

Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR

Edizione n.1

Marzo 2012



INDICE GENERALE

1	Premessa	- 7 -
2	Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)	- 8 -
2.1	Principi generali della cogenerazione	- 8 -
	Box: Esempio 1 - Cogenerazione: Risparmio di Energia Primaria rispetto alla produzione separata	- 9 -
2.2	I benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR.....	- 12 -
3	Quadro Normativo di Riferimento	- 12 -
3.1	La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE.....	- 12 -
3.2	Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20.....	- 13 -
3.3	Legge 23 luglio 2009 , n. 99	- 13 -
3.4	Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28.....	- 13 -
3.5	Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011.....	- 14 -
3.5.1	<i>Calcolo della quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa</i>	- 14 -
3.5.2	<i>Definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento</i>	- 15 -
3.6	Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011	- 15 -
3.7	Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)	- 16 -
4	Ruolo del GSE	- 17 -
5	Riconoscimento del funzionamento CAR e modalità di accesso al regime di sostegno	- 18 -
5.1	Requisiti per la richiesta di riconoscimento del funzionamento CAR	- 18 -
	Box: Esempio 2 – Capacità di generazione dell'unità	- 19 -
5.2	Requisiti per la richiesta di accesso al regime di sostegno mediante Certificati Bianchi (CB)	- 19 -
5.2.1	<i>Cumulabilità degli incentivi</i>	- 21 -
	Box: Esempio 3 – Modalità di conguaglio tra i CB previsti dal DM 5 settembre 2011 e dal DM 20 luglio 2004.....	- 22 -
5.3	Modalità di incentivazione.....	- 22 -
5.4	Modalità di presentazione della richiesta al GSE per il riconoscimento del funzionamento CAR e per l'accesso al regime di sostegno.....	- 24 -
5.4.1	<i>Richiesta di riconoscimento CAR ("Richiesta CAR")</i>	- 26 -
5.4.2	<i>Richiesta di accesso al regime di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011 ("Richiesta CB" e "Richiesta CB 2008-2010")</i>	- 27 -

6	Calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e del numero di Certificati Bianchi – Classificazione preliminare delle tecnologie di cogenerazione.....	- 28 -
7	Procedimento per il calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e del numero di Certificati Bianchi – tecnologie di cogenerazione per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β	- 29 -
7.1	Quadro sintetico.....	- 29 -
7.2	Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione.....	- 31 -
7.2.1	<i>Aspetti generali.....</i>	- 31 -
7.2.2	<i>Determinazione dell'Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione</i>	- 32 -
7.2.3	<i>Determinazione dell'Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione</i>	- 34 -
7.2.4	<i>Determinazione del Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione</i>	- 35 -
7.3	Calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione	- 39 -
7.4	Dimensionamento dell'unità virtuale (calcolo di E_{CHP} , F_{CHP})	- 41 -
7.4.1	<i>Aspetti generali.....</i>	- 41 -
7.4.2	<i>Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{\text{nonchp},E}$)</i>	- 42 -
7.4.3	<i>Rapporto energia/calore effettivo (C_{eff}).....</i>	- 43 -
7.4.4	<i>Considerazioni finali.....</i>	- 43 -
7.5	Calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e verifica del riconoscimento CAR.....	- 45 -
	Box: Esempio 4 – Calcolo di $\text{RefH}\eta_{\text{unità}}$ in caso di unità alimentate con più combustibili, con diverse modalità di utilizzo del calore utile prodotto.....	- 47 -
7.6	Calcolo del numero di Certificati Bianchi (CB)	- 48 -
7.7	Postcombustione	- 49 -
7.8	Strumenti di misura.....	- 50 -
8	Procedimento per il calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e del numero di Certificati Bianchi – tecnologie di cogenerazione per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β	- 51 -
8.1	Quadro sintetico.....	- 51 -
8.2	Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione.....	- 53 -
8.2.1	<i>Aspetti generali.....</i>	- 53 -
8.2.2	<i>Determinazione dell'Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione</i>	- 54 -
8.2.3	<i>Determinazione dell'Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione</i>	- 56 -
8.2.4	<i>Determinazione del Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione</i>	- 57 -

8.3	Calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione	- 62 -
8.4	Dimensionamento dell'Unità Virtuale (calcolo di E_{CHP} , F_{CHP})	- 64 -
8.4.1	<i>Aspetti generali</i>	- 64 -
8.4.2	<i>Il coefficiente β</i>	- 65 -
8.4.3	<i>Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{nonchp,E}$)</i>	- 69 -
8.4.4	<i>Rapporto energia/calore effettivo (C_{eff})</i>	- 69 -
8.4.5	<i>Considerazioni finali</i>	- 71 -
8.5	Calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e verifica del riconoscimento CAR.....	- 73 -
	Box: Esempio 5 – Calcolo di $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ in caso di unità alimentate con più combustibili e con diverse modalità di utilizzo del calore utile prodotto.....	- 75 -
8.6	Calcolo del numero di Certificati Bianchi (C.B.)	- 76 -
8.7	Postcombustione	- 77 -
8.8	Strumenti di misura	- 78 -
9	Contatti e informazioni	- 79 -
10	Riferimenti normativi	- 80 -
11	Glossario	- 85 -

Indice delle tabelle

Tabella 1 – Modalità di incentivazione ai sensi del DM 5 settembre 2011	- 22 -
Tabella 2 – Possibili tipologie di richieste	- 24 -
Tabella 3 – Elenco Allegati.....	- 25 -
Tabella 4 – Quadro sintetico della documentazione per le differenti tipologie di richieste.....	- 26 -
Tabella 5 – Esigenza di calcolo del coefficiente β per ciascuna tecnologia di cogenerazione	- 28 -
Tabella 6 – Analisi di possibili tipologie di energia di alimentazione consumate dall'impianto	- 33 -
Tabella 7 - Analisi di possibili modalità di produzione di energia elettrica/meccanica da parte dell'impianto.....	- 35 -
Tabella 8 – Analisi di possibili modalità di produzione dell'energia termica da parte dell'impianto.....	- 37 -
Tabella 9 - Analisi di possibili modalità di utilizzo dell'energia termica prodotta dall'impianto	- 38 -
Tabella 10 – Formule di calcolo per il dimensionamento dell'unità virtuale per unità per per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β	- 41 -
Tabella 11 – Parametri di input per il calcolo di $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ in caso di unità alimentate con più combustibili, con diverse modalità di utilizzo del calore utile prodotto.....	- 47 -
Tabella 12 - Analisi di possibili tipologie di energia di alimentazione consumate dall'impianto	- 55 -
Tabella 13 - Analisi di possibili modalità di produzione di energia elettrica/meccanica da parte dell'impianto.....	- 57 -
Tabella 14 – Analisi di possibili modalità di produzione dell'energia termica da parte dell'impianto.....	- 60 -
Tabella 15 – Analisi di possibili modalità di utilizzo dell'energia termica prodotta dall'impianto.....	- 61 -
Tabella 16 - Formule di calcolo per il dimensionamento dell'unità virtuale per unità per per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β	- 64 -
Tabella 17 - Analisi di possibili tipologie di energia di alimentazione consumate dall'impianto	- 67 -
Tabella 18 – Modalità di calcolo dei parametri di input funzionali al calcolo del coefficiente β	- 68 -
Tabella 19 - Parametri di input per il calcolo di $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ in caso di unità alimentate con più combustibili, con diverse modalità di utilizzo del calore utile prodotto.....	- 75 -

Indice delle figure

Figura 1 - Cogenerazione: Risparmio di Energia Primaria rispetto alla produzione separata	- 9 -
Figura 2 – Trigenerazione	- 11 -
Figura 3 – Indice elettrico.....	- 11 -
Figura 4 – Diagramma di sintesi della procedura di calcolo del PES per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β	- 30 -
Figura 5 – Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione	- 31 -
Figura 6 – Energia di alimentazione consumata dall'impianto e dall'unità di cogenerazione	- 32 -
Figura 7 – Energia elettrica/meccanica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione	- 34 -
Figura 8 - Energia termica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione	- 36 -
Figura 9 – Componenti del calore totale prodotto dall'impianto	- 37 -
Figura 10 – Confini dell'unità di cogenerazione nel caso di $\eta_{\text{globale,unit\grave{a}}} \geq \eta_{\text{globale,soglia}}$	- 40 -
Figura 11 - Confini dell'unità di cogenerazione nel caso di $\eta_{\text{globale,unit\grave{a}}} < \eta_{\text{globale,soglia}}$	- 40 -
Figura 12 – Calcolo del rendimento elettrico in assetto non cogenerativo per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β	- 42 -
Figura 13 - Calcolo del rapporto energia/calore effettivo per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β	- 43 -
Figura 14 - Componenti dell'Energia totale di alimentazione dell'impianto	- 44 -
Figura 15 - Componenti dell'Energia elettrica/meccanica totale prodotta dall'impianto.....	- 45 -
Figura 16 - Diagramma di sintesi della procedura di calcolo del PES per unità per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β	- 52 -
Figura 17 – Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione.....	- 53 -
Figura 18 - Energia di alimentazione consumata dall'impianto e dall'unità di cogenerazione	- 54 -
Figura 19 - Energia elettrica/meccanica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione	- 56 -
Figura 20 - Energia termica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione	- 59 -
Figura 21 - Componenti del calore totale prodotto dall'impianto	- 59 -
Figura 22 - Confini dell'unità di cogenerazione nel caso di $\eta_{\text{globale,unit\grave{a}}} \geq \eta_{\text{globale,soglia}}$	- 63 -
Figura 23 - Confini dell'unità di cogenerazione nel caso di $\eta_{\text{globale,unit\grave{a}}} < \eta_{\text{globale,soglia}}$	- 63 -
Figura 24 – Parametri di input per il calcolo del coefficiente β (impianti di cogenerazione a vapore con utilizzo diretto del vapore).....	- 67 -
Figura 25 - Calcolo del rendimento elettrico in assetto non cogenerativo per unità per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β	- 69 -
Figura 26 - Calcolo del rapporto energia/calore effettivo per unità per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β	- 70 -
Figura 27 - Componenti dell'Energia totale di alimentazione dell'impianto	- 72 -
Figura 28 - Componenti dell'Energia elettrica/meccanica totale prodotta dall'impianto.....	- 72 -

1 Premessa

“Il risparmio energetico rappresenta senza dubbio il mezzo più rapido, efficace ed efficiente in termini di costo per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra e per migliorare la qualità dell’aria, in particolare nelle regioni densamente popolate”. [Green Paper on Energy Efficiency. “Doing more with less” Unione Europea COM(2005)265].

Tale affermazione evidenzia quanto il risparmio energetico sia uno degli strumenti di più rapido impatto nella lotta su larga scala all’inquinamento. Non solo, esso può costituire certamente un valido contributo al contenimento dei prezzi dell’energia e alla riduzione della dipendenza energetica italiana dall’estero. Nell’ottica del risparmio energetico si muove la cogenerazione. Quest’ultima è, allo stato attuale, una delle modalità di produzione dei vettori energetici per usi finali più efficiente; permette, infatti, di produrre contemporaneamente energia elettrica e calore sfruttando in maniera ottimale l’energia primaria contenuta nel combustibile.

In virtù di questa peculiarità, il Parlamento Europeo ha riconosciuto l’importanza della cogenerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto e ha incluso tra le proprie priorità la definizione di normative volte a favorire la diffusione progressiva di un’efficace produzione combinata di energia elettrica e calore. In questo contesto si inserisce il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20 che recepisce la direttiva comunitaria 2004/8/CE in materia di promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia. Tale decreto, integrato dal DM 4 agosto 2011, definisce, inoltre, le grandezze e le caratteristiche da rispettare affinché la produzione simultanea di energia termica ed elettrica possa essere definita Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). Il DM 5 settembre 2011 istituisce il nuovo regime di sostegno per la CAR prevedendo che i benefici debbano essere riconosciuti sulla base del risparmio dell’energia primaria ottenuto, allineando in questo modo, l’Italia ai principali Stati membri dell’Unione Europea.

La presente Guida ha lo scopo di fornire un quadro generale sulla Cogenerazione ad Alto Rendimento. Si riportano i principi generali della cogenerazione e i principali riferimenti normativi, evidenziando sia le norme atte a definire la CAR sia la norma che ne istituisce i benefici. Si descrive il ruolo svolto dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE in tale ambito e le modalità di presentazione della richiesta di riconoscimento di funzionamento CAR e/o di accesso al regime di sostegno. Inoltre, sono analizzati gli aspetti principali dell’impianto e dell’unità di cogenerazione (dalla definizione di “unità”, agli strumenti di misura, ai componenti significativi degli impianti) e descritti, in modo esplicativo, tutti i parametri necessari all’individuazione delle grandezze e delle caratteristiche principali della CAR con particolare riferimento a quanto riportato nelle “Linee guida per l’applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)”. In particolare, nel presente documento viene evidenziato come il calcolo delle grandezze funzionali alla quantificazione del Risparmio di Energia Primaria (PES) risulti più complesso nel caso di presenza di turbine a condensazione con estrazione di vapore, con l’esigenza di utilizzare un ulteriore coefficiente (β), introdotto nelle Linee guida.

A tal proposito il capitolo 8 è dedicato specificatamente all’analisi della procedura di calcolo del PES e del numero di Certificati Bianchi nel caso di unità di cogenerazione in cui sia presente una turbina a condensazione con estrazione di vapore. In alternativa, per tutte le altre tipologie di unità, l’Operatore può utilizzare il capitolo 7.

I contenuti della Guida hanno carattere informativo e non sostituiscono in alcun modo le norme e le delibere vigenti.

2 Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)

2.1 Principi generali della cogenerazione

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica (calore) ottenute in appositi impianti utilizzando la stessa energia primaria.

Per produrre la sola energia elettrica si utilizzano generalmente centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura. Per produrre la sola energia termica si usano tradizionalmente delle caldaie che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico.

Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti, cedendo il calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche. Da questo punto di vista la cogenerazione può dare un risparmio energetico che però non è scontato: si tratta allora di valutare quando è davvero vantaggiosa e rispetto a quale alternativa. L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile: a ciò consegue un minor consumo di combustibile e di conseguenza un minor impatto ambientale.

Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata, se efficace, comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni sia al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minore inquinamento atmosferico e minore inquinamento termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti (caldaie, sia per usi civili sia industriali, caratterizzate da più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).

Box: Esempio 1 - Cogenerazione: Risparmio di Energia Primaria rispetto alla produzione separata

Per chiarire il significato di risparmio energetico connesso ad un impianto cogenerativo rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia utile, si illustra l'esempio riportato nella figura 1. Supponendo che un impianto cogenerativo, per produrre 35 unità di energia elettrica e 50 unità di calore utile, consumi 100 unità di combustibile, il rendimento termodinamico complessivo di conversione, inteso come rapporto tra l'energia utile prodotta (35 + 50) e l'energia primaria del combustibile utilizzato (100), risulta dell'85%. Se si considera invece il caso di produzione separata, supponendo di produrre 35 unità di energia elettrica con una centrale termoelettrica avente un rendimento elettrico del 43% e 50 unità di calore utile con una caldaia avente un rendimento termico pari all' 83%, si avrebbe un consumo di combustibile pari a $(35/0,43 + 50/0,83) = 140$ unità di combustibile. Nel caso di produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, risulterebbe quindi un consumo di 140 unità di combustibile anziché le 100 richieste dall'impianto di cogenerazione. Il risparmio di energia primaria conseguibile con la cogenerazione è dunque pari al 28%

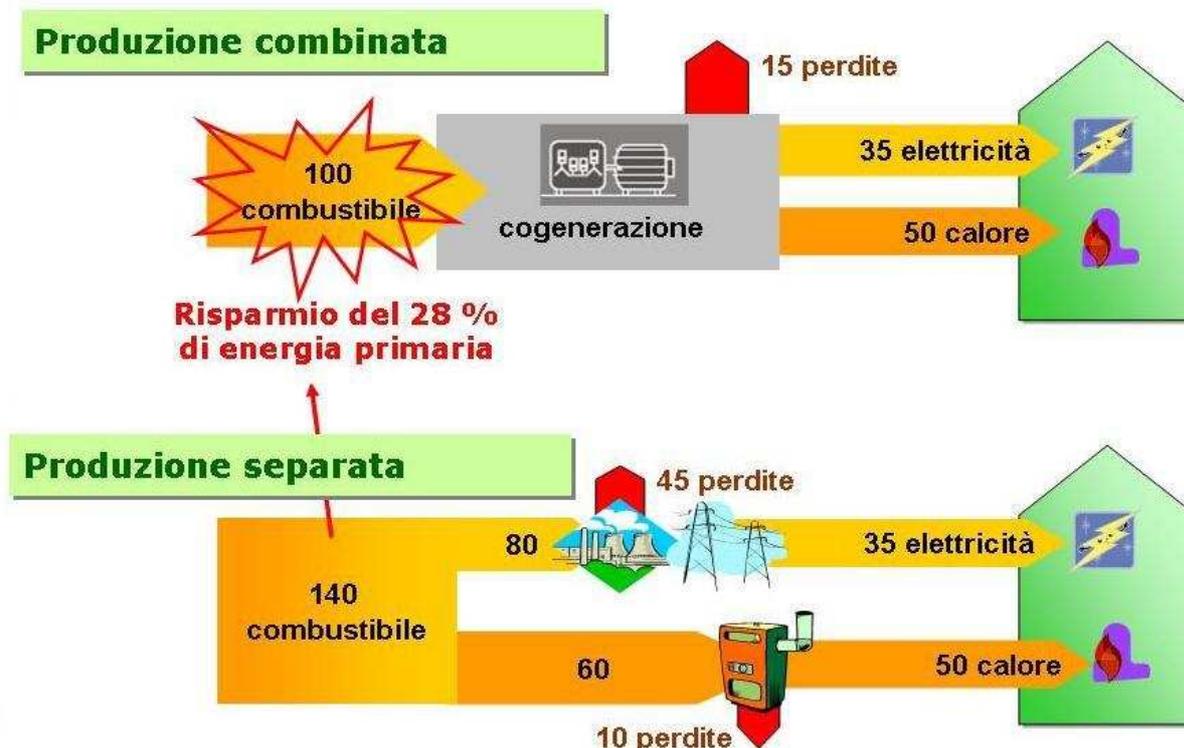


Figura 1 - Cogenerazione: Risparmio di Energia Primaria rispetto alla produzione separata

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, sia in ambito civile. Il calore viene utilizzato nella forma di vapore o di acqua calda/surriscaldata o nella forma di aria calda, per usi di processo industriali o in ambito civile per riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché il raffreddamento tramite sistemi

ad assorbimento. L'energia elettrica, che può contare su un'estesa rete di distribuzione, viene autoconsumata oppure immessa in rete. Le utenze privilegiate per la cogenerazione sono quelle caratterizzate da una domanda piuttosto costante nel tempo di energia termica e di energia elettrica, come ospedali e case di cura, piscine e centri sportivi, centri commerciali oltre che industrie alimentari, cartiere, industrie legate alla raffinazione del petrolio ed industrie chimiche.

Nel caso di impieghi di tipo civile, tra cui il riscaldamento di ambienti o il teleriscaldamento urbano, il calore viene generalmente prodotto a temperatura relativamente bassa e il fluido termovettore è prevalentemente acqua. Nel caso di impieghi industriali, il calore viene generalmente prodotto a temperatura e pressione più elevata. Non mancano situazioni miste, in cui si ha produzione di calore a vari livelli di temperatura e pressione. In tali casi, di solito, vi è un unico luogo di utilizzo (ad esempio, uno stabilimento industriale), dove il calore pregiato viene destinato alle lavorazioni, mentre quello a più bassa temperatura viene destinato al riscaldamento degli ambienti produttivi.

In alcuni settori industriali la produzione combinata di energia elettrica e calore costituisce già un'opzione produttiva ampiamente consolidata che potrà assumere un peso ancor più rilevante in termini di apporti alla domanda elettrica nazionale e di risparmio energetico.

Pertanto, la cogenerazione è pratica molto diffusa nel settore industriale, ma lo è assai meno nel settore residenziale e terziario dov'è ostacolata, oltre che dalla forte variabilità dei carichi, dalle oggettive difficoltà e dagli elevati costi nel realizzare reti di distribuzione del calore sufficientemente estese per gestire le elevate potenze tipiche, per esempio, dei cicli combinati. Per ovviare a questo inconveniente, potrebbe risultare utile passare da un'ottica di "generazione *centralizzata*" (grandi impianti e costose reti di distribuzione) alla "generazione *distribuita*" (piccole macchine localizzate presso l'utenza, piccola cogenerazione e micro cogenerazione).

Oggi si parla sempre più spesso anche di **trigenerazione**. Un sistema di trigenerazione, così come illustrato nella figura 2, è un sistema energetico costituito da un impianto di cogenerazione la cui energia termica utile viene impiegata, in tutto o in parte, per produrre, mediante frigoriferi ad assorbimento, acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali. Lo sfruttamento del calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione anche per il raffrescamento permette di massimizzare lo sfruttamento dell'energia termica, rendendo conveniente un impiego dell'impianto per un numero maggiore di ore all'anno.

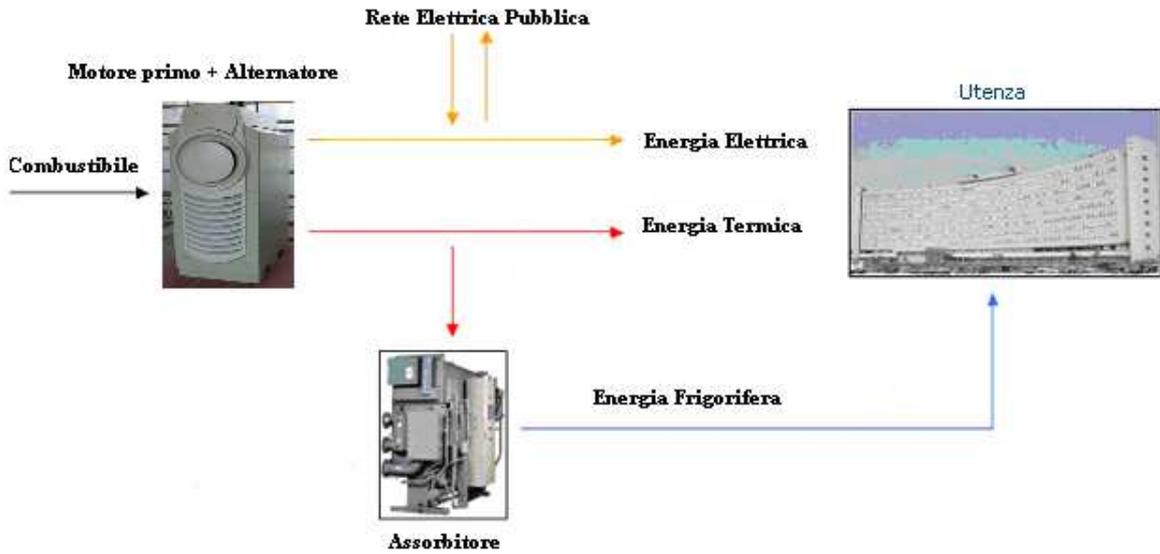


Figura 2 – Trigenerazione

Diverse sono le tecnologie (motori primi) utilizzati in ambito cogenerativo, ma i più diffusi sono certamente i motori a combustione interna e le microturbine per quanto riguarda principalmente l'ambito civile, le turbine a vapore, i turbogas e i cicli combinati per quanto riguarda, invece, l'ambito industriale. Oltre all'ambito di applicazione, caratteristiche di impiego di tali motori primi sono la taglia (potenza elettrica) e l'indice elettrico (rapporto tra energia elettrica e calore).

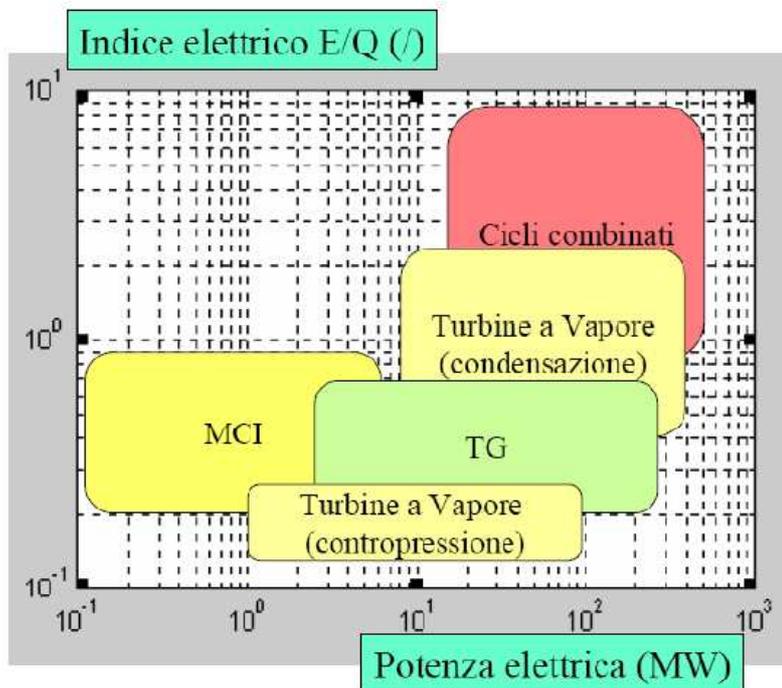


Figura 3 – Indice elettrico

2.2 I benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR

Con il DM 5 settembre 2011, come già descritto, viene introdotto, attraverso il riconoscimento dei CB, il regime di sostegno per la Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Gli ulteriori benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR sono:

- ✓ **l'esonero dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi** previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11, commi 1, 2 e 3 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79);
- ✓ **la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da unità prevalentemente CAR** rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79);
- ✓ **le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano** utilizzato per la cogenerazione (Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 aggiornato dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26);
- ✓ **la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto** dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW (deliberazione 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP) e s.m.i.);
- ✓ **la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica**, come definite dall'Autorità con la deliberazione del 23 luglio 2008 - ARG/elt 99/08 “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)” e s.m.i..

3 Quadro Normativo di Riferimento

3.1 La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE

La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 2004/8/CE si prefigge l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento dei combustibili creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta Cogenerazione ad Alto Rendimento, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. Pertanto è fondamentale, prima di tutto, individuare cosa si intende per calore utile, essendo la direttiva basata su tale concetto. “Calore utile”, secondo la direttiva medesima, è il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di calore, che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia termica diversi dalla cogenerazione.

La direttiva 2004/8/CE intende altresì armonizzare, a livello europeo, la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione. Per raggiungere i suddetti obiettivi, vengono introdotti due strumenti che nel seguito saranno esaminati:

- la definizione di energia elettrica “qualificabile come cogenerativa” (la cosiddetta elettricità da cogenerazione introdotta dalla direttiva), a partire dalla domanda di calore utile;
- la definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

3.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20

Il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 attua la direttiva 2004/8/CE prevedendo che, fino al 31 dicembre 2010, la condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento corrisponda a quanto definito all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con la Deliberazione n. 42/02.

A decorrere dal 1° gennaio 2011, la Cogenerazione ad Alto Rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 come integrato dal DM 4 agosto 2011.

Il D.Lgs. 20/07, per definire la CAR, utilizza un criterio basato sull'indice PES (Primary Energy Saving) che rappresenta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica.

Con il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 è introdotto anche il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in CAR (GOc).

La GOc è la certificazione rilasciata all'energia elettrica prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento, utilizzabile dai produttori al fine di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento.

3.3 Legge 23 luglio 2009 , n. 99

La legge 99 del 23 luglio 2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" all'art. 30, comma 11 prevede i benefici economici, per un periodo non inferiore a 10 anni, a impianti riconosciuti CAR.

Il regime di sostegno previsto per la CAR di cui al secondo periodo del comma 1 dell'articolo 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 è riconosciuto per un periodo non inferiore a dieci anni, limitatamente alla nuova potenza entrata in esercizio dopo la data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, a seguito di nuova costruzione o rifacimento. Il medesimo regime di sostegno è riconosciuto sulla base del risparmio di energia primaria, anche con riguardo all'energia autoconsumata sul sito di produzione, assicurando che il valore economico dello stesso regime di sostegno sia in linea con quello riconosciuto nei principali Stati membri dell'Unione Europea al fine di perseguire l'obiettivo dell'armonizzazione ed evitare distorsioni della concorrenza.

3.4 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28

Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96 definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Detta, inoltre, le norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili e fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi.

Al comma 4 dell'art. 29 "Certificati Bianchi", inoltre, viene previsto un regime di sostegno per gli impianti cogenerativi entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima della data di entrata in vigore del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 qualora non accedano ai Certificati Verdi né agli incentivi definiti in attuazione dell'articolo 30, comma 11, della Legge 23 luglio 2009, n. 99. Tali impianti, se riconosciuti cogenerativi ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, hanno diritto ad un incentivo pari al 30% di quello definito ai sensi della medesima legge per un periodo di cinque anni a decorrere dall'entrata in vigore del DM 5 settembre 2011 (gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007, possono accedere al meccanismo di incentivazione a partire dalla produzione dell'anno 2012).

3.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011

Il decreto ministeriale del 4 agosto 2011 stabilisce i nuovi criteri per il riconoscimento della condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

Il decreto completa il recepimento della direttiva 2004/8/CE e s.m.i., iniziato con il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 e in particolare ne integra e sostituisce gli allegati.

Il decreto esplicita le metodologie e i criteri da utilizzare per la valutazione del funzionamento di una unità come CAR.

3.5.1 Calcolo della quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa

La direttiva 2004/8/CE muove dalla volontà di promuovere lo sviluppo della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile, riconoscendo pertanto che la finalità della cogenerazione è quella di utilizzare l'energia primaria del combustibile in modo ottimale producendo congiuntamente energia elettrica, sfruttando i livelli termici più alti, ed energia termica, sfruttando il calore residuo a più bassa temperatura in modo da soddisfare le vincolanti esigenze termiche.

Il DM 4 agosto 2011 recepisce tutte le precisazioni della direttiva 2004/8/CE così come di seguito riportato:

- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari al 75%;
- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a condensazione con estrazione di vapore è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari all'80%.

