

2. Sono approvati gli allegati IV, V, VI e VII, recanti integrazioni al metodo di calcolo dell'energia da cogenerazione ad alto rendimento, relativamente a:

a) allegato IV - valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica;

b) allegato V - valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

c) allegato VI – fattori di correzione legati alle condizioni climatiche medie per l'applicazione dei valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica;

d) allegato VII – fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete.

Roma, 4 agosto 2011

Il Ministro dello sviluppo economico: ROMANI

Il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare: PRESTIGIACOMO

ALLEGATO I

Tecnologie di cogenerazione oggetto del presente decreto

- a) Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
- b) Turbina a vapore a contropressione
- c) Turbina di condensazione a estrazione di vapore
- d) Turbina a gas con recupero di calore
- e) Motore a combustione interna
- f) Microturbine
- g) Motori Stirling
- h) Pile a combustibile
- i) Motori a vapore
- l) Cicli Rankine a fluido organico
- m) Ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che rientrano nelle definizioni di cui all'articolo 2, lettera a) del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20.



ALLEGATO II

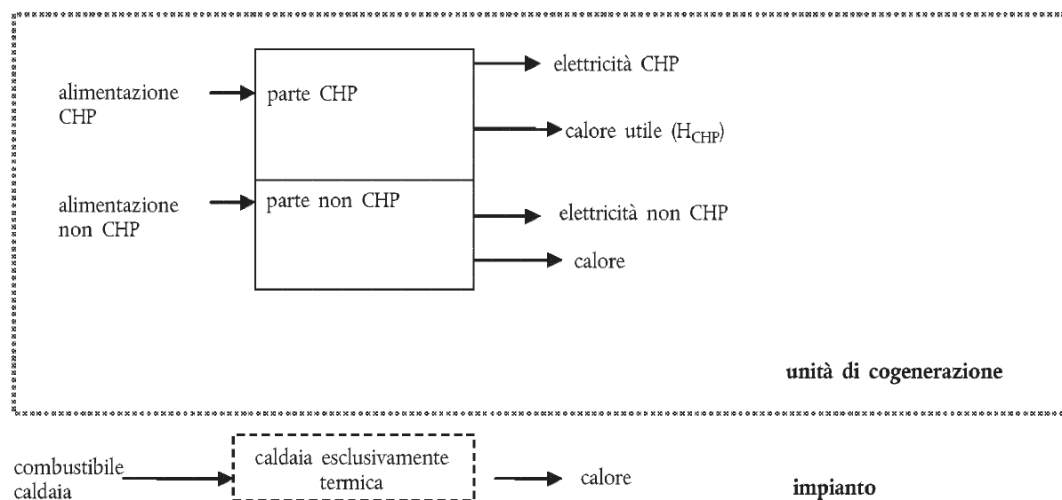
Calcolo della produzione da cogenerazione

I - Calcolo dell'energia elettrica da cogenerazione

1. Per calcolare il risparmio di energia primaria di una unità di cogenerazione, occorre anzitutto determinare l'energia elettrica e il calore non prodotti in regime di cogenerazione e distinguerli dalla produzione da cogenerazione. A tal fine si procede in base ai principi illustrati nel seguito, che definiscono i confini del sistema di cogenerazione.
2. Come illustrato nella figura 1, sono esclusi il combustibile consumato ed il calore prodotto da impianti esclusivamente termici (caldaie di riserva e di integrazione) che in molti casi sono presenti sul sito. Le frecce nel riquadro "unità di cogenerazione" indicano i flussi di energia che attraversano i confini del sistema.

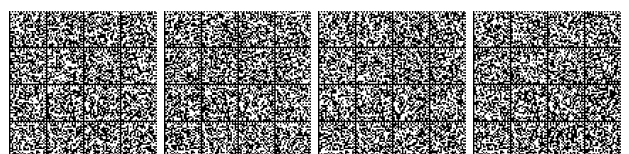
Figura 1

Parte CHP, parte non CHP e caldaie esclusivamente termiche all'interno dell'impianto



3. Per le sezioni di microcogenerazione, i valori certificati devono essere approvati dalla società Gestore dei Servizi Energetici.

4. L'energia elettrica prodotta in cogenerazione è calcolata come descritto qui di seguito.



5. Fase 1

5.1. Per distinguere quale parte dell'energia elettrica prodotta non può essere riconosciuta come cogenerata, è innanzi tutto necessario calcolare il rendimento globale della unità di cogenerazione.

