



La Venaria Reale

CONSORZIODI VALORIZZAZIONE CULTURALE

Piazza della Repubblica 4 - 10078 - La Venaria Reale (TO)

tel. (+39) 011.4992300 - fax (+39) 011.4322763

www.lavenaria.it - ufficio.gare@pec-lavenariareale.it

P.IVA 09903230010 - C.F. 97704430012

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI COGENERAZIONE
PRESSO LE GRANDI CENTRALI DEL COMPLESSO MONUMENTALE
DELLA REGGIA DI VENARIA REALE
GIC 527500BB2 - CUP E37H13001690006

IL RAGGRUPPAMENTO TEMPORANEO PROFESSIONALE:

TECSE ENGINEERING
STUDIO ASSOCIATO

TECSE ENGINEERING Studio Associato (Capogruppo Mandatario)

C.so MONTE CUCCO, 73/D - 10141 - TORINO

tel. (+39) 011 3842231 - fax. (+39) 011389585

www.tecse-engineering.com - info@tecse-engineering.com

P.IVA 09576570015

Legale Rappresentante:

Ing. Franco Betta



Dott. BETTA Ing. FRANCO

ORDINE INGEGNERI

3642

PROVINCIA DI TORINO

Cogenera
società di ingegneria

COGENERA s.r.l. (Componente Mandante)

Via Le Ghiselle, 12 - 25014 - CASTENEDOLO (BS)

tel. (+39) 030 2130071 - fax. (+39) 0302130920

www.cogenera.it - info@cogenera.it

P.IVA 03268340175

Legale Rappresentante:

P.I. Marco Scaroni



STUDIO A&A - ARCHITETTI E ASSOCIATI

Via Giolitti N°55 - 10123 - TORINO

tel. (+39) 011 8127588 - fax. (+39) 0118127588

www.aenda.it - ugo.vaudetti@hotmail.it

P.IVA 07439210019

Legale Rappresentante:

Ing. Ugo Vaudetti

Il Responsabile Unico del Procedimento:

Arch. Maurizio Reggi

Il Referente Tecnico della Committenza:

Ing. Giorgio Ruffino

N°	AGGIORNAMENTI	COMPILATORE	CONTROLLORE	DATA
-	EMISSIONE	Ing. Fabrizio BETTA	Ing. Franco BETTA	12/09/2014
1				
2				
3				
4				
5				

PROGETTO ESECUTIVO

RELAZIONE TECNICO SPECIALISTICA ENERGETICA

FILE:	COMPILATORE	SCALA	ELABORATO
TS814_ESEC_I.pdf	Ing. Fabrizio BETTA	***	I
PROGETTO	CONTROLLORE	DATA	
TS 814	Ing. Franco BETTA	12/09/2014	

INDICE:

1.0	INTRODUZIONE	2
1.1	GENERALITÀ	2
2.0	DATI CARATTERISTICI DEL CONTESTO DELLE OPERE	3
2.1	UBICAZIONE IMPIANTO	3
2.2	CONDIZIONI CLIMATICHE ESTERNE	4
3.0	NUOVO IMPIANTO DI COGENERAZIONE	5
3.1	DESCRIZIONE GENERALE	5
4.0	BILANCIO ENERGETICO	6
4.1	PREMESSA	6
4.2	BILANCIO DI ESERCIZIO	6
4.3	RISPARMIO ENERGETICO	8
4.4	VERIFICA DEL REQUISITO DI “COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO”	8
4.4.1	Premessa	8
4.4.2	Definizioni	9
4.4.3	Calcolo rendimento globale	9
4.4.4	Calcolo del risparmio di energia primaria (PES)	10
4.4.5	Verifica rispetto indice PES	13
4.5	STRUMENTAZIONE DI MISURA	13
4.5.1	Strumenti installati	13
4.5.2	Metodo di calcolo a consuntivo dell'energia elettrica ceduta in rete	14
4.5.3	Metodo di calcolo a consuntivo dell'energia elettrica autoconsumata	14

1.0 INTRODUZIONE

1.1 GENERALITÀ

Nella presente relazione viene descritto il bilancio energetico, con particolare riferimento al rispetto del funzionamento in assetto cogenerativo, relativo a:

**Impianto di cogenerazione alimentato a gas metano da installarsi presso
Grandi Centrali del complesso della Reggia di Venaria Reale (TO)**

Tale impianto di cogenerazione è stato dimensionato sulla base degli effettivi fabbisogni termici ed elettrici delle utenze presenti presso il sito museale della Reggia, in modo da soddisfare il fabbisogno elettrico del complesso della Reggia e fornire al contempo una quota significativa di calore da integrare a quello erogato dalle caldaie ad acqua calda.