Se tali unità di produzione combinata di energia elettrica e calore presentano rendimenti di primo principio inferiori alle soglie rispettivamente del 75% e dell'80%, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come non cogenerativa. La prima frazione si ottiene moltiplicando il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione per il rapporto C definito dal decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20; cioè la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa è la quota parte di energia elettrica che sarebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse con un rendimento di primo principio pari al valore di soglia caratteristico per ciascuna tecnologia. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa

e così calcolata è da utilizzarsi anche per armonizzare i dati statistici a livello europeo. Discorso analogo è da riproporre anche per quanto concerne l'energia associata al combustibile in ingresso all'unità. Infatti, anche tale energia deve essere suddivisa in due aliquote qualora il rendimento globale dell'impianto non raggiunga le soglie stabilite e sopra riportate.

3.5.2 Definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento

Per definire la Cogenerazione ad Alto Rendimento, come detto, è necessario utilizzare il criterio basato sull'indice PES. In particolare, la CAR è:

- la produzione combinata di energia elettrica e calore che fornisce un risparmio di energia primaria, pari almeno al 10%, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore;
- la produzione combinata di energia elettrica e calore mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione (cioè di potenza rispettivamente inferiore a 1 MW e inferiore a 50 kW) che forniscono un risparmio di energia primaria.

Il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica deve essere calcolato con riferimento all'intera produzione di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato durante l'intero anno di rendicontazione o con riferimento alle sole quantità di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato qualificabili come cogenerative, come sopra definite.

3.6 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011

In applicazione dell'art. 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto ministeriale 5 settembre 2011 che stabilisce le condizioni e le procedure per l'accesso della cogenerazione al regime di sostegno. In ottemperanza a quanto stabilito da tale decreto le unità di cogenerazione, a seguito di "nuova costruzione" o di "rifacimento", hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, all'emissione dei Titoli di Efficienza Energetica (o Certificati Bianchi) di tipologia II, in numero proporzionale al risparmio energetico conseguito, se positivo, secondo quote progressive di potenza. Il numero dei Certificati Bianchi ai quali un produttore ha diritto anno per anno è calcolato sulla base di quanto previsto all'art. 4 del DM 5 settembre 2011.

Tale decreto recepisce, inoltre, quanto stabilito dal D.Lgs. 28/2011 prevedendo, per gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007, se riconosciuti cogenerativi ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, il diritto al rilascio di Certificati Bianchi in numero pari al 30% di quello definito ai sensi della medesima legge per un periodo di cinque anni (si ricorda che gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007 possono accedere al meccanismo di incentivazione a partire dalla produzione dell'anno 2012).

Ai soli fini dell'accesso agli incentivi (CB), l'art. 3 del DM 5 settembre 2011 prevede che, limitatamente alle unità entrate in esercizio tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010, sia possibile applicare quanto previsto dalla Delibera AEEG 42/02 in luogo del DM 4 agosto 2011, qualora l'indice PES sia inferiore al valore limite.

I Certificati Bianchi possono essere utilizzati per assolvere l'obbligo di cui al DM 20 luglio 2004 oppure possono essere oggetto di scambio e contrattazione. In alternativa, l'operatore può richiedere il ritiro da parte del GSE dei Certificati Bianchi cui ha diritto. Il prezzo di ritiro è quello vigente al momento

dell'entrata in esercizio dell'unità e rimane costante per tutto il periodo di incentivazione. Solo per le unità entrate in esercizio prima del DM 5 settembre 2011, il prezzo di ritiro è quello vigente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto.

L'art. 11 comma 2 del DM 5 settembre 2011 prevede, inoltre, che il GSE, in proprio o su mandato del Ministero dello Sviluppo Economico, effettui ispezioni in sede locale per accertare la conformità dei dati trasmessi alla reale situazione, inviando copia dell'esito delle ispezioni al medesimo Ministero e all'operatore.

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

Le Linee guida, redatte dal Ministero dello Sviluppo Economico, hanno lo scopo di esemplificare i metodi di calcolo delle grandezze rilevanti ai fini del riconoscimento CAR e dell'accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi ai sensi del DM 5 settembre 2011.

Il documento è diviso in due parti. Nella prima parte, "Procedura per ottenere la qualifica di CAR e calcolo delle relative grandezze", vengono analizzati i criteri di calcolo delle grandezze che intervengono nella definizione di CAR ponendo l'accento sugli aspetti più complessi quali la determinazione dell'unità virtuale e dell'unità reale e il calcolo del coefficiente C_{eff} , differenziandolo in base alle varie tecnologie di cogenerazione. Sono riportati, inoltre, esempi di calcolo di differenti configurazioni impiantistiche al fine di chiarire le definizioni delle grandezze che concorrono al calcolo del PES e degli eventuali CB.

Nella seconda parte, "Individuazione dei parametri di un impianto di cogenerazione che concorrono nella definizione di CAR", viene affrontata la definizione puntuale delle possibili configurazioni di unità, l'individuazione dei limiti di batteria e, di conseguenza, la scelta dei parametri da assumere per procedere nel calcolo delle grandezze.

A corredo sono riportate quattro Appendici che approfondiscono vari aspetti affrontati nelle Linee guida e nei decreti, dal coefficiente β necessario al calcolo dell'energia elettrica cogenerativa dell'unità virtuale in caso di turbine a condensazione con estrazione di vapore, alla strumentazione di misura necessaria.

4 Ruolo del GSE

Nell'ambito della cogenerazione gli operatori possono fare richiesta al Gestore dei Servizi Energetici per il riconoscimento del funzionamento in CAR. Il GSE, inoltre, determina il numero di Certificati Bianchi cui hanno diritto le unità riconosciute CAR, ovvero descritte nell'art. 3 comma 1, 2 e 3 del DM 5 settembre 2011. Qualora il produttore ne faccia richiesta, il GSE procede al ritiro dei Certificati Bianchi a un prezzo pari a quello vigente alla data di entrata in esercizio dell'unità (o alla data di entrata in vigore del DM 5 settembre 2011 nel caso di unità già in esercizio).

Ricevute le richieste secondo le procedure e le tempistiche indicate dal GSE, le stesse vengono valutate dalle diverse Direzioni coinvolte nel processo. La valutazione, svolta in ambito sia tecnico sia commerciale, termina con la comunicazione dell'esito all'operatore interessato.

Secondo quanto previsto all'art. 11, comma 2 del DM 5 settembre 2011 il GSE, in proprio o su mandato del Ministero dello Sviluppo Economico, effettua ispezioni in sede locale per accertare la conformità dei dati trasmessi alla reale situazione. Copia dell'esito delle ispezioni è inviata al medesimo Ministero e all'operatore. In caso di accertate difformità tra quanto dichiarato e la situazione reale dell'unità di cogenerazione, ovvero di documenti non veritieri ovvero di dichiarazioni false e mendaci, il GSE annulla il beneficio economico per tutti gli anni sulle cui produzioni la difformità ha avuto effetti, con recupero delle somme eventualmente erogate o dei benefici concessi e trasmette all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas l'esito degli accertamenti effettuati per l'applicazione delle sanzioni di cui all'art. 2, comma 20, lettera c) della legge 14 novembre 1995, n.481.

Nel caso in cui il GSE dovesse accertare il ricorrere delle circostanze ostative alla percezione di incentivi di cui agli artt. 42 e 43 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, il GSE applicherà quanto previsto dal medesimo Decreto nei confronti della persona fisica o giuridica che ha presentato l'istanza nonché degli altri soggetti ivi indicati.

Nei casi in cui le difformità accertate in sede di verifiche derivino da carenze impiantistiche o di sistemi di misurazione che non permettano di definire con precisione le grandezze utili per la definizione dell'incentivo economico, l'operatore è tenuto ad intervenire apportando le modifiche ritenute necessarie dal GSE; in tali casi, ogni forma di incentivazione è sospesa, senza possibilità di recupero temporale, fino al completamento delle modifiche.

Entro il 31 ottobre di ogni anno il GSE trasmette al Ministero dello Sviluppo Economico e, per conoscenza, all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, un prospetto riepilogativo delle richieste di riconoscimento come cogenerazione pervenute relativamente alla produzione effettuata nell'anno solare precedente. Per ciascuna unità di cogenerazione tale prospetto riporta almeno le principali caratteristiche tecniche, i dati tecnici di funzionamento relativi all'anno solare precedente e l'esito dell'esame documentale svolto dal GSE.

Il GSE conduce a scadenza triennale un'indagine per accertare che il regime di sostegno vigente per la Cogenerazione ad Alto Rendimento si mantenga in linea con quello riconosciuto nei principali Stati membri dell'Unione Europea, anche nei riguardi del suo valore economico, riferendo al Ministero dello Sviluppo Economico sui risultati di tale accertamento.

5 Riconoscimento del funzionamento CAR e modalità di accesso al regime di sostegno

5.1 Requisiti per la richiesta di riconoscimento del funzionamento CAR

Per il **riconoscimento della condizione di Alto Rendimento (CAR)** delle unità di cogenerazione, è necessario fare riferimento ai criteri, validi a partire dal 1° gennaio 2011, indicati nell'**Allegato III del DM 4 agosto 2011**, che sostituisce l'allegato III del D.Lgs 8 febbraio 2007, n° 20.

In particolare, al punto 2, si definisce come la Cogenerazione ad Alto Rendimento risponda ai seguenti due requisiti:

1. per le unità con capacità di generazione di almeno 1 MW_e, permette di conseguire un risparmio di energia primaria, calcolato in conformità ai criteri espressi all'interno del DM 4 agosto 2011, pari almeno al 10%;
2. per le unità con capacità di generazione inferiore a 1 MW_e (piccola e micro-cogenerazione) permette di conseguire un risparmio di energia primaria, sempre calcolato in conformità al medesimo Decreto.

La condizione da soddisfare per riconoscere che una data unità funzioni in CAR consiste, quindi, nel raggiungimento di un risparmio di energia primaria (PES) superiore ad un valore minimo prestabilito, differenziato in funzione della classe di potenza dell'unità cogenerativa. Tale condizione viene di seguito espressa in formule:

- $PES \geq 0,1$ (10%) per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MW_e;
- $PES > 0$ per le unità di piccola e micro-cogenerazione.

Il parametro funzionale alla differente classificazione è la **capacità di generazione** o potenza dell'unità, definita nella lettera e) del paragrafo "Definizioni" delle "**Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)**" (di seguito "Linee Guida") come "*somma delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'unità. La potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva determinata moltiplicando la potenza apparente nominale per il fattore di potenza nominale, entrambi riportati sui dati di targa del generatore medesimo*".

Si definisce, quindi, "**unità di piccola cogenerazione**" l'unità di cogenerazione caratterizzata da una **capacità di generazione o potenza dell'unità minore di 1 MW_e**.

Si definisce inoltre "**unità di micro-cogenerazione**" l'unità di cogenerazione caratterizzata da una **capacità di generazione o potenza dell'unità minore di 50 kW_e**.

Box: Esempio 2 – Capacità di generazione dell'unità

Si consideri un'unità di cogenerazione costituita da un unico motore primo caratterizzato da una potenza elettrica nominale di 10 MW_e e accoppiato ad un generatore elettrico, caratterizzato da una potenza apparente nominale di 15 MVA e da un fattore di potenza nominale ($\cos \varphi$) pari a 0,8. La capacità di generazione o potenza dell'unità sarà pari a 12 MW_e, dati dal prodotto della potenza apparente nominale del generatore elettrico (15 MVA) e del fattore di potenza nominale del medesimo generatore (0,8).

L'unico soggetto che ha diritto a presentare le richieste di riconoscimento CAR e (eventualmente) di accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi per un'unità di cogenerazione è l'**operatore** così come definito all'art.2, comma 1, lettera e) del DM 5 settembre 2011, ovvero il "*soggetto giuridico che detiene la proprietà o che ha la disponibilità dell'unità di cogenerazione*".

Ai fini del riconoscimento CAR, l'operatore può presentare la richiesta alternativamente:

- **"a preventivo"**, qualora si tratti di un'unità di cogenerazione non ancora in esercizio ovvero di un'unità di cogenerazione entrata in esercizio nel medesimo anno solare in cui viene inoltrata la richiesta al GSE. La richiesta può essere inoltrata in qualunque periodo dell'anno;
- **"a consuntivo"**, qualora si tratti di un'unità di cogenerazione entrata in esercizio in anni precedenti all'anno solare di inoltro della richiesta. La richiesta, relativa alla produzione dell'anno solare precedente, può essere inoltrata nella finestra temporale tra il 1° gennaio e il 31 marzo di ciascun anno.

Rientra nella categoria delle richieste "a preventivo" anche la valutazione preliminare di cui all'art. 7 del DM 5 settembre 2011, volta ad accertare preventivamente se la configurazione impiantistica e la strumentazione di misura permettano di individuare le grandezze necessarie alla valutazione delle condizioni di Alto Rendimento. L'operatore non è obbligato a richiederla e può decidere di inviare la prima richiesta a consuntivo, entro il 31 marzo, quando l'unità è già in esercizio, allegando comunque, oltre a quanto previsto dall'art. 8 del medesimo decreto, anche tutta la documentazione prevista dall'art. 7.

5.2 Requisiti per la richiesta di accesso al regime di sostegno mediante Certificati Bianchi (CB)

Il **DM 5 settembre 2011** stabilisce le condizioni e le procedure per acquisire e usufruire del **diritto all'emissione dei Certificati Bianchi (CB)**.

Tali titoli, ascrivibili alla tipologia II così come definita dal DM 20 luglio 2004 e s.m.i., possono essere impiegati da parte dei soggetti obbligati per l'assolvimento della propria quota dell'obbligo di cui al medesimo decreto, ovvero essere oggetto di scambio e contrattazione tra gli operatori che li detengono e i soggetti obbligati stessi. In alternativa, l'operatore può richiedere il ritiro da parte del GSE dei Certificati Bianchi a cui ha diritto a un prezzo costante per tutto il periodo di incentivazione. I Certificati Bianchi ritirati dal GSE non possono essere oggetto di successive contrattazioni con i soggetti obbligati.

Ai sensi dell'art. 9, comma 2 del DM 5 settembre 2011 **il GSE ritira i Certificati Bianchi al prezzo** stabilito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in attuazione dell'art. 6, comma 1 del DM 21 dicembre 2007. In particolare il prezzo è quello vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione, oppure al momento dell'entrata in vigore del DM 5 settembre 2011, per unità già in esercizio a quella data. Come previsto dalla Delibera EEN 16/10 (come modificata dalla EEN 17/10) e dalla Delibera EEN 12/11, tale prezzo è fissato a **93,68 €/tep** per le unità di cogenerazione entrate in esercizio nell'anno **2011** (o in anni precedenti) e **86,98 €/tep** per le unità di cogenerazione entrate in esercizio nell'anno **2012**.

Non è possibile richiedere il ritiro di una quota parte dei Certificati Bianchi spettanti ad un'unità di cogenerazione per un determinato periodo di rendicontazione. Ogni anno, in fase di richiesta di accesso all'incentivo, l'operatore è tenuto a comunicare, per ciascun periodo di rendicontazione, se intende o meno richiedere anche il ritiro dei titoli da parte del GSE. Tale scelta è quindi relativa alla totalità dei certificati spettanti all'unità per quello specifico periodo di rendicontazione.

Ai sensi dell'art. 5, comma 1 del DM 5 settembre 2011, il **periodo di rendicontazione**, ai fini del calcolo per il riconoscimento dei benefici economici suddetti, è pari ad un anno solare, salvo quanto previsto dal comma 2 del medesimo articolo, relativo alle modifiche del periodo di rendicontazione per specifiche esigenze del processo di valle, opportunamente documentate e monitorate, legate alla stagionalità dell'utenza calore.

Il diritto all'emissione dei CB è previsto per ciascun anno solare in cui l'unità di cogenerazione sia stata riconosciuta come cogenerativa ad alto rendimento (ovvero per ciascun anno solare in cui l'unità sia stata riconosciuta cogenerativa sulla base delle condizioni richieste dal DM 5 settembre 2011). Il numero dei CB spettanti è proporzionale al risparmio energetico conseguito, se positivo.

I requisiti da rispettare ai fini dell'accesso al regime di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011 variano a seconda della data di entrata in esercizio dell'unità per la quale l'operatore inoltra la richiesta.

In particolare:

1. le **unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 31/12/2010** devono rispettare i requisiti CAR ai sensi del D.Lgs 8 febbraio 2007, n.20 come modificato dal DM 4 agosto 2011;
2. le **unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 07/03/2007 e il 31/12/2010**, in deroga al riconoscimento CAR, ai sensi dell'art. 3, comma 2 del DM 5 settembre 2011, possono essere riconosciute cogenerative, ai soli fini dell'accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi, qualora rispettino le condizioni e i criteri stabiliti dalla Delibera AEEG 42/02 e s.m.i., nel caso in cui sia stato precedentemente verificato e documentato da parte dell'operatore il mancato rispetto dei requisiti CAR;
3. le **unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 01/04/1999 e prima del 07/03/2007**, ai sensi dell'art. 3, comma 3 del DM 5 settembre 2011, devono essere riconosciute cogenerative secondo le norme applicabili alla data di entrata in esercizio dell'unità. In particolare, per le unità entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 4 aprile 2002 si applica il provvedimento CIP6/92 e s.m.i., mentre per le unità entrate in esercizio tra il 5 aprile 2002 e il 7 marzo 2007 si applica la Delibera AEEG 42/02 e s.m.i..

Si sottolinea come per le unità di cogenerazione appartenenti alle precedenti categorie 2 e 3, qualora riconosciute come cogenerative secondo le norme precedentemente enunciate, i benefici economici sono comunque riconosciuti secondo le modalità previste dal DM 5 settembre 2011.

5.2.1 Cumulabilità degli incentivi

Ai sensi dell'art. 6, comma 1 del DM 5 settembre 2011 gli incentivi di cui al suddetto Decreto non sono cumulabili con altri incentivi pubblici o regimi di sostegno comunque denominati, anche eventualmente già erogati alla stessa unità, salvo quanto disposto dal comma 2¹ del medesimo articolo.

Non è possibile ad esempio:

- richiedere Certificati Bianchi relativamente a impianti qualificati IAFR che percepiscano Certificati Verdi (CV) oppure Tariffa Onnicomprensiva (TO);
- richiedere Certificati Bianchi per impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, realizzati in attuazione dell'art.1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n.239, che hanno avuto accesso ai CV ai sensi dell'art.14 del D.Lgs. 8 febbraio 2007, n.20.

All'articolo 6, comma 3, sono inoltre definite le modalità di accesso ai benefici del DM 5 settembre 2011 per gli operatori che hanno avuto accesso ai Certificati Bianchi ai sensi del DM 20 luglio 2004 e s.m.i..

Si sottolinea come, ai fini dell'applicazione del medesimo articolo, le soglie di potenza sulla base delle quali sono individuate le percentuali di cumulo degli incentivi ammissibili sono da riferirsi alla singola unità oggetto di riconoscimento e non all'intero impianto in cui l'unità è installata.

Per quanto riguarda le unità di cogenerazione che hanno avuto accesso ai Certificati Bianchi ai sensi del DM 20 luglio 2004 e s.m.i., queste possono accedere al regime di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011 previa **rinuncia** al godimento del diritto all'intero quantitativo di CB ottenuti a valere sulle medesime unità di cogenerazione.

In questo caso il GSE provvederà ad effettuare il relativo **conguaglio**, sulla base del **numero di titoli** (e non sul loro valore di mercato).

Il rilascio di nuovi titoli da parte del GSE inizierà solo quando il numero cumulato di CB spettanti all'unità relativamente al nuovo regime di sostegno sarà almeno pari al numero di titoli cui l'operatore ha rinunciato.

¹ **Art. 6 comma 2.**

Il diritto agli incentivi di cui al presente decreto è cumulabile, nel rispetto delle relative modalità applicative:

- a) con l'accesso a fondi di garanzia e fondi di rotazione;*
- b) con altri incentivi pubblici in conto capitale non eccedenti il 40 per cento del costo dell'investimento nel caso di impianti di potenza elettrica fino a 200 kW, non eccedenti il 30 per cento nel caso di impianti di potenza elettrica fino a 1 MW, e non eccedenti il 20 per cento nel caso di impianti di potenza superiore a 1 MW;*
- c) con l'accesso alla detassazione dal reddito di impresa degli investimenti in macchinari e apparecchiature.*

Resta ferma l'applicazione dei regimi previsti per i sistemi efficienti di utenza di cui agli articoli 2 e 10 del decreto legislativo 115/2008, per le reti interne di utenza di cui all'art. 33 della legge 99/2009, per lo scambio sul posto di cui alla delibera AEEG 74/08 e per l'esenzione dall'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo 79/99, nei limiti delle rispettive modalità applicative.

Box: Esempio 3 – Modalità di conguaglio tra i CB previsti dal DM 5 settembre 2011 e dal DM 20 luglio 2004

Un operatore ha ottenuto su un'unità di cogenerazione 100 CB secondo il DM 20 luglio 2004 e s.m.i., ai quali rinuncia per poter accedere ai benefici del nuovo regime di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011.

Per il primo anno solare di accesso al nuovo regime, ha diritto all'emissione di 60 titoli: in base al confronto con il numero di titoli a cui ha rinunciato, per il primo anno il GSE non rilascia alcun nuovo titolo a favore di tale unità, che vanta ancora un "debito" di 40 titoli.

Qualora l'unità avesse diritto, per il secondo anno solare, all'emissione di ulteriori 70 titoli, per tale periodo di rendicontazione il GSE rilascerà 30 (70-40) nuovi titoli.

5.3 Modalità di incentivazione

Il **DM 5 settembre 2011** definisce le **modalità di incentivazione delle unità di CAR** e stabilisce che, subordinatamente all'esito delle verifiche del GSE previste da parte del medesimo decreto, hanno accesso al regime di sostegno:

- **unità di cogenerazione entrate in esercizio come "nuova unità di cogenerazione" o come "rifacimento" a partire dal 7 marzo 2007**, per un periodo di 10 anni solari (15 per le unità abbinata a reti di teleriscaldamento, ove l'intervento comprenda anche la rete) a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio;
- **unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007**, riconosciute cogenerative ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio dell'unità (già illustrate nei precedenti paragrafi). Ai sensi dell'art. 29, comma 4 del decreto legislativo n.28 del 3 marzo 2011, per queste unità di cogenerazione è previsto un periodo di incentivazione di 5 anni a decorrere dalla data di entrata in vigore del DM 5 settembre 2011 e il diritto all'emissione di un numero di Certificati Bianchi pari al 30% di quello previsto dal medesimo decreto ministeriale.

Di seguito una tabella di sintesi che definisce, in base alla data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione, la normativa a cui far riferimento per il riconoscimento ai fini dell'accesso agli incentivi, il periodo di incentivazione, nonché l'entità degli incentivi stessi.

Data di entrata in esercizio	Normativa di riferimento (ai soli fini dell'accesso agli incentivi)	Periodo di incentivazione	Entità dell'incentivo
Successiva al 31/12/2010	DM 4 agosto 2011	10 anni solari (15 anni se abbinata a reti di teleriscaldamento, ove l'intervento comprenda anche la rete)	100% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Tra il 07/03/2007 e il 31/12/2010	Delibera AEEG 42/02 e s.m.i., <u>solo se</u> non sono rispettati i criteri del DM 4 agosto 2011	10 anni solari (15 anni se abbinata a reti di teleriscaldamento, ove l'intervento comprenda anche la rete)	100% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Tra il 05/04/2002 e il 06/03/2007	Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.	5 anni solari	30% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Tra il 01/04/1999 e il 04/04/2002	Provvedimento CIP6/92 e s.m.i.	5 anni solari	30% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011

Tabella 1 – Modalità di incentivazione ai sensi del DM 5 settembre 2011

La richiesta di accesso al regime di sostegno può essere presentata per le differenti unità di cogenerazione, in base alla data di entrata in esercizio, secondo le seguenti modalità:

- **unità di cogenerazione entrate in esercizio a partire dal 1° gennaio 2010: se si intende con N l'anno di entrata in esercizio dell'unità, è possibile inoltrare la prima richiesta di accesso al regime di sostegno all'interno della finestra temporale 1° gennaio - 31 marzo dell'anno N+2, relativamente alla produzione dell'anno solare N+1;** . Di conseguenza, a scopo esemplificativo, un'unità di cogenerazione entrata in esercizio nel 2011 potrà inoltrare la prima richiesta, relativa all'anno solare 2012, nella finestra temporale tra il 1° gennaio e il 31 marzo dell'anno solare 2013;
- **unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2009: la prima** richiesta di incentivazione può essere inoltrata entro il 31 marzo 2012², relativamente alle produzioni registrate in uno o più dei seguenti periodi di rendicontazione, in base alla data di entrata in esercizio:
 - anno 2008;
 - anno 2009;
 - anno 2010;
 - anno 2011.Di conseguenza, a scopo esemplificativo, un'unità di cogenerazione entrata in esercizio nel 2008 potrà inoltrare la prima richiesta entro il 31 marzo 2012, relativamente alle produzioni degli anni solari 2009, 2010 e 2011;
- **unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007:** possibilità di inoltro della prima richiesta, relativa alla produzione dell'anno 2012, all'interno della finestra temporale 1° gennaio - 31 marzo dell'anno solare 2013:

Per gli anni successivi all'anno di inoltro della prima richiesta, tutte le unità, indipendentemente dalla data di entrata in esercizio, possono inoltrare la richiesta all'interno della finestra temporale 1° gennaio - 31 marzo di ciascun anno, relativamente alla produzione dell'anno solare precedente.

Ai sensi dell'art. 4, comma 4, del DM 5 settembre 2011, la decorrenza dell'incentivo può essere prorogata, su motivata richiesta dell'operatore, fino al terzo anno solare successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità, pena la decadenza del diritto di accesso agli incentivi. Pertanto per poter accedere al meccanismo incentivante previsto dal suddetto Decreto, è necessario presentare la prima richiesta entro il 31 marzo del quarto anno solare dalla data di entrata in esercizio. (es. data di entrata in esercizio: 2009 – termine ultimo per la presentazione della prima richiesta di incentivo: 31 marzo 2013). Solo le unità entrate in esercizio tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2007 possono richiedere l'inizio della decorrenza non oltre il 1° gennaio 2011 presentando la richiesta entro il 31 marzo 2012.

Come già sottolineato, per poter accedere al regime di sostegno l'operatore è tenuto a dotare l'unità di cogenerazione della strumentazione di misura necessaria a definire le grandezze funzionali al calcolo dei benefici.

Qualora l'unità non disponga di tale strumentazione, l'art. 8 comma 6 del DM 5 settembre 2011 fissa il 20 settembre 2013 come data ultima per l'installazione della stessa. In questo caso l'eventuale riconoscimento dei benefici decorre a partire dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di avvenuta dotazione. Ne deriva che, nel caso in cui l'installazione della strumentazione sia effettivamente avvenuta nel 2013, entro il termine massimo, il 2014 sarebbe il primo anno utile ai fini

² il precedente termine del 30 novembre 2011, stabilito all'articolo 8 comma 4 del DM 5 settembre 2011 è stato prorogato dal DM del Ministero dello Sviluppo Economico del 25 novembre 2011

della richiesta dell'incentivo (di conseguenza il periodo di inoltro della prima richiesta va dal 1° gennaio 2015 al 31 marzo 2015). Le sole unità entrate in esercizio tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010 possono richiedere la proroga ai sensi dell'art. 4 comma 4 e quella dell'art.8 comma 6. Nel caso in cui venga richiesta la proroga ai sensi dell'art. 8 comma 6, la durata del periodo di erogazione dell'incentivo non varia.

Per le unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 7 marzo 2007 non è possibile richiedere la proroga ai sensi dell'art. 4, comma 4, del DM 5 settembre 2011, in quanto la decorrenza del periodo di incentivazione non dipende dalla data di entrata in esercizio ma dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto. Pertanto per tali unità il primo periodo di rendicontazione, ai fini dell'accesso ai Certificati Bianchi, risulta essere l'anno solare 2012.

5.4 Modalità di presentazione della richiesta al GSE per il riconoscimento del funzionamento CAR e per l'accesso al regime di sostegno

L'operatore che intende ottenere il riconoscimento del funzionamento dell'unità in Cogenerazione ad Alto Rendimento e/o l'accesso al regime di sostegno deve trasmettere la richiesta, separatamente per ciascuna unità dell'impianto e relativamente a ciascun periodo di rendicontazione, esclusivamente per via telematica attraverso il portale informatico "**RICOGÉ**" predisposto dal GSE.

In particolare, attraverso il portale, l'operatore può presentare le seguenti tipologie di richieste correlate alla CAR e al nuovo regime di sostegno:

1. riconoscimento del funzionamento in regime di CAR ("**Richiesta CAR**");
2. accesso ai Certificati Bianchi per la produzione relativa all'anno precedente alla data di inoltro della richiesta ("**Richiesta CB**");
3. accesso ai Certificati Bianchi per le produzioni relative agli anni solari 2008, 2009 e 2010 ("**Richiesta CB 2008-2010**").

La seguente tabella chiarisce come, tra le differenti tipologie di richieste, la sola richiesta di riconoscimento del funzionamento in regime di CAR possa essere richiesta sia a preventivo sia a consuntivo.

Tipologia di richiesta	Preventivo	Consuntivo
Richiesta CAR	SI	SI
Richiesta CB	NO	SI
Richiesta CB 2008-2010	NO	SI

Tabella 2 – Possibili tipologie di richieste

Per poter presentare la domanda di riconoscimento CAR o di accesso al regime di sostegno è necessario allegare tutti i documenti richiesti dal portale RICOGE, che possono essere suddivisi in due categorie:

- documenti previsti dagli art. 7 e 8 del DM 5 settembre 2011;
- richiesta e Allegati generati da RICOGE.

Per quanto riguarda gli Allegati, questi vengono generati in automatico dall'applicazione RICOGE, già precompilati in base ai dati inseriti dall'operatore nel sistema. L'operatore è tenuto ad assicurarsi che i dati contenuti negli allegati siano corretti, prima di ricaricare questi ultimi nel sistema debitamente firmati e, ove espressamente richiesto nel medesimo documento, corredati di fotocopia del documento d'identità. L'insieme dei documenti richiesti contiene le informazioni indispensabili per la valutazione delle condizioni di alto rendimento e per il calcolo dell'incentivo nelle differenti casistiche. Il GSE si riserva comunque di richiedere approfondimenti, qualora necessario.

Nella tabella 3 è presente l'elenco degli Allegati generati dal portale RICOGE, mentre nella tabella 4 è illustrato il quadro di sintesi degli Allegati da presentare per ciascuna tipologia di richiesta e in base ai differenti requisiti e categorie di intervento posseduti dalle unità di cogenerazione. Viene inoltre chiarito che:

- i documenti Richiesta, Allegato D e Allegato G sono necessari per tutte le tipologie di richiesta;
- l'Allegato M è specifico per i soggetti esenti dal regime di denuncia di officina elettrica;
- gli Allegati E1 o E2 sono specifici per le unità abbinata a reti di teleriscaldamento ai sensi del DM 5 settembre 2011;
- l'Allegato Y è specifico per la richiesta di proroga della decorrenza dell'incentivo.