5.2. Il rendimento globale di una unità di cogenerazione si determina come segue: l'energia prodotta dalla unità di cogenerazione (somma dell'energia elettrica, dell'energia meccanica e del calore utile) in un dato periodo di riferimento, divisa per l'energia di alimentazione consumata dalla unità di cogenerazione nello stesso periodo di riferimento:

$$\text{rendimento globale} = (\text{energia prodotta})/(\text{energia di alimentazione})$$

5.3. Il calcolo del rendimento globale deve basarsi sui valori di esercizio della unità di cogenerazione specifica, misurati nel periodo di riferimento. Per le sole sezioni di micro cogenerazione, è consentito sostituire la misura della quantità di calore utile con una stima della stessa quantità. La stima deve basarsi sui dati di potenza certificati dal Costruttore e sulla misura, anche indiretta, del numero di ore di funzionamento equivalenti della unità durante il periodo di riferimento. Nel caso di presenza di circuiti dissipativi del calore la quantità di calore utile deve essere misurata.

5.4. Per periodo di riferimento si intende un anno solare, dal 1 gennaio al 31 dicembre.

5.5. Per produzione di energia si intende l'energia elettrica totale (somma dell'energia elettrica cogenerata e di quella non cogenerata) e il calore utile generati nell'impianto di cogenerazione nel corso di un periodo di riferimento.

5.6. Esempi di calore utile sono i seguenti: calore utilizzato in processi industriali; calore utilizzato per il riscaldamento o il raffreddamento di ambienti; i gas di scarico di un processo di cogenerazione utilizzati direttamente per essiccare.

5.7. Non è considerato come calore utile il calore disperso nell'ambiente senza alcun impiego. Esempi di calore non utile sono: il calore disperso da camini e tubi di scappamento; il calore dissipato in condensatori o altri dispositivi di smaltimento; il calore utilizzato per il funzionamento dell'impianto di cogenerazione (ad esempio, per il riscaldamento dell'acqua di alimentazione di caldaie a recupero di calore).

Se l'energia termica viene utilizzata sotto forma di acqua calda, il calore di ritorno verso l'impianto di cogenerazione non è considerato come calore utile, e va quindi escluso dal calcolo degli indici energetici.

Se l'energia termica viene utilizzata sotto forma di vapore, il calore contenuto nella condensa di ritorno verso l'impianto di cogenerazione è considerato calore utile, e può quindi essere incluso nel calcolo degli indici energetici: da tale calcolo va esclusa, in questo caso, la quantità di calore corrispondente ad una portata massica di acqua che si trovi alla temperatura di 15 °C ed alla pressione di 1,013 bar, e sia pari alla portata massica del vapore.

5.8. Il calore esportato verso un altro sito, ed ivi utilizzato per produrre energia elettrica, non è considerato come calore utile. L'energia elettrica generata da tale calore esportato va inclusa nella produzione elettrica totale (cfr. la figura 4).



5.9. Per energia elettrica non prodotta da cogenerazione si intende l'energia elettrica generata da una unità di cogenerazione in un periodo in cui la unità stessa non produca calore utile.

5.10. esempi di casi in cui l'energia elettrica non è prodotta in cogenerazione sono:

- a) turbine a gas o motori a combustione interna senza recupero di calore;
- b) impianti con dispositivi di dissipazione del calore (ad esempio, condensatori negli impianti a vapore e in quelli a ciclo combinato, quando il calore di condensazione non trovi impiego utile).

5.11. Per energia di alimentazione si intende l'energia totale, calcolata in base al potere calorifico inferiore, del combustibile che la unità di cogenerazione impiega per generare l'energia elettrica e il calore utile (cogenerati e non cogenerati) durante il periodo di riferimento. L'eventuale condensa di ritorno dal processo non è considerata come energia di alimentazione.

5.12. Per energia di alimentazione in cogenerazione si intende l'energia del combustibile, calcolata in base al potere calorifico inferiore, che la unità di cogenerazione impiega per cogenerare energia elettrica e calore utile in un periodo di riferimento (cfr. la figura 1).

5.13. Per energia di alimentazione non in cogenerazione si intende l'energia del combustibile, calcolata in base al potere calorifico inferiore, che la unità di cogenerazione impiega per la produzione di sola energia elettrica, senza la contemporanea produzione di calore utile (cfr. la figura 1).