Nello specifico, si prevede l'installazione di:

- n.01 cogeneratore alimentato a gas metano caratterizzato da una potenza introdotta pari a 2.089 kW, una potenza elettrica prodotta pari a 835 kW e da una potenza termica recuperata pari a 999 kWt.

Il nuovo impianto di cogenerazione, costituito da un motore JENBACHER mod. JMS 316 GS-N.L accoppiato ad un generatore da 1.335 kVA, si interfacerà sulla centrale termica esistente, con la quale condividerà il sistema di distribuzione e utilizzazione del calore.

Il motore cogenerativo produrrà energia elettrica che verrà destinata alle utenze della Reggia, fatto salvo eccedenze che verranno cedute in rete, mentre l'energia termica cogenerata, congiuntamente a quella prodotta dalle caldaie esistenti, servirà per alimentare le utenze termiche della struttura.

In questo modo è possibile giungere ad un notevole risparmio sulle fonti energetiche primarie con significativa riduzione di emissioni inquinanti in atmosfera.

2.0 DATI CARATTERISTICI DEL CONTESTO DELLE OPERE

2.1 UBICAZIONE IMPIANTO

L'impianto di produzione sarà realizzato presso la Reggia di Venaria Reale (TO), Piazza della Repubblica n.4, identificabile al Mappale 27 del Foglio n. 19 ed al Mappale 5 del Foglio 26 del Catasto del Venaria Reale.

L'impianto sarà ubicato in locale dedicato all'interno delle grandi centrali a servizio del complesso della Reggia. Nello specifico, si prevede il posizionamento nel locale disponibile adiacente il vano di consegna MT, al fine di minimizzare gli interventi di interfacciamento con gli impianti esistenti sia dal punto di vista meccanico che elettrico.

Nella figura seguente viene mostrata l'area di intervento:



Le coordinate geografiche dell'impianto sono le seguenti:

LAT. NORD 45°08'13"; LONG. EST 07°37'19".

2.2 CONDIZIONI CLIMATICHE ESTERNE

Il presente progetto di installazione del nuovo impianto di cogenerazione è stato condotto in considerazione delle seguenti condizioni climatiche esterne:

CONDIZIONI CLIMATICHE	
Comune	Venaria Reale
Provincia	Torino
Latitudine	45°08'
Quota s.l.m.	262 m
Temperatura (b.s.) di progetto invernale	-8 °C
Gradi Giorno	2.555

3.0 NUOVO IMPIANTO DI COGENERAZIONE

3.1 DESCRIZIONE GENERALE

Ai fini di soddisfare il fabbisogno elettrico del complesso della Reggia e fornire al contempo una quota significativa di calore da integrare a quello erogato dalle caldaie ad acqua calda, si prevede l'installazione di n.1 motore endotermico a ciclo Otto, esercito in assetto cogenerativo, da collocare in locale dedicato presso le Grandi Centrali a servizio del sito museale.

Nello specifico si prevede l'installazione di un motore cofanato da 835 kW elettrici in grado di recuperare circa 999 kW termici, caratterizzato da rendimenti elettrico e termico rispettivamente pari a 40,0% e 47,8%.

Il circuito di recupero termico del motore sarà collegato idraulicamente tramite tubazioni aeree in ferro adeguatamente coibentate. L'impianto cogenerativo verrà interfacciato "in spillamento" sul circuito di ritorno, lato primario, della centrale termica esistente al fine di attribuire priorità al recupero termico del cogeneratore rispetto alle caldaie di integrazione. Ciò consente di ottimizzare l'energia termica recuperata dal cogeneratore evitando il più possibile intermittenze di funzionamento che possano compromettere efficienza e durabilità dell'impianto stesso.