SIMBOLO	TITOLO ALLEGATO
A	<i>Domanda di riconoscimento del funzionamento come Cogenerazione ai sensi della Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.</i>
B	<i>Tabella dei dati per il riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ai sensi della Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.</i>
C1	<i>Domanda di riconoscimento CAR ai sensi del D.lgs. n.20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011</i>
C2	<i>Domanda di riconoscimento CAR ai sensi del D.lgs. n.20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011 - Rifacimento</i>
D	<i>Tabella dei dati per il riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ai sensi del D.lgs. n. 20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011</i>
E1	<i>Impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento</i>
E2	<i>Impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento - Rifacimento</i>
F	<i>Richiesta per il riconoscimento del funzionamento in cogenerazione dell'unità ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio per effetto dell'art. 29, comma 4 del D.lgs. 28/2011</i>
G	<i>Dichiarazione inerente la strumentazione di misura e la relativa accuratezza</i>
M	<i>Dichiarazione di esenzione dal regime di denuncia di officina elettrica</i>
W	<i>Modalità di utilizzo dei Certificati Bianchi riconosciuti ai sensi dell'art 9, comma 1 e comma 2, del D.M. 5 settembre 2011</i>
X	<i>Dichiarazione inerente il divieto di cumulo di cui all'art. 6 del DM 5 settembre 2011</i>
Y	<i>Richiesta di proroga ai sensi dell'art. 4, comma 4 del DM 5 settembre 2011</i>
Z	<i>Scheda dati anagrafici</i>

Tabella 3 – Elenco Allegati

	Obbligatorio
	Solo per unità abbinata al TLR ai sensi del DM 5 settembre 2011
	Solo per unità esenti da denuncia di officina elettrica
	Solo in caso di richiesta di proroga della decorrenza dell'incentivo

Tipologia richiesta	Data di entrata in esercizio	Requisiti Unità	Richiesta	Allegati																	
				Allegato A	Allegato B	Allegato C1	Allegato C2	Allegato D	Allegato E1	Allegato E2	Allegato F	Allegato G	Allegato M	Allegato X	Allegato Y	Allegato Z	Allegato W				
Riconoscimento CAR	dal 1° gennaio dell'anno di inoltro della richiesta (o non in esercizio)	nuova costruzione																			
		refacimento																			
	non oltre il 31 dicembre dell'anno precedente a quello di inoltro della richiesta	nuova costruzione																			
		refacimento																			
Richiesta CB	dopo il 31 dicembre 2010	- nuova costruzione - rispetta le condizioni CAR																			
		- rifacimento - rispetta le condizioni CAR																			
	tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010	- nuova costruzione - rispetta le condizioni CAR																			
		- rifacimento - rispetta le condizioni CAR																			
	tra il 5 aprile 2002 e il 6 marzo 2007	- nuova costruzione - NON rispetta le condizioni CAR																			
		- rifacimento - NON rispetta le condizioni CAR																			
	tra il 1° aprile 1999 e il 4 aprile 2002	richiede anche il riconoscimento CAR																			
		NON richiede anche il riconoscimento CAR																			

Tabella 4 – Quadro sintetico della documentazione per le differenti tipologie di richieste

Di seguito si riporta la documentazione da inviare in base alla tipologia di richiesta che si vuole inoltrare.

5.4.1 Richiesta di riconoscimento CAR (“Richiesta CAR”)

Solo in occasione della prima richiesta di riconoscimento (sia che venga presentata a preventivo sia a consuntivo) oppure a seguito di modifiche nella configurazione dell’unità, la documentazione deve contenere:

- la **Relazione Tecnica di Riconoscimento** dell’impianto e dell’unità di cogenerazione così articolata:
 - caratteristiche generali: tipo di unità di cogenerazione e di impianto, dettaglio delle utenze termiche, identificazione e caratteristiche di motori primi, generatori elettrici, scambiatori di calore ed altri componenti significativi;
 - descrizione dei metodi di misura e criteri utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze che concorrono al calcolo dell’indice PES e descrizione dei metodi e criteri che verranno utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze a consuntivo;
- lo **schema generale** di funzionamento;
- lo **schema termico** completo dell’impianto, comprensivo del sistema di adduzione del combustibile e con evidenza degli strumenti di misura;
- lo **schema elettrico** completo dell’impianto con evidenza degli strumenti di misura.

Al momento della prima richiesta “a consuntivo” l’operatore è tenuto ad allegare alla richiesta anche:

- la **denuncia di officina elettrica** (ovvero l’Allegato M nel caso di soggetto esente);

- il **verbale di verifica redatto dall’Agenzia delle Dogane** (ovvero l’Allegato M nel caso di soggetto esente);

Per le richieste relative agli anni successivi, se non sono sopraggiunte modifiche all’unità, è sufficiente l’invio degli allegati generati da RICOGE.

L’operatore è tenuto a comunicare l’esenzione alla denuncia di officina elettrica al GSE in fase di prima richiesta mediante dichiarazione firmata dal legale rappresentante. A tale scopo il GSE ha prodotto, come già specificato, l’allegato “M” presente nel portale RICOGE.

5.4.2 Richiesta di accesso al regime di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011 (“Richiesta CB” e “Richiesta CB 2008-2010”)

Solo in occasione della prima richiesta di accesso all’incentivo la documentazione deve contenere:

- la **Relazione Tecnica di Riconoscimento** dell’impianto e dell’unità di cogenerazione così articolata:
 - caratteristiche generali: tipo di unità di cogenerazione e di impianto, dettaglio delle utenze termiche, identificazione e caratteristiche di motori primi, generatori elettrici, scambiatori di calore ed altri componenti significativi;
 - descrizione dei metodi di misura e criteri utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze che concorrono al calcolo dell’indice PES e descrizione dei metodi e criteri che verranno utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze a consuntivo;
- lo **schema generale** di funzionamento;
- lo **schema termico** completo dell’impianto, comprensivo del sistema di adduzione del combustibile e con evidenza degli strumenti di misura;
- lo **schema elettrico** completo dell’impianto con evidenza degli strumenti di misura.
- la **denuncia di officina elettrica** (ovvero l’Allegato M nel caso di soggetto esente);
- il **verbale di verifica redatto dall’Agenzia delle Dogane** (ovvero l’Allegato M nel caso di soggetto esente);
- la **certificazione antimafia**³ (ovvero, qualora previsto, certificato dei carichi pendenti e casellario giudiziale).

I documenti appena elencati devono essere inviati anche in caso di modifiche nella configurazione dell’unità.

Per un maggiore approfondimento sulla procedura di presentazione delle richieste tramite il portale RICOGE, è disponibile sul sito del GSE il “[Manuale Utente - RICOGE](#)”, redatto al fine di illustrare dettagliatamente all’operatore il processo di compilazione e inoltro delle differenti richieste tramite l’applicazione web.

³ La certificazione antimafia non deve necessariamente essere presentata in originale. E’ sufficiente una copia con dichiarazione di conformità all’originale ai sensi del DPR 445/2000, firmata dal legale rappresentante e accompagnata dalla fotocopia di un documento di identità in corso di validità.

6 Calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e del numero di Certificati Bianchi – Classificazione preliminare delle tecnologie di cogenerazione

Come premesso, la presente Guida ha l'obiettivo primario di **supportare** l'operatore nelle **differenti fasi di presentazione della richiesta** di riconoscimento CAR e/o di accesso al nuovo regime di sostegno.

A tal fine, dopo aver approfondito nei precedenti capitoli i **principali riferimenti normativi**, i **requisiti minimi** da soddisfare per la presentazione delle differenti tipologie di richieste, nonché le differenti **modalità di presentazione** delle stesse, i successivi capitoli 6 e 7 sono dedicati all'analisi della procedura di calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e del numero di Certificati Bianchi, differenziando tra:

- tecnologie di cogenerazione per le quali non è previsto il calcolo del coefficiente β (capitolo 6);
- tecnologie di cogenerazione per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β (capitolo 7).

Per maggiore chiarezza, nella tabella seguente sono elencate le differenti tecnologie di cogenerazione così come espresse nell'Allegato I del DM 4 agosto 2011, con il dettaglio sull'eventuale esigenza di calcolo del coefficiente β per ciascuna tecnologia.

N.	Tecnologie di cogenerazione oggetto del DM 4 agosto 2011 (Allegato I)	$\eta_{\text{globale, soglia}}$	Esigenza calcolo coefficiente β
1	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (con turbina a vapore a contropressione)	80%	NO
2	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (con turbina a condensazione con estrazione di vapore)	80%	SI
3	Turbina a vapore a contropressione	75%	NO
4	Turbina a condensazione con estrazione di vapore	80%	SI
5	Turbina a gas con recupero di calore	75%	NO
6	Motore a combustione interna	75%	NO
7	Microturbina	75%	NO
8	Motore Stirling	75%	NO
9	Pila a combustibile	75%	NO
10	Motore a vapore	75%	NO
11	Ciclo Rankine a fluido organico	75%	NO
12	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	75%	NO

Tabella 5 – Esigenza di calcolo del coefficiente β per ciascuna tecnologia di cogenerazione

7 Procedimento per il calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e del numero di Certificati Bianchi – tecnologie di cogenerazione per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β

7.1 Quadro sintetico

Come descritto nel capitolo 5, ai fini del riconoscimento di funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento, una data unità di cogenerazione deve necessariamente conseguire un risparmio di energia primaria (PES) superiore a valori minimi prestabiliti, differenziati in base alla capacità di generazione dell'unità stessa, di seguito illustrati:

- PES $\geq 0,1$ (10%) per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MW_e;
- PES > 0 per le unità di piccola e micro-cogenerazione.

L'Allegato II del DM 4 agosto 2011, denominato "Calcolo della produzione da cogenerazione", definisce la procedura di calcolo delle grandezze ("Elettricità CHP" o "E_{CHP}", "Calore utile" o "H_{CHP}", "alimentazione CHP" o "F_{CHP}") relative alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile dell'unità di cogenerazione, rilevanti ai fini del calcolo del PES. L'Allegato III del medesimo decreto, denominato "Metodo di determinazione del rendimento del processo di cogenerazione", oltre a imporre i valori minimi suddetti del parametro PES, ne introduce la formula di calcolo, illustrando singolarmente i termini presenti nella formula stessa. Inoltre, le Linee guida, redatte dal Ministero dello Sviluppo Economico, hanno principalmente lo scopo di fornire indicazioni e principi generali sul metodo di calcolo del PES (nonché sul metodo di calcolo del RISP e del numero di Certificati Bianchi eventualmente spettanti all'unità per lo specifico anno solare), al fine di agevolare l'applicazione della normativa di riferimento nell'ambito della CAR.

La procedura di calcolo del PES può essere suddivisa sinteticamente nelle seguenti quattro fasi approfondite nei successivi paragrafi:

- 1. definizione dei confini dell'unità di cogenerazione:** il paragrafo 7.2 è dedicato all'illustrazione dei principi utili alla definizione dei limiti del processo di cogenerazione, al fine di quantificare il valore delle grandezze utili al calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione;
- 2. calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione:** il paragrafo 7.3 illustra la modalità di calcolo del rendimento globale e il suo confronto diretto con i valori di soglia;
- 3. dimensionamento dell'unità virtuale:** il paragrafo 7.4 analizza i parametri chiave per il calcolo delle grandezze funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica da cogenerazione (E_{CHP}), nonché dell'energia di alimentazione da cogenerazione (F_{CHP}), qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore ai valori di soglia;
- 4. calcolo del risparmio di energia primaria (PES):** il paragrafo 7.5 approfondisce i criteri di determinazione di alcuni dei parametri utili al calcolo del PES.

Inoltre, nel paragrafo 7.6 sono illustrati i principi utili al calcolo del numero di Certificati Bianchi eventualmente spettanti all'unità di cogenerazione. Il paragrafo 7.7 è specifico per impianti di cogenerazione dotati di un bruciatore ausiliario che, in base alla configurazione impiantistica, non può essere considerato parte dell'unità di cogenerazione. Il paragrafo 7.8, infine, è dedicato all'analisi degli strumenti di misura.

La figura 4 contiene un **diagramma di sintesi della procedura di calcolo del PES**. Nella colonna di destra è riportato il riferimento al paragrafo nel quale la specifica fase viene approfondita.

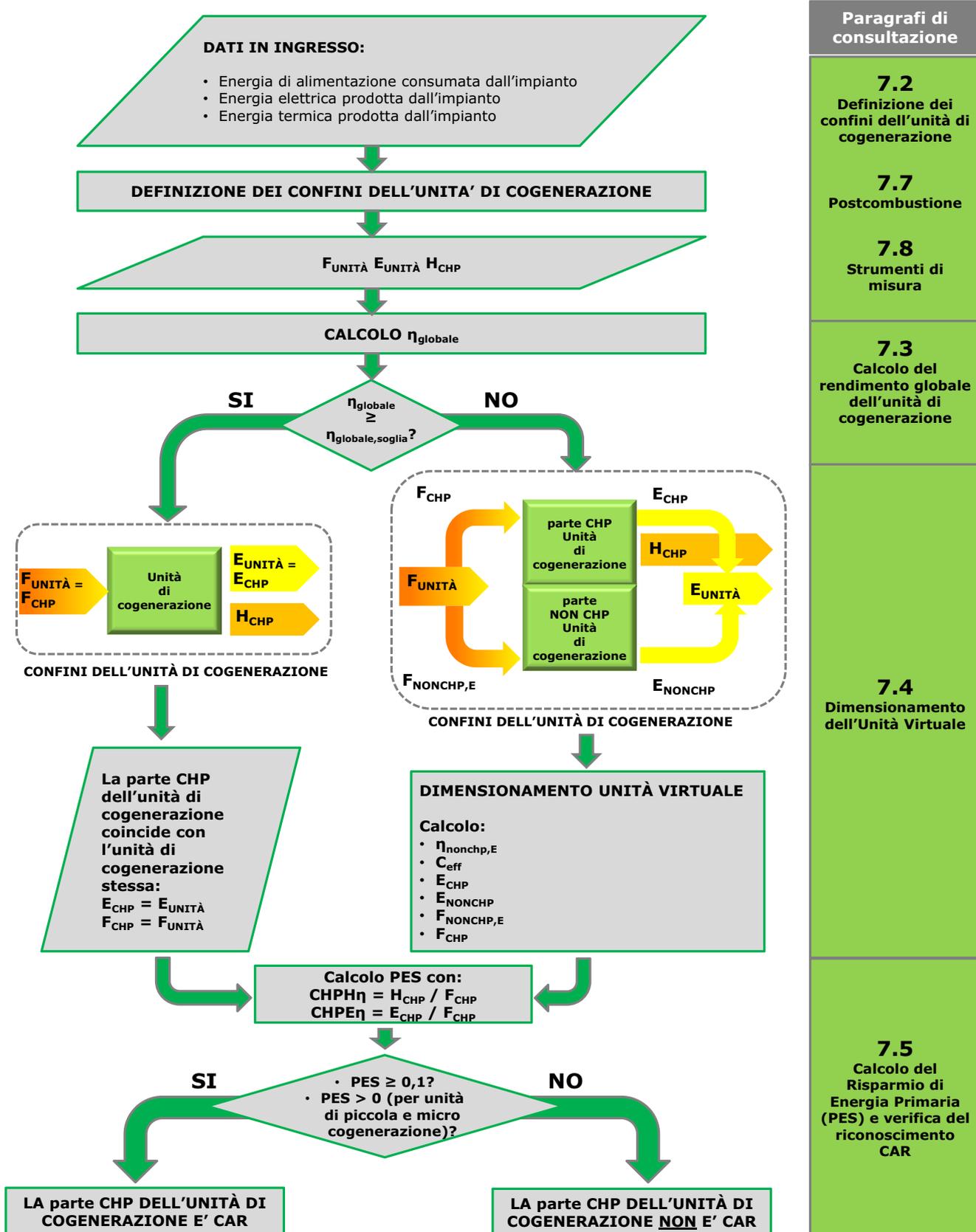


Figura 4 – Diagramma di sintesi della procedura di calcolo del PES per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β

7.2 Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

7.2.1 Aspetti generali

L'obiettivo principale di questa prima fase della procedura di calcolo del PES consiste nel **determinare i limiti del processo di cogenerazione**, al fine di quantificare il valore dei seguenti parametri, indispensabili per il calcolo del **rendimento globale dell'unità di cogenerazione**:

- energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione ($F_{UNITÀ}$);
- energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione durante il medesimo periodo di rendicontazione ($E_{UNITÀ}$);
- calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione durante il medesimo periodo di rendicontazione (H_{CHP}).

La successiva figura 5 ha l'obiettivo di evidenziare i confini dell'impianto che, in base alla specifica realtà impiantistica, potrebbero non essere coincidenti con i confini dell'unità di cogenerazione.

Le grandezze in ingresso e in uscita dall'impianto potrebbero, quindi, non coincidere con le grandezze in ingresso e in uscita dai confini dell'unità di cogenerazione.

Nella figura sono rappresentate le seguenti grandezze di riferimento, tutte relative al medesimo periodo di rendicontazione (si assume, ai soli fini della presente analisi, che all'interno dell'impianto di cogenerazione sia presente un'unica unità di cogenerazione):

- **Energia di alimentazione consumata dall'impianto;**
- $F_{UNITÀ}$: **Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione;**
- **Energia elettrica/meccanica prodotta dall'impianto;**
- $E_{UNITÀ}$: **Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione;**
- **Energia termica prodotta dall'impianto;**
- H_{CHP} : **Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione.**

Nei successivi paragrafi (da 7.2.2 a 7.2.4) viene approfondita l'analisi delle differenti grandezze.

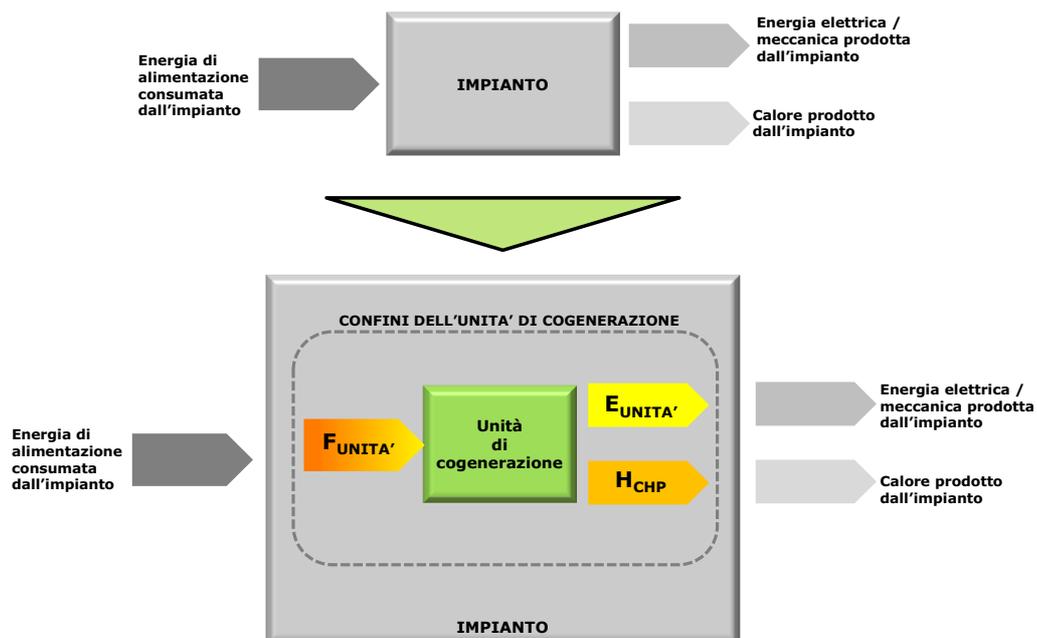


Figura 5 – Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

7.2.2 Determinazione dell'Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione

Nella tabella 6 sono illustrate possibili tipologie di energia di alimentazione consumate dall'impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività). Per ciascuna di esse viene chiarito se possa essere, in conformità al quadro normativo vigente, considerata "Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione ($F_{UNITÀ}$)". E' inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi. Le tipologie di energia di alimentazione che fanno riferimento alla tecnologia con turbina a vapore a contropressione sono raggruppate nella sezione finale della tabella.

Si sottolinea che, così come espresso nella parte 2° delle Linee guida, nel caso di combustibile, per il calcolo dell'energia di alimentazione è necessario prendere a riferimento il potere calorifico inferiore (PCI) basato sulle condizioni ISO standard (temperatura ambiente pari a 15°C, pressione pari a 1,013 bar, umidità relativa pari al 60%).

Nella medesima sezione delle Linee guida è inoltre approfondita la procedura di calcolo dell'energia termica immessa mediante combustibili per i quali risulta complessa l'identificazione del PCI.

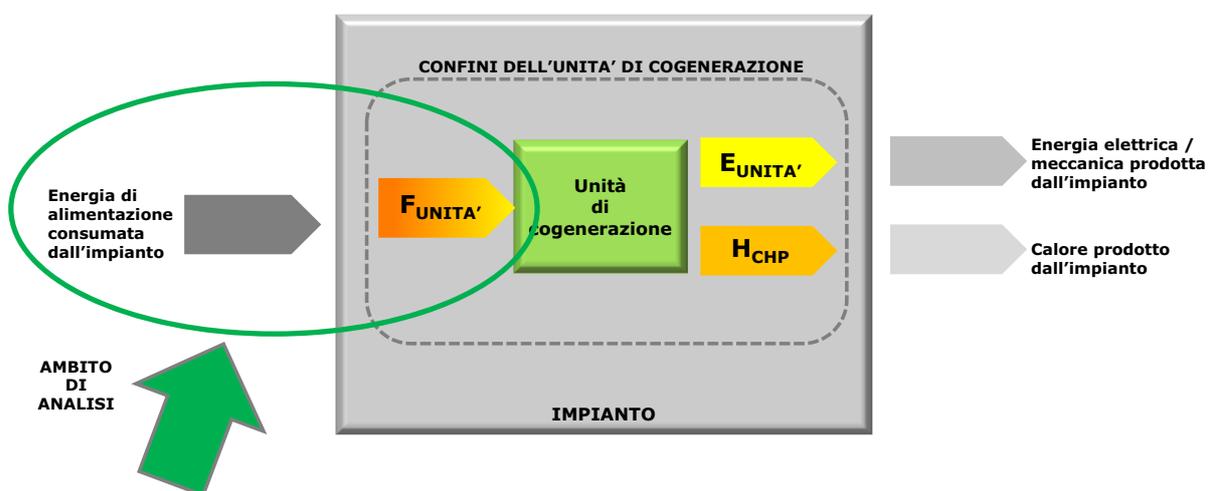


Figura 6 – Energia di alimentazione consumata dall'impianto e dall'unità di cogenerazione

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 L'impianto che produce il refluo è da considerare all'interno dei confini dell'unità di cogenerazione, comprensivo dei dispositivi accessori e funzionali per l'utilizzazione del refluo	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)
10	Acqua calda destinata al processo di atterramento e proveniente dall'esterno dell'unità cogenerativa (es. acqua di pozzo)	SI	Energia termica proveniente da processi esterni finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile da parte dell'unità di cogenerazione	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.3.2.1)

Tabella 6 – Analisi di possibili tipologie di energia di alimentazione consumate dall'impianto

7.2.3 Determinazione dell'Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione

Nella tabella 7 sono illustrate possibili modalità di produzione di energia elettrica/meccanica da parte dell'impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

La distinzione tra energia elettrica/meccanica genericamente prodotta dall'impianto e energia elettrica/meccanica effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione si basa sul seguente principio:

- per poter qualificare l'energia elettrica come effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione, essa deve essere **prodotta in combinazione con la produzione di calore utile da parte dell'unità di cogenerazione nel periodo di rendicontazione.**

Inoltre si sottolinea come, ai sensi dell'Allegato II del DM 4 agosto 2011, **la quantità di energia elettrica prodotta in cogenerazione sia quella lorda misurata ai morsetti del generatore.** Di conseguenza l'energia elettrica utilizzata internamente dall'unità di cogenerazione per la produzione combinata di energia elettrica /meccanica e calore utile non deve essere sottratta.

Si sottolinea inoltre che ai fini del calcolo del PES la produzione di energia meccanica debba essere equiparata a quella di energia elettrica lorda. Pertanto il fattore supplementare da applicare alla produzione di energia meccanica secondo quanto previsto all'Allegato III, punto 3 del DM 4 agosto 2011 è pari a 1.

Per ciascuna delle differenti tipologie di energia elettrica presenti nell'elenco viene chiarito se possa essere, in conformità al quadro normativo vigente, considerata "Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione". E' inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi. Le tipologie di energia elettrica/meccanica che fanno riferimento alla tecnologia con turbina a vapore a contropressione sono raggruppate nella sezione finale della tabella.

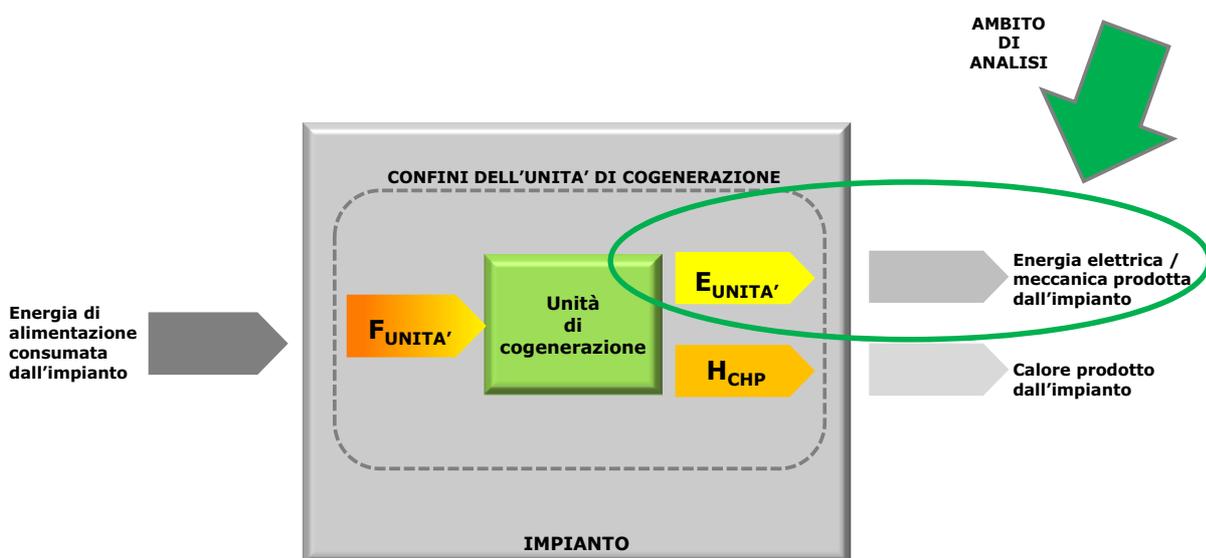


Figura 7 – Energia elettrica/meccanica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione

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 MISE 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 MISE 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 MISE 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 MISE Parte 2° sezione 2.8)
5	Energia meccanica utilizzata da dispositivi direttamente connessi con le prestazioni del motore primo appartenente all'unità di cogenerazione	NO	Esempio: compressore della turbina a gas Tali dispositivi non possono essere qualificati come servizi ausiliari, bensì come parte integrante del motore primo appartenente all'unità di cogenerazione. Di conseguenza l'energia meccanica da loro utilizzata non può essere contabilizzata come energia utile	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.8)
6	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 MISE Parte 2° sezione 2.1.2)

Tabella 7 - Analisi di possibili modalità di produzione di energia elettrica/meccanica da parte dell'impianto

7.2.4 Determinazione del Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione

Nella tabella 8 sono illustrate possibili modalità di produzione dell'energia termica da parte dell'impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

Nella tabella 9, inoltre, sono illustrate possibili modalità di utilizzo dell'energia termica prodotta dall'impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

Per ciascuna di esse viene chiarito se possa essere, in conformità al quadro normativo vigente, considerata "Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione H_{CHP} ". E' inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi. Le tipologie di energia termica che fanno riferimento alla tecnologia con turbina a vapore a contropressione sono raggruppate nella sezione finale della tabella.

La distinzione tra energia termica genericamente prodotta dall'impianto e calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione H_{CHP} si basa su due principi fondamentali, che devono essere contemporaneamente validi:

- per poter qualificare l'energia termica come calore utile H_{CHP} , **essa deve essere prodotta da un'unità di cogenerazione** (di conseguenza prodotta in combinazione con la produzione di energia elettrica/meccanica CHP) **nel periodo di rendicontazione**;
- per poter qualificare l'energia termica come calore utile H_{CHP} , **essa deve essere effettivamente fornita a scopi utili** a un'utenza o a un processo industriale **nel periodo di rendicontazione**.

Come ulteriore approfondimento, la figura 9 illustra graficamente le categorie di energia termica in cui può essere suddivisa l'energia termica totale prodotta dall'impianto:

- **Calore non utile prodotto dall'impianto di cogenerazione**;
- **Calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione ma non dall'unità di cogenerazione**;
- **Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione** (H_{CHP} ; soltanto quest'ultima componente può essere considerata ai fini del calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione e successivamente del PES).

Sulla base di tali considerazioni, ai fini della qualificazione dell'energia termica come calore utile H_{CHP} , l'elenco (e la conseguente analisi) delle differenti casistiche di energia termica prodotta dall'impianto è stato suddiviso, per maggiore chiarezza, nelle due seguenti categorie:

- **modalità di produzione dell'energia termica:** l'analisi si focalizza sulla verifica dell'effettiva produzione dell'energia termica da parte dell'unità di cogenerazione. Dovendo essere entrambi validi i precedenti principi, si considera quindi, ai soli fini della tabella 8, che l'energia termica in questi casi venga successivamente destinata a fini utili;
- **modalità di utilizzo dell'energia termica:** l'analisi si focalizza in questa sezione sull'utilizzo effettivo dell'energia termica per fini utili. In analogia al punto precedente, dovendo essere entrambi validi i precedenti principi, si considera quindi, ai soli fini della tabella 9, che l'energia termica in questi casi sia stata effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione.

