

Impianti di Cogenerazione

Camera di Commercio di Reggio Calabria
Corso di formazione
Energy Management nelle Imprese



Relatore: ing. Alessandro Zanini – Intellienergia S.r.l.

intellienergia S.r.l.
renewable energy engineering 



Camera di Commercio
Reggio Calabria

Introduzione

Obiettivo:

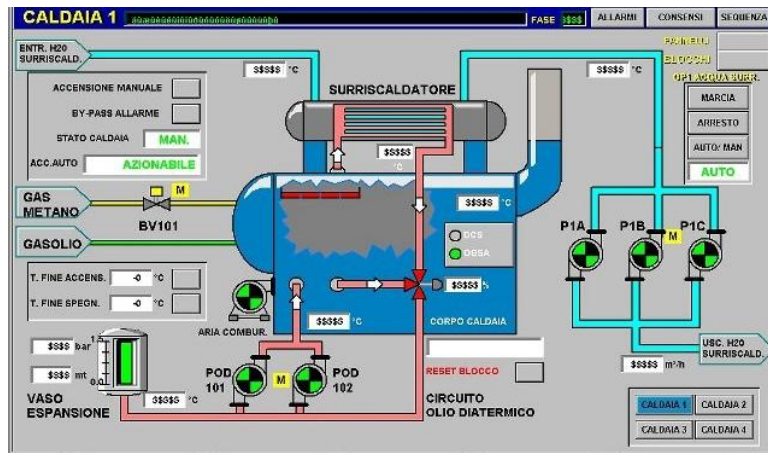
- Fornire le principali definizioni del settore
- Individuare i campi applicativi della tecnologia
- Trigenerazione

Produzione di Energia

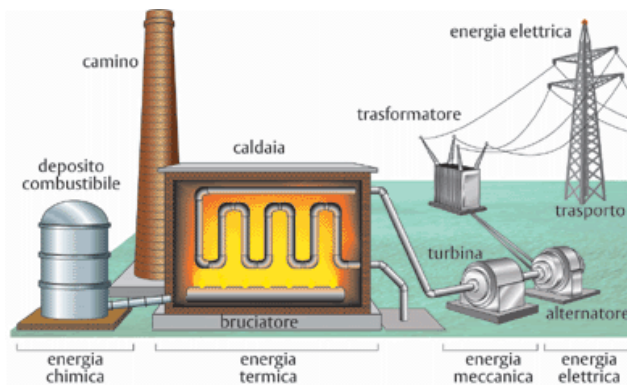
Produzione di Energia Termica

45

**ENERGIA
TERMICA**



Per produrre la sola energia termica si usano delle caldaie che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di **minor valore termodinamico**.



Per produrre la sola energia elettrica si utilizzano centrali termoelettriche che **disperdono** parte dell'energia (di scarso valore termodinamico) nell'ambiente.

Produzione di Energia

Produzione Separata di Energia Elettrica e Calore



Se un'utenza richiede **contemporaneamente** energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete, si può 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.

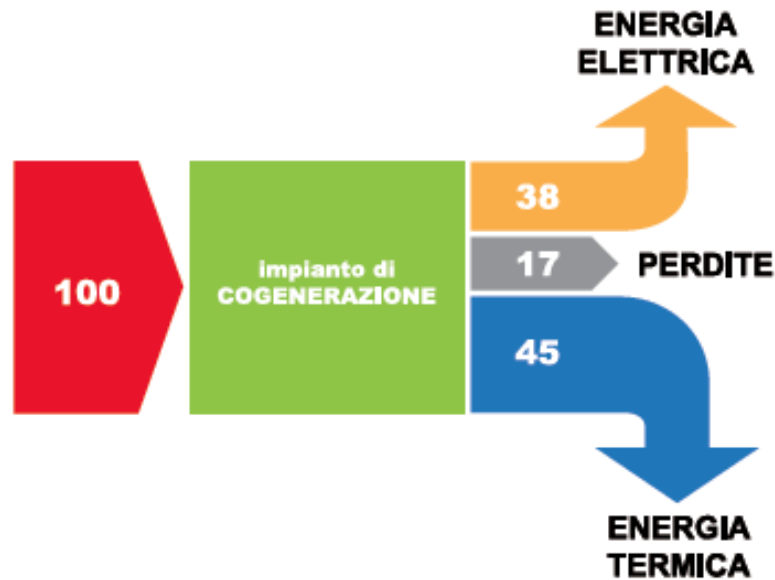
Da questo punto di vista la cogenerazione può dare un **risparmio energetico** che però **non è scontato**: si tratta allora di valutare quando è davvero vantaggiosa e rispetto a quale alternativa. L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile: a ciò consegue un minor consumo di combustibile e di conseguenza un minor impatto ambientale.

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

Produzione di Energia

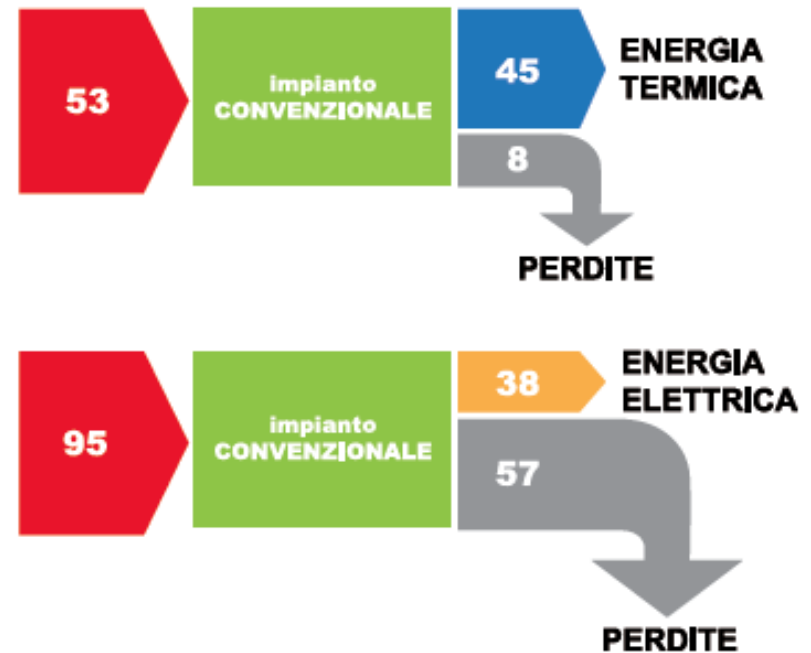
Produzione Combinata di Energia Elettrica e Calore