Le caratteristiche tecniche principali del gruppo di cogenerazione sono riportate nella tabella seguente:

IMPIANTO DI COGENERAZIONE	
Tipo combustibile	Gas naturale
Potenza introdotta	2.089 kW
Potenza elettrica prodotta	835 kW
Potenza termica recuperata	999 kW

4.0 BILANCIO ENERGETICO

4.1 PREMESSA

Nel presente capitolo si intende calcolare il risparmio di energia primaria connesso all'esercizio del nuovo impianto di cogenerazione e dovuto ai seguenti aspetti:

- la produzione di energia elettrica mediante l'alternatore accoppiato al motore consente di evitare energia elettrica generata in una centrale termoelettrica convenzionale e le relative perdite di vettoriamento;
- contestualmente alla produzione di energia elettrica, viene recuperato il calore prodotto in modo tale da ridurre il carico termico gravante sulle caldaie impiegate ad integrazione.

Tale risparmio viene valutato in TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) al fine di uniformare i valori di energia termica ed elettrica evitata.

4.2 BILANCIO DI ESERCIZIO

Si riportano nel seguito i consumi storici di energia elettrica e termica del complesso della Reggia:

- Fabbisogno di energia elettrica (anno 2012): 6.507.593 kWh/anno;
- Fabbisogno di energia termica (energia primaria da gas metano):
 - Invernale: 6.724.884 kWh/anno
 - Estivo: 2.882.093 kWh/anno

Sulla base dei carichi energetici specifici del complesso ospedaliero è stata condotta un'opportuna simulazione di funzionamento, la quale ha condotto ad un esercizio dell'impianto di circa 5.733 ore equivalenti/anno.

Sulla base di tale simulazione, l'impianto di produzione di energia termica ed elettrica seguirà il seguente regime di funzionamento:

- Invernale (da ottobre ad aprile) – inseguimento termico con disponibilità di marcia: 24 ore per 183 giorni;
- Estivo (da aprile a ottobre) – inseguimento elettrico con fermo marcia al di sotto del 50% del carico termico: 15 ore per 122 giorni

Di seguito si riepilogano i dati principali di produzione secondo il funzionamento sopra esposto:

DATI DI PROGETTO		
Potenza elettrica complessivamente prodotta	835	kWe
Potenza termica complessivamente recuperabile	999	kWt
Potenza termica complessivamente immessa	2.089	kW
Ore equivalenti di esercizio nette	5.733	ore

Per il calcolo delle energie prodotte/recuperate si assume:

- incidenza ausiliari 3%
- stima fermi accidentali e manutenzione 5%

Evidentemente il funzionamento del cogeneratore non avverrà sempre a carico nominale. Si assumono i seguenti fattori di correzione:

REGIME DI FUNZIONAMENTO		
Ore marcia inverno (ottobre-aprile)	4.392	Ore
Ore marcia estate (aprile-ottobre)	1.830	ore
Fc elettrico inverno	0,85	-
Fc elettrico estate	1,00	-
Energia termica utile inverno	100	%
Energia termica utile estate	40	%

Di conseguenza si procede al calcolo delle energie prodotte e quella primaria introdotta in gas metano.

BILANCIO DI ESERCIZIO		
Energia elettrica prodotta	4.787.533	kWh
Energia elettrica auto consumata	4.280.618	kWh
Energia elettrica ceduta	506.915	kWh
Energia termica disponibile	5.904.989	kWh
Energia termica utile	4.862.932	kWh
Energia termica dissipata	1.042.057	kWh
Energia introdotta	12.347.870	kWh

Infine si calcolano i rendimenti effettivi sulla base dello scenario di esercizio ipotizzato.