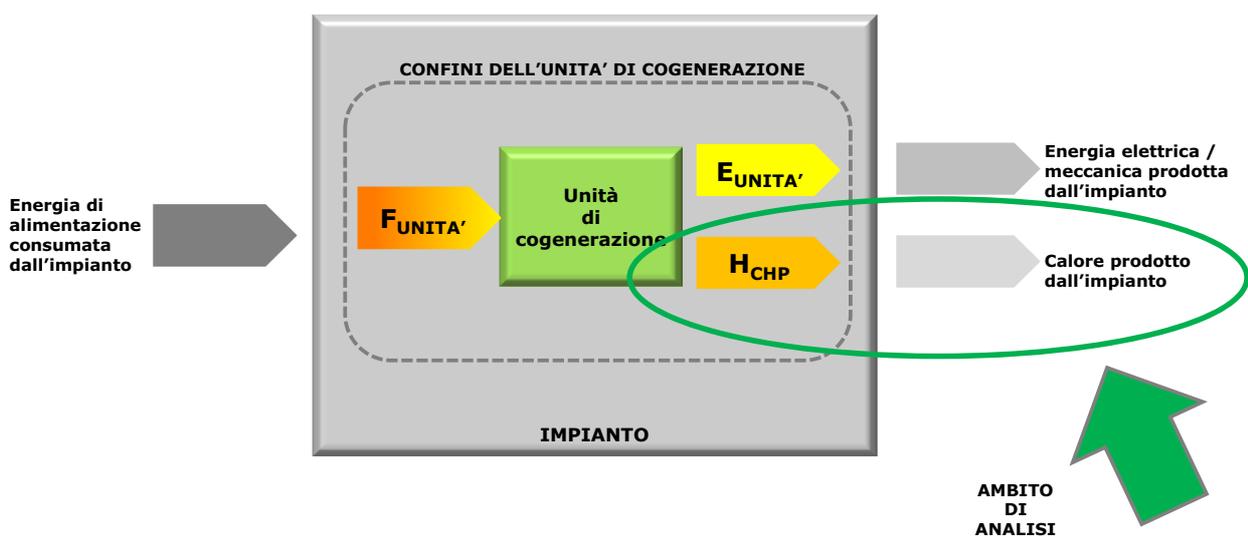


Figura 8 - Energia termica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione



Figura 9 – Componenti del calore totale prodotto dall'impianto

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	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)
3	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)
4	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)

Tabella 8 – Analisi di possibili modalità di produzione dell'energia termica da parte dell'impianto

N.	Modalità di utilizzo dell'energia termica	H _{CHP}	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 MISE Parte 2°, Sezione 2.2.2)
2	Utilizzo del calore per il riscaldamento o raffrescamento 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 MISE Parte 2°, Sezione 2.2.2) e 2.3.3)
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 MISE, 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 MISE Parte 2°, Sezione 2.2.2) e 2.3.4)
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, <u>anche se disposti presso l'area di consumo</u>	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MISE 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 di vapore 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 MISE 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	NO	L'apporto di energia termica è da considerare calore non utile poiché non destinato all'area di consumo per fini utili.	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3)
7	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 rientrando tra i consumi funzionali dell'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1)
8	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 _{CHP} , 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)	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.3)
9	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 _{CHP} , 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 MISE Parte 2° sezione 2.3.1)
10	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.	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1.2)
11	Energia termica contenuta nell'acqua prelevata dal generatore di vapore e utilizzata in qualità di acqua di attemperamento	SI	<u>Il calore utile destinato all'area di consumo è pari al contenuto entalpico della corrente di estrazione risultante a valle dell'attemperamento</u> (con conseguente esigenza di installazione dello strumento di misura del calore utile a valle dell'attemperamento). L'energia termica contenuta nell'acqua di attemperamento è di conseguenza indirettamente già contabilizzata, in qualità di calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.2.1)
12	Energia termica contenuta nell'acqua prelevata dall'esterno (es. acqua di pozzo) e utilizzata in qualità di acqua di attemperamento	SI	<u>Il calore utile destinato all'area di consumo è pari al contenuto entalpico della corrente di estrazione risultante a valle dell'attemperamento</u> (con conseguente esigenza di installazione dello strumento di misura del calore utile a valle dell'attemperamento). L'energia termica contenuta nell'acqua di attemperamento è di conseguenza indirettamente già contabilizzata, in qualità di calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.2.1)

Tabella 9 - Analisi di possibili modalità di utilizzo dell'energia termica prodotta dall'impianto

7.3 Calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione

Sulla base della quantificazione del valore dei parametri introdotti nel paragrafo 7.2, relativi all'unità di cogenerazione ($F_{UNITÀ}$, $E_{UNITÀ}$, H_{CHP}), è possibile calcolare il rendimento globale dell'unità di cogenerazione, così come indicato nell'Allegato II del DM 4 agosto 2011 e secondo la seguente formula (di seguito si utilizzano i simboli delle grandezze così come riportati nel paragrafo 7.2):

$$\eta_{globale,unit\grave{a}} = \frac{E_{UNIT\grave{A}} + H_{CHP}}{F_{UNIT\grave{A}}} \quad [1]$$

Si sottolinea come, ai sensi dell'Allegato II del medesimo decreto, il valore delle grandezze funzionali al calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione debba essere ricavato necessariamente mediante misurazioni condotte durante il periodo di rendicontazione.

I valori certificati possono essere utilizzati esclusivamente nel caso di unità di micro-cogenerazione (capacità di generazione inferiore a 50 kW_e) e solo nel caso in cui esista almeno una grandezza misurata tra energia termica, energia elettrica o energia immessa con il combustibile. Nel caso in cui nell'unità di micro-cogenerazione siano presenti dissipazioni termiche, variazioni del carico, regolazioni della potenza elettrica prodotta, rampe di accensione e spegnimento di lunga durata e altre situazioni di funzionamento modulabile, è necessario che siano misurate tutte le grandezze che concorrono al calcolo dell'indice PES.

Il valore del rendimento globale ottenuto per la specifica unità di cogenerazione deve essere confrontato con i valori del rendimento globale di soglia, differenziati in base alla tecnologia dell'unità di cogenerazione, così come indicato all'Allegato II del DM 4 agosto 2011 e riproposto nella tabella 5 della presente Guida.

Ciò al fine di valutare se tutta l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione sia stata effettivamente prodotta in assetto cogenerativo.

Nello specifico, il DM 4 agosto 2011 definisce come i valori misurati (ovvero certificati nel caso di impianto di micro-cogenerazione e sotto le condizioni precedentemente descritte) dell'energia elettrica/meccanica e del calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione, possano essere utilizzati direttamente ai fini del calcolo del PES, qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia pari o superiore:

- all'80% per le sezioni con turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore e per le sezioni con turbina a condensazione con estrazione di vapore⁴;
- al 75% per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione elencate nell'Allegato I del medesimo decreto.

Il confronto tra il rendimento globale dell'unità di cogenerazione e il rendimento globale di soglia può condurre a due risultati differenti, che condizionano le modalità di calcolo delle grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP}):

- 1. qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia superiore o al limite uguale ai valori di soglia, l'intera unità di cogenerazione può essere considerata come parte in cogenerazione (“parte CHP”).** Di conseguenza saranno valide le seguenti uguaglianze:

⁴ Tali tecnologie di cogenerazione sono oggetto del capitolo 8, ad eccezione della “turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore con turbina a controcompressione,

- $E_{CHP} = E_{UNITA'}$
- $F_{CHP} = F_{UNITA'}$

Nella figura di seguito sono rappresentate le grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP}).

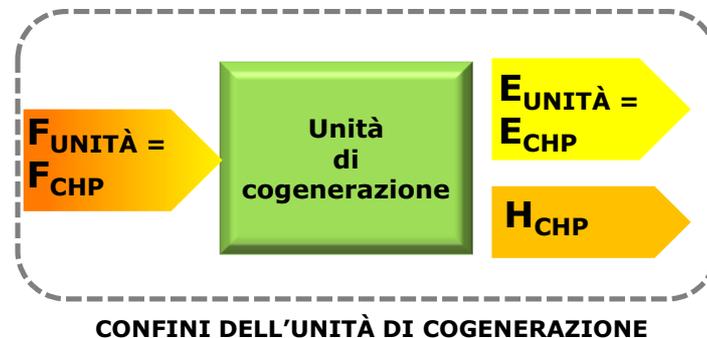


Figura 10 – Confini dell'unità di cogenerazione nel caso di $\eta_{globale,unit\grave{a}} \geq \eta_{globale,soglia}$

2. qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore ai valori di soglia, si assume che vi sia produzione di energia elettrica non in cogenerazione, con la conseguente necessità di suddividere l'unità "virtuale" di cogenerazione nelle due seguenti "parti virtuali":

- parte in cogenerazione ("parte CHP");
- parte non in cogenerazione ("parte NON CHP").

Nella figura di seguito sono rappresentate le grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP}), nonché i loro flussi in ingresso e in uscita alla "parte CHP" e alla "parte non CHP" dell'unità di cogenerazione.

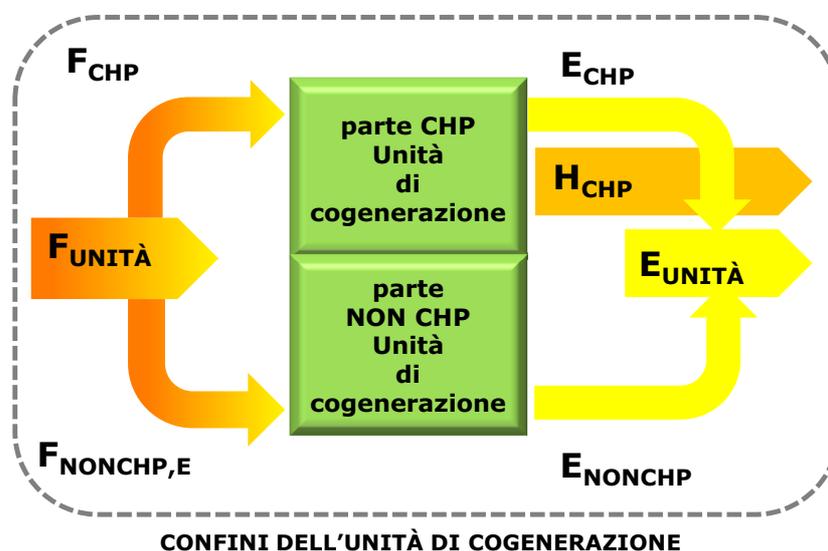


Figura 11 - Confini dell'unità di cogenerazione nel caso di $\eta_{globale,unit\grave{a}} < \eta_{globale,soglia}$

Il successivo paragrafo 7.4 è dedicato al **dimensionamento dell'unità virtuale** relativamente al solo caso 2 precedentemente mostrato. Nel caso 1, invece, tutte le grandezze fondamentali ai fini del calcolo del PES (E_{CHP} , H_{CHP} , F_{CHP}) sono già state identificate.

Nello specifico per "**dimensionamento dell'unità virtuale**" si intende, noto il valore di H_{CHP} , il processo di calcolo delle ulteriori grandezze fondamentali, relative all'unità di cogenerazione, da

utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP}), che comporta la corretta quantificazione dei loro flussi in ingresso e in uscita sia alla “parte CHP” sia alla “parte non CHP” dell’unità di cogenerazione.

7.4 Dimensionamento dell’unità virtuale (calcolo di E_{CHP} , F_{CHP})

7.4.1 Aspetti generali

Nel caso in cui si verifichi che $\eta_{globale,unit\grave{a}} < \eta_{globale,soglia}$, il processo di dimensionamento dell’unità virtuale si basa sulla suddivisione dell’unità di cogenerazione in due parti “virtuali”, in cui si assume in sostanza che *“la parte in cogenerazione sia quella parte dell’unità di cogenerazione che, fissato il calore utile assorbito (H_{CHP}), possieda una potenza elettrica e quindi produca una quantità di energia utile (somma di E_{CHP} e H_{CHP}) tale da soddisfare il rendimento globale di soglia (pari al 75%, ad eccezione della turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore con turbina a vapore a contropressione, per la quale il valore è pari all’80%)”*.

Di seguito tale concetto espresso in formule per la sola “parte CHP” dell’unità di cogenerazione con rendimento globale inferiore ai valori di soglia:

$$\frac{E_{CHP} + H_{CHP}}{F_{CHP}} = \bar{\eta}_{globale,soglia} \quad [2]$$

Nelle Linee guida sono approfondite le modalità di calcolo, per le differenti tecnologie, di tutti i parametri funzionali alla quantificazione delle grandezze (E_{CHP} , F_{CHP} , H_{CHP}) che concorrono al calcolo del PES. In particolare, nella Tabella 3 della Parte 1° delle Linee guida, riproposta di seguito (Tabella 10), viene esposto il processo di calcolo di E_{CHP} e F_{CHP} per le differenti tecnologie di cogenerazione.

	$\eta_{globale} < 75\%$	$\eta_{globale} < 80\%^4$
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	$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchp\ E}}{(\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp\ E})}$	$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp\ E} - \beta * \bar{\eta}_{globale}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp\ E}}$
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	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$



**AMBITO DI ANALISI
CAPITOLO 7**

Tabella 10⁵ – Formule di calcolo per il dimensionamento dell’unità virtuale per unità per per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β

⁵ Si riporta di seguito la nota 4 contenuta nelle Linee guida: “Quando il ciclo combinato disponga di una turbina a vapore a sola estrazione, e senza condensazione, il calcolo di C_{eff} è esattamente uguale a quello esposto nella colonna di sinistra della tabella, fatta salva la sostituzione del limite del 75% con il limite dell’80%

Nell'ambito del processo di dimensionamento dell'unità virtuale, nel presente paragrafo, ci si pone esclusivamente l'obiettivo di evidenziare i parametri chiave funzionali al calcolo del rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{nonchp,E}$; paragrafo 7.4.2.) e il rapporto energia/calore (C_{eff} ; paragrafo 7.4.3).

Ai fini di una maggiore chiarezza i simboli utilizzati nelle Linee guida (relativi alle grandezze presenti nelle formule di calcolo che sono di seguito riproposte così come illustrate all'interno delle Linee guida) possono essere ricondotti ai simboli utilizzati precedentemente all'interno della presente Guida nel modo seguente:

- $E = E_{UNITA'}$
- $F - F_{nonchp,H} = F_{UNITA'}$

7.4.2 Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{nonchp,E}$)

Il processo di dimensionamento dell'unità virtuale necessita della **quantificazione dell'energia di alimentazione in ingresso alla parte non CHP ($F_{nonchp,E}$), a partire dalla grandezza in uscita dalla stessa parte non CHP (E_{NONCHP})**.

Tale fase del processo richiede l'introduzione di un rendimento elettrico ($\eta_{nonchp,E}$) caratteristico della parte dell'unità di cogenerazione che è stata virtualmente esercitata in assetto non cogenerativo, secondo quanto illustrato nella Parte 1° delle Linee guida.

Per determinare tale rendimento elettrico, di per sé "virtuale", è necessario ricondurre la potenza elettrica generata dal motore primo in assetto "reale" cogenerativo alla potenza elettrica generata dal medesimo motore primo in assetto "virtuale" non cogenerativo. In realtà, per tutti i motori primi a cui il capitolo 7 è dedicato, la produzione elettrica è indipendente dall'utilizzo dell'energia termica residua a valle⁶, di conseguenza il rendimento elettrico in assetto "virtuale" non cogenerativo può essere equiparato al rendimento elettrico in assetto "reale" cogenerativo ($\eta_{nonchp,E} = \eta_E$).

Nella figura 12 viene riproposta la formula di calcolo di $\eta_{nonchp,E}$, così come illustrata nelle Linee guida, con il dettaglio dei parametri chiave utili per il calcolo.

Tecnologie	Parametri chiave	Formula di calcolo
<p>a Tecnologie caratterizzate da rendimento globale di soglia pari al 75%</p> <p>b Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore con turbina a contropressione</p>	<p>1. Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione ($E = E_{UNITA'}$)</p> <p>2. Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione ($F - F_{nonchp,H} = F_{UNITA'}$)</p>	 $\eta_{nonchp,E} = \frac{E}{F - F_{nonchp,H}}$

Figura 12 – Calcolo del rendimento elettrico in assetto non cogenerativo per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β

⁶ Ai fini dell'applicazione della seguente procedura di calcolo non si considera ad esempio, poiché trascurabile, la diminuzione di potenza elettrica generata da una turbina a gas in assetto cogenerativo per la presenza delle perdite di carico di un eventuale scambiatore di calore a valle che determinerebbero l'instaurarsi di una contropressione allo scarico della turbina

7.4.3 Rapporto energia/calore effettivo (C_{eff})

Nel caso in cui il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore ai valori di soglia, secondo il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, il DM 4 agosto 2011 e l'approfondimento delle Linee guida, il rapporto energia/calore C_{eff} consente all'operatore di quantificare l'energia elettrica prodotta dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione pari al prodotto tra C_{eff} e H_{CHP} . Il risultato di tale prodotto deve essere confrontato con la produzione elettrica totale dell'unità nel periodo di rendicontazione ($E_{UNITÀ}$). Il minore tra tali due valori può essere effettivamente assunto pari a E_{CHP} . In formule:

$$E_{CHP} = \min (E_{UNITÀ}; C_{eff} * H_{CHP}) [3]$$

Per le unità di cogenerazione entrate in servizio da meno di un anno, per le quali non siano disponibili dati misurati, ai sensi del DM 4 agosto 2011 può essere utilizzato il "rapporto energia/calore" di progetto (C_{prog}) in luogo di quello effettivo (C_{eff}).

Nella figura 13 viene riproposta la formula di calcolo di C_{eff} , così come illustrata nelle Linee guida, con il dettaglio dei parametri chiave utili per il calcolo.

Tecnologie	Parametri chiave	Formula di calcolo
a Tecnologie caratterizzate da rendimento globale di soglia pari al 75%	1. Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{nonchp,E}$) 2. Rendimento globale di soglia ($\bar{\eta}_{globale}$) = 75%	$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchp,E}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{nonchp,E}}$
b Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore con turbina a contropressione	1. Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{nonchp,E}$) 2. Rendimento globale di soglia ($\bar{\eta}_{globale}$) = 80%	

Figura 13 - Calcolo del rapporto energia/calore effettivo per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β

7.4.4 Considerazioni finali

Al termine del processo di dimensionamento dell'unità virtuale è possibile riprodurre due schematizzazioni di sintesi, analoghe a quella sviluppata nei paragrafi precedenti per il confronto tra l'energia termica totale prodotta dall'impianto e il calore utile H_{CHP} (figura 9), in grado di illustrare:

- le categorie di energia di alimentazione in cui può essere suddivisa l'energia di alimentazione totale consumata dall'impianto di cogenerazione (figura 14):
 - Energia di alimentazione totale consumata dall'impianto di cogenerazione;**
 - Energia di alimentazione totale consumata dall'impianto di cogenerazione ma non dall'unità di cogenerazione;**
 - Energia di alimentazione consumata dalla parte non in cogenerazione dell'unità di cogenerazione ($F_{NONCHP,E}$);**

- **Energia di alimentazione consumata dalla parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione** (F_{CHP} ; soltanto questa componente deve essere considerata ai fini del calcolo del PES);
- le categorie di energia elettrica in cui può essere suddivisa l'energia elettrica totale prodotta dall'impianto di cogenerazione (figura 15):
 - **Energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione;**
 - **Energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione ma non dall'unità di cogenerazione;**
 - **Energia elettrica prodotta dalla parte non in cogenerazione dell'unità di cogenerazione** (E_{NONCHP});
 - **Energia elettrica prodotta dalla parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione** (E_{CHP} ; soltanto questa componente deve essere considerata ai fini del calcolo del PES).



Figura 14 - Componenti dell'Energia totale di alimentazione dell'impianto

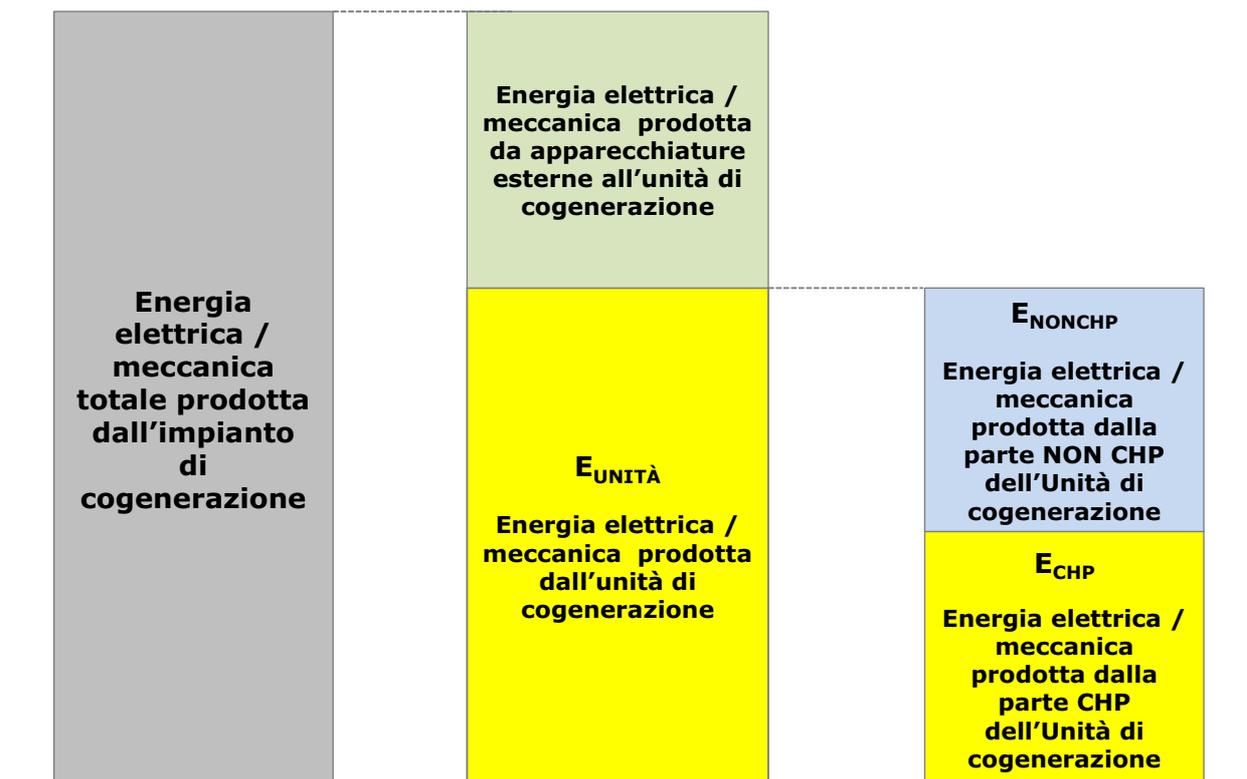


Figura 15 - Componenti dell'Energia elettrica/meccanica totale prodotta dall'impianto

7.5 Calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e verifica del riconoscimento CAR

Nei precedenti paragrafi sono state esaminate le procedure per la quantificazione delle grandezze fondamentali, relative all'unità di cogenerazione, da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP}).

Nell'Allegato III del DM 4 agosto 2011 è indicata la formula di calcolo del risparmio di energia primaria, riproposta di seguito:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta}}} \right) * 100\% \quad [4]$$

Dove:

- $CHPH_{\eta} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}}$;
- $CHPE_{\eta} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}}$;
- $RefH_{\eta}$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- $RefE_{\eta}$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

La presente formula permette quindi di quantificare, a parità di output (E_{CHP} e H_{CHP}), il risparmio ottenuto in termini di input (energia di alimentazione) dalla produzione combinata degli output rispetto alla loro potenziale produzione separata, realizzata mediante impianti operanti con rendimenti assunti pari a $RefH_{\eta}$ (produzione separata di calore) e $RefE_{\eta}$ (produzione separata di energia elettrica).

Le modalità di quantificazione dei valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di H_{CHP} e E_{CHP} sono illustrate negli Allegati IV, V, VI e VII del DM 4 agosto 2011.

In riferimento al parametro $RefH\eta$ possono risultare utili le seguenti considerazioni:

- per ciascuna tipologia di combustibile (ovvero sorgente termica) elencata nell'Allegato V, sono indicati due valori differenti del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore, classificati in base alle forme di utilizzo presso l'area di consumo del calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione:
 1. valore del rendimento di riferimento nel caso di produzione di vapore o acqua calda da destinare all'area di consumo ovvero nel caso di utilizzo diretto presso l'area di consumo di gas di scarico prodotti dall'unità di cogenerazione con temperatura (misurata al confine tra l'unità di cogenerazione e l'area di consumo) inferiore a 250°C;
 2. valore del rendimento di riferimento nel caso di utilizzo diretto presso l'area di consumo di gas di scarico prodotti dall'unità di cogenerazione con temperatura (misurata al confine tra l'unità di cogenerazione e l'area di consumo) pari o superiore a 250°C.

A scopo esemplificativo, si riporta il caso di un'unità alimentata con più combustibili, con diverse modalità di utilizzo del calore utile prodotto.

In particolare:

- l'unità di cogenerazione produce calore utile destinato all'area di consumo a entrambe le forme di utilizzo precedentemente descritte;
- è presente più di una tipologia di combustibile/sorgente F_{CHP} ;
- risulta complesso individuare una diretta correlazione tra combustibile e modalità di utilizzo dell'energia termica (cioè ciascuno dei differenti combustibili è responsabile della produzione di calore utile destinato ad entrambe le forme di utilizzo e, in base alle informazioni a disposizione, non risulta possibile quantificare i differenti contributi).

In questo caso il valore di $RefH\eta$ può essere quantificato secondo la seguente procedura:

1. in una prima fase è necessario quantificare il valore del rendimento di riferimento relativo al i -esimo combustibile ($RefH\eta_i$), in base alla suddivisione percentuale, calcolata a livello di unità di cogenerazione, tra il contributo alla produzione di acqua calda/vapore/gas di scarico a $T < 250^\circ C$ e il contributo del gas di scarico a $T \geq 250^\circ C$;
2. il valore di $RefH\eta$ globale da assegnare all'unità di cogenerazione sarà calcolata come media ponderale dei $RefH\eta_i$ per i vari combustibili, calcolati come al punto 1, basata sull'apporto energetico di ciascun combustibile.

In formule:

$$RefH\eta_i = \frac{RefH\eta_{vap,acqua} * H_{CHP,vap,acqua} + RefH\eta_{gas diretti} * H_{CHP,gas diretti}}{H_{CHP,vap,acqua} + H_{CHP,gas diretti}} \quad [5]$$

$$RefH\eta_{unit\grave{a}} = \frac{\sum_i^n RefH\eta_i * F_i}{\sum_i^n F_i} \quad [6]$$

Dove:

- $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ = valore equivalente per l'unità di cogenerazione del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

- $RefH\eta_i$ = valore equivalente, per lo i-esimo combustibile, del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- F_i = energia di alimentazione, per lo i-esimo combustibile, consumata dall'unità di cogenerazione per la produzione in CAR;
- $RefH\eta_{vap,acqua}$ = valore, per lo i-esimo combustibile, del rendimento di riferimento per la produzione di acqua calda/vapore/ utilizzo diretto di gas di scarico a $T < 250^\circ C$;
- $H_{CHP,vap,acqua}$ = calore utile destinato dall'unità di cogenerazione all'area di consumo per la produzione di acqua calda/vapore/ utilizzo diretto di gas di scarico a $T < 250^\circ C$;
- $RefH\eta_{gas\ diretti}$ = valore, per lo i-esimo combustibile, del rendimento di riferimento per l'utilizzo diretto di gas di scarico a $T \geq 250^\circ C$;
- $H_{CHP,gas\ diretti}$ = calore utile destinato dall'unità di cogenerazione all'area di consumo per l'utilizzo diretto di gas di scarico a $T \geq 250^\circ C$.

Box: Esempio 4 – Calcolo di $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ in caso di unità alimentate con più combustibili, con diverse modalità di utilizzo del calore utile prodotto

Un'unità di cogenerazione ha consumato, nel periodo di rendicontazione n, le quantità di combustibile illustrate in tabella (esprese in MWh), pari ad un valore totale di 1200 MWh. Nel medesimo periodo di rendicontazione ha prodotto 300 MWh di calore utile destinato alla produzione di vapore / acqua calda e 180 MWh di calore utile destinato all'utilizzo diretto tramite gas di scarico presso l'area di consumo.

Combustibile	F_i (MWh)	Produzione Vapore/Acqua calda		Utilizzo diretto gas di scarico	
		Contributo (MWh)	$\eta_{th,rif}$	Contributo (MWh)	$\eta_{th,rif}$
Gas naturale	1000	240	90	160	82
Biogas	200	60	70	20	62
Totale	1200	300		180	

Tabella 11 – Parametri di input per il calcolo di $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ in caso di unità alimentate con più combustibili, con diverse modalità di utilizzo del calore utile prodotto

Qualora non fossero disponibili le informazioni relative ai contributi di ciascun combustibile a ciascuna delle modalità di utilizzo del calore utile presso l'area di consumo (valori evidenziati in giallo), è necessario procedere come di seguito, impiegando come pesi i valori complessivi di calore utile corrispondenti alle due differenti destinazioni utili:

- calcolo $RefH\eta_{CH_4} = \frac{300 \cdot 90 + 180 \cdot 82}{300 + 180} = 87$
- calcolo $RefH\eta_{biogas} = \frac{300 \cdot 70 + 180 \cdot 62}{300 + 180} = 67$
- calcolo $RefH\eta_{unit\grave{a}} = \frac{1000 \cdot 87 + 200 \cdot 67}{1000 + 200} = 83,83$

Come già illustrato all'interno della presente Guida, il confronto tra il valore del PES attribuibile alla parte "virtuale" in cogenerazione dell'unità di cogenerazione (che nel caso in cui $\eta_{globale,unit\grave{a}} \geq \eta_{globale,soglia}$ coincide con l'unità di cogenerazione stessa) e i valori minimi fissati nell'Allegato III del DM

4 agosto 2011, può condurre a due risultati differenti, che condizionano il riconoscimento di funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Infatti:

1. **qualora il valore del PES sia superiore o pari al 10%** (ovvero maggiore di 0 per le unità di piccola e micro-cogenerazione) **si può ritenere che la parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione funzioni effettivamente in regime di CAR.** Tutti i benefici acquisiti dall'unità di cogenerazione sono da corrispondere in base al valore delle grandezze E_{CHP} , H_{CHP} , F_{CHP} ;
2. **qualora il valore del PES sia inferiore al 10%** (ovvero minore o uguale a 0 per le unità di piccola e micro-cogenerazione) **non si può ritenere che la parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione funzioni effettivamente in regime di CAR. L'unità di cogenerazione non avrà quindi diritto ai benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR.**

Nel successivo paragrafo 7.6 viene esaminata la procedura di calcolo del numero di Certificati Bianchi eventualmente spettanti a un'unità di cogenerazione che ne abbia fatto richiesta e che abbia effettivamente conseguito i requisiti minimi in termini di risparmio di energia primaria.