PRODUZIONE IN COGENERAZIONE



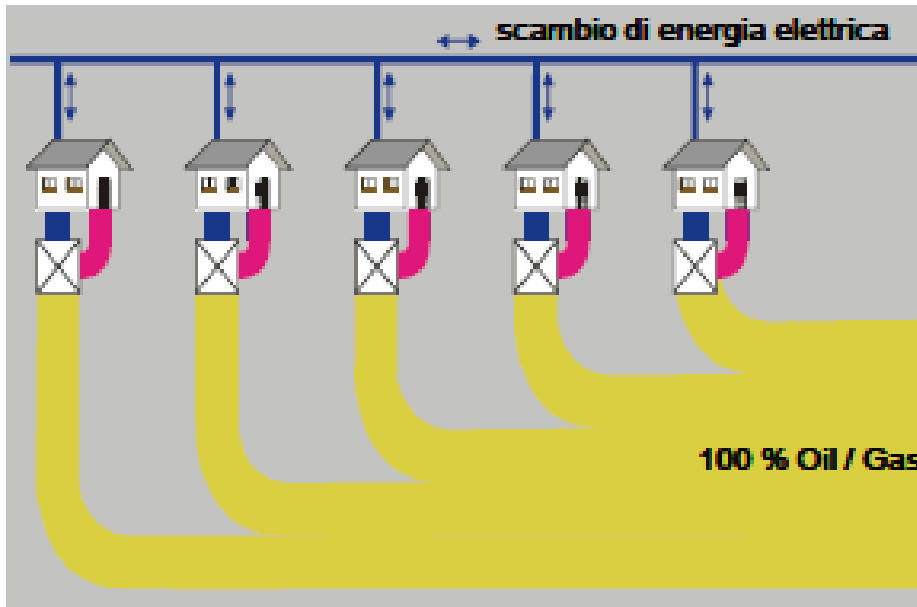
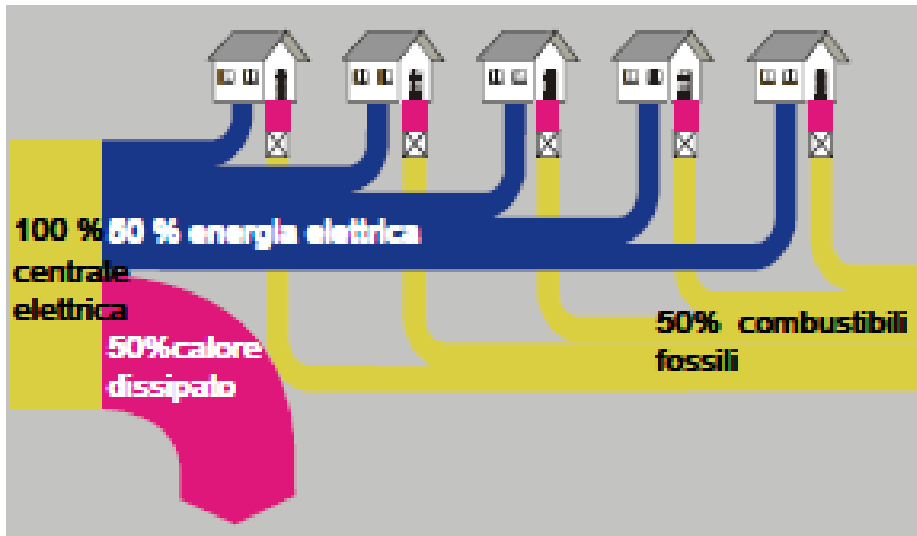
ENERGIA PRIMARIA UTILIZZATA
100