6. Fase 2

6.1. Nel calcolo del risparmio di energia primaria, i valori misurati della produzione di energia elettrica e di calore utile possono essere portati in conto interamente se il rendimento globale della unità di cogenerazione è pari o superiore:

- a) all'80 % per le sezioni con turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore e per le sezioni con turbina di condensazione a estrazione di vapore;
- b) al 75 % per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione.

7. Fase 3

7.1. Se il rendimento globale della unità di cogenerazione è inferiore ai valori di soglia (75 % o, rispettivamente, 80 %), si assume che vi sia produzione di energia elettrica non in cogenerazione; la unità di cogenerazione può allora essere divisa in due parti virtuali, una con cogenerazione e una senza cogenerazione.

7.2. Per la parte con cogenerazione, l'operatore dell'impianto rileva, per tutto il periodo di riferimento, il diagramma di carico del calore (domanda di calore utile in funzione del tempo) ed individua gli eventuali periodi in cui la unità di cogenerazione funziona in cogenerazione. Per ciascuno di tali periodi, l'operatore misura la produzione reale di calore utile e di energia elettrica della unità di cogenerazione. Con questi dati determina il "rapporto energia/calore" effettivo (C_{eff}).

7.3. Il "rapporto energia/calore" effettivo consente all'operatore di calcolare quale parte dell'energia elettrica misurata nel periodo di riferimento è riconosciuta come energia elettrica cogenerata. A questo fine, l'operatore calcola il prodotto $H_{CHP} \times C_{eff}$ e lo confronta con la produzione elettrica totale dell'impianto nel periodo di riferimento. Il minore tra tali due valori è assunto pari all'energia elettrica cogenerata E_{CHP} .



7.4. Per le sezioni di cogenerazione entrate in servizio da meno di un anno, per le quali non siano disponibili dati misurati, può essere utilizzato il "rapporto energia/calore" di progetto (C_{prog}) in luogo di quello effettivo (C_{eff}).

8. Fase 4

8.1. Se il "rapporto energia/calore" effettivo della specifica unità di cogenerazione non è noto, l'operatore dell'impianto può impiegare il "rapporto energia/calore" di base (C_{default}), come specificato nella tabella seguente. L'energia elettrica prodotta mediante cogenerazione è calcolata secondo la formula $E_{\text{CHP}} = H_{\text{CHP}} \times C_{\text{default}}$

Tecnologia	Rapporto energia/ calore
Ciclo combinato gas-vapore	0,95
Turbina a vapore a contropressione	0,45
Turbina a vapore a condensazione	0,45
Turbina a gas con recupero di calore	0,55
Motore a combustione interna	0,75



8.2. In questo caso, tuttavia, l'operatore deve notificare al GSE le ragioni della mancanza di un "rapporto energia/calore" effettivo, il periodo per il quale mancano i dati e le misure adottate per porre rimedio alla situazione.

9. Fase 5

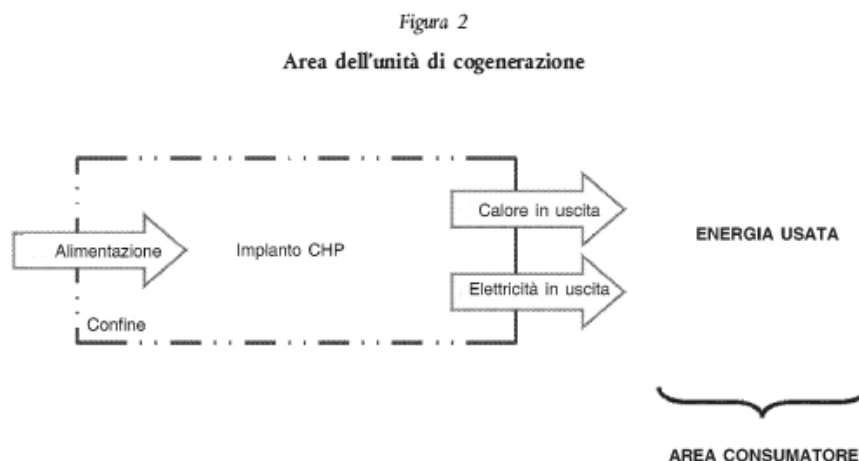
9.1. L'energia elettrica calcolata nelle fasi 3 e 4 sarà portata in conto per calcolare il risparmio di energia primaria del processo di cogenerazione.