7.6 Calcolo del numero di Certificati Bianchi (CB)

L'art. 4 del DM 5 settembre 2011 impone che le unità di cogenerazione abbiano diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al rilascio dei Certificati Bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione, se positivo, calcolato come segue:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{ERIF}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{TRIF}} - F_{CHP} \quad [7]$$

dove:

- RISP è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione nell'anno solare per il quale è stato richiesto l'accesso al regime di sostegno;
- E_{CHP} è l'energia elettrica prodotta dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- H_{CHP} è il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- F_{CHP} è l'energia di alimentazione consumata dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- η_{TRIF} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, assunto pari a:
 - 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico;
 - 0,90 nel caso di produzione di vapore / acqua calda.

Si sottolinea come, nel caso di produzione di H_{CHP} destinato ad entrambe le modalità di utilizzo presso l'area di consumo, il valore di $\eta_{TRIF,eq}$ debba essere calcolato come media ponderale dei η_{TRIF} relativi alle due modalità di utilizzo del calore utile, basata sul valore percentuale di ciascuna modalità di utilizzo rispetto al valore totale di H_{CHP} .

- η_{ERIF} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46 e corretto secondo la procedura espressa all'art. 4 comma 1 del DM 5 settembre 2011. In

particolare è necessario sottolineare come la percentuale di energia autoconsumata da utilizzare ai fini del presente calcolo debba essere quantificata secondo il seguente principio:

$$\% \text{ energia elettrica autoconsumata} = \min \left(100\%; \frac{E_{\text{autoconsumata}}}{E_{\text{CHP}}} \right) [8]$$

In base al risparmio di energia primaria calcolato secondo la [7], l'unità di cogenerazione ha diritto per lo specifico anno ad un numero di Certificati Bianchi pari a:

$$CB = RISP * 0,086 * K [9]$$

dove:

- K è un coefficiente di armonizzazione la cui modalità di calcolo è indicata nella Parte 1° delle Linee guida, nella quale sono riportati anche alcuni esempi di calcolo.

In particolare, come specificato dalle Linee guida, la "potenza dell'unità di cogenerazione come CAR", in base alla quale determinare il valore di K, deve essere calcolata secondo la seguente formula:

$$\text{Potenza dell'unità come CAR} = \frac{E_{\text{CHP}}}{\text{ore di marcia}} [10]$$

Viene inoltre precisato come, qualora non sia possibile un'univoca contabilizzazione delle ore di marcia dell'unità, si può procedere calcolando la "Potenza media CHP", in base alla quale determinare il valore di K, sulla base del numero delle ore equivalenti quantificate rispetto alla capacità di generazione (P_n) dell'unità secondo le seguenti formule:

$$h_{eq} = \frac{E_{\text{unità}}}{P_n} [11]$$

$$\text{Potenza media CHP} = \frac{E_{\text{CHP}}}{h_{eq}} [12]$$

7.7 Postcombustione

La presenza all'interno di un impianto di cogenerazione di un bruciatore ausiliario che utilizza un combustibile ai fini dell'innalzamento della temperatura di un flusso di gas caldi, prodotti dall'unità di cogenerazione, può rendere complessa la quantificazione dell'effettivo valore di H_{CHP} (pari al solo calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione), nel caso in cui a valle del bruciatore ausiliario il recupero termico sia esclusivamente finalizzato alla produzione di energia termica da destinare all'area di consumo.

Ai fini del calcolo del rendimento globale di cogenerazione, è necessario suddividere il calore utile prodotto a valle del bruciatore ausiliario in due componenti, l'effettiva quota parte di calore utile cogenerativo H_{CHP} e la componente H_{NONCHP} , corrispondente al contributo del combustibile immesso dal bruciatore ausiliario, che non può essere considerato calore utile H_{CHP} poiché costituisce calore utile non prodotto dall'unità di cogenerazione.

Per la quantificazione di H_{CHP} è necessario procedere come di seguito:

- **identificare la tipologia del processo di recupero termico del calore utile prodotto destinato all'area di consumo** (es. l'impianto di cogenerazione potrebbe produrre, mediante un generatore di vapore a recupero interno, un flusso di vapore utilizzato direttamente presso l'area di consumo per finalità termiche; i gas di scarico prodotti presso l'impianto di cogenerazione

potrebbero essere utilizzati direttamente per lo svolgimento di un processo di essiccazione presso l'area di consumo). La tipologia del processo determina la modalità di calcolo del quantitativo totale di calore utile ceduto all'area di consumo (somma del calore utile cogenerativo H_{CHP} e del componente H_{NONCHP}), secondo quanto espresso nell'Appendice B delle Linee guida;

- **calcolare la quota parte dell'energia di alimentazione del motore primo in assetto cogenerativo appartenente all'unità di cogenerazione** che può essere attribuita, per via indiretta, secondo le modalità espresse nell'Appendice B delle Linee guida, ai gas di scarico del motore primo stesso durante il periodo di rendicontazione ($H_{\text{gasout,motoreprimo}}$);
- **calcolare il rendimento del processo di recupero termico ($\eta_{\text{GVR/ESS}}$)**. Così come indicato nella [3] dell'appendice B delle Linee guida, tale parametro può essere quantificato a partire dai seguenti parametri:
 - valore dell'intero quantitativo di calore utile ceduto all'area di consumo (somma di H_{CHP} e H_{NONCHP}), ricavato secondo le modalità espresse nelle Linee guida;
 - $H_{\text{gasout,motoreprimo}}$;
 - Energia di alimentazione del bruciatore ausiliario (H_{gasPCE});
- **calcolare il valore del parametro H_{NONCHP}** secondo la [1] dell'appendice B delle Linee guida;
- **calcolare il valore del parametro di H_{CHP}** come differenza tra il valore dell'intero quantitativo di calore utile ceduto all'area di consumo e H_{NONCHP} .

7.8 Strumenti di misura

Nel capitolo 7.2 è stato chiarito come ai fini di un corretto calcolo del PES sia necessario determinare gli effettivi limiti del processo di cogenerazione, al fine di quantificare il valore dei parametri indispensabili per il calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione, parametro chiave di partenza per l'elaborazione dei calcoli.

Il valore di tali parametri deve essere ricavato mediante misurazioni condotte tramite idonei strumenti.

La linea di confine tra l'area di consumo e l'unità di cogenerazione, quindi, secondo quanto espresso nell'Appendice C delle Linee guida, **deve essere opportunamente dotata di strumenti** in grado di rilevare le quantità di energia in ingresso e in uscita che permettano di misurare le grandezze funzionali al calcolo del PES e di conseguenza all'eventuale riconoscimento del funzionamento dell'unità di cogenerazione in Cogenerazione ad Alto Rendimento.

L'Appendice C delle Linee guida, inoltre, chiarisce le modalità di misura delle precedenti grandezze, nonché i requisiti richiesti per la strumentazione installata nell'ambito dell'accuratezza delle misure ottenute.

In particolare, per quanto concerne **l'energia meccanica** prodotta dall'unità di cogenerazione, la modalità di misurazione della stessa è definita nella Parte 2°, Sezione 2.8.1) delle "Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)"

8 Procedimento per il calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e del numero di Certificati Bianchi – tecnologie di cogenerazione per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β

8.1 Quadro sintetico

Come descritto nel Capitolo 5, ai fini del riconoscimento di funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento, una data unità di cogenerazione deve necessariamente conseguire un risparmio di energia primaria (PES) superiore a valori minimi prestabiliti, differenziati in base alla capacità di generazione dell'unità stessa, di seguito illustrati:

- PES \geq 0,1 (10%) per unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MW_e;
- PES > 0 per le unità di piccola e micro-cogenerazione.

L'Allegato II del DM 4 agosto 2011, denominato “*Calcolo della produzione da cogenerazione*”, definisce la procedura di calcolo delle grandezze (“Elettricità CHP” o “E_{CHP}”, “Calore utile” o “H_{CHP}”, “alimentazione CHP” o “F_{CHP}”) relative alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile dell'unità di cogenerazione, rilevanti ai fini del calcolo del PES. L'Allegato III del medesimo decreto, denominato “*Metodo di determinazione del rendimento del processo di cogenerazione*”, oltre a imporre i valori minimi suddetti del parametro PES, ne introduce la formula di calcolo, illustrando singolarmente i termini presenti nella formula stessa. Inoltre, le Linee guida, redatte dal Ministero dello Sviluppo Economico, hanno principalmente lo scopo di fornire indicazioni e principi generali sul metodo di calcolo del PES (nonché sul metodo di calcolo del RISP e del numero di Certificati Bianchi eventualmente spettanti all'unità per lo specifico anno solare), al fine di agevolare l'applicazione della normativa di riferimento nell'ambito della CAR.

La procedura di calcolo del PES può essere suddivisa sinteticamente nelle seguenti quattro fasi approfondite nei successivi paragrafi:

- 1. definizione dei confini dell'unità di cogenerazione:** il paragrafo 8.2 è dedicato all'illustrazione dei principi utili alla definizione dei limiti del processo di cogenerazione, al fine di quantificare il valore delle grandezze utili al calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione;
- 2. calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione:** il paragrafo 8.3 illustra la modalità di calcolo del rendimento globale e il suo confronto diretto con i valori di soglia;
- 3. dimensionamento dell'Unità Virtuale:** il paragrafo 8.4 analizza i parametri chiave per il calcolo delle grandezze funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica da cogenerazione (E_{CHP}), nonché dell'energia di alimentazione da cogenerazione (F_{CHP}), qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore ai valori di soglia. In particolare, il paragrafo 8.4.2, dedicato all'analisi del coefficiente β , descrive i principali parametri utili alla quantificazione di quest'ultimo, tra i quali i parametri “primari” o “indipendenti” (parametri da misurare) e i parametri “derivati” o “dipendenti” (parametri da calcolare mediante impostazione del bilancio termodinamico della turbina a vapore ovvero mediante combinazione dei parametri primari);
- 4. calcolo del risparmio di energia primaria (PES):** il paragrafo 8.5 approfondisce i criteri di determinazione di alcuni dei parametri utili al calcolo del PES.

Inoltre, nel paragrafo 8.6 sono illustrati i principi utili al calcolo del numero di Certificati Bianchi eventualmente spettanti all'unità di cogenerazione. Il paragrafo 8.7 è specifico per impianti di cogenerazione dotati di un bruciatore ausiliario che, in base alla configurazione impiantistica, non può essere considerato parte dell'unità di cogenerazione. Il paragrafo 8.8, infine, è dedicato

all'analisi degli strumenti di misura. La figura 16 contiene un **diagramma di sintesi della procedura di calcolo del PES**. Nella colonna di destra è riportato il riferimento al paragrafo nel quale la specifica fase viene approfondita.

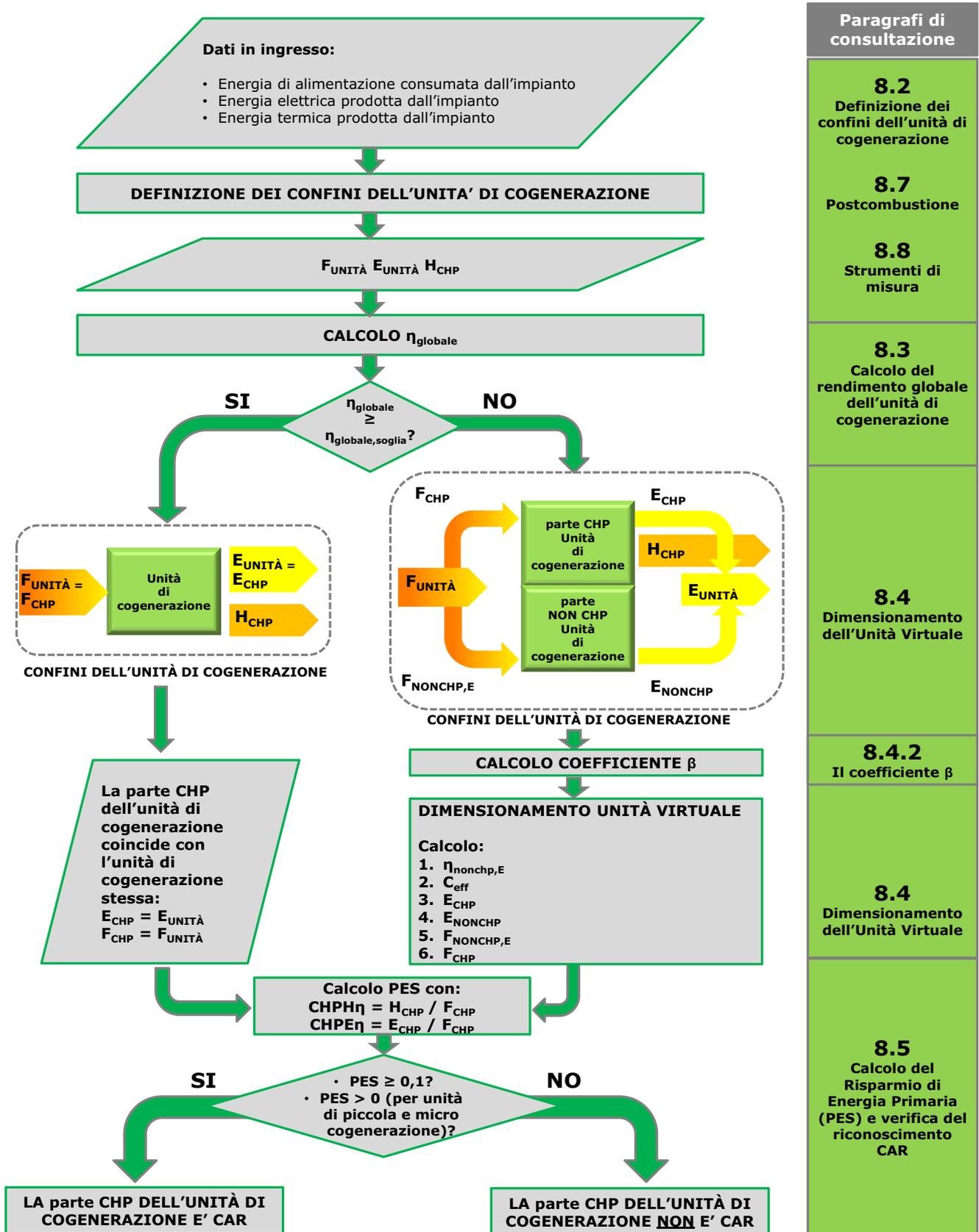


Figura 16 - Diagramma di sintesi della procedura di calcolo del PES per unità per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β

8.2 Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

8.2.1 Aspetti generali

L'obiettivo principale di questa prima fase della procedura di calcolo del PES consiste nel **determinare i limiti del processo di cogenerazione**, al fine di quantificare il valore dei seguenti parametri, indispensabili per il calcolo del **rendimento globale dell'unità di cogenerazione**:

- Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione (F_{UNITA});
- Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione durante il medesimo periodo di rendicontazione (E_{UNITA});
- Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione durante il medesimo periodo di rendicontazione (H_{CHP}).

La successiva figura 17 ha l'obiettivo di evidenziare i confini dell'impianto che, in base alla specifica realtà impiantistica, potrebbero non essere coincidenti con i confini dell'unità di cogenerazione.

Le grandezze in ingresso e in uscita dall'impianto potrebbero, quindi, non coincidere con le grandezze in ingresso e in uscita dai confini dell'unità di cogenerazione.

Nella figura 17 sono rappresentate le seguenti grandezze di riferimento, tutte relative al medesimo periodo di rendicontazione (si assume, ai soli fini della presente analisi, che all'interno dell'impianto di cogenerazione sia presente un'unica unità di cogenerazione):

- **Energia di alimentazione consumata dall'impianto;**
- F_{UNITA} : **Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione;**
- **Energia elettrica/meccanica prodotta dall'impianto;**
- E_{UNITA} : **Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione;**
- **Energia termica prodotta dall'impianto;**
- H_{CHP} : **Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione.**

Nei successivi paragrafi (da 8.2.2 a 8.2.4) viene approfondita l'analisi delle differenti grandezze.

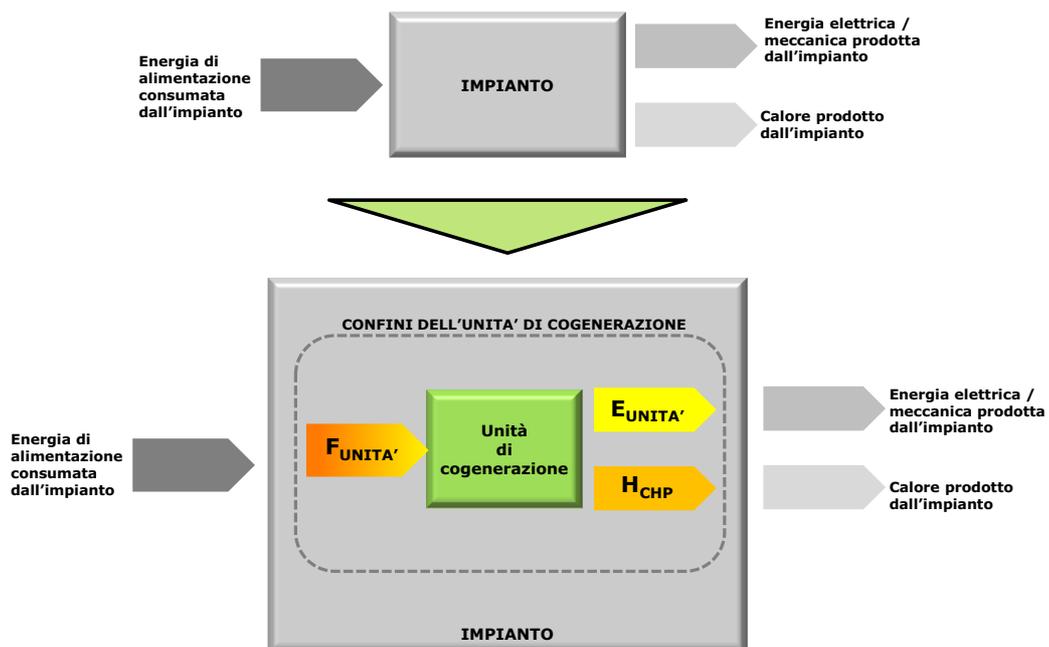


Figura 17 – Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

8.2.2 Determinazione dell'Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione

Nella tabella 12 sono illustrate possibili tipologie di energia di alimentazione consumate dall'impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività). Per ciascuna di esse, in conformità al quadro normativo vigente, viene chiarito se possa essere considerata "Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione ($F_{UNITA'}$)". E' inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi. Le tipologie di energia di alimentazione che fanno riferimento a una turbina a condensazione con estrazione di vapore sono raggruppate nella sezione finale della tabella.

Si sottolinea che, così come espresso nella parte 2° delle Linee guida, per il calcolo dell'energia di alimentazione di un combustibile è necessario prendere a riferimento il potere calorifico inferiore (PCI) determinato alla condizioni ISO standard (temperatura ambiente pari a 15°C, pressione pari a 1,013 bar, a, umidità relativa pari al 60%).

Nella medesima sezione delle Linee guida è, inoltre, approfondita la procedura di calcolo dell'energia termica immessa mediante combustibili per i quali risulta complessa l'identificazione del PCI.

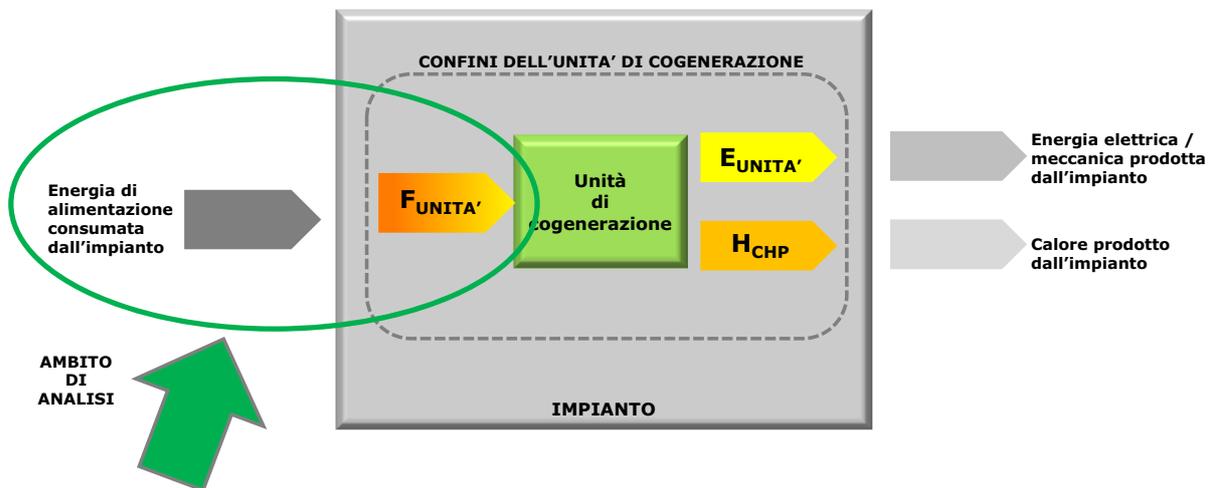


Figura 18 - Energia di alimentazione consumata dall'impianto e dall'unità di cogenerazione

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 L'impianto che produce il refluo è da considerare all'interno dei confini dell'unità di cogenerazione, comprensivo dei dispositivi accessori e funzionali per l'utilizzazione del refluo	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)
10	Acqua calda destinata al processo di atterramento e proveniente dall'esterno dell'unità cogenerativa (es. acqua di pozzo)	SI	Energia termica proveniente da processi esterni finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile da parte dell'unità di cogenerazione	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.3.2.1)

Tabella 12 - Analisi di possibili tipologie di energia di alimentazione consumate dall'impianto

8.2.3 Determinazione dell'Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione

Nella tabella 13 sono illustrate possibili modalità di produzione di energia elettrica/meccanica da parte dell'impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

La distinzione tra energia elettrica/meccanica genericamente prodotta dall'impianto e energia elettrica/meccanica effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione si basa sul seguente principio:

- per poter qualificare l'energia elettrica come effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione, essa deve essere **prodotta in combinazione con la produzione di calore utile da parte dell'unità di cogenerazione nel periodo di rendicontazione.**

Inoltre si sottolinea come, ai sensi dell'Allegato II del DM 4 agosto 2011, **la quantità di energia elettrica prodotta in cogenerazione sia quella lorda misurata ai morsetti del generatore.** Di conseguenza l'energia elettrica utilizzata internamente dall'unità di cogenerazione per la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile non deve essere sottratta.

Si sottolinea inoltre che ai fini del calcolo del PES la produzione di energia meccanica debba essere equiparata a quella di energia elettrica lorda, pertanto il fattore supplementare da applicare alla produzione di energia meccanica secondo quanto previsto all'Allegato III, punto 3 del DM 4 agosto 2011 è pari a 1.

Per ciascuna delle differenti tipologie di energia elettrica presenti nell'elenco viene chiarito, in conformità al quadro normativo vigente, se possa essere considerata "Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione". E' inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi. Le tipologie di energia elettrica/meccanica che fanno riferimento a una turbina a condensazione con estrazione di vapore sono raggruppate nella sezione finale della tabella.

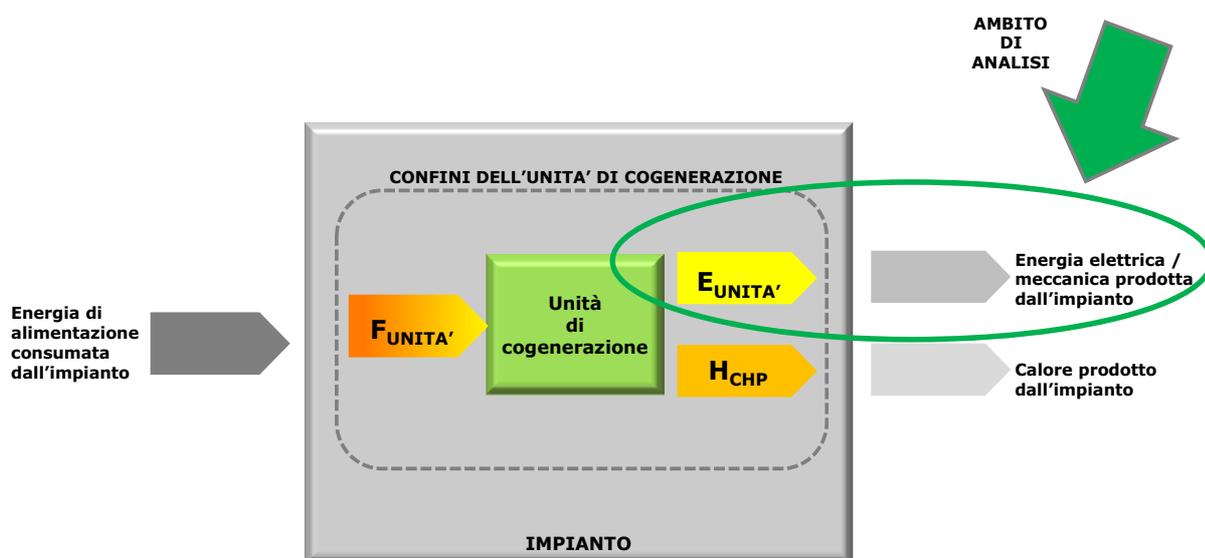


Figura 19 - Energia elettrica/meccanica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione

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 MISE 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 MISE 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 MISE 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 MISE Parte 2° sezione 2.8)
5	Energia meccanica utilizzata da dispositivi direttamente connessi con le prestazioni del motore primo appartenente all'unità di cogenerazione	NO	Esempio: compressore della turbina a gas Tali dispositivi non possono essere qualificati come servizi ausiliari, bensì come parte integrante del motore primo appartenente all'unità di cogenerazione. Di conseguenza l'energia meccanica da loro utilizzata non può essere contabilizzata come energia utile	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.8)
6	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 MISE Parte 2° sezione 2.1.2)

Tabella 13 - Analisi di possibili modalità di produzione di energia elettrica/meccanica da parte dell'impianto

8.2.4 Determinazione del Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione

Nella tabella 14 sono illustrate possibili modalità di produzione dell'energia termica da parte dell'impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

Nella tabella 15, inoltre, sono illustrate possibili modalità di utilizzo dell'energia termica prodotta dall'impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

Per ciascuna di esse viene chiarito, in conformità al quadro normativo vigente, se possa essere considerata "Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione H_{CHP} ". E' inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi. Le tipologie di energia termica che fanno riferimento a una turbina a condensazione con estrazione di vapore sono raggruppate nella sezione finale della tabella.

La distinzione tra energia termica genericamente prodotta dall'impianto e calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione H_{CHP} si basa su due principi fondamentali, che devono essere contemporaneamente validi:

- per poter qualificare l'energia termica come calore utile H_{CHP} , **essa deve essere prodotta da un'unità di cogenerazione** (di conseguenza prodotta in combinazione con la produzione di energia elettrica/meccanica CHP) **nel periodo di rendicontazione**;
- per poter qualificare l'energia termica come calore utile H_{CHP} , **essa deve essere effettivamente fornita a scopi utili a un'utenza o a un processo industriale nel periodo di rendicontazione.**

Come ulteriore approfondimento, la figura 20 illustra graficamente le categorie di energia termica in cui può essere suddivisa l'energia termica totale prodotta dall'impianto di cogenerazione:

- **Calore non utile prodotto dall'impianto di cogenerazione;**
- **Calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione ma non dall'unità di cogenerazione;**
- **Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione** (H_{CHP} ; soltanto quest'ultima componente può essere considerata ai fini del calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione e successivamente del PES).

Sulla base di tali considerazioni, ai fini della qualificazione dell'energia termica come calore utile H_{CHP} , l'elenco (e la conseguente analisi) delle differenti casistiche di energia termica prodotta dall'impianto è stato suddiviso, per maggiore chiarezza, nelle due seguenti categorie:

- **modalità di produzione dell'energia termica:** l'analisi si focalizza sulla verifica dell'effettiva produzione dell'energia termica da parte dell'unità di cogenerazione. Dovendo essere entrambi validi i precedenti principi, si considera quindi, ai soli fini della tabella 14, che l'energia termica in questi casi venga successivamente destinata all'area di consumo per fini utili;
- **modalità di utilizzo dell'energia termica:** l'analisi si focalizza in questa sezione sulla destinazione effettiva dell'energia termica all'area di consumo per fini utili. In analogia al punto precedente, dovendo essere entrambi validi i precedenti principi, si considera quindi, ai soli fini della tabella 15, che l'energia termica in questi casi sia stata effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione.

