia al variare della portata di vapore se si mantiene costante il rendimento isentropico della TV

β è funzione dell'assetto operativo della turbina e la determinazione del suo valore necessita di misure in campo

La variabilità delle condizioni operative della TV comporta che il valore di β non sia una caratteristica costante dell'impianto, ma una grandezza che riassume lo stato di esercizio dell'impianto nel periodo di rendicontazione

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

Valori indicativi di β [kWh_e/kWh_t]

(il valore reale deve essere determinato sulla base delle condizioni di esercizio)

Taglia turbina	2-5 MWe	5-10 MWe	10-25 MWe	25-50 MWe	> 50 MWe
Rendimento isentropico (tipico)	65%	70%	75%	80%	84%
Pressione estrazione (bar a)	β	β	β	β	β
21,7	0,200	0,213	0,227	0,244	0,256
14,8	0,185	0,200	0,213	0,227	0,238
11,4	0,175	0,189	0,204	0,217	0,227
7,9	0,164	0,175	0,189	0,200	0,213
3,8	0,139	0,149	0,159	0,169	0,179
2,4	0,123	0,133	0,143	0,152	0,159

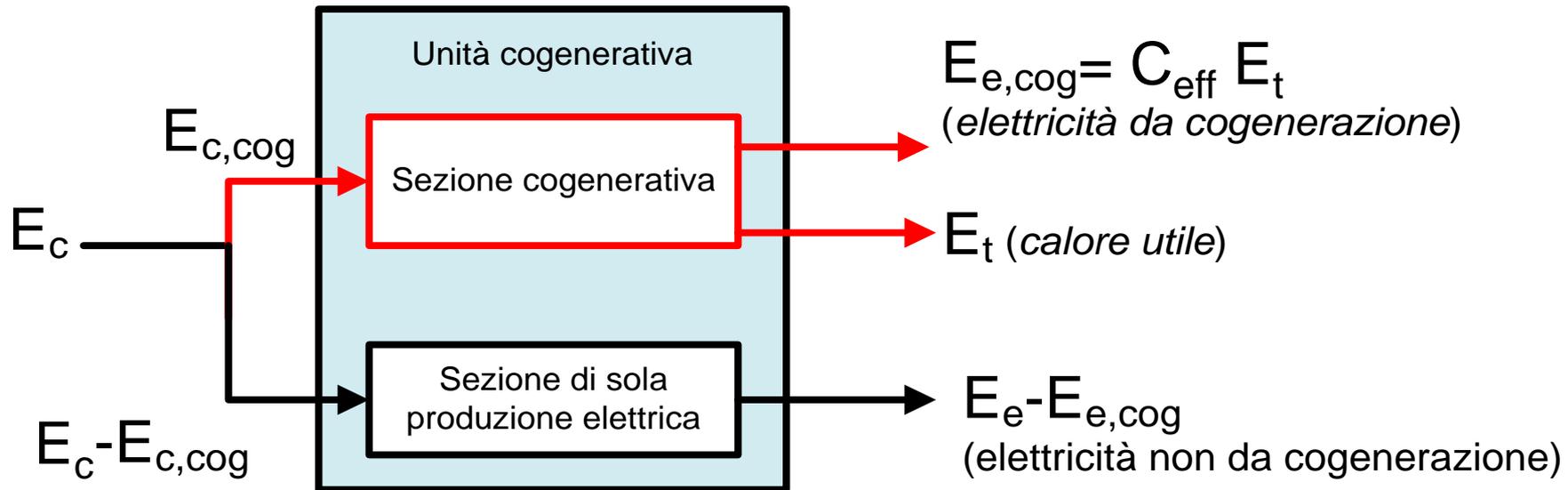
Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

Il valore di $C_{eff} = E_e/E_t$ si determina dalla condizione:

$$\eta_{tot,cog} = \frac{E_{e,cog} + E_t}{E_{c,cog}} = \eta_{lim}$$

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

Il mancato rispetto della condizione $\eta_e + \eta_t \geq \eta_{lim}$ comporta la virtuale divisione del sistema in due sezioni: una cogenerativa e l'altra di sola produzione elettrica



$$E_c - E_{c,cog} = \frac{E_e - E_{e,cog}}{\eta_{e, non cog}}, \quad \eta_{e, non cog} = \frac{E_e + \beta E_t}{E_c}$$

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

$$\eta_{tot,cog} = \frac{E_{e,cog} + E_t}{E_{c,cog}} = \eta_{lim}$$

$$\eta_{lim} = \frac{C_{eff} E_t + E_t}{E_e + \beta E_t} - \frac{E_e - E_{e,cog}}{\eta_{e, non cog}} = E_t \frac{C_{eff} + 1}{(\beta + C_{eff}) E_t} = \eta_{e, non cog} \frac{C_{eff} + 1}{\beta + C_{eff}}$$

⇓

$$C_{eff} \left(\frac{\eta_{lim}}{\eta_{e, non cog}} - 1 \right) = 1 - \beta \frac{\eta_{lim}}{\eta_{e, non cog}}$$

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

$$\eta_{tot,cog} = \frac{E_{e,cog} + E_t}{E_{c,cog}} = \eta_{lim}$$

$$\eta_{lim} = \frac{C_{eff} E_t + E_t}{E_e + \beta E_t} - \frac{E_e - E_{e,cog}}{\eta_{e, non cog}} = E_t \frac{C_{eff} + 1}{(\beta + C_{eff}) E_t} = \eta_{e, non cog} \frac{C_{eff} + 1}{\beta + C_{eff}}$$

⇓

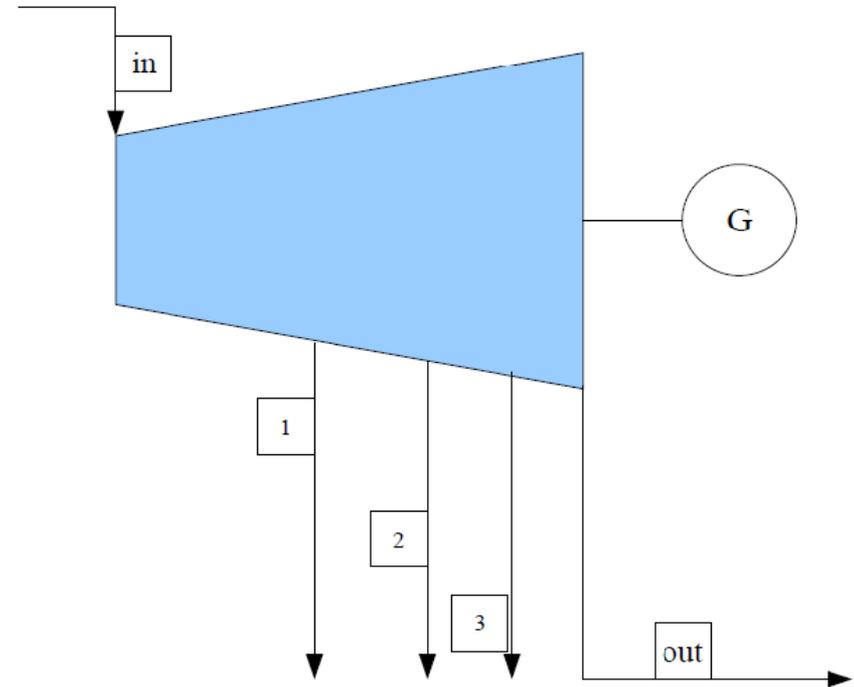
$$C_{eff} \left(\frac{\eta_{lim}}{\eta_{e, non cog}} - 1 \right) = 1 - \beta \frac{\eta_{lim}}{\eta_{e, non cog}}$$