9.2. Per calcolare il risparmio di energia primaria è necessario determinare il consumo di energia di alimentazione non in cogenerazione. Il consumo di energia di alimentazione non in cogenerazione è calcolato come la produzione elettrica non cogenerata divisa per il rendimento elettrico dell'impianto. Il rendimento elettrico dell'impianto è il rapporto tra l'energia elettrica complessivamente prodotta durante il periodo di riferimento e l'energia associata al combustibile complessivamente consumato durante lo stesso periodo.

II - Confini del sistema di cogenerazione

1. I confini di un sistema di cogenerazione devono essere stabiliti definendo i limiti del processo di cogenerazione stesso. Per definire le quantità di energia di ingresso e in uscita devono essere installati strumenti di misura sui confini del sistema.

2. Una unità di cogenerazione fornisce energia a un'area di consumo. L'area di consumo è separata dalla unità di cogenerazione ma consuma l'energia prodotta da quest'ultima. Le due aree non corrispondono necessariamente ad aree geograficamente distinte all'interno del sito e possono essere rappresentate come mostrato di seguito. L'area di consumo può essere un processo industriale, un singolo consumatore di calore ed energia elettrica, un sistema di teleriscaldamento/raffreddamento o una rete elettrica (cfr. la figura 2).



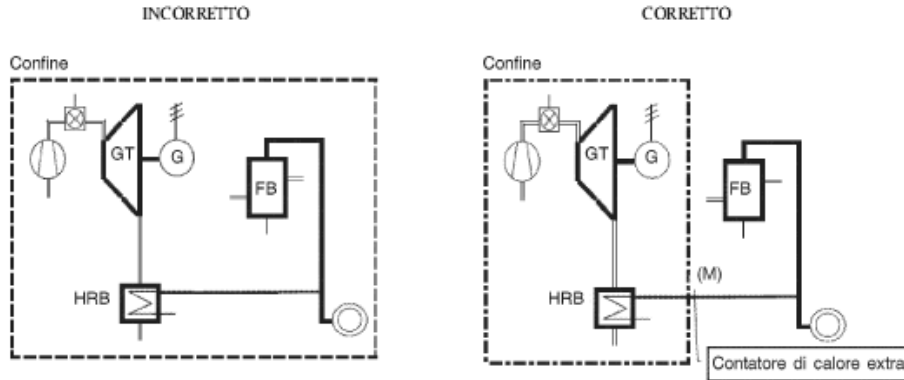
3. La quantità di energia elettrica prodotta in cogenerazione è misurata ai morsetti del generatore. Da tale quantità non deve essere sottratta l'energia elettrica usata internamente dalla unità di cogenerazione per il proprio funzionamento.



4. Elementi di impianto che non operano in cogenerazione, come le caldaie o le unità che producono soltanto energia elettrica, non sono incluse nella unità di cogenerazione, come illustrato nella figura 3

Figura 3

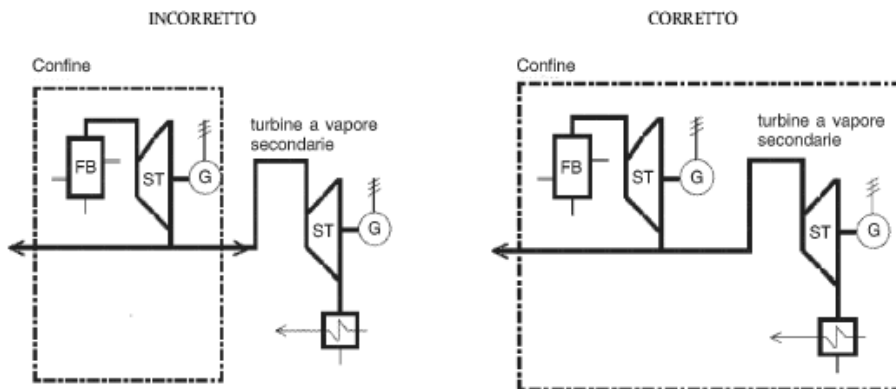
Selezione dei limiti di sistema corretti in caso di caldaia ausiliaria/di riserva (GT: turbina a gas; G: generatore; FB: caldaia a combustibile; HRB: caldaia a recupero di calore)



5. Le turbine a vapore secondarie (cfr. la figura 4) devono essere incluse nella unità di cogenerazione. La produzione di energia elettrica di una turbina a vapore secondaria fa parte della produzione energetica della unità di cogenerazione. L'energia termica necessaria per generare questa energia elettrica supplementare deve essere esclusa dalla produzione di calore utile della unità di cogenerazione.