RENDIMENTI ANNUI		
Rendimento elettrico	38,77	%
Rendimento termico	39,38	%
Rendimento complessivo	78,15	%

4.3 RISPARMIO ENERGETICO

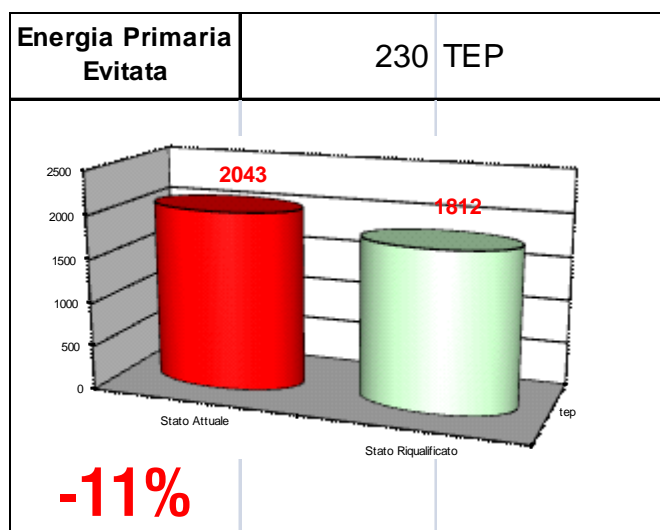
Sulla base dell'esercizio sopra riportato, si riporta il confronto tra lo scenario di riferimento tradizionale e l'assetto cogenerativo con riferimento alle condizioni di esercizio ipotizzate.

I parametri di riferimento sono: 1 MWh termico corrisponde a 0,086 TEP; 1 MWh elettrico corrisponde a 0,187 TEP.

FABBISOGNO ENERGIA PRIMARIA		
Energia primaria stato attuale	2.043	TEP
Energia primaria stato riqualificato	1.812	TEP

il risparmio energetico ottenibile viene illustrato nel grafico seguente:

Nel grafico seguente viene pertanto riportato il risparmio che determina l'installazione e l'esercizio del nuovo impianto di cogenerazione.



4.4 VERIFICA DEL REQUISITO DI "COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO"

4.4.1 Premessa

Il seguente paragrafo intende verificare il riconoscimento della produzione combinata di elettricità e calore come cogenerazione, ai sensi del Decreto Ministeriale del 04 Agosto 2011.

Con Decreto Ministeriale del 4 Agosto 2011, gli indici di riferimento IRE ed LT sono stati infatti sostituiti dal nuovo indice per il calcolo del risparmio di energia (PES "Primary Energy Saving") valido per il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento.

A tal fine si riportano di seguito i dati di progetto relativi alla sezione cogenerativa:

- numero moduli di cogenerazione 1
- potenza elettrica complessivamente prodotta 835 kWe
- potenza termica complessivamente recuperabile 999 kWt
- potenza termica complessivamente immessa 2.089 kW
- ore di esercizio 5.733 ore

4.4.2 Definizioni

Per calcolare il risparmio di energia primaria di una unità di cogenerazione, occorre anzitutto determinare l'energia elettrica e il calore non prodotti in regime di cogenerazione e distinguerli dalla produzione da cogenerazione.

Si riportano di seguito le definizioni, come da DM 04/08/2011:

- periodo di riferimento: un anno solare, dal 1 gennaio al 31 dicembre.
- produzione di energia: l'energia elettrica totale (somma dell'energia elettrica cogenerata e di quella non cogenerata) ed il calore utile generati nell'impianto di cogenerazione nel corso di un periodo di riferimento.
 - Non è considerato come calore utile il calore disperso nell'ambiente senza alcun impiego.
 - Se l'energia termica viene utilizzata sotto forma di acqua calda, il calore di ritorno verso l'impianto di cogenerazione non è considerato come calore utile, e va quindi escluso dal calcolo degli indici energetici.
 - Se l'energia termica viene utilizzata sotto forma di vapore, il calore contenuto nella condensa di ritorno verso l'impianto di cogenerazione è considerato calore utile, e può quindi essere incluso nel calcolo degli indici energetici: da tale calcolo va esclusa, in questo caso, la quantità di calore corrispondente ad una portata massica di acqua che si trovi alla temperatura di 15°C ed alla pressione di 1,013 bar, e sia pari alla portata massica del vapore.
 - Il calore esportato verso un altro sito, ed ivi utilizzato per produrre energia elettrica, non è considerato come calore utile.
 - L'energia elettrica generata da tale calore esportato va inclusa nella produzione elettrica totale.
- energia elettrica non prodotta da cogenerazione: l'energia elettrica generata da una unità di cogenerazione in un periodo in cui la unità stessa non produca calore utile.
- energia di alimentazione: l'energia totale, calcolata in base al potere calorifico inferiore, del combustibile che la unità di cogenerazione impiega per generare l'energia elettrica e il calore utile (cogenerati e non cogenerati) durante il periodo di riferimento. L'eventuale condensa di ritorno dal processo non è considerata come energia di alimentazione.
- energia di alimentazione in cogenerazione: l'energia del combustibile, calcolata in base al potere calorifico inferiore, che la unità di cogenerazione impiega per cogenerare energia elettrica e calore utile in un periodo di riferimento.
- energia di alimentazione non in cogenerazione: l'energia del combustibile, calcolata in base al potere calorifico inferiore, che la unità di cogenerazione impiega per la produzione di sola energia elettrica, senza la contemporanea produzione di calore utile.