$$C_{eff} = \frac{\eta_{e, non cog} - \beta \eta_{lim}}{\eta_{lim} - \eta_{e, non cog}}$$

Calcolo del coefficiente β nelle TV a condensazione con estrazione di vapore

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i M_{out,i} (h_{out,i} - h_{rif})}{\sum_{i=1}^n M_{out,i} (h_{out,i} - h_{rif})}$$

$$\beta_i = K_p \frac{h_{out,i} - h_{out,c}}{h_{out,i} - h_{rif}}$$



- $M_{out,i}$ [kg]: massa dell'*i-esima* corrente di vapore estratta
- $h_{out,i}$ [kJ/kg]: entalpia specifica dell'*i-esima* corrente di vapore estratta
- h_{rif} [kJ/kg]: entalpia specifica delle condense di ritorno dal sistema di recupero del calore, o dell'acqua a 15 °C nel caso di assenza di ritorno delle condense
- $h_{out,c}$ [kJ/kg]: entalpia specifica del vapore all'uscita della turbina
- K_p : coefficiente che tiene conto delle perdite della TV

Calcolo del coefficiente β nelle TV a condensazione con estrazione di vapore

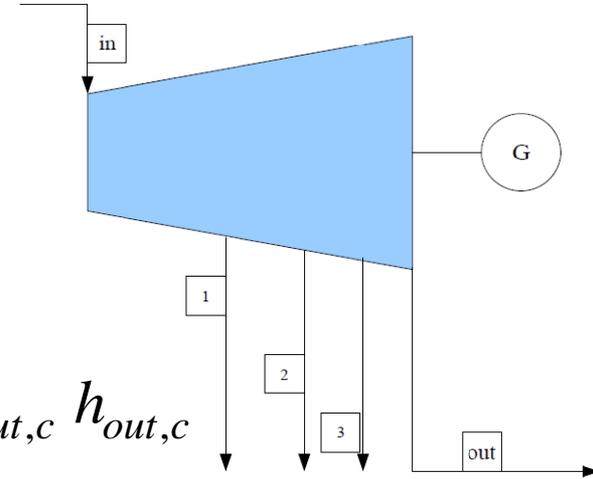
$K_p = K_{p1} * K_{p2} * K_{p3} * K_{p4}$: coefficiente che tiene conto delle perdite della TV

- K_{p1} : Perdite termiche dovute al trafilamento del vapore
- K_{p2} : Perdite meccaniche ai cuscinetti.
- K_{p3} : Perdite elettriche al generatore
- K_{p4} : Perdite meccaniche del riduttore di giri, se presente, nell'accoppiamento turbina alternatore

K_{p1}	Perdite termiche %		99
K_{p2}	Perdite meccaniche della turbina %		99,5
Perdite meccaniche ed elettriche del generatore suddivise per classi di potenza Pn del generatore			
Pn	K_{p3}	Generatore %	Riduttore %
$Pn \leq 2$		95,00	98,50
$2 < Pn \leq 5$		96,25	98,50
$5 < Pn \leq 10$		97,00	98,50
$10 < Pn \leq 20$		97,50	98,50
$20 < Pn \leq 40$		98,00	98,50
$40 < Pn \leq 100$		98,50	98,50
$Pn > 100$		98,60	98,50

Calcolo del coefficiente β nelle TV a condensazione con estrazione di vapore

Bilancio energetico della TV



$$E = \sum_{i=1}^m K_p M_{in,i} h_{in,i} - \sum_{i=1}^n K_p M_{out,i} h_{out,i} - K_p M_{out,c} h_{out,c}$$

$M_{in,i}$ [kg]: massa dell'*i-esima* corrente di vapore entrante

$h_{in,i}$ [kJ/kg]: entalpia specifica dell'*i-esima* corrente di vapore entrante

$M_{out,c}$ [kJ/kg]: massa del vapore all'uscita della turbina

E : energia elettrica prodotta dalla TV

$$h_{out,c} = \frac{\sum_{i=1}^m M_{in,i} h_{in,i} - \sum_{i=1}^n M_{out,i} h_{out,i}}{M_{out,c}} - \frac{E}{K_p M_{out,c}}$$

Calcolo del rapporto $C = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

In carenza di misure strumentali necessarie per il calcolo di β si può determinare C per via indiretta come segue (tale procedura porta a valori di C minori di quelli ottenibili utilizzando β)

$$C = \frac{\eta_{e, \text{cond}} - \eta_{\text{lim}} \left(\frac{E_{e, \text{cond}} - E_e}{E_t} \right)}{\eta_{\text{lim}} - \eta_{e, \text{cond}}} = \frac{\eta_{e, \text{cond}} - \eta_{\text{lim}} \left(\eta_{e, \text{cond}} \frac{E_c}{E_t} - \frac{E_e}{E_t} \right)}{\eta_{\text{lim}} - \eta_{e, \text{cond}}}$$

$$\eta_{\text{lim}} = 0,80$$

$\eta_{e, \text{cond}}$ = rendimento di collaudo dell'impianto in assetto puramente elettrico (piena condensazione)

$E_{e, \text{cond}}$ = energia elettrica prodotta dell'impianto in assetto puramente elettrico

Calcolo del rapporto $C = E_e/E_t$ per unità di cogenerazione che contengono TV a condensazione con estrazione di vapore

In carenza di misure strumentali necessarie per il calcolo di β si può determinare C per via indiretta come segue (tale procedura porta a valori di C minori di quelli ottenibili utilizzando β)

$$C = \frac{\eta_{e, \text{cond}} - \eta_{\text{lim}} \left(\frac{E_{e, \text{cond}} - E_e}{E_t} \right)}{\eta_{\text{lim}} - \eta_{e, \text{cond}}} = \frac{\eta_{e, \text{cond}} - \eta_{\text{lim}} \left(\eta_{e, \text{cond}} \frac{E_c}{E_t} - \frac{E_e}{E_t} \right)}{\eta_{\text{lim}} - \eta_{e, \text{cond}}}$$