Figura 4

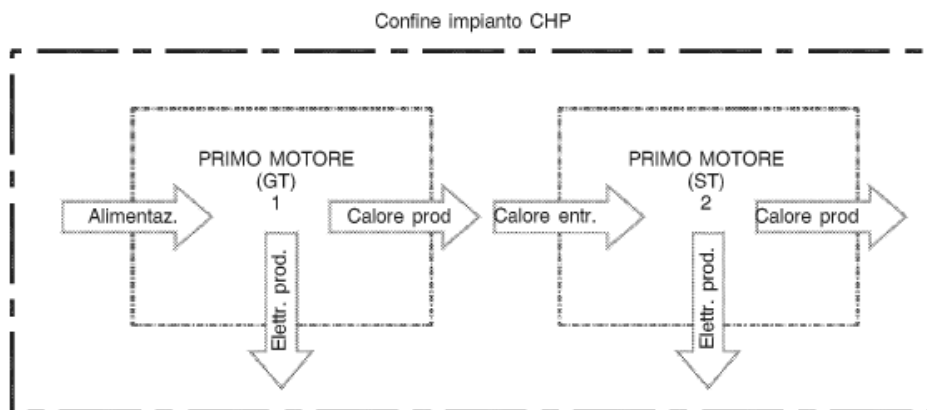
Selezione dei limiti di sistema corretti in caso di turbine a vapore secondarie (ST: turbina a vapore)



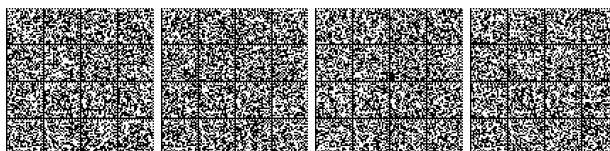
6. Quando due o più motori primi sono collegati in serie (ad esempio, il calore prodotto da una turbina a gas è trasformato in vapore che alimenta una turbina a vapore), non possono essere considerati separatamente, anche se uno di essi è ubicato in un sito diverso (cfr. la figura 5).

Figura 5

Confine dell'unità di cogenerazione per generatori di forza motrice collegati



7. Quando il motore primo posto a monte non produce energia elettrica o energia meccanica, i limiti della unità di cogenerazione sono fissati attorno al motore primo a valle. L'energia di alimentazione per tale motore primo è il calore prodotto dal motore primo a monte.



ALLEGATO III

Metodo di determinazione del rendimento del processo di cogenerazione

1. I valori usati per calcolare il rendimento della cogenerazione e il risparmio di energia primaria sono determinati sulla base del funzionamento effettivo o previsto dell'unità in condizioni normali di utilizzazione.

2. Definizione di cogenerazione ad alto rendimento

Ai fini del presente decreto, la cogenerazione ad alto rendimento risponde ai seguenti due criteri:

- a) la produzione mediante cogenerazione delle unità di cogenerazione fornisce un risparmio di energia primaria, calcolato in conformità al punto 3, pari almeno al 10 %;
- b) la produzione mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione che forniscono un risparmio di energia primaria è assimilata alla cogenerazione ad alto rendimento.

3. Calcolo del risparmio di energia primaria

Il risparmio di energia primaria fornito dalla produzione mediante cogenerazione secondo la definizione di cui all'allegato II è calcolato secondo la seguente formula:



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

dove:

PES è il risparmio di energia primaria;

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

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

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

Ref E η è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

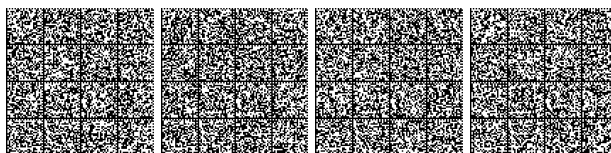
I valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e di calore sono definiti, rispettivamente, negli allegati IV e V. Al valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica si applicano i fattori di correzione di cui all'allegato VI; il valore risultante è rettificato con i fattori di correzione di cui all'allegato VII.