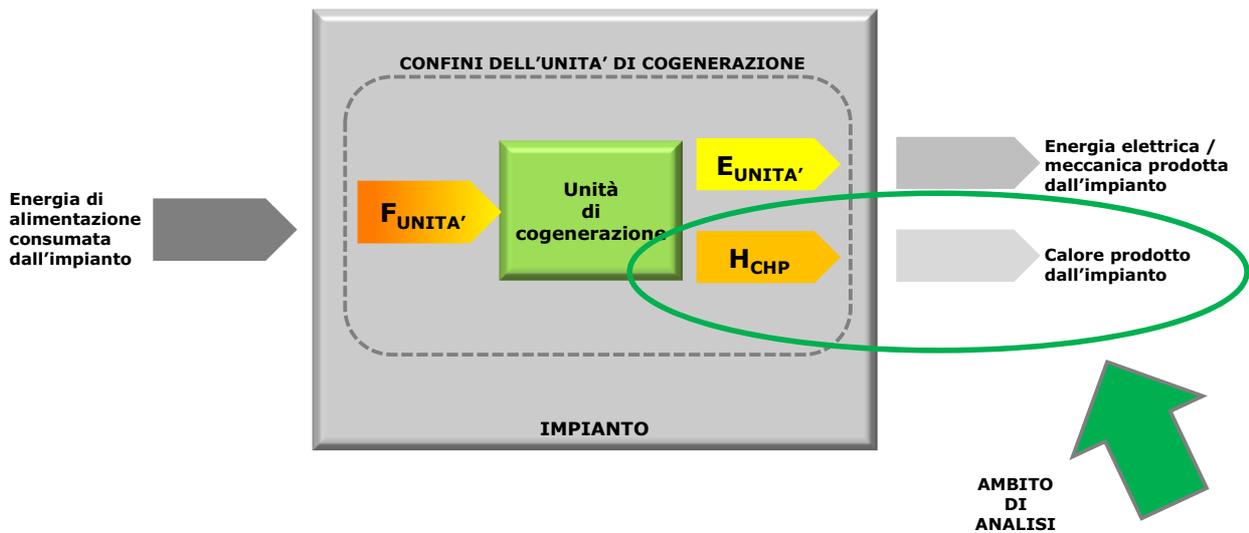


Figura 20 - Energia termica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione



Figura 21 - Componenti del calore totale prodotto dall'impianto

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	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; ad eccezione della tecnologia "Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore")	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)
3	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)
4	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)

Tabella 14 – Analisi di possibili modalità di produzione dell'energia termica da parte dell'impianto

N.	Modalità di utilizzo dell'energia termica	H _{CHP}	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 MISE Parte 2°, Sezione 2.2.2)
2	Utilizzo del calore per il riscaldamento o raffrescamento 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 MISE Parte 2°, Sezione 2.2.2) e 2.3.3)
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 MISE, 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 MISE Parte 2°, Sezione 2.2.2) e 2.3.4)
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, <u>anche se disposti presso l'area di consumo</u>	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MISE 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 di vapore 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 MISE 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	NO	L'apporto di energia termica è da considerare calore non utile poiché non destinato all'area di consumo per fini utili.	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3)
7	Utilizzo del calore prodotto dall'unità di cogenerazione per la produzione presso l'area di consumo di frigoriferie, 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 MISE Parte 2° sezione 2.1)
8	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 _{CHP} , 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)	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.3)
9	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 _{CHP} , 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 MISE Parte 2° sezione 2.3.1)
10	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.	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1.2)
11	Energia termica contenuta nell'acqua prelevata dal generatore di vapore e utilizzata in qualità di acqua di attemperamento	SI	<u>Il calore utile destinato all'area di consumo è pari al contenuto entalpico della corrente di estrazione risultante a valle dell'attemperamento</u> (con conseguente esigenza di installazione dello strumento di misura del calore utile a valle dell'attemperamento). L'energia termica contenuta nell'acqua di attemperamento è di conseguenza indirettamente già contabilizzata, in qualità di calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.2.1)
12	Energia termica contenuta nell'acqua prelevata dall'esterno (es. acqua di pozzo) e utilizzata in qualità di acqua di attemperamento	SI	<u>Il calore utile destinato all'area di consumo è pari al contenuto entalpico della corrente di estrazione risultante a valle dell'attemperamento</u> (con conseguente esigenza di installazione dello strumento di misura del calore utile a valle dell'attemperamento). L'energia termica contenuta nell'acqua di attemperamento è di conseguenza indirettamente già contabilizzata, in qualità di calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.2.1)

Tabella 15 – Analisi di possibili modalità di utilizzo dell'energia termica prodotta dall'impianto

8.3 Calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione

Sulla base della quantificazione del valore dei parametri introdotti nel paragrafo 8.2, relativi all'unità di cogenerazione ($F_{UNITÀ}$, $E_{UNITÀ}$, H_{CHP}), è possibile calcolare il rendimento globale dell'unità di cogenerazione, così come indicato nell'Allegato II del DM 4 agosto 2011 e secondo la seguente formula (di seguito si utilizzano i simboli delle grandezze così come riportati nel paragrafo 8.2):

$$\eta_{globale,unit\grave{a}} = \frac{E_{UNIT\grave{A}} + H_{CHP}}{F_{UNIT\grave{A}}} \quad [1]$$

Si sottolinea come, ai sensi dell'Allegato II del medesimo decreto, il valore delle grandezze funzionali al calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione debba essere ricavato necessariamente mediante misurazioni condotte durante il periodo di rendicontazione.

I valori certificati possono essere utilizzati esclusivamente nel caso di unità di micro-cogenerazione (capacità di generazione inferiore a 50 kW_e) e solo nel caso in cui esista almeno una grandezza misurata tra energia termica, energia elettrica o energia immessa con il combustibile. Nel caso in cui nell'unità di micro-cogenerazione siano presenti dissipazioni termiche, variazioni del carico, regolazioni della potenza elettrica prodotta, rampe di accensione e spegnimento di lunga durata e altre situazioni di funzionamento modulabile, è necessario che siano misurate tutte le grandezze che concorrono al calcolo dell'indice PES.

Il valore del rendimento globale ottenuto per la specifica unità di cogenerazione deve essere confrontato con i valori del rendimento globale di soglia, pari all'80% per le tipologie di tecnologie oggetto del presente capitolo, così come indicato all'Allegato II del DM 4 agosto 2011 e riproposto nella tabella 5 della presente Guida.

Ciò al fine di valutare se tutta l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione sia stata effettivamente prodotta in assetto cogenerativo.

Nello specifico, il DM 4 agosto 2011 definisce come i valori misurati (ovvero certificati nel caso di impianto di micro-cogenerazione e sotto le condizioni precedentemente approfondite) dell'energia elettrica/meccanica e del calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione, possano essere utilizzati direttamente ai fini del calcolo del PES, qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia pari o superiore:

- all'80% per le unità con turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore e per le unità con turbina a condensazione con estrazione di vapore;
- al 75% per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione⁷ elencate nell'Allegato I del medesimo decreto.

Il confronto tra il rendimento globale dell'unità di cogenerazione e il rendimento globale di soglia può condurre a due risultati differenti, che condizionano le modalità di calcolo delle grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP}):

- 1. qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia superiore o al limite uguale ai valori di soglia, l'intera unità di cogenerazione può essere considerata come parte in cogenerazione (“parte CHP”).** Di conseguenza saranno valide le seguenti uguaglianze:

⁷ Tali tecnologie di cogenerazione sono approfondite nel capitolo 7

- $E_{CHP} = E_{UNITÀ}$
- $F_{CHP} = F_{UNITÀ}$

Nella figura di seguito sono rappresentate le grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP}).

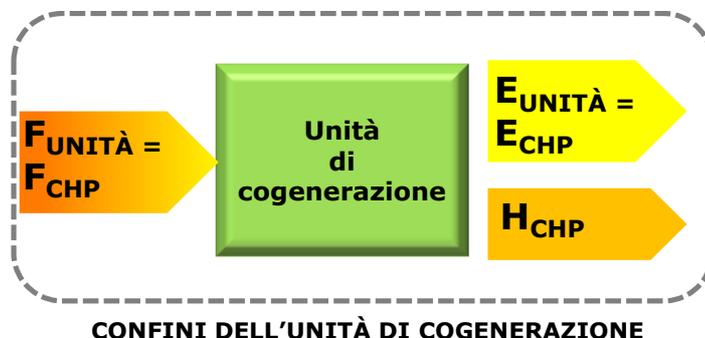


Figura 22 - Confini dell'unità di cogenerazione nel caso di $\eta_{globale,unit\grave{a}} \geq \eta_{globale,soglia}$

2. qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore ai valori di soglia, si assume che vi sia produzione di energia elettrica non in cogenerazione, con la conseguente necessità di suddividere l'unità "virtuale" di cogenerazione nelle due seguenti "parti virtuali":

- parte in cogenerazione ("parte CHP");
- parte non in cogenerazione ("parte NON CHP").

Nella figura di seguito sono rappresentate le grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP}), nonché i loro flussi in ingresso e in uscita alla "parte CHP" e alla "parte non CHP" dell'unità di cogenerazione.

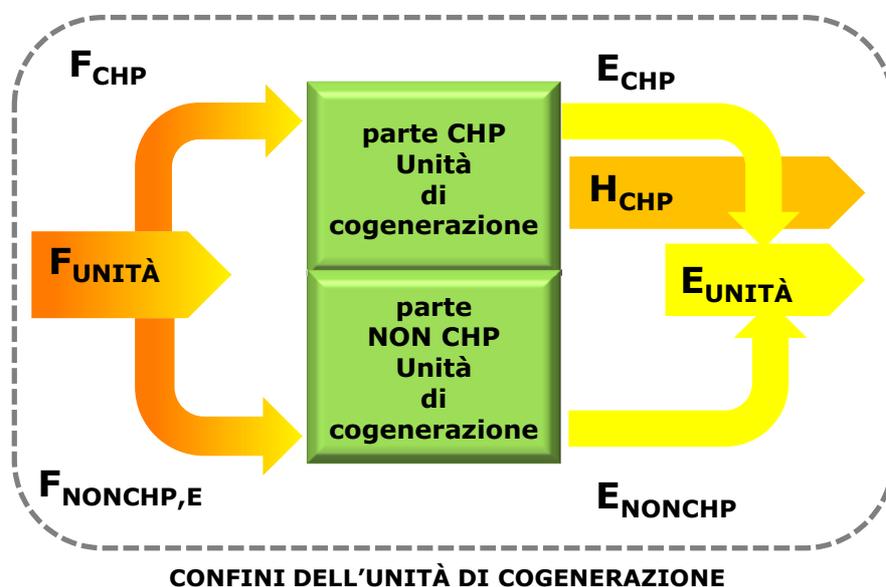


Figura 23 - Confini dell'unità di cogenerazione nel caso di $\eta_{globale,unit\grave{a}} < \eta_{globale,soglia}$

Il successivo paragrafo 8.4 è dedicato al **dimensionamento dell'unità virtuale** relativamente al solo caso 2 precedentemente mostrato. Nel caso 1, invece, tutte le grandezze fondamentali ai fini del calcolo del PES (E_{CHP} , H_{CHP} , F_{CHP}) sono già state identificate.

Nello specifico per “**dimensionamento dell’unità virtuale**” si intende, noto il valore di H_{CHP} , il processo di calcolo delle ulteriori grandezze fondamentali, relative all’unità di cogenerazione, da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP}), che comporta la corretta quantificazione dei loro flussi in ingresso e in uscita sia alla “parte CHP” sia alla “parte non CHP” dell’unità di cogenerazione.

8.4 Dimensionamento dell’Unità Virtuale (calcolo di E_{CHP} , F_{CHP})

8.4.1 Aspetti generali

Nel caso in cui si verifichi che $\eta_{globale,unit\grave{a}} < \eta_{globale,soglia}$, il processo di dimensionamento dell’unità virtuale si basa sulla suddivisione dell’unità di cogenerazione in due parti “virtuali”, in cui si assume in sostanza che “*la parte in cogenerazione sia quella parte dell’unità di cogenerazione che, fissato il calore utile assorbito (H_{CHP}), possieda una potenza elettrica e quindi produca una quantità di energia utile (somma di E_{CHP} e H_{CHP}) tale da soddisfare il rendimento globale di soglia (pari all’80%)*”.

Di seguito tale concetto espresso in formule per la sola “parte CHP” dell’unità di cogenerazione con rendimento globale inferiore ai valori di soglia:

$$\frac{E_{CHP} + H_{CHP}}{F_{CHP}} = \bar{\eta}_{globale,soglia} \quad [2]$$

Nelle Linee guida sono approfondite le modalità di calcolo, per le differenti tecnologie, di tutti i parametri funzionali alla quantificazione delle grandezze (E_{CHP} , F_{CHP} , H_{CHP}) che concorrono al calcolo del PES. In particolare, nella Tabella 3 della Parte 1° delle Linee guida, riproposta di seguito (Tabella 16), viene esposto il processo di calcolo di E_{CHP} e F_{CHP} per le differenti tecnologie di cogenerazione.

	$\eta_{globale} < 75\%$	$\eta_{globale} < 80\%^4$
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	$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchp\ E}}{(\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp\ E})}$	$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp\ E} - \beta * \bar{\eta}_{globale}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp\ E}}$
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	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$



**AMBITO DI ANALISI
CAPITOLO 8**

Tabella 16⁸ - Formule di calcolo per il dimensionamento dell’unità virtuale per unità per unità per le quali NON è previsto il calcolo del coefficiente β

⁸ Si riporta di seguito la nota 4 contenuta nelle Linee guida: “Quando il ciclo combinato disponga di una turbina a vapore a sola estrazione, e senza condensazione, il calcolo di C_{eff} è esattamente uguale a quello esposto nella colonna di sinistra della tabella, fatta salva la sostituzione del limite del 75% con il limite dell’80%

Nell'ambito del processo di dimensionamento dell'unità virtuale, nel presente paragrafo, ci si pone esclusivamente l'obiettivo di evidenziare, per le differenti tecnologie di cogenerazione, i parametri chiave funzionali al calcolo del **coefficiente β** (paragrafo 8.4.2), del **rendimento elettrico in assetto non cogenerativo** ($\eta_{\text{nonchp},E}$, paragrafo 8.4.3) e del **rapporto energia/calore** (C_{eff} , paragrafo 8.4.4).

Ai fini di una maggiore chiarezza i simboli utilizzati nelle Linee guida (relativi alle grandezze presenti nelle formule di calcolo che sono di seguito riproposte così come illustrate all'interno delle Linee guida) possono essere ricondotti ai simboli utilizzati precedentemente all'interno della presente Guida nel modo seguente:

- $E = E_{\text{UNITA'}}$
- $F - F_{\text{nonchp},H} = F_{\text{UNITA'}}$

8.4.2 Il coefficiente β

Come specificato nel paragrafo precedente, qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore ai valori di soglia, si assume che vi sia produzione di energia elettrica non in cogenerazione, con la conseguente necessità di suddividere l'unità di cogenerazione nelle seguenti "parti virtuali":

- parte in cogenerazione ("parte CHP");
- parte non in cogenerazione ("parte NON CHP").

Il processo di dimensionamento dell'unità virtuale necessita della **quantificazione dell'energia di alimentazione in ingresso alla parte non CHP ($F_{\text{nonchp},E}$), a partire dalla grandezza in uscita dalla stessa parte non CHP (E_{NONCHP})**.

Questo processo, richiede l'introduzione di un rendimento elettrico ($\eta_{\text{nonchp},E}$) caratteristico della parte dell'unità di cogenerazione che è stata virtualmente esercitata in assetto non cogenerativo, quantificabile riconducendo la potenza elettrica generata dal motore primo in assetto "reale" cogenerativo alla potenza elettrica generata dal medesimo motore primo in assetto "virtuale" non cogenerativo.

Nel caso di presenza di una turbina a vapore di condensazione a estrazione di vapore non è possibile equiparare il rendimento elettrico in assetto "virtuale" non cogenerativo al rendimento elettrico in assetto "reale" cogenerativo (η_E)⁹, poiché un assetto "virtuale" non cogenerativo procederebbe alla completa espansione in turbina del vapore prodotto mediante l'energia di alimentazione $F_{\text{nonchp},E}$, piuttosto che ad una sua cessione all'esterno, al fine di massimizzare la produzione di energia elettrica. Di conseguenza la produzione elettrica, a parità di vapore introdotto in turbina, sarà maggiore in quest'ultimo caso rispetto a quella effettivamente ottenuta mediante l'assetto reale cogenerativo della turbina, con conseguente incremento del rendimento elettrico potenzialmente ottenuto.

Il coefficiente β ha l'obiettivo di contribuire a quantificare l'incremento di tale rendimento rispetto a quello effettivamente ottenuto in assetto cogenerativo, riconducendo l'energia termica prodotta dal vapore estratto (nel caso di turbina in assetto "reale" cogenerativo) alla potenziale

⁹ Tale equiparazione risulta invece applicabile nel caso delle tecnologie di cogenerazione trattate all'interno del capitolo 7

energia elettrica producibile dal medesimo vapore espanso in turbina dal punto di estrazione fino all'uscita dalla turbina stessa (nel caso di turbina in assetto "virtuale" non cogenerativo).

La procedura di calcolo del coefficiente β , sia a livello di singola corrente di estrazione sia a livello globale della turbina a condensazione con estrazione di vapore, è trattata con adeguato approfondimento nell'Appendice A delle Linee guida.

Il presente paragrafo della Guida si pone invece i seguenti obiettivi:

- **evidenziare**, mediante illustrazione grafica di una turbina a condensazione con estrazione di vapore (Fig. 24), **le grandezze, inerenti all'esercizio operativo di tale motore primo, da monitorare ai fini del calcolo del coefficiente β** , differenziando tra quelle da ricavare mediante misurazione diretta e quelle da calcolare indirettamente;
- **analizzare**, mediante la tabella 17, **alcune delle possibili correnti di vapore e acqua calda prodotte dall'unità di cogenerazione**, comunque ampiamente esaminate all'interno delle Linee guida, **per le quali potrebbero sussistere dubbi in merito all'esigenza di calcolare il coefficiente β "associato"**. A riguardo si sottolinea come nell'Appendice A delle Linee guida sia specificata l'esigenza di quantificare il valore del coefficiente β associato a tutte le correnti riconducibili a estrazioni dalla turbina a vapore, anche se utilizzate per consumi interni dell'unità di cogenerazione (es. vapore estratto dalla turbina di condensazione e inviato al degassatore, caso 3 della tabella 17). Nella tabella è dichiarata la specifica sezione delle Linee guida utilizzata per l'analisi di ciascuna casistica;
- **analizzare**, mediante la tabella 18, **tutte le grandezze che concorrono al calcolo del coefficiente β** , in termini di modalità di calcolo/reperimento e di periodo di osservazione ai fini della misura/calcolo.

Si precisa inoltre che, ai soli fini della presente guida e nell'ambito di analisi del coefficiente β , per **"Periodo di osservazione ai fini della misura/calcolo"** si intende il periodo di osservazione da considerare per la determinazione del valore globale da attribuire a una specifica grandezza fisica "primaria" (valori ottenuti mediante misurazione) ovvero "derivata" (valori ottenuti mediante combinazione dei valori misurati di grandezze "primarie").

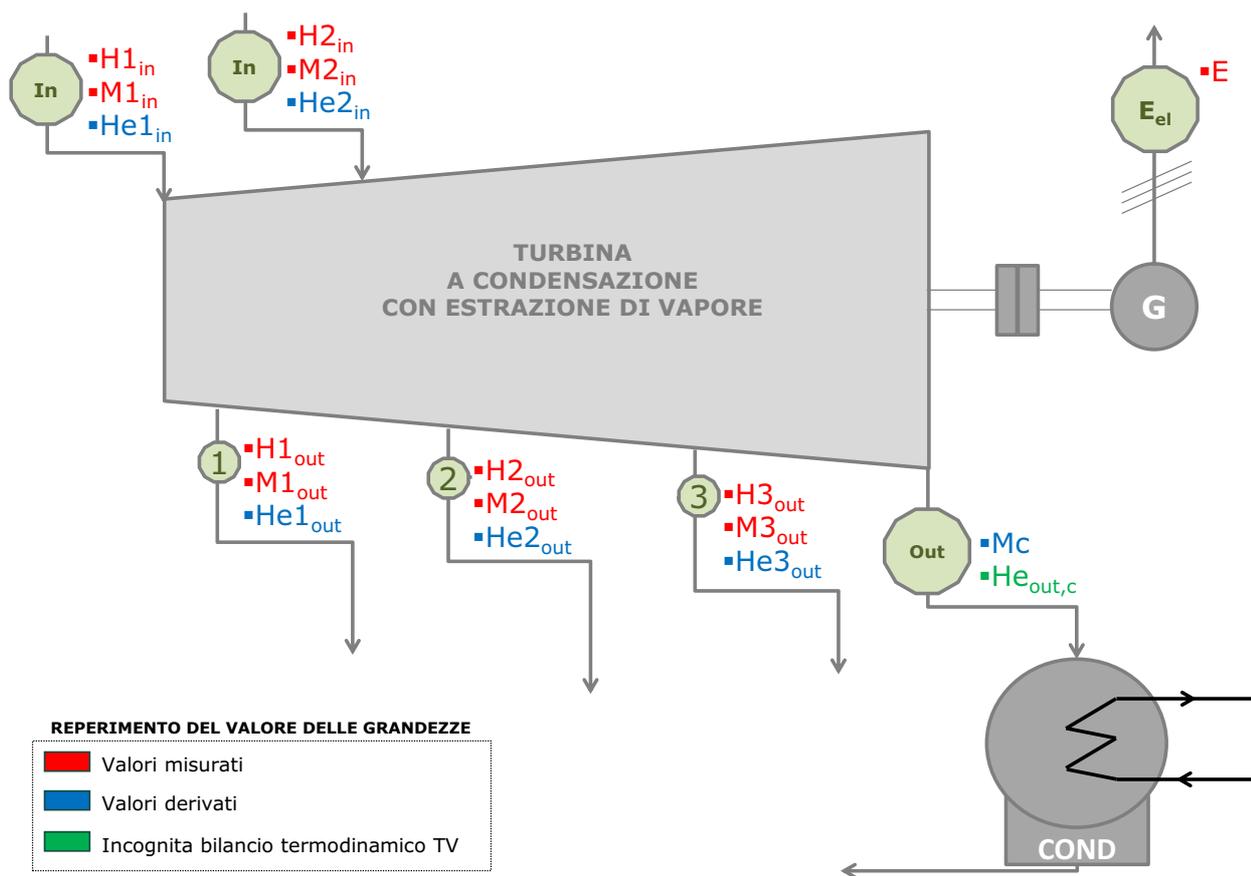


Figura 24 – Parametri di input per il calcolo del coefficiente β (impianti di cogenerazione a vapore con utilizzo diretto del vapore)

N.	Modalità di produzione/utilizzo correnti acqua calda/vapore	Esigenza calcolo β	Nota esplicitiva	Riferimento normativo
1	Prelievo di acqua di atterramento da una sezione del generatore di vapore	NO	Il prelievo di acqua <u>non è riconducibile</u> a una corrente di estrazione dalla turbina a vapore	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.3.2.1)
2	Estrazione di vapore vivo, a monte di una turbina di condensazione, destinato al degassatore	NO	Il prelievo di vapore <u>non è riconducibile</u> a una corrente di estrazione dalla turbina a vapore	Linee guida MiSE Appendice A
3	Alimentazione del degassatore mediante corrente di estrazione dalla turbina di condensazione	SI	Il prelievo di vapore è <u>riconducibile</u> a una corrente di estrazione dalla turbina a vapore. <u>Si sottolinea come l'energia termica contenuta nel vapore inviato al degassatore non sia da contabilizzare come calore utile</u>	Linee guida MiSE Appendice A
4	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	NO	Il prelievo di acqua <u>non è riconducibile</u> a una corrente di estrazione dalla turbina a vapore	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.3.2.2)
5	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	Il prelievo di acqua è <u>riconducibile</u> a una corrente di estrazione dalla turbina a vapore	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.3.2.2)

Tabella 17 - Analisi di possibili tipologie di energia di alimentazione consumate dall'impianto

N.	Denominazione parametro	Simbolo	Modalità di calcolo / reperimento	Periodo di osservazione ai fini della misura / calcolo
1	Energia termica della i-esima corrente di vapore immessa in turbina (kJ)	$H_{i_{in}}$	Rilevazione al totalizzatore	Periodo di rendicontazione
2	Massa della i-esima corrente di vapore immessa in turbina (kg)	$M_{i_{in}}$	Rilevazione al totalizzatore	Periodo di rendicontazione
3	Entalpia della i-esima corrente di vapore immessa in turbina (kJ/kg)	$He_{i_{in}}$	$= H_{i_{in}} / M_{i_{in}}$	Periodo di rendicontazione
4	Energia termica della i-esima corrente di estrazione (kJ)	$H_{i_{out}}$	Rilevazione al totalizzatore	Periodo di rendicontazione
5	Massa della i-esima corrente di estrazione (kg)	$M_{i_{out}}$	Rilevazione al totalizzatore	Periodo di rendicontazione
6	Entalpia della i-esima corrente di estrazione (kJ/kg)	$He_{i_{out}}$	$= H_{i_{out}} / M_{i_{out}}$	Periodo di rendicontazione
7	Coefficienti correttivi per la determinazione delle perdite della turbina a vapore (per approfondimento sulla tipologia delle perdite riferirsi all'Appendice A delle Linee guida MiSE)	K_p (globale) $K_{p1}, K_{p2}, K_{p3}, K_{p4}$	Due alternative: 1) Tabella 1 Appendice A Linee guida MiSE 2) Il valore dei coefficienti correttivi può essere estrapolato dall'operatore, con modalità delle prove eseguite ai fini del loro reperimento dichiarate opportunamente e ripetibili in caso di ispezione	n.a.
8	Energia elettrica prodotta dalla turbina di condensazione a estrazione di vapore (kWh _e)	E	Rilevazione al contatore	Periodo di rendicontazione
9	Massa del vapore all'uscita della turbina a vapore (kg)	M_c	$= K_{p1} * (\sum M_{i_{in}} - \sum M_{i_{out}})$	Periodo di rendicontazione
10	Entalpia del vapore all'uscita della turbina a vapore (kJ/kg)	$He_{out,c}$	Incognita del bilancio termodinamico della turbina, espresso secondo la relazione riportata all'Appendice A delle Linee guida MiSE	Periodo di rendicontazione
11	Energia termica della corrente in uscita dal sistema di scambio termico <u>esclusivamente correlata alla i-esima corrente di estrazione</u> (kJ) (impianti di cogenerazione a ciclo chiuso e separati dall'area di consumo)	$H_{i_{rif}}$	Rilevazione al totalizzatore	Periodo di rendicontazione
12	Massa della corrente in uscita dal sistema di scambio termico <u>esclusivamente correlata alla i-esima corrente di estrazione</u> (kg) (impianti di cogenerazione a ciclo chiuso e separati dall'area di consumo)	$M_{i_{rif}}$	Rilevazione al totalizzatore	Periodo di rendicontazione
13	Entalpia di riferimento della corrente in uscita dal sistema di scambio termico <u>esclusivamente correlata alla i-esima corrente di estrazione</u> (kJ/kg) (impianti di cogenerazione a ciclo chiuso e separati dall'area di consumo)	$He_{i_{rif}}$	$= H_{i_{rif}} / M_{i_{rif}}$	Periodo di rendicontazione
14	Entalpia di riferimento della i-esima corrente di estrazione ad avvenuta cessione dell'energia termica all'area di consumo (kJ/kg) (impianti di cogenerazione a vapore con utilizzo diretto del vapore)	$He_{i_{rif}, 15^{\circ}C, 1bar_a}$	Entalpia dell'acqua a 15°C e 1,013 bar _a	Periodo di rendicontazione

Tabella 18 – Modalità di calcolo dei parametri di input funzionali al calcolo del coefficiente β

8.4.3 Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{nonchp,E}$)

Il processo di dimensionamento dell'unità virtuale necessita della **quantificazione dell'energia di alimentazione in ingresso alla parte non CHP ($F_{nonchp,E}$)**, a partire dalla grandezza in uscita dalla stessa parte non CHP (E_{NONCHP}).

Tale fase del processo richiede l'introduzione di un rendimento elettrico ($\eta_{nonchp,E}$) caratteristico della parte dell'unità di cogenerazione che è stata virtualmente esercitata in assetto non cogenerativo, secondo quanto illustrato nella Parte 1° delle Linee guida.

Per determinare tale rendimento elettrico, di per sé "virtuale", è necessario ricondurre la potenza elettrica generata dal motore primo in assetto "reale" cogenerativo alla potenza elettrica generata dal medesimo motore primo in assetto "virtuale" non cogenerativo.

Nel caso di presenza di una turbina a vapore di condensazione a estrazione di vapore, nel precedente paragrafo 8.4.2, sono esposte le motivazioni tecniche che comportano l'esigenza di calcolo del coefficiente β per la quantificazione del rendimento $\eta_{nonchp,E}$.

Nella figura 25 viene riproposta la formula di calcolo di $\eta_{nonchp,E}$, così come illustrata nelle Linee guida, con il dettaglio dei parametri chiave utili per il calcolo. Nel caso di carenza di misure strumentali necessarie al calcolo del coefficiente β , nel successivo paragrafo viene approfondita la metodologia di calcolo del C_{eff} per via indiretta.

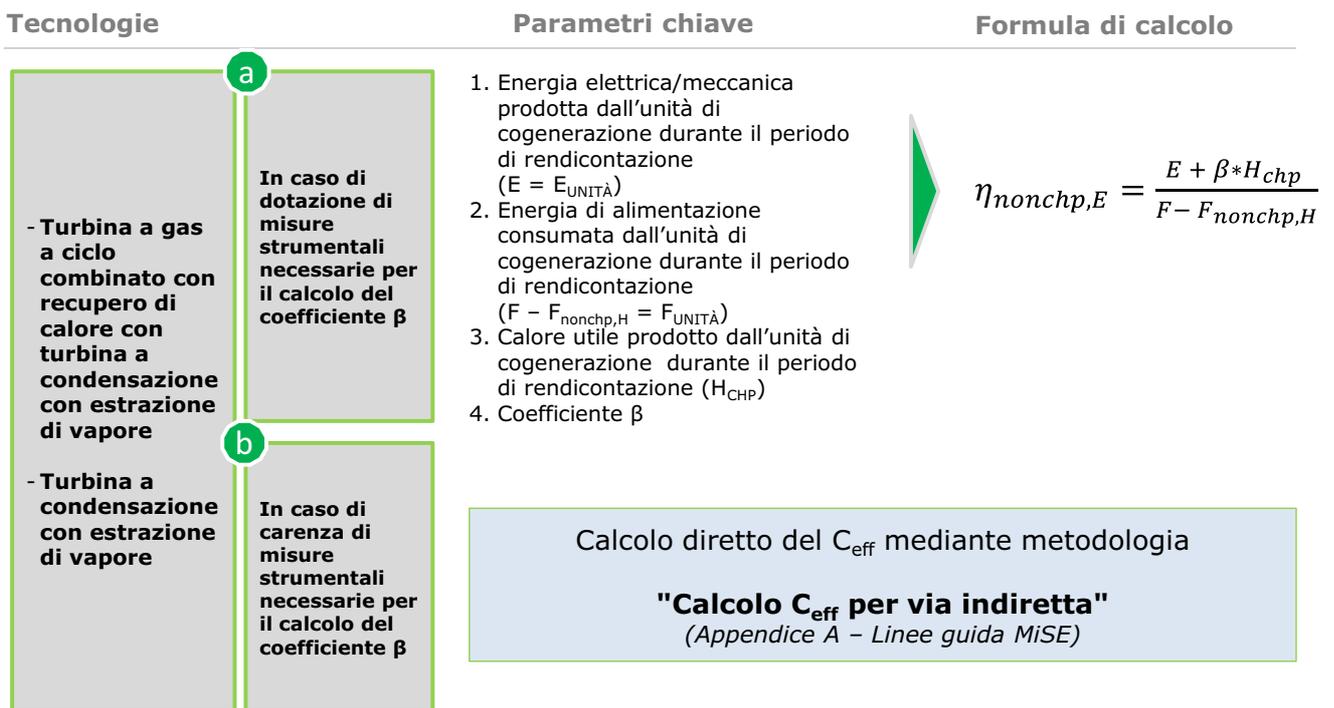


Figura 25 - Calcolo del rendimento elettrico in assetto non cogenerativo per unità per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β

8.4.4 Rapporto energia/calore effettivo (C_{eff})

Nel caso in cui il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore ai valori di soglia, secondo il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, il DM 4 agosto 2011 e l'approfondimento delle

Linee guida, il rapporto energia/calore C_{eff} consente all'operatore di quantificare l'energia elettrica prodotta dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione pari al prodotto tra C_{eff} e H_{CHP} . Il risultato di tale prodotto deve essere confrontato con la produzione elettrica totale dell'unità nel periodo di rendicontazione ($E_{UNITA'}$). Il minore tra tali due valori può essere effettivamente assunto pari a E_{CHP} . In formule:

$$E_{CHP} = \min (E_{UNITA'} ; C_{eff} * H_{CHP}) [3]$$

Per le unità di cogenerazione entrate in servizio da meno di un anno, per le quali non siano disponibili dati misurati, ai sensi del DM 4 agosto 2011 può essere utilizzato il "rapporto energia/calore" di progetto (C_{prog}) in luogo di quello effettivo (C_{eff}).