PRODUZIONE SEPARATA



ENERGIA PRIMARIA UTILIZZATA
53+95=148

Cogenerazione distribuita: micro rete



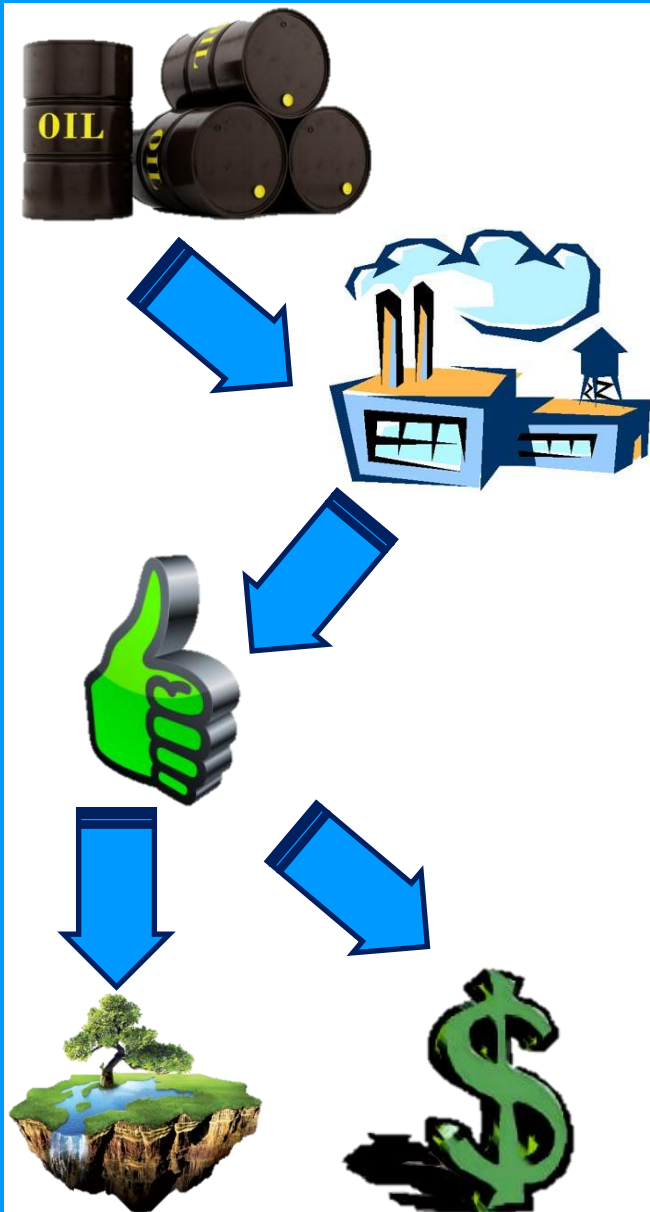
Approccio tradizionale

- ✓ Grandi centrali elettriche remote (generazione elettrica ad alta efficienza, ma scarsa efficienza globale (distribuzione, ecc...))
- ✓ Riscaldamento decentralizzato
- ✓ Condizionamento decentralizzato

Approccio distribuito – micro rete

- ✓ Cogenerazione e trigenerazione decentralizzata (alta efficienza globale)
- ✓ Generatore ibrido accoppiato a multiple fonti rinnovabili con dispacciamento energetico automatico
- ✓ Un sistema per il controllo della micro-rete e lo scambio di pacchetti energetici

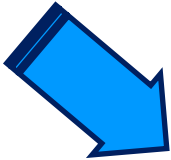
Vantaggi della Cogenerazione



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

- ✓ un risparmio **economico** (minor consumo di combustibile);
- ✓ una riduzione dell'impatto **ambientale** (riduzione delle emissioni e minor rilascio di calore residuo nell'ambiente);
- ✓ **minori perdite** di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale (localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza e all'autoconsumo dell'energia prodotta);
- ✓ la sostituzione di modalità di fornitura del calore **meno efficienti e più inquinanti**

Vantaggi della Cogenerazione



Per ogni MWh elettrico prodotto in cogenerazione si risparmiano

0,14 – 0,15 TEP

160 Sm³ di gas metano

130 kg di gasolio

50 kWh

ENERGIA PRIMARIA



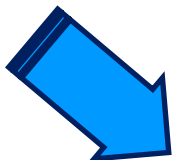
PERDITE DI RETE



Vantaggi della Cogenerazione



Per ogni MWh elettrico prodotto in cogenerazione si riducono le emissioni in atmosfera dei seguenti inquinanti



0,14 – 0,15 TEP

CO₂ – Anidrite carbonica

500 – 600 kg

NO_x – Ossidi di Azoto

0,15 kg

SO_x – Anidrite Solforosa

15 kg

Particolato

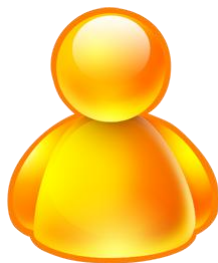
1,5 kg

Considerazioni

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

Introduzione

UTENTE



NECESSITA'



ELETTRICITA'



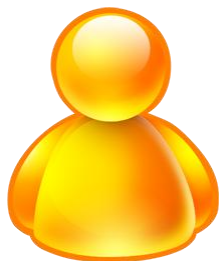
CALORE



Un utente ha la necessità di Energia Elettrica e Calore, la soluzione è un sistema di cogenerazione?

Considerazioni

UTENTE



NECESSITA'



ELETTRICITA'