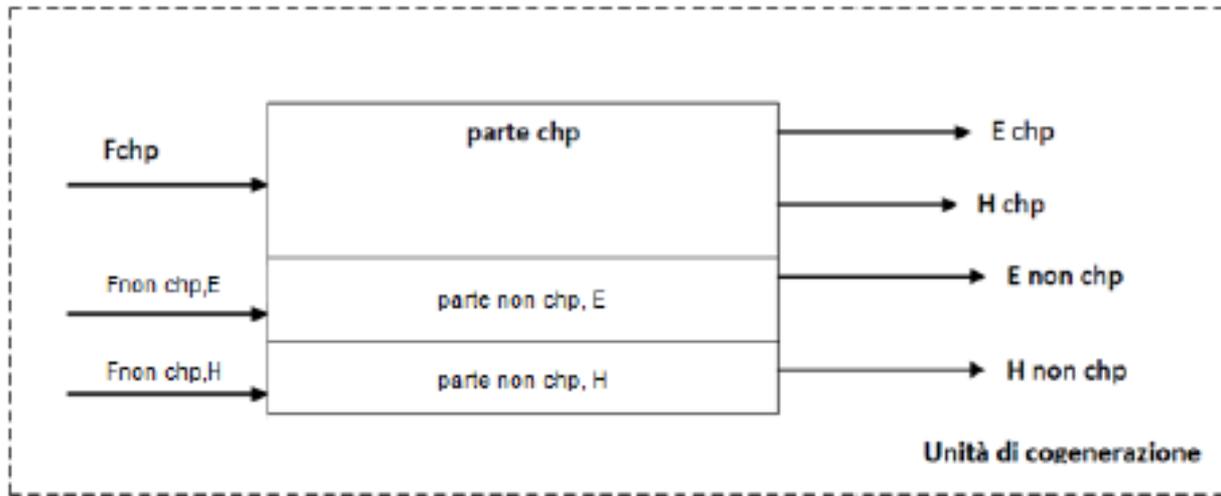
$\eta_{\text{lim}} = 0,80$

$\eta_{e, \text{cond}}$ = rendimento di collaudo dell'impianto in assetto puramente elettrico (piena condensazione)

$E_{e, \text{cond}}$ = energia elettrica prodotta dell'impianto in assetto puramente elettrico

$$C = \frac{\eta_{\text{lim}} \left(\frac{E_e}{E_c} - \eta_{e, \text{cond}} \right) + \eta_{e, \text{cond}} \frac{E_t}{E_c}}{\left(\eta_{\text{lim}} - \eta_{e, \text{cond}} \right) \frac{E_t}{E_c}}$$

Calcolo del rapporto $C_{eff} = E_e/E_t$ nel caso di impianti con produzione di calore da fonti non cogenerative



$$\tilde{\eta}_{globale} = \eta_{lim}$$

0,80 0,75

tutte le altre tecnologie
 cicli combinati e tecnologie con TV a
 condensazione ed estrazione del vapore

senza TV a condensazione
 con estrazione di vapore

con TV a condensazione
 con estrazione di vapore

Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo	$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E}{F - F_{non\ chp,H}}$	$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E + \beta * H_{chp}}{F - F_{non\ chp,H}}$
Rapporto tra Energia prodotta e calore	$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchp\ E}}{(\tilde{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp\ E})}$	$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp\ E} - \beta * \tilde{\eta}_{globale}}{\tilde{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp\ E}}$
Energia elettrica CHP prodotta	$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp}$	$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp}$
Energia elettrica NON CHP prodotta	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica NON CHP	$F_{nonchp,E} = \frac{E_{nonchp}}{\eta_{non\ chp,E}}$	$F_{nonchp,E} = \frac{E_{nonchp}}{\eta_{nonchp\ E}}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica CHP	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$

Calcolo del PES (secondo D.M 4/8/11)

$$PES = 1 - \frac{E_{c, cog}}{\frac{E_{e, cog}}{\eta_{es} P} + \frac{E_t}{\eta_{ts}}} > \begin{cases} 0,1 \\ 0,0 \end{cases} \leftarrow \text{per la piccola} \\ \text{cogenerazione} \\ (P_e < 1 \text{ MW})$$

η_{es} (D.M. 4/8/11, aggiornato dal Reg. delegato (UE) 2015/2402)

η_{es}

Rendimenti elettrici di riferimento in funzione solo del combustibile

(riferiti al PCI del combustibile e alle condizioni atmosferiche standard ISO)

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione			
		Antecedente al 2012	2012-2015	Dal 2016	
Solidi	S1	Carbon fossile compresa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	44,2	44,2	44,2
	S2	Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	41,8	41,8	41,8
	S3	Torba, mattonelle di torba	39,0	39,0	39,0
	S4	Biomassa secca fra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	33,0	33,0	37,0
	S5	Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone.	25,0	25,0	30,0
	S6	Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	25,0	25,0	25,0
Liquidi	L7	Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	44,2	44,2	44,2
	L8	Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	44,2	44,2	44,2
	L9	Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	25,0	25,0	29,0
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	52,5	52,5	53,0
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	42,0	42,0	42,0
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	35,0	35,0	35,0
Altri	O14	Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)			30,0
	O15	Energia nucleare			33,0
	O16	Energia solare termica			30,0
	O17	Energia geotermica			19,5
	O18	Altri combustibili non menzionati			30,0

η_{es} (D.M. 4/8/11, aggiornato dal Reg. delegato (UE) 2015/2402)

η

Rendimento
riferimento
solo del
(riferiti al PCI
e alle condiz

standard ISO)

da correggere in funzione delle
condizioni climatiche:

Zona A ($T_{med} = 11,325 \text{ }^\circ\text{C}$):

+ 0,369 punti percentuali

Zona B ($T_{med} = 16,043 \text{ }^\circ\text{C}$):

- 0,104 punti percentuali

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione		
		Antecedente al 2012	2012-2015	Dal 2016
	Zona climatica	Temperatura media ($^\circ\text{C}$)	Fattore di correzione in punti percentuali	
	Zona A: Valle d'Aosta; Trentino Alto-Adige; Piemonte; Friuli-Venezia Giulia; Lombardia; Veneto; Abruzzo; Emilia-Romagna; Liguria; Umbria; Marche; Molise; Toscana	11,315	+0,369	
	Zona B: Lazio; Campania; Basilicata; Puglia; Calabria; Sardegna; Sicilia	16,043	-0,104	

Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	52,5	52,5	53,0
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	42,0	42,0	42,0
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	35,0	35,0	35,0
Altri	O14	Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)			30,0
	O15	Energia nucleare			33,0
	O16	Energia solare termica			30,0
	O17	Energia geotermica			19,5
	O18	Altri combustibili non menzionati			30,0

η_{es} (D.M. 4/8/11, aggiornato dal Reg. delegato (UE) 2015/2402)

η_{es}

Rendimenti elettrici di riferimento in funzione solo del combustibile

(riferiti al PCI del combustibile e alle condizioni atmosferiche standard ISO)

Tipo di combustibile	Anno di costruzione: anteriore al 2016
CARBON FOSSILE ...	44,2
.... BIOMASSA SECCA 33,0
..... OLIO COMBUSTIBILE PESANTE ... BIOLIQUIDI 44,2 44,2
... GAS NATURALE GAS DI RAFFINERIA BIOGAS	... 52,5 44,2 42,0
... da correggere in funzione delle condizioni climatiche: Zona A ($T_{med} = 11,325 \text{ °C}$): + 0,369 punti percentuali Zona B ($T_{med} = 16,043 \text{ °C}$): - 0,104 punti percentuali	...