Nella figura 26 viene riproposta la formula di calcolo di C_{eff} , così come illustrata nelle Linee guida, con il dettaglio dei parametri chiave utili per il calcolo.

Tecnologie	Parametri chiave	Formula di calcolo
<p>a</p> <p>In caso di dotazione di misure strumentali necessarie per il calcolo del coefficiente β</p> <p>- Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore con turbina a condensazione con estrazione di vapore</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{nonchp,E}$) 2. Rendimento globale di soglia ($\bar{\eta}_{globale}$) = 80% 3. Coefficiente β 	$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchp,E} - \beta * \bar{\eta}_{globale}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{nonchp,E}}$
<p>b</p> <p>Calcolo di C_{eff} "per via indiretta" (in caso di carenza di misure strumentali necessarie per il calcolo del coefficiente β)</p> <p>- Turbina a condensazione con estrazione di vapore</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione ($E = E_{UNITA'}$) 2. Energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione ($F - F_{nonchp,H} = F_{UNITA'}$) 3. Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione (H_{CHP}) 4. Rendimento dell'impianto a piena condensazione (assetto puramente elettrico) quale riportato nel certificato di collaudo dell'impianto stesso (η_c) 5. Rendimento globale di soglia = 80% 	$C_{eff} = \frac{0,8 * \frac{E}{F} - 0,8 * \eta_c + \eta_c * \frac{H_{chp}}{F}}{0,8 * \frac{H_{chp}}{F} - \eta_c * \frac{H_{chp}}{F}}$

Figura 26 - Calcolo del rapporto energia/calore effettivo per unità per le quali è previsto il calcolo del coefficiente β

Nell'Appendice A delle Linee guida viene descritta, nell'ambito del dimensionamento dell'unità virtuale in caso di presenza di turbina di estrazione a condensazione di vapore, una procedura di calcolo alternativa a quella che richiede il calcolo del coefficiente β , utilizzabile solo in carenza delle misure strumentali necessarie per il calcolo del coefficiente β (gruppo b della figura 26).

I punti principali di tale procedura di dimensionamento dell'unità virtuale sono di seguito elencati:

- calcolo del C_{eff} mediante la formula riportata in figura 26 (associata al gruppo b). Si sottolinea come ai fini del calcolo sia necessario utilizzare il rendimento dell'impianto a piena condensazione (assetto puramente elettrico) quale riportato nel certificato di collaudo dell'impianto stesso (η_c);

- calcolo di E_{CHP} in base alla procedura “ordinaria”, cioè come risultato del prodotto tra C_{eff} e H_{CHP} ;
- calcolo di F_{CHP} secondo la formula [2], imponendo $\eta_{\text{globale,soglia}}$ pari all'80%.

8.4.5 Considerazioni finali

Al termine del processo di dimensionamento dell'unità virtuale è possibile riprodurre due schematizzazioni di sintesi, analoghe a quella sviluppata nei paragrafi precedenti per il confronto tra l'energia termica totale prodotta dall'impianto e il calore utile H_{CHP} (figura 21), in grado di illustrare:

- le categorie di energia di alimentazione in cui può essere suddivisa l'energia di alimentazione totale consumata dall'impianto di cogenerazione (Figura 27):
 - **Energia di alimentazione totale consumata dall'impianto di cogenerazione;**
 - **Energia di alimentazione totale consumata dall'impianto di cogenerazione ma non dall'unità di cogenerazione;**
 - **Energia di alimentazione consumata dalla parte non in cogenerazione dell'unità di cogenerazione ($F_{\text{NONCHP,E}}$);**
 - **Energia di alimentazione consumata dalla parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione (F_{CHP} ;** soltanto questa componente deve essere considerata ai fini del calcolo del PES).
- le categorie di energia elettrica in cui può essere suddivisa l'energia elettrica totale prodotta dall'impianto di cogenerazione (Figura 28):
 - **Energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione;**
 - **Energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione ma non dall'unità di cogenerazione;**
 - **Energia elettrica prodotta dalla parte non in cogenerazione dell'unità di cogenerazione (E_{NONCHP});**
 - **Energia elettrica prodotta dalla parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione (E_{CHP} ;** soltanto questa componente deve essere considerata ai fini del calcolo del PES).

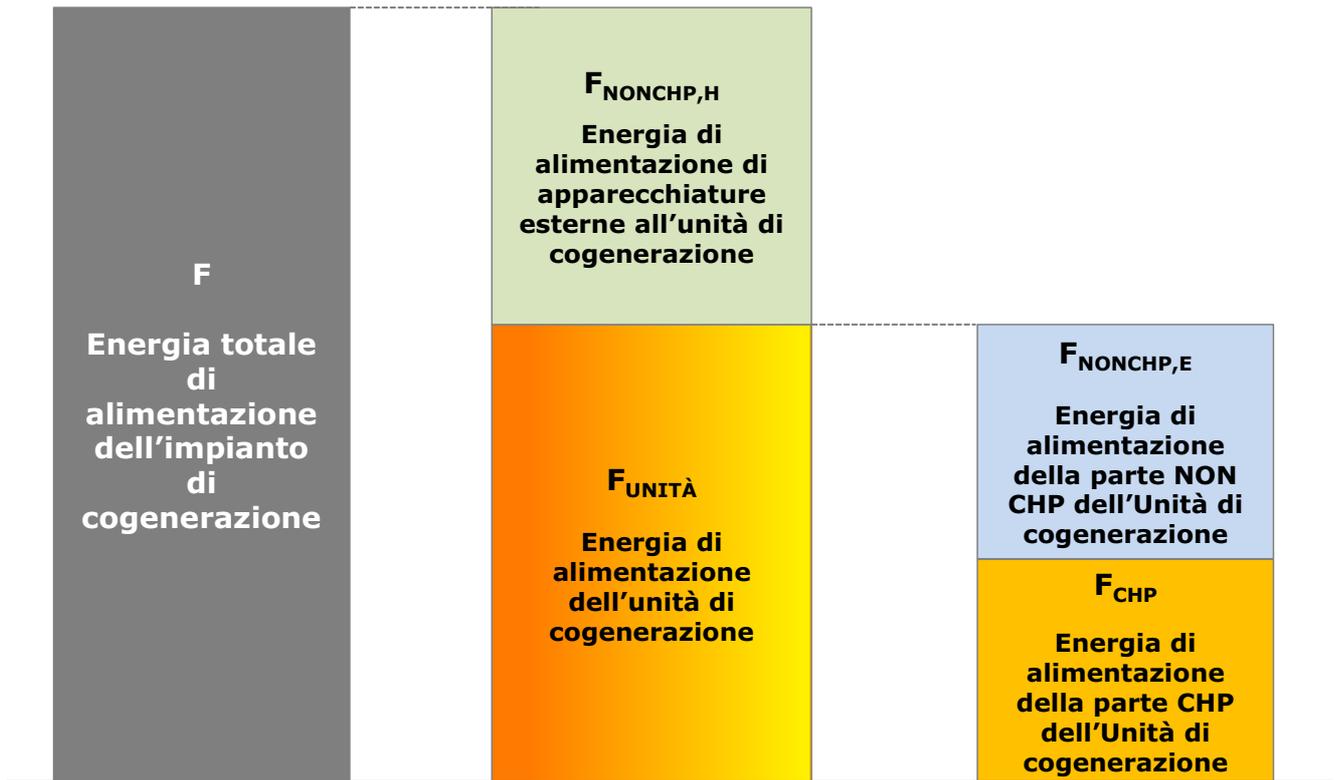


Figura 27 - Componenti dell'Energia totale di alimentazione dell'impianto

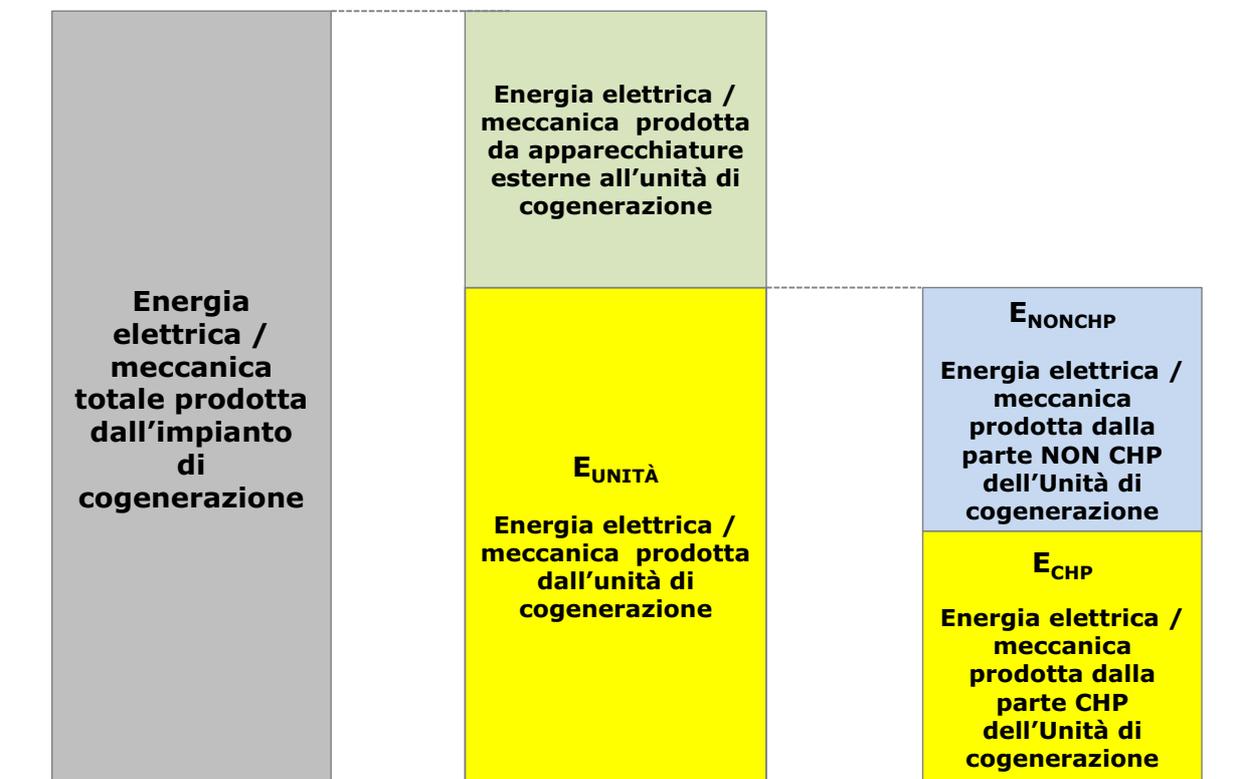


Figura 28 - Componenti dell'Energia elettrica/meccanica totale prodotta dall'impianto

8.5 Calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e verifica del riconoscimento CAR

Nei precedenti paragrafi sono state esaminate le procedure per la quantificazione delle grandezze fondamentali, relative all'unità di cogenerazione, da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP}).

Nell'Allegato III del DM 4 agosto 2011 è indicata la formula di calcolo del risparmio di energia primaria, riproposta di seguito:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) * 100\% \quad [4]$$

Dove:

- $CHPH\eta = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}}$;
- $CHPE\eta = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}}$;
- $RefH\eta$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- $RefE\eta$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

La presente formula permette quindi di quantificare, a parità di output (E_{CHP} e H_{CHP}), il risparmio ottenuto in termini di input (energia di alimentazione) dalla produzione combinata degli output rispetto alla loro potenziale produzione separata, realizzata mediante impianti operanti con rendimenti assunti pari a $RefH\eta$ (produzione separata di calore) e $RefE\eta$ (produzione separata di energia elettrica).

Le modalità di quantificazione dei valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di H_{CHP} e E_{CHP} sono illustrate negli Allegati IV, V, VI e VII del DM 4 agosto 2011.

In riferimento al parametro $RefH\eta$ possono risultare utili le seguenti considerazioni:

- per ciascuna tipologia di combustibile (ovvero sorgente termica) elencata nell'Allegato V, sono indicati due valori differenti del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore, classificati in base alle forme di utilizzo presso l'area di consumo del calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione:
 1. valore del rendimento di riferimento nel caso di produzione di vapore o acqua calda da destinare all'area di consumo ovvero nel caso di utilizzo diretto presso l'area di consumo di gas di scarico prodotti dall'unità di cogenerazione con temperatura (misurata al confine tra l'unità di cogenerazione e l'area di consumo) inferiore a 250°C;
 2. valore del rendimento di riferimento nel caso di utilizzo diretto presso l'area di consumo di gas di scarico prodotti dall'unità di cogenerazione con temperatura (misurata al confine tra l'unità di cogenerazione e l'area di consumo) pari o superiore a 250°C.

A scopo esemplificativo, si riporta il caso di un'unità alimentata con più combustibili, con diverse modalità di utilizzo del calore utile prodotto.

In particolare:

- l'unità di cogenerazione produce calore utile destinato all'area di consumo a entrambe le forme di utilizzo precedentemente descritte;
- è presente più di una tipologia di combustibile/sorgente F_{CHP} ;

- risulta complesso individuare una diretta correlazione tra combustibile e modalità di utilizzo dell'energia termica (cioè ciascuno dei differenti combustibili è responsabile della produzione di calore utile destinato ad entrambe le forme di utilizzo e, in base alle informazioni a disposizione, non risulta possibile quantificare i differenti contributi).

In questo caso il valore di $RefH\eta$ può essere quantificato secondo la seguente procedura:

1. in una prima fase è necessario quantificare il valore del rendimento di riferimento relativo al i-esimo combustibile ($RefH\eta_i$), in base alla suddivisione percentuale, calcolata a livello di unità di cogenerazione, tra il contributo alla produzione di acqua calda/vapore/gas di scarico a $T < 250^\circ C$ e il contributo del gas di scarico a $T \geq 250^\circ C$;
2. il valore di $RefH\eta$ globale da assegnare all'unità di cogenerazione sarà calcolata come media ponderale dei $RefH\eta_i$ per i vari combustibili, calcolati come al punto 1, basata sull'apporto energetico di ciascun combustibile.

In formule:

$$RefH\eta_i = \frac{RefH\eta_{vap,acqua} * H_{CHP,vap,acqua} + RefH\eta_{gas diretti} * H_{CHP,gas diretti}}{H_{CHP,vap,acqua} + H_{CHP,gas diretti}} \quad [5]$$

$$RefH\eta_{unit\grave{a}} = \frac{\sum_i^n RefH\eta_i * F_i}{\sum_i^n F_i} \quad [6]$$

Dove:

- $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ = valore equivalente per l'unità di cogenerazione del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- $RefH\eta_i$ = valore equivalente, per lo i-esimo combustibile, del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- F_i = energia di alimentazione, per lo i-esimo combustibile, consumata dall'unità di cogenerazione per la produzione in CAR;
- $RefH\eta_{vap,acqua}$ = valore, per lo i-esimo combustibile, del rendimento di riferimento per la produzione di acqua calda/vapore/ utilizzo diretto di gas di scarico a $T < 250^\circ C$;
- $H_{CHP,vap,acqua}$ = calore utile destinato dall'unità di cogenerazione all'area di consumo per la produzione di acqua calda/vapore/ utilizzo diretto di gas di scarico a $T < 250^\circ C$;
- $RefH\eta_{gas diretti}$ = valore, per lo i-esimo combustibile, del rendimento di riferimento per l'utilizzo diretto di gas di scarico a $T \geq 250^\circ C$;
- $H_{CHP,gas diretti}$ = calore utile destinato dall'unità di cogenerazione all'area di consumo per l'utilizzo diretto di gas di scarico a $T \geq 250^\circ C$.

Box: Esempio 5 – Calcolo di $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ in caso di unit\`a alimentate con pi\`u combustibili e con diverse modalit\`a di utilizzo del calore utile prodotto

Un'unit\`a di cogenerazione ha consumato, nel periodo di rendicontazione n, le quantit\`a di combustibile illustrate in tabella (esprese in MWh), pari ad un valore totale di 1200 MWh. Nel medesimo periodo di rendicontazione ha prodotto 300 MWh di calore utile destinato alla produzione di vapore / acqua calda e 180 MWh di calore utile destinato all'utilizzo diretto tramite gas di scarico presso l'area di consumo

Combustibile	F_i (MWh)	Produzione Vapore/Acqua calda		Utilizzo diretto gas di scarico	
		Contributo (MWh)	$\eta_{th,rif}$	Contributo (MWh)	$\eta_{th,rif}$
Gas naturale	1000	240	90	160	82
Biogas	200	60	70	20	62
Totale	1200	300		180	

Tabella 19 - Parametri di input per il calcolo di $RefH\eta_{unit\grave{a}}$ in caso di unit\`a alimentate con pi\`u combustibili, con diverse modalit\`a di utilizzo del calore utile prodotto

Qualora non fossero disponibili le informazioni relative ai contributi di ciascun combustibile a ciascuna delle modalit\`a di utilizzo del calore utile presso l'area di consumo (valori evidenziati in giallo), \`e necessario procedere come di seguito, impiegando come pesi i valori complessivi di calore utile corrispondenti alle due differenti destinazioni utili:

- calcolo $RefH\eta_{CH_4} = \frac{300 \cdot 90 + 180 \cdot 82}{300 + 180} = 87$
- calcolo $RefH\eta_{biogas} = \frac{300 \cdot 70 + 180 \cdot 62}{300 + 180} = 67$
- calcolo $RefH\eta_{unit\grave{a}} = \frac{1000 \cdot 87 + 200 \cdot 68}{1000 + 200} = 83,83$

Come gi\`a illustrato all'interno della presente Guida, il confronto tra il valore del PES attribuibile alla parte in cogenerazione dell'unit\`a di cogenerazione (che nel caso in cui $\eta_{globale,unit\grave{a}} \geq \eta_{globale,soglia}$ coincide con l'unit\`a di cogenerazione stessa) e i valori minimi fissati nell'Allegato III del DM 4 agosto 2011, pu\`o condurre a due risultati differenti, che condizionano il riconoscimento di funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento. Infatti:

1. **qualora il valore del PES sia superiore o pari al 10%** (ovvero maggiore di 0 per le unit\`a di piccola e micro-cogenerazione) **si pu\`o ritenere che la parte in cogenerazione dell'unit\`a di cogenerazione funzioni effettivamente in regime di CAR.** Tutti i benefici acquisiti dall'unit\`a di cogenerazione sono da corrispondere in base al valore delle grandezze E_{CHP} , H_{CHP} , F_{CHP} ;
2. **qualora il valore del PES sia inferiore al 10%** (ovvero minore o uguale a 0 per le unit\`a di piccola e micro-cogenerazione) **non si pu\`o ritenere che la parte in cogenerazione dell'unit\`a di cogenerazione funzioni effettivamente in regime di CAR.** L'unit\`a di cogenerazione non avr\`a quindi diritto ai benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR.

Nel successivo paragrafo 8.6 viene esaminata la procedura di calcolo del numero di Certificati Bianchi eventualmente spettanti a un'unità di cogenerazione che ne abbia fatto richiesta e che abbia effettivamente conseguito i requisiti minimi in termini di risparmio di energia primaria.

8.6 Calcolo del numero di Certificati Bianchi (CB)

L'art. 4 del DM 5 settembre 2011 impone che le unità di cogenerazione abbiano diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al rilascio dei Certificati Bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione, se positivo, calcolato come segue:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{ERIF}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{TRIF}} - F_{CHP} \quad [7]$$

dove:

- RISP è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione nell'anno solare per il quale è stato richiesto l'accesso al regime di sostegno;
- E_{CHP} è l'energia elettrica prodotta dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- H_{CHP} è il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- F_{CHP} è l'energia di alimentazione consumata dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- η_{TRIF} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, assunto pari a:
 - 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico;
 - 0,90 nel caso di produzione di vapore / acqua calda.

Si sottolinea come, nel caso di produzione di H_{CHP} destinato ad entrambe le modalità di utilizzo presso l'area di consumo, il valore di $\eta_{TRIF,eq}$ debba essere calcolato come media ponderale dei η_{TRIF} relativi alle due modalità di utilizzo del calore utile, basata sul valore percentuale di ciascuna modalità di utilizzo rispetto al valore totale di H_{CHP} ;

- η_{ERIF} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46 e corretto secondo la procedura espressa all'art. 4 comma 1 del DM 5 settembre 2011. In particolare è necessario sottolineare come la percentuale di energia consumata da utilizzare ai fini del presente calcolo debba essere quantificata secondo il seguente principio:

$$\% \text{ energia elettrica autoconsumata} = \min \left(100\%; \frac{E_{\text{autoconsumata}}}{E_{CHP}} \right) \quad [8]$$

In base al risparmio di energia primaria calcolato secondo la [7], l'unità di cogenerazione ha diritto per lo specifico anno ad un numero di Certificati Bianchi pari a:

$$CB = RISP * 0,086 * K \quad [9]$$

dove:

- K è un coefficiente di armonizzazione la cui modalità di calcolo è indicata nella Parte 1° delle Linee guida, nella quale sono riportati anche alcuni esempi di calcolo.

In particolare, come specificato dalle Linee guida, la “potenza dell’unità di cogenerazione come CAR”, in base alla quale determinare il valore di K, deve essere calcolata secondo la seguente formula:

$$\text{Potenza dell'unità come CAR} = \frac{E_{CHP}}{\text{ore di marcia}} [10]$$

Viene inoltre precisato come, qualora non sia possibile un’univoca contabilizzazione delle ore di marcia dell’unità, si può procedere calcolando la “Potenza media CHP”, in base alla quale determinare il valore di K, sulla base del numero delle ore equivalenti quantificate rispetto alla capacità di generazione (P_n) dell’unità secondo le seguenti formule:

$$h_{eq} = \frac{E_{unit\grave{a}}}{P_n} [11]$$

$$\text{Potenza media CHP} = \frac{E_{CHP}}{h_{eq}} [12]$$

8.7 Postcombustione

La presenza all’interno di un impianto di cogenerazione di un bruciatore ausiliario che utilizza un combustibile ai fini dell’innalzamento della temperatura di un flusso di gas caldi, prodotti dall’unità di cogenerazione, può rendere complessa la quantificazione dell’effettivo valore di H_{CHP} (pari al solo calore utile prodotto dall’unità di cogenerazione), nel caso in cui a valle del bruciatore ausiliario il recupero termico sia esclusivamente finalizzato alla produzione di energia termica da destinare all’area di consumo.

Ai fini del calcolo del rendimento globale di cogenerazione, è necessario suddividere il calore utile prodotto a valle del bruciatore ausiliario in due componenti, l’effettiva quota parte di calore utile cogenerativo H_{CHP} e la componente H_{NONCHP} , corrispondente al contributo del combustibile immesso dal bruciatore ausiliario, che non può essere considerato calore utile H_{CHP} poiché costituisce calore utile non prodotto dall’unità di cogenerazione.

Per la quantificazione di H_{CHP} è necessario procedere come di seguito:

- **identificare la tipologia del processo di recupero termico del calore utile prodotto destinato all’area di consumo** (es. l’impianto di cogenerazione potrebbe produrre, mediante un generatore di vapore a recupero interno, un flusso di vapore utilizzato direttamente presso l’area di consumo per finalità termiche; i gas di scarico prodotti presso l’impianto di cogenerazione potrebbero essere utilizzati direttamente per lo svolgimento di un processo di essiccazione presso l’area di consumo). La tipologia del processo determina la modalità di calcolo del quantitativo totale di calore utile ceduto all’area di consumo (somma del calore utile cogenerativo H_{CHP} e del componente H_{NONCHP}), secondo quanto espresso nell’Appendice B delle Linee guida;
- **calcolare la quota parte dell’energia di alimentazione del motore primo in assetto cogenerativo appartenente all’unità di cogenerazione** che può essere attribuita, per via indiretta, secondo le modalità espresse nell’Appendice B delle Linee guida, ai gas di scarico del motore primo stesso durante il periodo di rendicontazione ($H_{gasoutmotoreprimo}$);
- **calcolare il rendimento del processo di recupero termico ($\eta_{GVR/ESS}$)**. Così come indicato nella [3] dell’appendice B delle Linee guida, tale parametro può essere quantificato a partire dai seguenti parametri:

- valore dell'intero quantitativo di calore utile ceduto all'area di consumo (somma di H_{CHP} e H_{NONCHP}), ricavato secondo le modalità espresse nelle Linee guida;
- $H_{\text{gasout,motoreprimo}}$;
- Energia di alimentazione del bruciatore ausiliario (H_{gasPCE});
- **calcolare il valore del parametro H_{NONCHP}** secondo la [1] dell'appendice B delle Linee guida;
- **calcolare il valore del parametro di H_{CHP}** come differenza tra il valore dell'intero quantitativo di calore utile ceduto all'area di consumo e H_{NONCHP} .

8.8 Strumenti di misura

Nel capitolo 8.2 è stato chiarito come ai fini di un corretto calcolo del PES sia necessario determinare gli effettivi limiti del processo di cogenerazione, al fine di quantificare il valore dei parametri indispensabili per il calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione, parametro chiave di partenza per l'elaborazione dei calcoli.

Il valore di tali parametri deve essere ricavato mediante misurazioni condotte tramite idonei strumenti.

La linea di confine tra l'area di consumo e l'unità di cogenerazione, quindi, secondo quanto espresso nell'Appendice C delle Linee guida, **deve essere opportunamente dotata di strumenti** in grado di rilevare le quantità di energia in ingresso e in uscita che permettano di misurare le grandezze funzionali al calcolo del PES e di conseguenza all'eventuale riconoscimento del funzionamento dell'unità di cogenerazione in Cogenerazione ad Alto Rendimento.

L'Appendice C delle Linee guida, inoltre, chiarisce le modalità di misura delle precedenti grandezze, nonché i requisiti richiesti per la strumentazione installata nell'ambito dell'accuratezza delle misure ottenute.

In particolare, per quanto concerne **l'energia meccanica** prodotta dall'unità di cogenerazione, la modalità di misurazione della stessa è definita nella Parte 2°, Sezione 2.8.1) delle "Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)".

9 Contatti e informazioni

In materia di informazione sulle disposizioni normative e sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da Cogenerazione ad Alto Rendimento, il GSE mette a disposizione degli utenti il proprio servizio di *Contact Center* multicanale.

Il servizio fornisce informazioni e delucidazioni sul quadro regolatorio vigente in materia di CAR, sui suoi meccanismi di promozione ed in particolare sulle diverse procedure adottate dal GSE per il riconoscimento del funzionamento in CAR, per il rilascio degli incentivi previsti dal DM 5 settembre 2011 e per la qualificazione degli impianti di Cogenerazione abbinati al Teleriscaldamento, ai fini del successivo rilascio dei Certificati Verdi, laddove previsto dalla normativa.

Al riguardo, il numero verde **800.16.16.16**, gratuito per le chiamate da telefono fisso, fornisce un servizio di risposta con presenza di operatori nei giorni dal lunedì al venerdì non festivi, dalle ore 9 alle ore 18, con possibilità di richiamata da parte del GSE.

Sono altresì disponibili i due numeri **06.80.11.43.88-89**, per le chiamate da telefono fisso o mobile, secondo il piano tariffario del proprio gestore telefonico, che garantiscono il servizio con presenza di operatori negli stessi giorni ed orari del numero verde.

E' altresì possibile ricevere informazioni e indicazioni in materia di CAR, scrivendo all'indirizzo e-mail rinnovabili@gse.it, oppure inviando un fax allo **06.80.11.20.39** E' infine possibile consultare il sito web www.gse.it (sezione "CAR e certificati bianchi") dove, oltre ai riferimenti normativi principali, sono riportate le risposte ai quesiti più frequenti sulla Cogenerazione (sezione FAQ CAR).

10 Riferimenti normativi

- **Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)**
- **Deliberazione 22 dicembre 2011 - ARG/elt 187/11**
Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.
- **Deliberazione 15 dicembre 2011 - ARG/elt 181/11**
Aggiornamento dei provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, correlati alla deliberazione n. 42/02 in materia di cogenerazione, a seguito dell'emanazione dei decreti ministeriali 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011.
- **Decreto 25 novembre 2011**
- **Decreto 5 settembre 2011**
Definizione del nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione ad Alto Rendimento.
- **Decreto 4 agosto 2011**
Integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE.
- **Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28**
Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **Decreto Legislativo 29/03/2010 n. 56**
Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazioni della direttiva 93/76/CEE.
- **Deliberazione 12 aprile 2010 - EEN 09/10**
Approvazione di tre nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi energetici relativi all'installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile, all'applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria e all'applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni).
- **Deliberazione 16 luglio 2010 GOP 43/10**
Costituzione presso la società Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A. del Comitato di esperti e dell'Albo dei componenti dei nuclei ispettivi già operanti presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico ai fini dell'avvalimento, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della

società Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A. per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione, in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2009 GOP 71/09.