4.4.3 Calcolo rendimento globale

Al fine del calcolo dell'indice PES deve essere in primo luogo valutato il rendimento globale dell'impianto. Il rendimento globale di una unità di cogenerazione si determina, sul periodo di riferimento, come segue:

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

dove:

- energia prodotta: somma dell'energia elettrica, dell'energia meccanica e del calore utile

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

dissipativi del calore la quantità di calore utile deve essere misurata.

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

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

Nel caso in esame, sulla base delle modalità di utilizzo dell'impianto e delle caratteristiche tecniche del modulo di cogenerazione, si ottengono i seguenti valori:

BILANCIO ANNUO		
Energia elettrica prodotta	4.787.533	kWh
Energia termica utile	4.862.932	kWh
Energia introdotta	12.347.870	kWh

da cui:

$$\text{rendimento globale} = 78 \% > 75\%$$

pertanto ai valori misurati della produzione di energia elettrica e di calore utile viene applicato un coefficiente C pari a 1.

4.4.4 Calcolo del risparmio di energia primaria (PES)

Il risparmio di energia primaria fornito dalla produzione mediante cogenerazione secondo la definizione di cui al DM 04/08/2011 è calcolato secondo la seguente formula:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) \times 100\%$$

Nella quale i parametri hanno il seguente significato:

- PES = è il risparmio di energia primaria (Primary Energy Saving)
- CHPH η = è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come la quantità annua di calore utile divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione;
- Ref H η = è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- CHPE η = è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come energia elettrica annua da cogenerazione divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione. Allorché un'unità di cogenerazione genera energia meccanica, l'energia elettrica annua da cogenerazione può essere aumentata di un fattore supplementare che rappresenta la quantità di elettricità equivalente a quella di energia meccanica. Questo fattore supplementare non dà diritto al rilascio delle Garanzie d'origine di cui all'art. 4 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20.
- Ref E η = è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

I valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e di calore sono definiti, rispettivamente, nelle tabelle seguenti (allegati IV e V al DM 04/08/2011).

ALLEGATO IV

	Anno di costruzione	1996 e antec.	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 2011
Solido	Tipo di combustibile											
	Carbone fossile/coke	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Lignite/mattonelle di lignite	37,3	38,1	38,8	39,4	39,9	40,3	40,7	41,1	41,4	41,6	41,8
	Torba/mattonelle di torba	36,5	36,9	37,2	37,5	37,8	38,1	38,4	38,6	38,8	38,9	39,0
	Combustibili a base di legno	25,0	26,3	27,5	28,5	29,6	30,4	31,1	31,7	32,2	32,6	33,0
	Biomasse di origine agricola	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Scisti bitumosi	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
Liquido	Petrolio (gasolio+olio combustibile residuo), GPL	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biocarburanti	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44	44,2
	Rifiuti biodegradabili	20	21	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24	24,4	24,7	25
	Rifiuti non rinnovabili	20	21	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24	24,4	24,7	25
Gassoso	Gas naturale	50	50,4	50,8	51,1	51,4	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5
	Gas di raffineria/idrogeno	39,7	37,5	38,3	39	39,6	40,1	40,6	41	41,4	41,7	42
	Biogas	36,7	37,5	38,3	39	39,6	40,1	40,6	41	41,4	41,7	42
	Gas cokeria, gas altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