η_{es} (D.M. 4/8/11, aggiornato dal Reg. delegato (UE) 2015/2402)

η_{es}

Rendimenti elettrici di riferimento in funzione solo del combustibile

(riferiti al PCI del combustibile e alle condizioni atmosferiche standard ISO)

Tipo di combustibile	Anno di costruzione: a partire dal 2016
CARBON FOSSILE ...	44,2
....	...
BIOMASSA SECCA ...	37,0
.....	...
OLIO COMBUSTIBILE PESANTE ...	44,2
BIOLIQUIDI ...	44,2
...	...
GAS NATURALE	53,0
GAS DI RAFFINERIA	44,2
BIOGAS	42,0
...	...
<p>da correggere in funzione delle condizioni climatiche:</p> <p>Zona A ($T_{med} = 11,325 \text{ °C}$): + 0,369 punti percentuali</p> <p>Zona B ($T_{med} = 16,043 \text{ °C}$): - 0,104 punti percentuali</p>	

Calcolo di p

(secondo D.M. 4/8/11, aggiornato dal Reg. delegato (UE) 2015/2402)

$$p = \frac{p_{im} E_{e,im} + p_{ac} E_{e,ac}}{E_{e,im} + E_{e,ac}}$$

D.M. 4/8/11, in vigore dal 01/01/2011

Reg. delegato (UE) 2015/2402,
 in vigore dal 01/01/2016

	P_{im}	P_{ac}
< 0,40 kV	0,925	0,860
0,40 - 50 kV	0,945	0,925
50 - 100 kV	0,965	0,945
100 - 200 kV	0,985	0,965
> 200 kV	1	0,985

	P_{im}	P_{ac}
< 0,45 kV	0,888	0,851
0,45 - 12 kV	0,918	0,891
12 - 50 kV	0,935	0,914
50 - 100 kV	0,952	0,936
100 - 200 kV	0,963	0,951
200 - 345 kV	0,972	0,963
≥ 345 kV	1	0,976

η_{ts} (D.M. 4/8/11, aggiornato dal Reg. delegato (UE) 2015/2402)

Categoria	Tipo di combustibile:	Anno di costruzione						
		Antecedente al 2016			Dal 2016			
		Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	
Solidi	S1	Carbon fossile compresa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	88	83	80	88	83	80
	S2	Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	86	81	78	86	81	78
	S3	Torba, mattonelle di torba	86	81	78	86	81	78
	S4	Biomassa secca fra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	86	81	78	86	81	78
	S5	Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone.	80	75	72	80	75	72
	S6	Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	80	75	72	80	75	72
Liquidi	L7	Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	89	84	81	85	80	77
	L8	Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	89	84	81	85	80	77
	L9	Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	80	75	72	75	70	67
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90	85	82	92	87	84
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	70	65	62	80	75	72
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	80	75	72	80	75	72

Categoria	Tipo di combustibile:	Anno di costruzione						
		Antecedente al 2016			Dal 2016			
		Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	
Altri	O14	Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esoermiche)	—	—	—	92	87	—
	O15	Energia nucleare	—	—	—	92	87	—
	O16	Energia solare termica	—	—	—	92	87	—
	O17	Energia geotermica	—	—	—	92	87	—
	O18	Altri combustibili non menzionati	—	—	—	92	87	—

(*) Se tali impianti non tengono conto del reflusso della condensa nel calcolo del rendimento della produzione di calore per cogenerazione, i rendimenti per il vapore di cui alla tabella soprastante sono aumentati di 5 punti percentuali.

(**) Occorre utilizzare i valori relativi all'utilizzo diretto dei gas di scarico se la temperatura è pari o superiore a 250 °C.

η_{ts}

Rendimenti termici di riferimento in funzione del combustibile e dell'utilizzo del calore
(riferiti al PCI del combustibile e alle condizioni atmosferiche standard ISO)

η_{ts} (D.M. 4/8/11, aggiornato dal Reg. delegato (UE) 2015/2402)

Categoria	Tipo di combustibile:	Anno di costruzione					
		Antecedente al 2016			Dal 2016		
		Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)
Solidi	S1 Carboni fossili, compresa antracite, carbone bituminoso, petrolio	88	83	80	88	83	80
	S2 Lignite, macerite, scisto						
	S3 Torba, macerite						
	S4 Biomassa: tutti i tipi di biomassa, fieno e materie vegetali, legno essiccato e asciutto, altri noccioli						
	S5 Altri tipi di biomassa, compresi tutti i tipi di biomassa in S4 e liquame nero e marrone.						
	S6 Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	80	75	72	80	75	72
Liquidi	L7 Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	89	84	81	85	80	77
	L8 Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	89	84	81	85	80	77
	L9 Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	80	75	72	75	70	67
Gassosi	G10 Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90	85	82	92	87	84
	G11 Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89	84	81	90	85	82
	G12 Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	70	65	62	80	75	72
	G13 Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	80	75	72	80	75	72

Gas naturale con produzione di acqua calda o di vapore:
 η_{ts} acqua calda = 90 % (ante 2016), 92 % (dal 2016)
 η_{ts} vapore = 85 % (ante 2016), 87 % (dal 2016)