CALORE



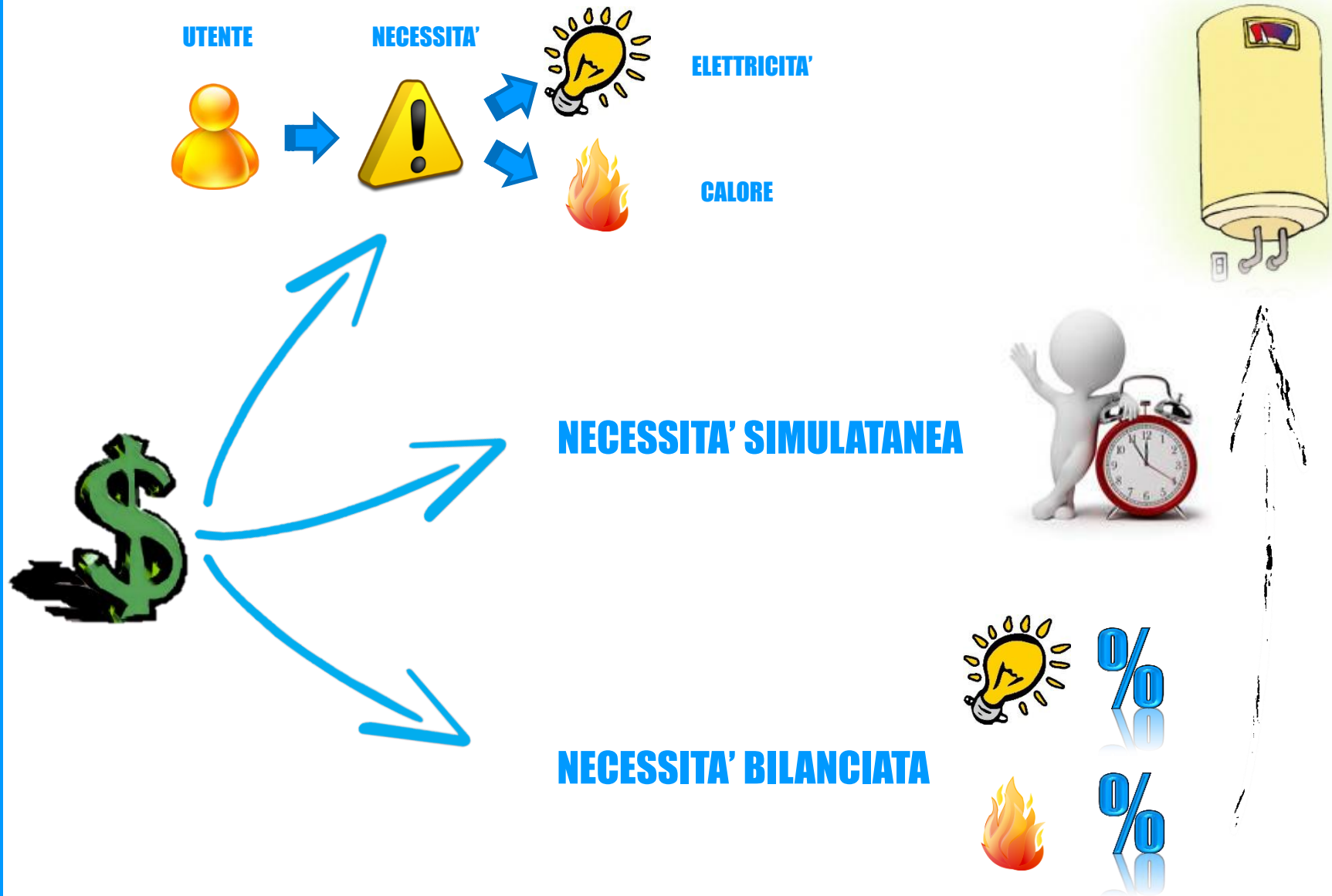
Per approcciare uno studio per impianto cogenerativo non è sufficiente pertanto sapere **QUANTA** energia elettrica e termica viene consumata, ma è fondamentale conoscere **QUANDO** queste energie vengono consumate, in altre parole conoscere i **due profili orari dei consumi**.

NECESSITA' SIMULTANEA DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE



Considerazioni

Introduzione

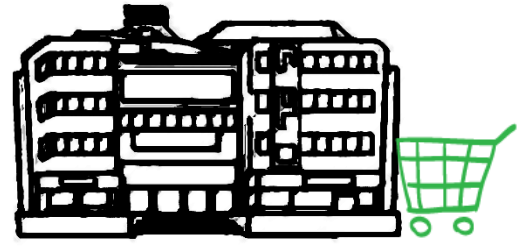


UTENTE

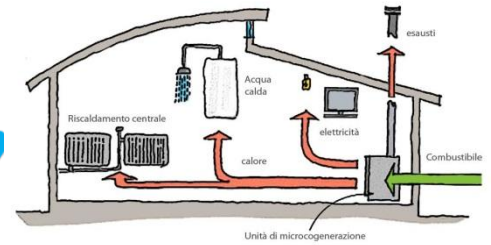
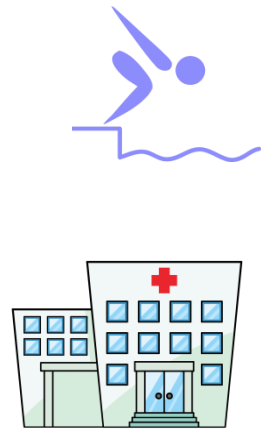