- **Delibera ARG/elt 38/10**

Applicazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 febbraio 1999, n. 27/99, 19 marzo 2002, n. 42/02, e 3 agosto 2006, n. 188/06, per le unità di produzione non abilitate, in caso di vincoli di limitazione della produzione imposti da Terna ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

- **Legge 3 agosto 2009, n. 102**

Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° luglio 2009, n. 78, recante provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali.

- **Delibera GOP 71/09**

Avvalimento, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, delle società Gestore dei servizi elettrici S.p.A. e Acquirente Unico S.p.A., ai sensi dell'articolo 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99.

- **Deliberazione 7 luglio 2009 - ARG/elt 90/09**

Applicazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 febbraio 1999, n. 27/99, 19 marzo 2002, n. 42/02, e 3 agosto 2006, n. 188/06, per le unità di produzione non abilitate, in caso di vincoli di produzione imposta ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

- **Legge 23 luglio 2009, n. 99**

Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

- **Deliberazione 22 dicembre 2009 - VIS 172/09**

Nuova verifica ispettiva presso l'impianto denominato centrale di cogenerazione di Zermeghedo (VI).

- **Delibera ARG/elt 174/09**

Aggiornamento, a decorrere dall'1 gennaio 2010, dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02.

- **Decreto legislativo 30 maggio 2008 , n. 115**

Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

- **Deliberazione 3 giugno 2008 - ARG/elt 74/08**

Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).

- **Deliberazione 23 luglio 2008 - ARG/elt 99/08**
Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
- **Delibera ARG/elt 145/08**
Modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02, in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in cogenerazione.
- **Decreto 6 novembre 2007**
Approvazione delle procedure tecniche per il rilascio della garanzia d'origine dell'elettricità prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento.
- **Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20**
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.
- **Decreto 21 dicembre 2007**
Approvazione delle procedure per la qualificazione di impianti a fonti rinnovabili e di impianti a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ai fini del rilascio dei certificati verdi.
- **Delibera n. 280/07**
Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- **Delibera n. 91/07**
Avvio di procedimento ai fini dell'attuazione del decreto legislativo n. 20/07 in materia di Cogenerazione ad Alto Rendimento
- **Delibera n. 307/07**
Aggiornamento, a decorrere dal 1 gennaio 2008, dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02.
- **Delibera n. 312/07**
Disposizioni alla società Gestione dei servizi elettrici – GSE S.p.A. in materia di informazione sulle disposizioni normative e sulle modalità di integrazione del servizio elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da Cogenerazione ad Alto Rendimento.
- **Delibera n. 2/06**
Proroga dell'incarico ai componenti del Comitato di esperti costituito ai sensi dell'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 2004, n. 60/04. Definizione di energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale ai fini delle verifiche di cui alla medesima deliberazione n. 60/04.

- **Decisione della commissione 21 dicembre 2006**
Decisione che fissa valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.
- **Decreto 24 ottobre 2005**
Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239.
- **Delibera n. 177/05**
Approvazione di 2 schede tecniche per la qualificazione dei risparmi energetici negli usi di climatizzazione ambienti e produzione di acqua calda sanitaria conseguiti tramite installazione e gestione di impianti di cogenerazione e sistemi di teleriscaldamento realizzati nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004.
- **Deliberazione n. 296/05**
Aggiornamento dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02 (deliberazione n. 296/05).
- **Decreto 20 luglio 2004**
Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79.
- **Direttiva 2004/8/CE**
Direttiva 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.
- **Delibera n. 60/04**
Avvalimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico per intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione.
- **Delibera n. 201/04**
Modifica ed integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42, e 30 dicembre 2003, n. 168, in materia di riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione e di dispacciamento delle unità di cogenerazione.
- Titolo 5 dispacciamento delle unità di produzione combinata di energia elettrica e calore.
- **Legge 23 agosto 2004, n. 239**
Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- **Delibera n. 215/04**

Approvazione del Regolamento per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione.

- ***Deliberazione 19 marzo 2002***

Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (deliberazione n. 42/02).

- ***Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164***

Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144.

- ***Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79***

Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

11 Glossario

RICERCA PER INDICE

[A](#)-[B](#)-[C](#)-[D](#)-[E](#)-[F](#)-[G](#)-[H](#)-[I](#)-[J](#)-[K](#)-[L](#)-[M](#)-[N](#)-[O](#)-[P](#)-[Q](#)-[R](#)-[S](#)-[T](#)-[U](#)-[V](#)-[W](#)-[X](#)-[Y](#)-[Z](#)

A

Accisa

Imposta indiretta applicata sulla fabbricazione o vendita di alcuni prodotti di consumo, tra cui i prodotti energetici e l'energia elettrica, gravante sul quantitativo di beni prodotti o venduti.

Area di cogenerazione

Area dell'impianto di cogenerazione delimitata dai confini dell'unità di cogenerazione.

Area di consumo

Area dell'utenza che utilizza per scopi utili l'energia elettrica/meccanica e il calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione. L'area di consumo è separata "dall'area di cogenerazione" e potrebbe non corrispondere necessariamente a un'area geograficamente distinta rispetto a quest'ultima. Un esempio di rappresentazione della separazione tra area di consumo e area di cogenerazione è riportata nella Parte 2° delle Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). L'area di consumo può essere un processo industriale, un'utenza di una rete di teleriscaldamento o la rete elettrica pubblica.

Attemperamento

Processo di miscelazione con acqua del vapore estratto da una turbina a vapore, finalizzato alla riduzione della temperatura del vapore a valori prossimi alle condizioni di vapore saturo.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) o Autorità

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è un'autorità indipendente istituita con la legge 14 novembre 1995, n. 481 con funzioni di regolazione e controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas. I poteri di regolazione settoriale fanno riferimento alla determinazione delle tariffe, dei livelli di qualità dei servizi e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti, in servizi in cui il mercato non sarebbe in grado di garantire l'interesse di utenti e consumatori a causa di vincoli tecnici, legali o altre restrizioni che limitano il normale funzionamento dei meccanismi concorrenziali.

B

bar a

Misura della pressione assoluta assumendo come riferimento il vuoto.

C

Caldaia

Apparecchiatura finalizzata alla trasmissione di energia termica, prodotta in seguito a un processo di combustione, a un fluido (acqua, olio diatermico o altro) che può subire passaggi di stato.

Calore

Energia termica che passa spontaneamente soltanto da corpi caldi a corpi più freddi, richiedendo per il passaggio inverso un'azione compensatrice.

Calore totale prodotto dall'impianto

Energia termica prodotta durante il periodo di rendicontazione dall'impianto di cogenerazione sia per fini utili per un'area di consumo, sia per fini non utili (es. dispersione nell'ambiente).

Calore utile totale prodotto dall'impianto

Energia termica prodotta durante il periodo di rendicontazione dall'impianto di cogenerazione per fini utili e destinata a un'area di consumo.

Calore non utile totale prodotto dall'impianto

Energia termica prodotta durante il periodo di rendicontazione dall'impianto di cogenerazione che non è destinata a un'area di consumo per fini utili.

Calore utile prodotto dall'impianto ma non dall'unità di cogenerazione (H_{NONCHP})

Energia termica prodotta durante il periodo di rendicontazione da dispositivi esterni ai confini dell'unità di cogenerazione (di conseguenza non in combinazione con la produzione di energia elettrica/meccanica) per soddisfare una domanda di calore o di raffreddamento economicamente giustificabile di un'area di consumo.

Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione (H_{CHP})

Energia termica prodotta durante il periodo di rendicontazione da un'unità di cogenerazione (di conseguenza in combinazione con la produzione di energia elettrica/meccanica) per soddisfare una domanda di calore o di raffreddamento economicamente giustificabile di un'area di consumo.

Capacità di generazione (P_n)

Potenza attiva nominale dell'unità, determinata come somma delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'unità. La potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva determinata moltiplicando la potenza apparente nominale per il fattore di potenza nominale, entrambi riportati sui dati di targa del generatore medesimo

Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico o Cassa Conguaglio (CCSE)

Ente pubblico non economico, istituito con provvedimento CIP n. 34/1974, che, in qualità di "ente tecnico della contabilità dei sistemi energetici", svolge la propria attività nel settore energetico con competenze in materia di riscossione, di gestione e di erogazione di prestazioni patrimoniali imposte dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) e dalle altre amministrazioni competenti, al fine di garantire il funzionamento del sistema in condizioni di concorrenza, di sussidiare le imprese sfavorite nel periodo d'avvio della liberalizzazione e di coprire gli oneri generali di sistema.

Certificati Bianchi

vedi Titoli di Efficienza Energetica

Certificato Verde (CV)

Titoli negoziabili, emessi dal GSE, che attestano la produzione annua di energia elettrica da fonti rinnovabili. Convenzionalmente si assume che la taglia di un CV sia pari a 1 MWh, anche se in realtà il numero dei CV rilasciati per una determinata produzione di energia elettrica può essere diverso dal numero dei MWh prodotti (la normativa prevede dei coefficienti moltiplicativi, differenziati a seconda della fonte rinnovabile, per il calcolo del numero dei CV spettanti in funzione dell'energia prodotta). I CV sono lo strumento con il quale i soggetti obbligati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 79/99 testimoniano di aver adempiuto al proprio obbligo e, essendo negoziabili, costituiscono un incentivo alla produzione di energia elettrica.

Certificato verde da impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento (CV TLR)

Certificato Verde che attesta la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento ai sensi del DM 24 ottobre 2005 e s.m.i.

CHP E_η

Rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta in cogenerazione (E_{CHP}) e il combustibile di alimentazione (F_{CHP}) utilizzato per produrre la somma del calore utile (H_{CHP}) e dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione.

CHP $H\eta$

Rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come il rapporto tra il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione (H_{CHP}) e il combustibile di alimentazione (F_{CHP}) utilizzato per produrre la somma del calore utile (H_{CHP}) e dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione.

Coefficiente β (kWhe/kWht)

Mancata produzione di una unità di energia elettrica per ogni unità di energia termica estratta da una turbina a vapore di condensazione a estrazione di vapore

Cogenerazione

Produzione combinata di energia elettrica e calore utile

Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)

E' la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile che soddisfa i requisiti tecnici indicati nell'Allegato III DM 4 agosto 2011. Fino al 31 dicembre 2010, le condizioni per il riconoscimento della CAR sono coincise con quelle definite per la cogenerazione dalla Deliberazione n. 42/02 e s.m.i..

D

Data di entrata in esercizio di una unità di cogenerazione

Data in cui è stato effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale dell'unità, come risulta dalla denuncia dell'UTF di attivazione di officina elettrica.

Degassatore

Rigeneratore a miscela finalizzato all'eliminazione dei gas incondensabili, presenti nell'acqua di alimento di un impianto a vapore a causa di infiltrazioni di aria nelle sezioni di impianto che eventualmente si trovano a pressione inferiore alla pressione atmosferica

E

Energia da fonti rinnovabili

Energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Energia elettrica lorda

Energia elettrica misurata dai contatori situati ai morsetti di uscita dei generatori elettrici.

Energia elettrica/meccanica totale prodotta dall'impianto di cogenerazione

Energia lorda prodotta da un impianto di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione.

Energia elettrica/meccanica totale prodotta dall'unità di cogenerazione ($E_{UNITA'}$)

Energia elettrica/meccanica lorda prodotta da un'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione. Rispetto all'energia elettrica/meccanica totale prodotta dall'impianto di cogenerazione che include la stessa unità, si esclude, ad esempio, l'eventuale energia elettrica prodotta da gruppi elettrogeni di riserva presenti all'interno dell'impianto di cogenerazione.

Energia elettrica/meccanica da cogenerazione (E_{CHP})

Energia elettrica/meccanica lorda prodotta nel periodo di rendicontazione dalla parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione (cioè prodotta in combinazione con la produzione di calore utile).

Energia elettrica/meccanica non da cogenerazione (E_{NONCHP})

Energia elettrica/meccanica lorda prodotta nel periodo di rendicontazione dalla (eventuale) parte non in cogenerazione dell'unità di cogenerazione (cioè non prodotta in combinazione con la produzione di calore utile).

Energia totale di alimentazione consumata dall'impianto (F)

Energia totale di alimentazione in ingresso ad un impianto di cogenerazione nel periodo di rendicontazione.

Energia di alimentazione consumata dall'impianto di cogenerazione ma non dall'unità di cogenerazione

Energia di alimentazione non associata alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile nel periodo di rendicontazione.

Energia di alimentazione dell'unità di cogenerazione ($F_{UNITA'}$)

Energia totale di alimentazione in ingresso ad una unità di cogenerazione nel periodo di rendicontazione.

Energia di alimentazione in cogenerazione dell'unità di cogenerazione (F_{CHP})

Energia di alimentazione in ingresso alla parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione, finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile.

Energia di alimentazione non in cogenerazione dell'unità di cogenerazione ($F_{\text{NONCHP,E}}$)

Energia di alimentazione della parte non in cogenerazione dell'unità di cogenerazione, finalizzata "virtualmente" alla produzione di energia elettrica/meccanica utile.

F

G

Garanzia di origine dell'elettricità da Cogenerazione ad Alto Rendimento (GOc)

Certificazione, introdotta in Italia dal D.Lgs. 8 febbraio 2007, n°20, rilasciata all'energia elettrica prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento, utilizzabile dai produttori al fine di dimostrare che l'energia elettrica è effettivamente prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Gas di scarico di un motore primo a combustione interna

Gas prodotti dal processo di combustione della miscela combustibile-comburente che in seguito alla fase "attiva" di espansione sono emessi all'esterno dei motori primi a combustione interna.

Generatore di Vapore

Apparecchiatura in grado di trasferire energia (calore) prodotta in seguito a un processo di combustione a un liquido circolante in un circuito, generalmente acqua, provocandone un passaggio di stato da liquido a vapore.

Generatore elettrico

Apparecchiatura che converte l'energia meccanica in energia elettrica.

H

He

Entalpia specifica di un fluido, espressa in kJ/kg.

He rif. $x^{\circ}\text{C}$, $y\text{bar}$ a

Entalpia specifica di un fluido, espressa in kJ/kg, riferita ad una temperatura x e ad una pressione assoluta y .

I

Impianto di Cogenerazione

Impianto che, costituito almeno da una unità di cogenerazione, produce simultaneamente energia elettrica/meccanica e calore utile. All'interno della presente Guida i termini "impianto" e "impianto di cogenerazione" sono utilizzati indifferentemente come sinonimi.

Impianti di Cogenerazione a vapore con utilizzo diretto del vapore

Impianti di cogenerazione in cui la cessione del calore utile all'area di consumo avviene mediante cessione diretta del vapore, con possibilità di ritorno di condense.

Impianti di Cogenerazione a vapore a ciclo chiuso

Impianti di cogenerazione in cui la cessione del calore utile all'area di consumo avviene sotto forma di acqua calda mediante un sistema di scambio termico vapore/acqua a circuito chiuso (es. teleriscaldamento).

J

K

kiloWatt (kW)

Multiplo dell'unità di misura della potenza, pari a 1.000 Watt.

kiloWattora (kWh)

Unità di misura derivata dell'energia. Un kiloWattora è l'energia consumata in un'ora da un apparecchio utilizzatore di potenza pari a 1 kW_e.

L

M

MATTM

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

MegaWatt (MW)

Multiplo dell'unità di misura della potenza, pari a 1.000.000 Watt.

MegaWattora (MWh)

Unità di misura derivata dell'energia. Un MegaWattora è l'energia consumata in un'ora da un apparecchio utilizzatore di potenza pari a 1 MW_e.

MiSE

Ministero dello Sviluppo Economico.

Motore a combustione interna

Motori alternativi di tipo volumetrico in cui la combustione avviene all'interno della macchina, in uno o più cilindri. Il moto alternativo del pistone, generato dalla spinta esercitata dalla reazione di combustione sulla testa del pistone stesso, viene trasformato in rotatorio dell'albero motore attraverso opportuni manovellismi, costituiti dal gruppo biella-manovella.

Le due principali tipologie di motori a combustione interna sono: il motore a ciclo Otto o ad accensione comandata e il motore a ciclo Diesel o ad accensione spontanea (o per compressione).

N

Nuova unità di cogenerazione

Unità di cogenerazione entrata in esercizio, a seguito di nuova costruzione, dopo la data di entrata in vigore del D.Lgs. 8 febbraio 2007, n°20 (7/03/2007).

O

Operatore

Soggetto giuridico che detiene la proprietà o che ha la disponibilità dell'unità di cogenerazione.

P

Parte in cogenerazione ("Parte CHP") dell'Unità di Cogenerazione

Nel caso in cui il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore al rendimento globale di soglia caratteristico della specifica tecnologia di cogenerazione, si intende la parte dell'Unità Virtuale di cogenerazione che consuma energia di alimentazione F_{CHP} per la produzione combinata di energia elettrica /meccanica E_{CHP} e calore utile H_{CHP} , con rendimento globale pari al medesimo rendimento globale di soglia

Parte non in cogenerazione ("Parte non CHP") dell'Unità di Cogenerazione

Nel caso in cui il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore al rendimento globale di soglia caratteristico della specifica tecnologia di cogenerazione, si intende la parte dell'Unità Virtuale di cogenerazione che consuma energia di alimentazione $F_{\text{nonCHP,E}}$ per la produzione di energia elettrica /meccanica E_{NONHP} con rendimento "virtuale" elettrico pari a $\eta_{\text{nonchp,E}}$

Periodo di osservazione ai fini della misura / calcolo

(ai soli fini della presente Guida) Periodo di osservazione per la determinazione del valore globale da attribuire a una specifica grandezza fisica “primaria” (valori ottenuti mediante misurazione) o “derivata” (valori ottenuti mediante combinazione dei valori misurati di grandezze “primarie”)

Periodo di rendicontazione

Arco temporale previsto per la rendicontazione dei parametri che concorrono a qualificare l'unità di cogenerazione come CAR (e/o a rilasciare i CB spettanti all'unità). Di norma coincide con l'anno solare, salvo quanto disposto dal comma 2, art. 5, del DM 5 settembre 2011. Qualora non si ricada in quest'ultimo caso, all'interno della presente guida i termini “anno solare” e “periodo di rendicontazione” sono utilizzati come sinonimi.

Potenza

Energia prodotta nell'unità di tempo, la cui unità di misura è il Watt (W).

Potere calorifico inferiore (P.C.I)

Si intende il Potere Calorifico Inferiore (P.C.I.) riferito all'unità di massa ovvero la quantità di calore sviluppata nella reazione di combustione completa di un quantitativo unitario di combustibile in condizioni standard predeterminate. È misurato in genere in kJ/kg per i combustibili liquidi e solidi, e in kJ/Sm³ per i gas. È necessario distinguere tra potere calorifico superiore (PCS), che include il calore latente di condensazione del vapore d'acqua che si forma nella combustione, e potere calorifico inferiore (PCI), che esclude tale calore.

Nel caso di un combustibile gassoso il volume è riferito alle condizioni ISO Standard.

Produzione combinata di energia e calore (Combined Heat and Power: CHP o Cogenerazione)

Produzione simultanea di energia elettrica/meccanica e calore utile nella medesima unità (secondo le regole dettate dalla Direttiva 2004/8/EC)

Protocollo di Kyoto

Accordo siglato nel 1997, nel corso della terza sessione della Conferenza delle Parti (COP) sul clima, istituita nell'ambito della Convenzione Quadro sul cambiamento climatico delle Nazioni Unite. Il protocollo prevede impegni di riduzione delle emissioni di gas serra differenziati da Paese a Paese.

[Q](#)

[R](#)

Rapporto energia / Calore effettivo (C_{eff})

Rapporto tra elettricità da cogenerazione (E_{CHP}) e calore utile (H_{CHP}) durante il funzionamento in pieno regime di cogenerazione, usando dati operativi dell'unità specifica riferiti al periodo di rendicontazione.

Rapporto energia / Calore di progetto (C_{prog})

Rapporto energia / calore che, per le sezioni di cogenerazione entrate in servizio da meno di un anno, per le quali non siano disponibili dati misurati, ai sensi del DM 4 agosto 2011 può essere utilizzato in luogo di quello effettivo (C_{eff}).

Rapporto energia / Calore di base (C_{default})

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 contenuta nell'Allegato II del DM 4 agosto 2011. In questo caso, tuttavia, l'operatore deve notificare al GSE le motivazioni della mancanza di un "rapporto energia/calore" effettivo per il quale mancano i dati e le misure adottate per porre rimedio alla situazione.

Relazione tecnica di riconoscimento (RTR)

Documento relativo all'unità di cogenerazione e all'impianto di cui essa fa parte, contenente le seguenti informazioni:

- caratteristiche generali: tipo di unità di cogenerazione e di impianto, dettaglio delle utenze termiche, identificazione e caratteristiche di motori primi, generatori elettrici, scambiatori di calore ed altri componenti significativi;
- descrizione dei metodi di misura e criteri utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze che concorrono al calcolo dell'indice PES. In caso di richiesta a preventivo la RTR deve contenere sia la descrizione dei metodi di misura e criteri utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze che concorrono al calcolo dell'indice PES sia i metodi e criteri che verranno utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze a consuntivo.

Ref E_{η}

Valore di riferimento per la produzione separata di energia elettrica secondo i parametri indicati nell'allegato IV del D.M. 5 Settembre 2011. Il valore di riferimento deve essere corretto in funzione della temperatura ambiente media del sito di installazione, della tensione di rete e del rapporto tra energia auto consumata ed immessa in rete secondo le indicazioni riportate negli allegati VI e VII D.M. 5 Settembre 2011.

Ref H_{η}

Valore di rendimento per la produzione separata di calore secondo i parametri indicati nell'allegato V del D.M. 5 Settembre 2011.

Rendimento globale (η_{globale})

Rapporto che vede a numeratore la somma dell'energia termica utile H_{CHP} e dell'energia elettrica/meccanica totale prodotta dall'unità di cogenerazione ($E_{\text{UNITÀ}}$) e a denominatore l'energia totale del combustibile immesso nell'unità di cogenerazione ($F_{\text{UNITÀ}}$).

Rendimento globale di soglia ($\bar{\eta}_{\text{globale,soglia}}$ o $\bar{\eta}_{\text{globale}}$)

Valore minimo del rendimento globale necessario al fine di poter considerare un'unità di Cogenerazione ad Alto Rendimento nella sua interezza; può essere 75% o 80% a seconda della tipologia di unità come riportato nella tabella 5.

Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo ($\eta_{\text{non chp,E}}$)

Rendimento della produzione di energia elettrica / meccanica che l'unità di cogenerazione avrebbe in un assetto puramente elettrico. Tale rendimento viene attribuito alla parte "virtuale" non in cogenerazione dell'unità di cogenerazione, al fine di identificare la produzione di energia elettrica non associata con la produzione di calore utile nel periodo di rendicontazione

Rendimento della produzione di energia termica non in cogenerazione ($\eta_{\text{non chp,H}}$)

Rendimento della produzione di energia termica non associato alla produzione di energia elettrica/meccanica nel periodo di rendicontazione.

Rete di teleriscaldamento

Rete di tubazioni che distribuisce energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, dall'unità di cogenerazione verso una pluralità di edifici o siti, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, che rientra nella proprietà o nella disponibilità dell'operatore o di società controllata ai sensi delle vigenti disposizioni in materia di separazione proprietaria, amministrativa e contabile per le imprese del settore dell'energia elettrica e del gas. Devono essere soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- a. la rete deve svilupparsi su terreni pubblici ovvero su più terreni privati, in ogni caso non esclusivamente riconducibili all'operatore così come definito dalla lettera e);
- b. l'allacciamento alla rete deve avvenire mediante dispositivi dotati di appositi strumenti di misura che consentano la contabilizzazione e la periodica fatturazione agli utenti del servizio ai sensi del decreto ministeriale 24 ottobre 2000 n. 370 e successive modifiche ed integrazioni;
- c. la cessione dell'energia termica deve riguardare utenti del servizio diversi da soggetti o pertinenze riconducibili all'operatore e deve essere regolata da contratti di somministrazione, atti a disciplinare le condizioni tecniche ed economiche di fornitura. Tuttavia, ai fini dell'accesso agli incentivi, una rete di teleriscaldamento si considera rientrante in quest'ultima condizione anche nel caso in cui sia a servizio di utenze termiche di pertinenza dell'operatore, purché la potenza termica ad esse riconducibile non superi, in totale, il 10% di quella complessivamente installata sulla rete.

Rifacimento

Intervento tecnologico, realizzato dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo 20/2007 su una unità di produzione cogenerativa o non cogenerativa in esercizio da almeno dodici anni, che comporti la totale ricostruzione o la sostituzione con componenti nuovi di almeno due dei componenti principali, come definiti qui di seguito.

- *Per gli impianti con turbine a gas*, sono componenti principali: la turbina stessa, lo scambiatore di calore a recupero, l'alternatore.
- *Per gli impianti con turbine a vapore o a fluido organico*, sono componenti principali: la turbina stessa, il generatore di vapore, l'alternatore.
- *Per gli impianti in ciclo combinato gas-vapore*, sono componenti principali: la turbina a gas, la turbina a vapore, il generatore di vapore a recupero, uno dei due alternatori asserviti alla turbina a gas ed alla turbina a vapore.
- *Per gli impianti con motori a combustione interna o esterna*, sono componenti principali: il motore stesso, lo scambiatore per il recupero di calore dai fumi, l'alternatore.

L'intervento di rifacimento di unità di cogenerazione abbinata alla rete di teleriscaldamento, ove riferito alla configurazione che comprenda anche la rete di teleriscaldamento, in aggiunta alle condizioni sopra elencate, deve prevedere interventi di potenziamento della rete stessa che comportino una capacità di trasporto aggiuntiva, espressa in termini di TEP/anno, non inferiore al 30% della capacità di trasporto nominale antecedente l'intervento di rifacimento.

In particolare, si considera "rifacimento" l'intervento tecnologico, realizzato dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo 20/2007 su una unità di produzione in esercizio da almeno dodici anni, che comporti l'installazione di una nuova turbina a vapore e di un nuovo alternatore all'interno di un sito dove sia già presente un impianto di produzione di energia elettrica non cogenerativo, quando tali nuove unità, affiancate alle preesistenti, siano finalizzate alla produzione di energia in regime di CAR; non si considera rifacimento l'intervento in cui l'installazione delle nuove unità interessi solo una sezione della turbina esistente.

S

Schema elettrico

Schema unifilare completo dell'unità di cogenerazione e dell'impianto di cui essa fa parte, con evidenza degli strumenti di misura.

Schema generale di funzionamento

Schema semplificato dell'unità di cogenerazione e dell'impianto di cui essa fa parte, in cui siano evidenti tutti i componenti e le interconnessioni funzionali. Tale schema deve permettere l'individuazione dei vari flussi di energia in ingresso e in uscita dall'impianto.

Schema termico

Schema dell'unità di cogenerazione e dell'impianto di cui essa fa parte, comprensivo delle interconnessioni tra le apparecchiature (P&I), del sistema di adduzione del combustibile e con evidenza degli strumenti di misura.

Smc (Standard metro cubo)

Misura del volume di un combustibile riferito alle condizioni ISO Standard ($T = 15^{\circ}\text{C}$; $p = 1,013 \text{ bar}$,a).

Società di servizi energetici

Società, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili, che hanno come oggetto sociale, anche non esclusivo, l'offerta di servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione di interventi di efficienza energetica; rientrano tra le suddette, le ESCO (Energy Service Company) così come definite all'art.2 comma 1 lettera i) del D.Lgs. 115/08 e dalla norma UNI CEI 11352 del 2010. Tali soggetti possono essere accreditati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) per realizzare interventi di efficienza energetica negli usi finali dell'energia, ai fini dell'ottenimento di Titoli di Efficienza Energetica o Certificati Bianchi di cui DD.MM. 24 luglio 2004 e s.m.i. ed alle Linee Guida definite dalla delibera AEEG n.103/03 e s.m.i.

I

Titoli di efficienza energetica (TEE) o Certificati Bianchi

Istituiti dai Decreti Ministeriali 20 luglio 2004, sono titoli emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) al fine di certificare la riduzione dei consumi energetici conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica.

Il DM 5 settembre 2011 stabilisce le condizioni e le procedure per acquisire e usufruire del diritto all'emissione dei Certificati Bianchi (CB), ascrivibili alla tipologia II che possono essere impiegati da parte dei soggetti obbligati per l'assolvimento della propria quota dell'obbligo di cui al medesimo Decreto, ovvero essere oggetto di scambio e contrattazione tra gli operatori che li detengono e i soggetti obbligati stessi. In alternativa, l'operatore può richiedere il ritiro da parte del GSE dei Certificati Bianchi a cui ha diritto, ad un prezzo costante per tutto il periodo di incentivazione. I Certificati Bianchi ritirati dal GSE non possono essere oggetto di successive contrattazioni con i soggetti obbligati.

Turbina a Gas

Macchina motrice che converte l'energia posseduta dai gas in essa combusti in energia meccanica di un asse rotante.

Turbina a gas a ciclo Combinato con recupero di calore

Tecnologia di produzione di energia elettrica e calore comprendente uno o più gruppi generatori turbogas i cui gas di scarico alimentano con il loro calore residuo un generatore di vapore a recupero, che può eventualmente essere alimentato con un combustibile supplementare; il vapore prodotto dal generatore di vapore a recupero è utilizzato per il funzionamento di una turbina a vapore, accoppiata ad un generatore

Turbina a vapore

Macchina motrice che converte l'energia posseduta dal vapore prodotto generalmente in un generatore di vapore (a recupero o a combustibile) in energia meccanica di un asse rotante.

U

Unità di cogenerazione

Parte di un impianto di cogenerazione i cui confini la quale, in condizioni ordinarie di esercizio, funziona indipendentemente da ogni altra parte dell'impianto di cogenerazione stesso.

Unità di cogenerazione non ancora in esercizio

Unità di cogenerazione che non ha effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale.

Unità di micro-cogenerazione

Unità di cogenerazione con capacità di generazione inferiore a 50 kW.

Unità di piccola cogenerazione

Unità di cogenerazione con capacità di generazione inferiore a 1 MW.

Unità virtuale di cogenerazione

Nel caso in cui il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore al rendimento globale di soglia caratteristico della specifica tecnologia di cogenerazione, è necessario suddividere l'Unità di cogenerazione in due parti "virtuali", "parte CHP" e "parte non CHP" al fine di identificare, noto il calore utile H_{CHP} , le ulteriori grandezze principali che concorrono al calcolo del PES (E_{CHP} , F_{CHP})

V

W

X

Y

Z