I fattori di correzione di cui all'allegato VI non si applicano alla tecnologia di cogenerazione con celle a combustibile.

I fattori di correzione di cui all'allegato VII non si applicano ai combustibili a base di legno e al biogas.

Se l'unità di cogenerazione utilizza più combustibili, i valori di rendimento di riferimento per la produzione separata sono pari alla media ponderale dei rendimenti di riferimento di cui agli allegati IV e V relativi ai singoli combustibili, calcolata assumendo come peso, per ciascun combustibile, il relativo contenuto energetico.

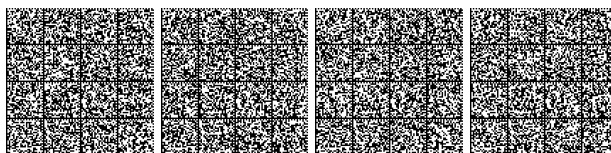


ALLEGATO IV

Valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica

I valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica sono riportati nella tabella seguente. Tali valori, espressi in per cento, sono basati sul potere calorifico inferiore e sulle condizioni ISO standard (temperatura ambientale di 15° C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60%).

	Anno di costruzione:	1996 e precedenti	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2011
Solido	Tipo di combustibile:											
	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
	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
	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
	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
	Biomasse di origine agricola	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Scisti bituminosi	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	39,0
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile)	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2



	residuo), GPL											
	Biocarburanti	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Rifiuti biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	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
Cassoso	Gas naturale	50,0	50,4	50,8	51,1	51,4	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5
	Gas di raffineria/idrogeno	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biogas	36,7	37,5	38,3	39,0	39,6	40,1	40,6	41,0	41,4	41,7	42,0
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

1. I valori di rendimento di riferimento di cui al presente allegato si applicano per una durata di 10 anni a partire dall'anno di costruzione dell'unità di cogenerazione.
2. A partire dall'undicesimo anno successivo all'anno di costruzione dell'unità di cogenerazione, si applicano, anno per anno, i valori di rendimento di riferimento relativi alle unità di cogenerazione di 10 anni di età.
3. L'anno di costruzione di un'unità di cogenerazione è l'anno solare nel corso del quale è iniziata la produzione di energia elettrica.
4. Se un'unità di cogenerazione esistente è oggetto di un ammodernamento il cui costo di investimento supera il 50% del costo di investimento di una nuova unità di cogenerazione analoga, l'anno solare nel corso del quale è iniziata la produzione di energia elettrica dell'unità di cogenerazione ammodernata è considerato come l'anno di costruzione ai fini di quanto esposto nel presente allegato.

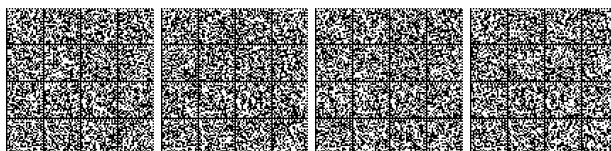


ALLEGATO V

Valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore

I valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore sono riportati nella tabella seguente. Tali valori, espressi in per cento, sono basati sul potere calorifico inferiore e sulle condizioni ISO standard (temperatura ambientale di 15°C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60 %).

	Tipo di combustibile:	Vapore /acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (1)
Solido	Carbone fossile/coke	88	80
	Lignite/mattonelle di lignite	86	78
	Torba/mattonelle di torba	86	78
	Combustibili a base di legno	86	78
	Biomasse di origine agricola	80	72
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	80	72
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	80	72
	Scisti bituminosi	86	78
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	89	81
	Biocarburanti	89	81
	Rifiuti biodegradabili	80	72



	Rifiuti non rinnovabili	80	72
Gassoso	Gas naturale	90	82
	Gas di raffineria/idrogeno	89	81
	Biogas	70	62
	Gas di cokeria, gas di altoforno + altri rifiuti gassosi	80	72
(1) Devono essere utilizzati i valori che si applicano al calore diretto se la temperatura è pari o superiore a 250° C.			



ALLEGATO VI

Fattori di correzione legati alle condizioni climatiche medie per l'applicazione dei valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica

I valori di rendimento di riferimento di cui all'Allegato II, riferiti alla temperatura ambiente di 15°C, di cui all' allegato IV, devono essere corretti in funzione della temperatura media annuale della zona climatica in cui è installata l'unità di cogenerazione, secondo quanto descritto nella tabella seguente.