Campi d'Applicazione

Introduzione

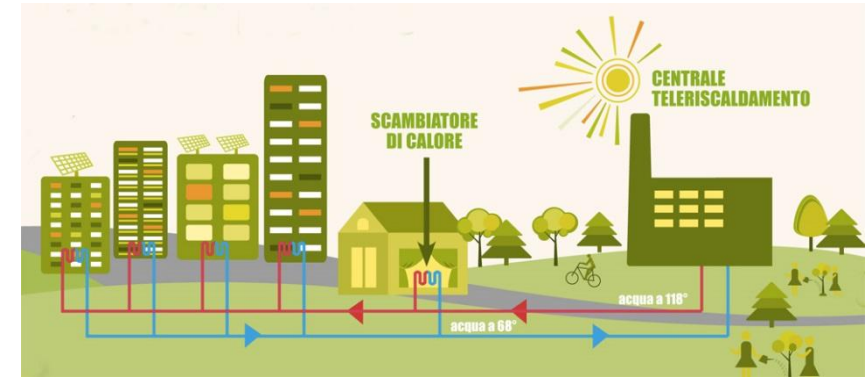


Vapore
Vapore Surriscaldato
Acqua calda sanitaria



INDUSTRIALE

Trigenerazione



Campi d'Applicazione



Conciaria

Tessile

Chimica e Elettrochimica

Fornaci e Laterizi

Trattamento Metalli

Lavanderie e Tintorie

Essiccazione e Ceramiche

Alimentari



Introduzione

Campi d'Applicazione

ACQUA CALDA
80 – 90 °C

- Riscaldamenti a bassa temperatura
- Bagni galvanici - Lavaggi

ACQUA surriscaldata
120 – 140 °C

- Riscaldamenti ad alta temperatura
- Forni di essiccazione

VAPORE FINO A
10 - 12 bar

- Riscaldamenti ad alta temperatura
- Forni - Sterilizzazione - Usi diretti

**OLIO
DIATERMICO**

- Riscaldamenti ad alta temperatura
- Forni - Produzione vapore

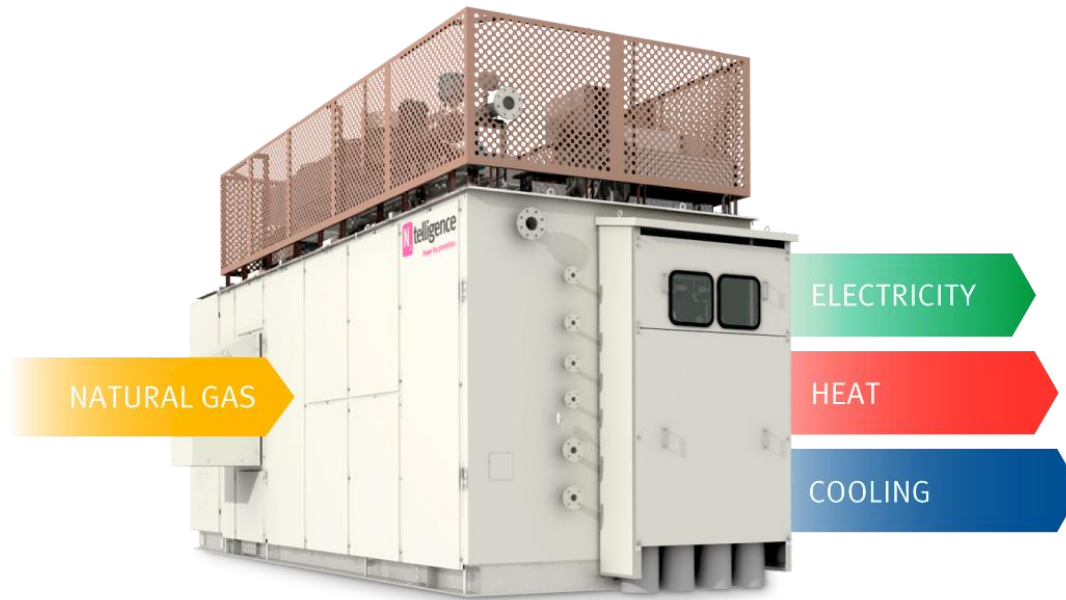
ARIA CALDA

- Tunnel di essiccazione

SISTEMI MISTI

- Tra le possibilità precedenti con un fluido ad alta temperatura ed uno a bassa temperatura

La Trigenerazione

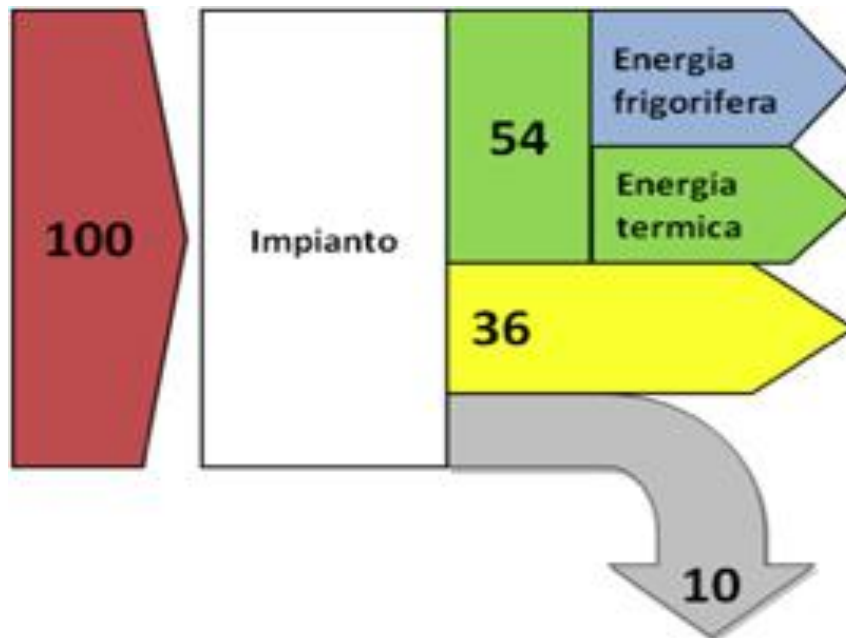


Molte realtà industriali e quasi tutte le realtà del terziario hanno la necessità di utilizzare quantità sempre crescenti di **energia frigorifera** di processo e per la **climatizzazione** a cui normalmente si fa fronte utilizzando macchine frigorifere tradizionali, alimentate con energia elettrica.

La Trigenerazione

Una soluzione alternativa ai normali chiller elettrici per la produzione di freddo è quella di utilizzare il calore prodotto dal cogeneratore **per produrre anche l'energia frigorifera** utilizzando quelle particolari macchine dette frigoriferi ad assorbimento o **assorbitori**.

Tale soluzione permette di realizzare un impianto che genera tre diverse forme di energia (da qui il nome **TRIGENERAZIONE**), e precisamente:



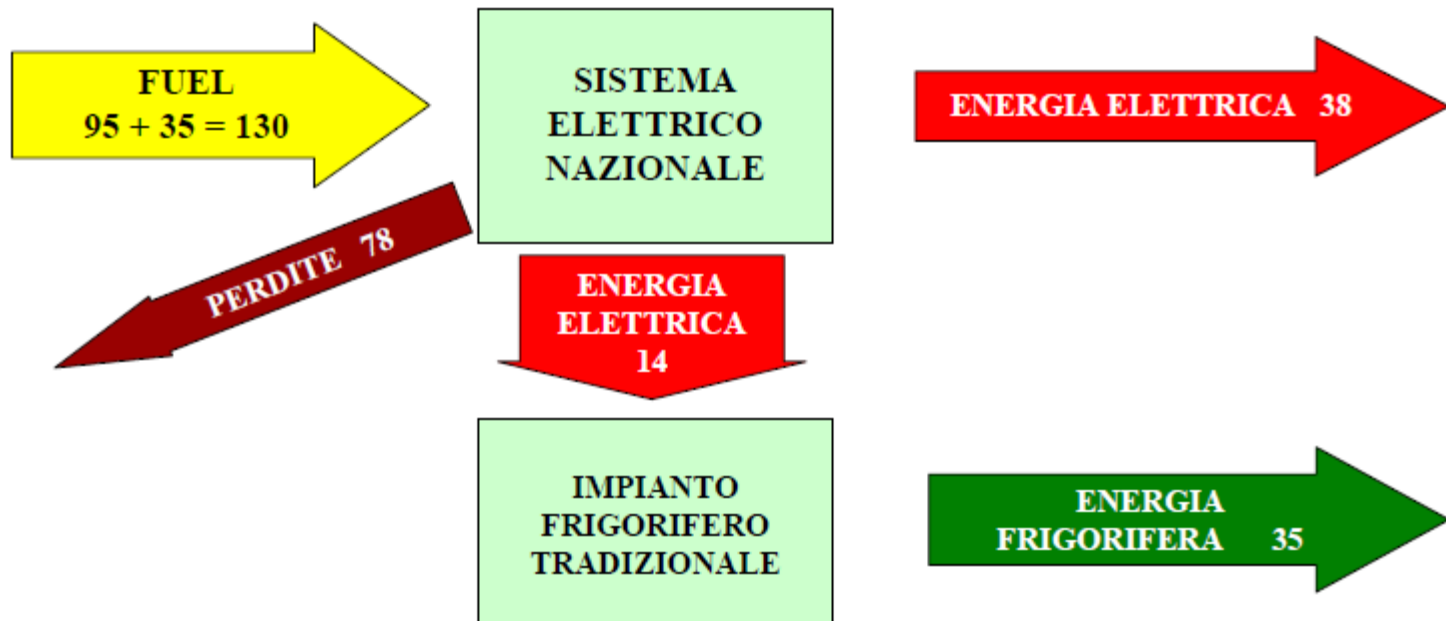
- 1. energia elettrica**
- 2. energia termica**
- 3. energia frigorifera.**

La Trigenerazione

Efficienza della TRIGENERAZIONE

Rendimenti dei sistemi tradizionali

- Rendimento Elettrico Nazionale: 40%
- Resa sistema frigorifero tradizionale: 2,5