η_{ts}

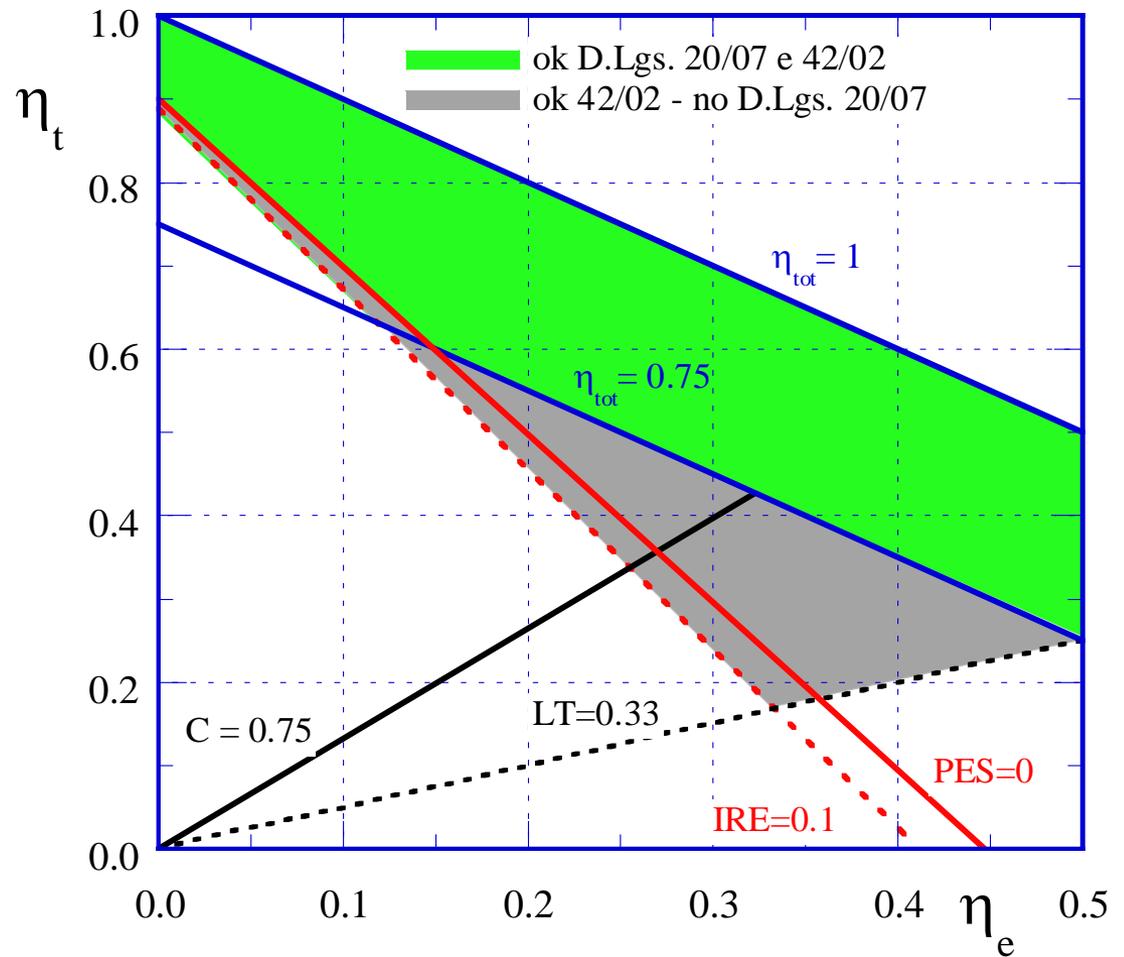
Rendimenti termici di riferimento in funzione del combustibile e dell'utilizzo del calore
 (riferiti al PCI del combustibile e alle condizioni atmosferiche standard ISO)

Validità dei rendimenti di riferimento (secondo D.M. 4/8/11)

- **I valori del rendimento di riferimento si applicano per 10 anni dall'anno di costruzione dell'unità di cogenerazione**
- **A partire dall'undicesimo anno, si applicano, anno per anno, i valori del rendimento di riferimento relativi a unità di cogenerazione di 10 anni d'età**
- **Interventi di ammodernamento di costo superiore al 50 % del costo di investimento di una nuova unità analoga, ai fini del rendimento di riferimento, aggiornano l'anno di costruzione all'anno in cui è iniziata la produzione dell'unità ammodernata**

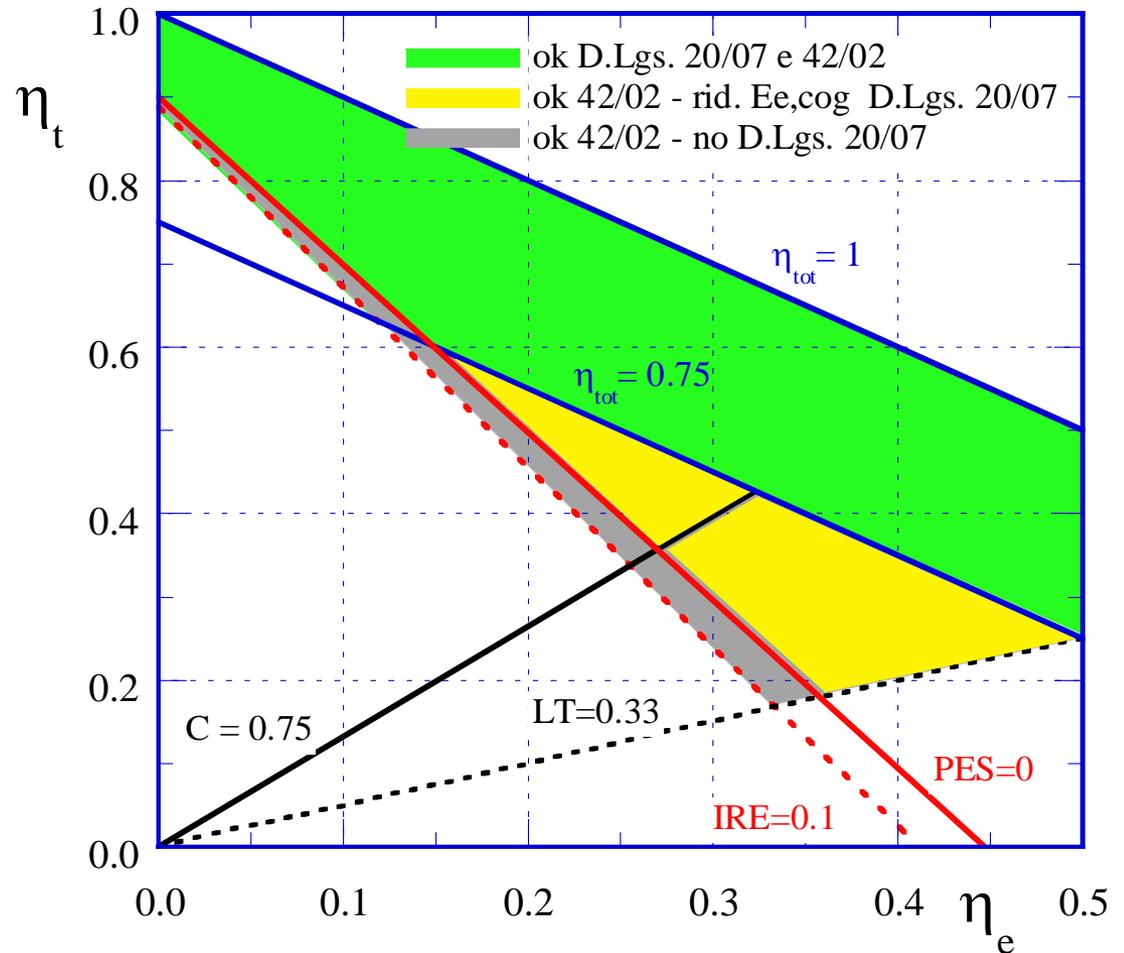
Confronto 42/02 – D.Lgs. 20/07

Piccola cogenerazione a gas naturale e 100 % di autoconsumo in BT (anno costruzione ante 2016)