ALLEGATO V

	Tipo di combustibile:	vapore/acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (1)
Solido	Carbone fossile/coke	88	80
	Lignite/mattonelle di lignite	86	78
	Torba/mattonelle di torba	86	78
	Combustibili a base di legno	86	78
	Biomasse di origine agricola	80	72
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	80	72
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	80	72
	Scisti bitumosi	86	78
Liquido	petrolio (gasolio + olio combustione residuo), GPL	89	81
	Biocarburanti	89	81
	Rifiuti Biodegradabili	80	72
	Rifiuti non rinnovabili	80	72
Gassoso	Gas naturale	90	82
	Gas di raffineria/idrogeno	89	81
	Biogas	70	62
	Gas di cokeria, gas di alto forno+altri rifiuti gassosi	80	72

(1) devono essere utilizzati i valori che si applicano al calore diretto se la temperatura è pari o superiore a 250°C

Al valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica si applicano i fattori di correzione di cui all'allegato VI di seguito riportato:

Zona climatica	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta; Trentino Alto-Adige; Piemonte; Friuli-Venezia Giulia; Lombardia; Abruzzo; Emilia-Romagna; Liguria; Umbria; Molise; Toscana	11,315	0,369
Zona B: Lazio; Campania; Basilicata; Puglia; Calabria; Sardegna; Sicilia	16,043	-0,104

il valore risultante è rettificato con i fattori di correzione di cui all'allegato VII di seguito riportato:

Tensione di collegamento alla rete elettrica	Per L'energia elettrica esportata verso la rete	Per l'energia elettrica consumata in loco
>200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
<0,4 kV	0,925	0,86

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

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

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

4.4.5 Verifica rispetto indice PES

Ai fini del DM 04/08/2011, la cogenerazione ad alto rendimento è verificata quando:

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

Nel caso in esame, sulla base delle specifiche tecniche della sezione cogenerativa e sulle modalità di funzionamento, si ottiene un indice PES = 18,6 %.

Conseguentemente, ai sensi dell'allegato III del D.M. 04 Agosto 2011, è possibile definire che l'impianto in oggetto è di tipo cogenerativo ad alto rendimento.

4.5 STRUMENTAZIONE DI MISURA

4.5.1 Strumenti installati

La rilevazione dei valori energetici necessari per il calcolo dell'indice PES vengono effettuati da apposita strumentazione di misura.

La misura dell'energia termica introdotta viene eseguita con misuratore di portata gas naturale modello a turbina con compensazione in Standard mc eseguita da convertitore elettronico mediante la misura di temperatura gas e da un trasmettitore di pressione, montato sulla linea gas in prossimità del misuratore volumetrico.

L'energia introdotta verrà calcolata moltiplicando il volume di gas conteggiato per il potere calorifico inferiore del medesimo riportato nella fattura di fornitura.

L'energia termica viene rilevata tramite un contabilizzatore di energia, installato sulla tubazione di ritorno del cogeneratore. Da notare che l'energia termica contabilizzata risulta essere l'energia termica "utile" dell'impianto di cogenerazione, al netto delle

eventuali dissipazioni termiche o degli utilizzi interni al processo.

L'energia elettrica totale prodotta dal cogeneratore viene rilevata da un contatore elettrico con relativi TA omologati UTF.

L'energia elettrica autoconsumata dagli ausiliari defiscalizzati viene rilevata da un contatore elettrico con relativi TA omologati UTF.

L'energia elettrica ceduta in rete viene misurata tramite il contatore posto al punto di consegna, il quale misura anche l'energia prelevata dalla rete.

Gli strumenti di misura saranno conformi alla direttiva MID.

4.5.2 Metodo di calcolo a consuntivo dell'energia elettrica ceduta in rete

L'energia ceduta in rete verrà misurata dal dispositivo di misura del gestore di rete posto nel punto di fornitura dell'energia elettrica.

4.5.3 Metodo di calcolo a consuntivo dell'energia elettrica autoconsumata

A consuntivo, allo scopo di calcolare l'energia autoconsumata in sito, si applicherà la seguente formula.

$$EE_{aut} = EE_{pr} - EE_{ced}$$

- EE_{aut} = energia elettrica autoconsumata in sito;
- EE_{pr} = energia elettrica prodotta dal cogeneratore;
- EE_{ced} = energia elettrica ceduta alla rete misurata tramite il contatore posto nel punto di fornitura;

Tale formula verrà applicata per il calcolo a consuntivo del parametro PES.