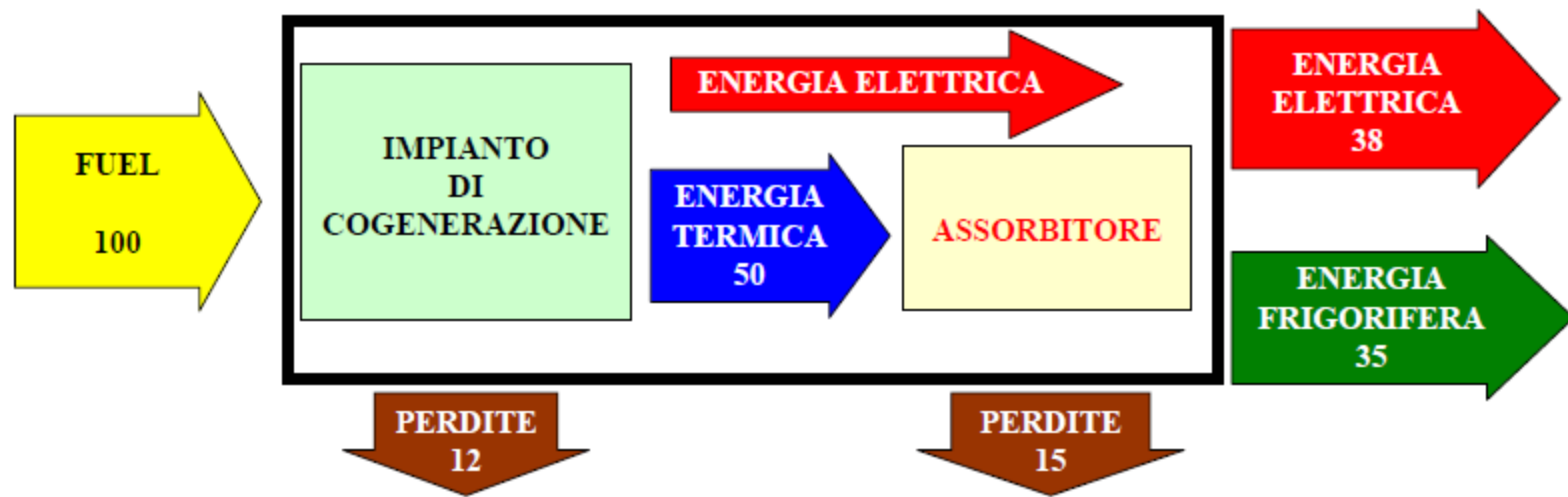


La Trigenerazione

Efficienza della TRIGENERAZIONE

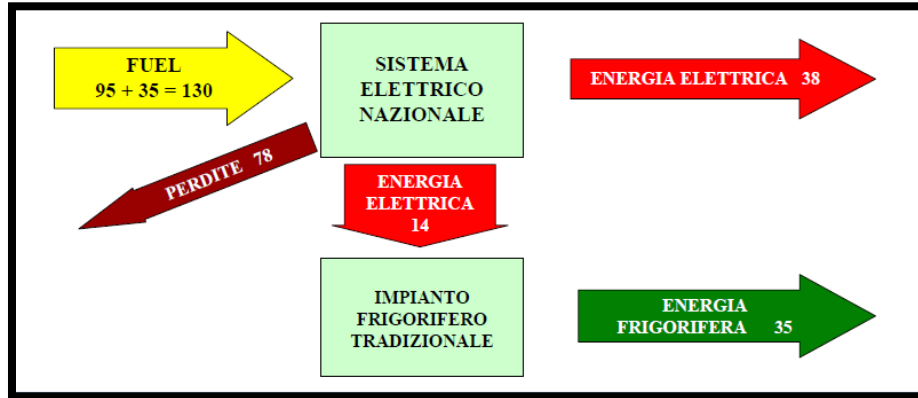
Rendimenti della trigenerazione

- Rendimento Elettrico: 38%
- Rendimento Termico: 50%
- Resa assorbitore: 70%

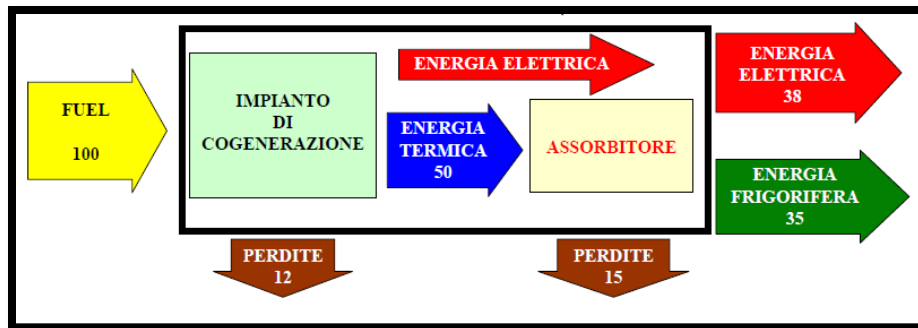


La Trigenerazione

Sistema Tradizionale



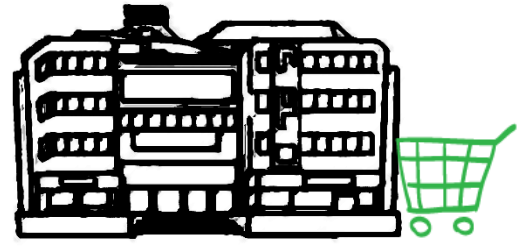
Sistema Trigenerativo



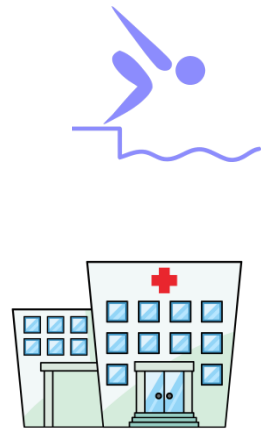
**A PARITA' DI ENERGIA
UTILIZZABILE
(ELETTRICA E FRIGORIFERA)
IL SISTEMA TRADIZIONALE
RICHIEDE IL 30% DI ENERGIA
PRIMARIA IN PIÙ**