Confronto 42/02 – D.Lgs. 20/07

Piccola cogenerazione a gas naturale e 100 % di autoconsumo in BT (anno costruzione ante 2016)

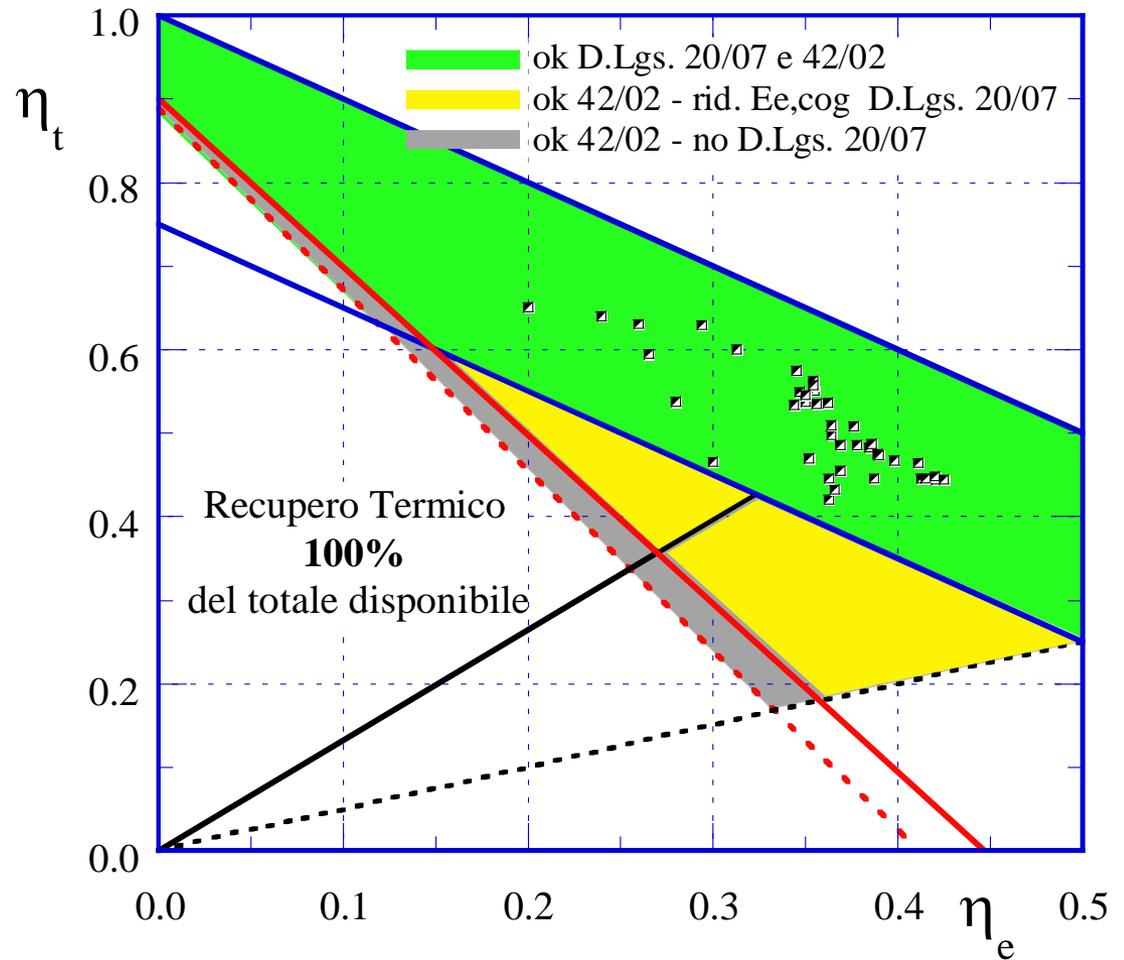


Confronto 42/02 – D.Lgs. 20/07

Piccola cogenerazione a gas naturale e 100 % di autoconsumo in BT (anno costruzione ante 2016)

Come si posizionano i MCI in commercio (dati di targa)