Zona climatica	Temperatura media (°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

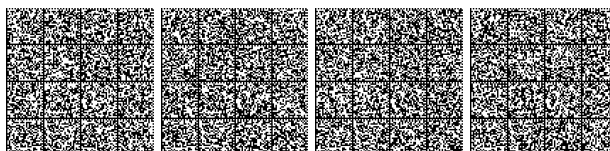
Esempio:

Una unità di cogenerazione costruita nel 2009, alimentata con gas naturale, è installata in Sicilia.

Come stabilito nell'allegato IV, il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica, al quale applicare la correzione, è 52,5 %.

Il valore di rendimento di riferimento corretto per tener conto della zona climatica di installazione (zona B) è invece:

$$52,5 - 0,104 = 52,396 \%$$



ALLEGATO VII

Fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete

Tensione di collegamento alla rete elettrica	Per l'energia elettrica esportata verso la rete	Per l'energia elettrica consumata in loco
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Esempio:

Una unità di cogenerazione da 100 kW elettrici a motore alternativo funzionante a gas naturale è connessa con una rete elettrica alla tensione di 380 V. L'85 % dell'energia elettrica prodotta è destinata all'autoconsumo e il 15 % della produzione è ceduto alla rete pubblica. La unità di cogenerazione è stata costruita nel 1999. La temperatura ambiente annuale è di 15°C (di conseguenza non è necessaria alcuna correzione climatica).



In base all'Allegato IV, il valore di rendimento di riferimento relativo al 1999 per il gas naturale è pari al 51,1 %. Dopo la correzione per tenere conto della perdite sulla rete, il valore di rendimento di riferimento per la unità di cogenerazione (sulla base della media ponderata dei fattori contenuti nel presente allegato) è dato da:

$$\text{Ref En} = 51,1 \% * (0,860 * 0,85 + 0,925 * 0,15) = 44,4 \%$$

11A12046

DECRETO 5 settembre 2011.

Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento.

IL MINISTRO
DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Visto il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ed in particolare:

l'art. 2, comma 8, che definisce cogenerazione la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un risparmio di energia rispetto alle produzioni separate;

l'art. 3, comma 3, che istituisce nell'ambito della regolazione del settore elettrico l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta, oltre che da fonti energetiche rinnovabili, mediante cogenerazione;

l'art. 11, commi 2 e 4, che riconosce all'energia elettrica da cogenerazione l'esenzione dall'obbligo di cui al medesimo art. 11, comma 1 e la precedenza sulla rete di trasmissione nazionale;

Vista la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 19 marzo 2002, n. 42 e successive modifiche ed integrazioni, che definisce le condizioni per il riconoscimento della produzione di energia elettrica e calore ai sensi del predetto art. 2, comma 8 del decreto legislativo 79/1999 (di seguito: delibera 42/2002)

Vista la Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE;

Vista la direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio;

Visto il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 recante «Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE» (di seguito: decreto legislativo 20/2007), ed in particolare:

l'art. 3 che, avvalendosi della facoltà riconosciuta agli Stati membri di utilizzare metodi alternativi nella definizione della Cogenerazione ad Alto Rendimento (di seguito anche: CAR), stabilisce che fino al 31 dicembre 2010 sia considerata tale quella rispondente alle condizioni e ai criteri definiti all'art. 2, comma 8, del decreto legislativo 79/99, definiti con la predetta delibera 42/02 e successive modifiche ed integrazioni;

l'art. 4 che riconosce al produttore che lo richiede il diritto al rilascio della garanzia di origine di elettricità da CAR designando il Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A quale soggetto incaricato di rilasciarla;

l'art. 6, comma 1 secondo periodo, che riconosce alla CAR l'accesso al sistema dei certificati bianchi, ovvero ai benefici derivanti dall'applicazione dei provvedimenti attuativi delle disposizioni legislative in materia di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, nel settore dell'energia elettrica e del gas;

l'art. 6, comma 2, che riconosce l'accesso ai benefici di cui al comma 1 anche alla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento;

l'art. 14, come modificato dall'art. 38, comma 12, della legge 23 luglio 2009, n.99, che riconosce i diritti acquisiti dai soggetti titolari di impianti realizzati o in fase di realizzazione in attuazione dell'art. 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n.239 come vigente al 31 dicembre 2006, stabilendone i requisiti;