Recupero termico totale

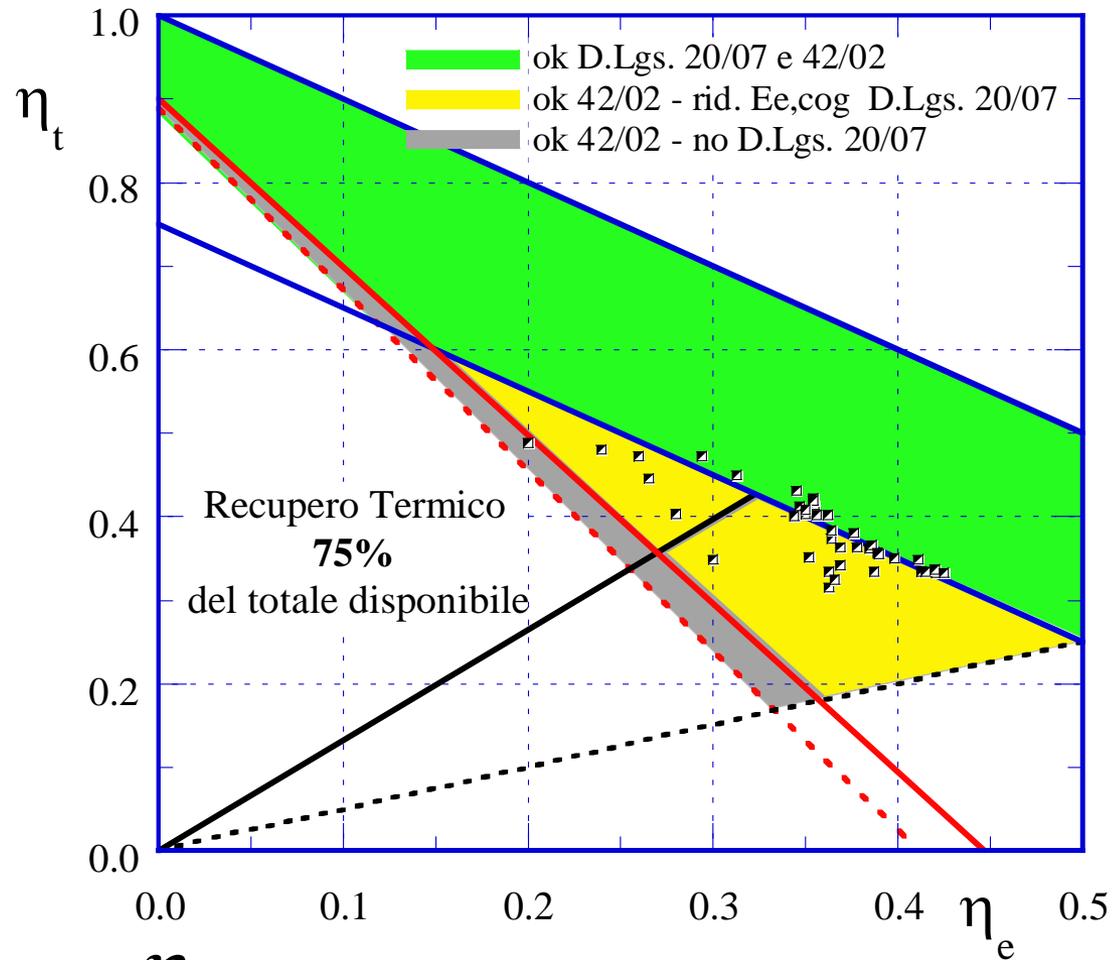


Confronto 42/02 – D.Lgs. 20/07

Piccola cogenerazione a gas naturale e 100 % di autoconsumo in BT (anno costruzione ante 2016)

Come si posizionano i MCI in commercio (dati di targa)

Recupero termico pari al 75 % del totale



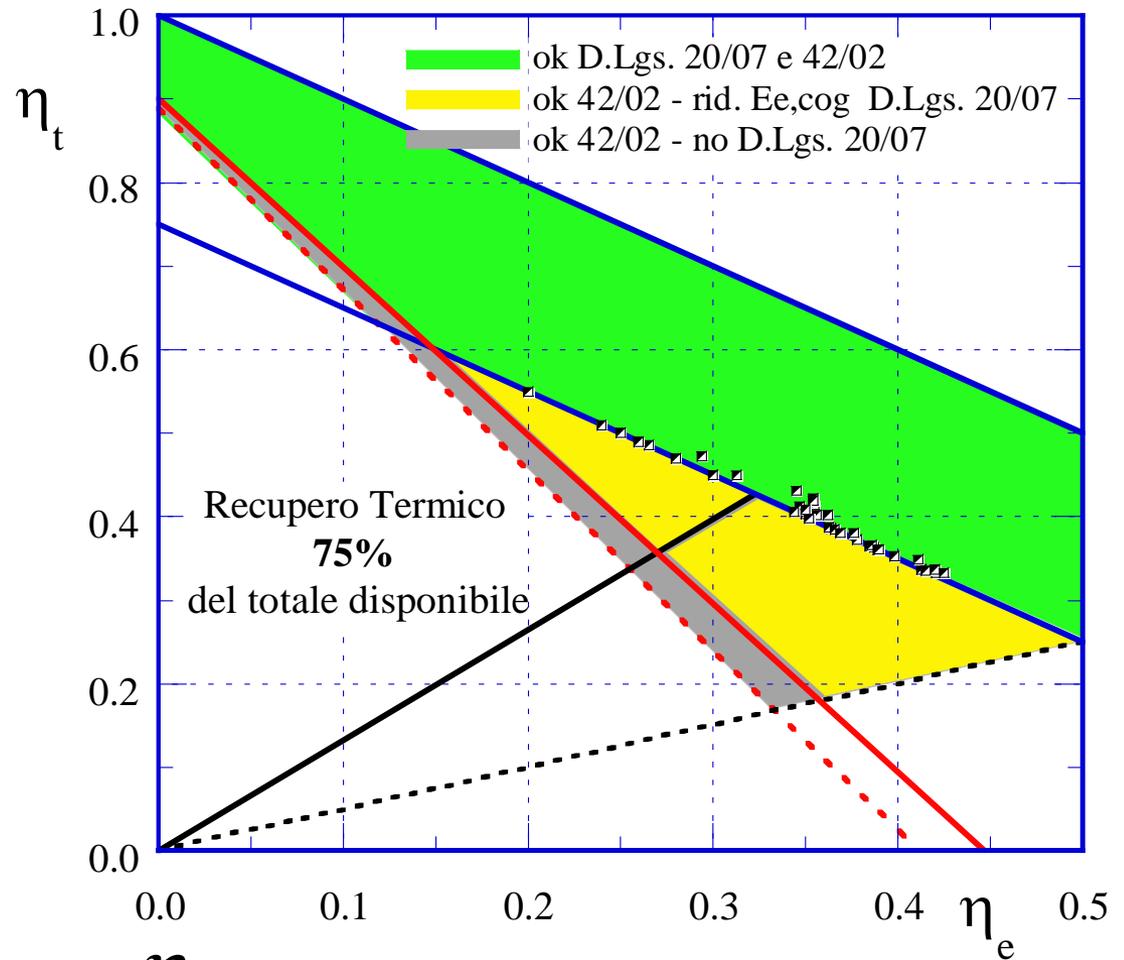
$$\eta_t = \frac{E_t}{E_{c,cog}} = \frac{E_t}{E_{e,cog}} \eta_e = \frac{\eta_e}{C_{eff}} = 0,75 - \eta_e$$

Confronto 42/02 – D.Lgs. 20/07

Piccola cogenerazione a gas naturale e 100 % di autoconsumo in BT (anno costruzione ante 2016)

Come si posizionano i MCI in commercio (dati di targa)

Recupero termico pari al 75 % del totale



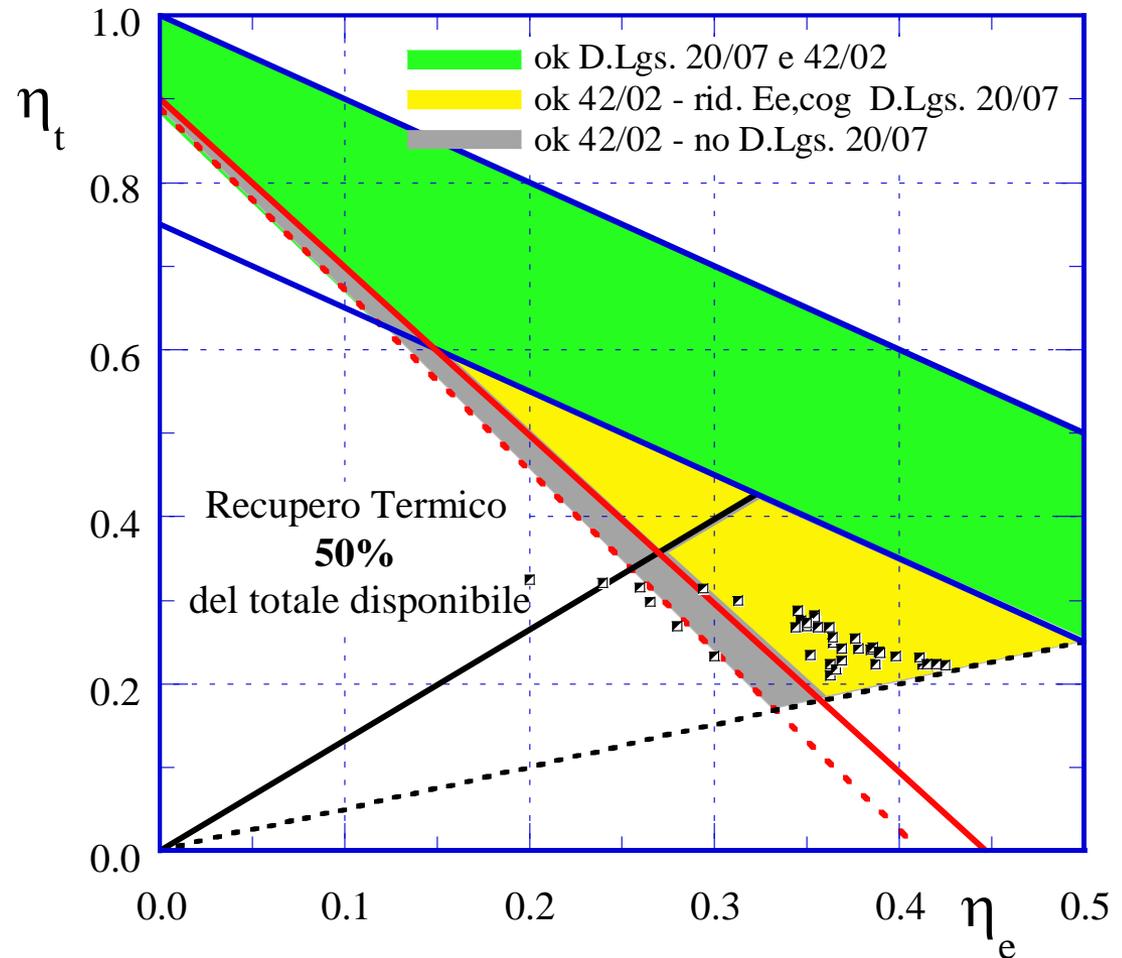
$$\eta_t = \frac{E_t}{E_{c,cog}} = \frac{E_t}{E_{e,cog}} \eta_e = \frac{\eta_e}{C_{eff}} = 0,75 - \eta_e$$

Confronto 42/02 – D.Lgs. 20/07

Piccola cogenerazione a gas naturale e 100 % di autoconsumo in BT (anno costruzione ante 2016)

Come si posizionano i MCI in commercio (dati di targa)

Recupero termico pari al 50 % del totale

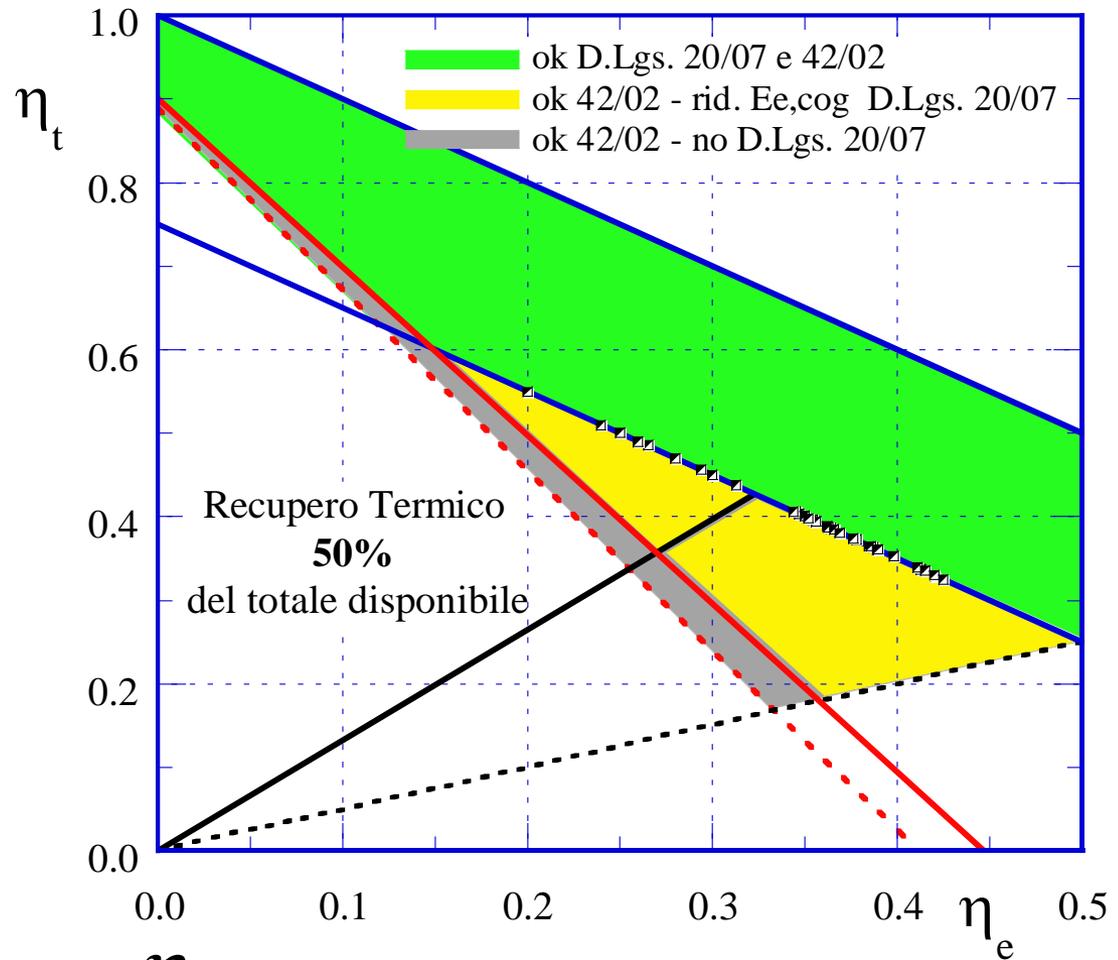


Confronto 42/02 – D.Lgs. 20/07

Piccola cogenerazione a gas naturale e 100 % di autoconsumo in BT (anno costruzione ante 2016)

Come si posizionano i MCI in commercio (dati di targa)

Recupero termico pari al 50 % del totale



$$\eta_t = \frac{E_t}{E_{c,cog}} = \frac{E_t}{E_{e,cog}} \eta_e = \frac{\eta_e}{C_{eff}} = 0,75 - \eta_e$$