Trigenerazione - Campi d'Applicazione

Introduzione



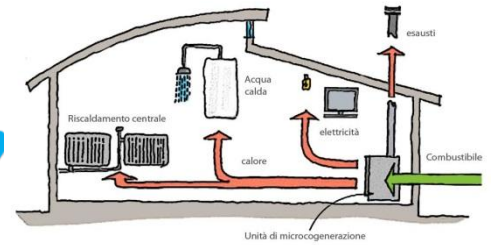
Trigenerazione



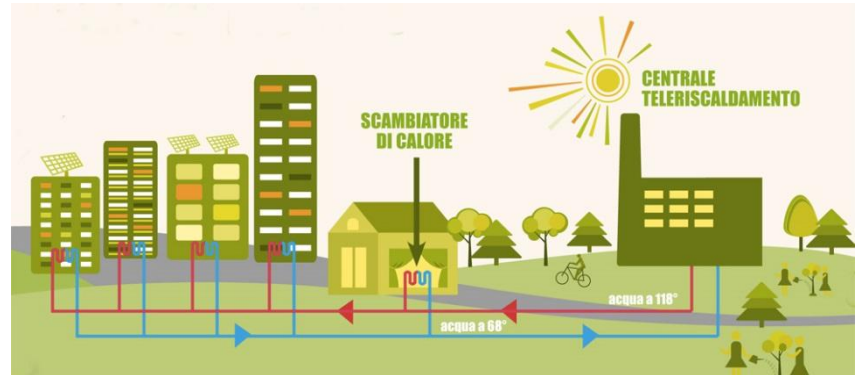
TERZIARIO



CIVILE



INDUSTRIALE



La Trigenerazione – Campi d'applicazione

Introduzione

Settore Terziario - Servizi

Impianti sportivi

Ospedali - Cliniche

Climatizzazione ambientale
estiva e invernale

Climatizzazione ambientale
estiva e invernale

Climatizzazione ambientale
estiva e invernale

Industria Materie Plastiche

Industria Chimica -
Farmaceutica

Industria elettronica

Industria Alimentari

Raffreddamento stampi -
Climatizzazione

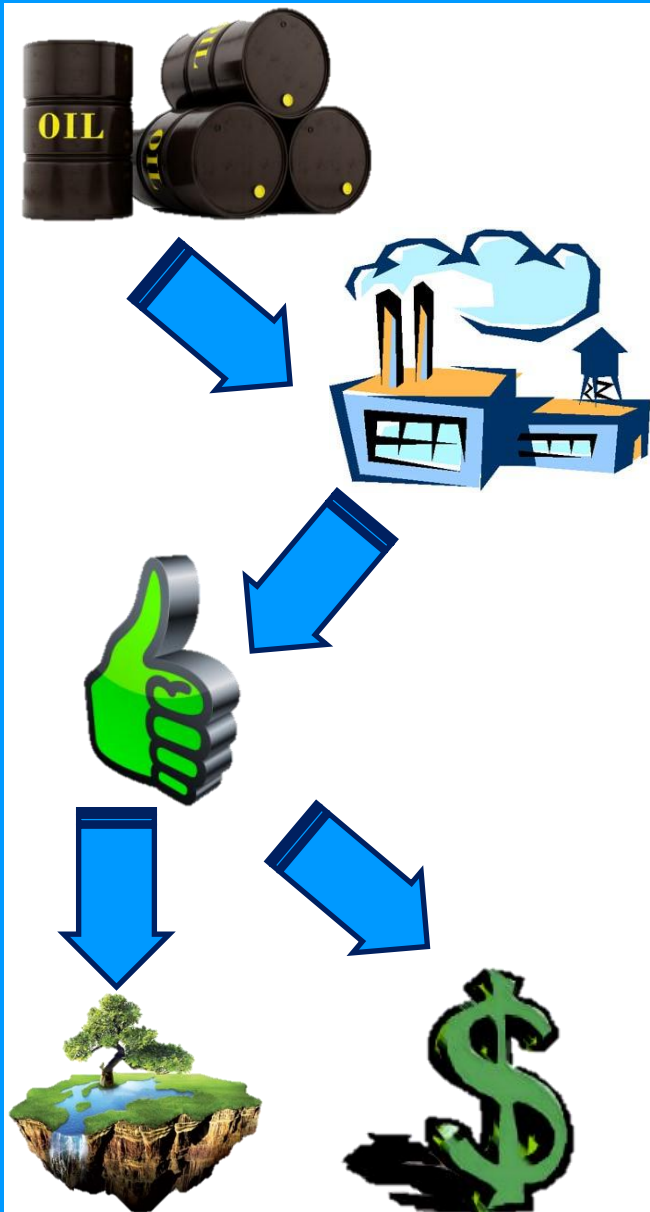
Climatizzazione ambiente
di lavoro e uffici

Climatizzazione ambiente
di lavoro e uffici

Stagionatura Prodotti -
Climatizzazione

Trigenerazione

Introduzione



Sfruttamento di risorse energetiche locali

Ridotte necessità di trasporto e quindi minori perdite

Maggior utilizzo di fonti rinnovabili

Diversificazione del mix energetico

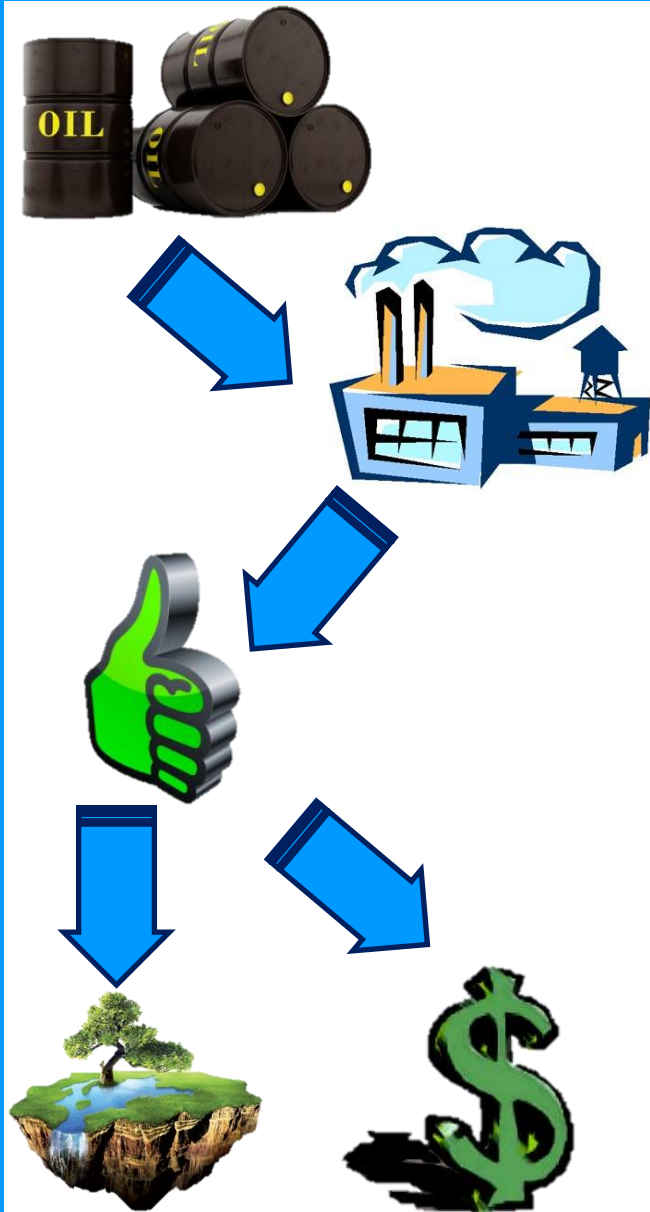
Maggiore sicurezza del sistema elettrico

Nuova occupazione qualificata

Maggiore efficienza

Trigenerazione

Introduzione



Minori costi energetici

Minore dipendenza dall'importazione di energia

Minori emissioni di CO₂

Nessuna opera infrastrutturale necessaria

Applicabile a differenti settori industriali

Basso/nessun impatto paesaggistico (imp. ind.)

Tecnologia matura

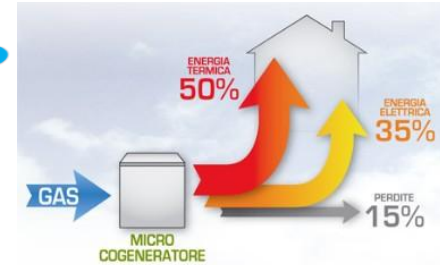
Classificazione

Micro



$P < 50kW$

Piccole Applicazioni
Settore Civile e
Terziario



Mini

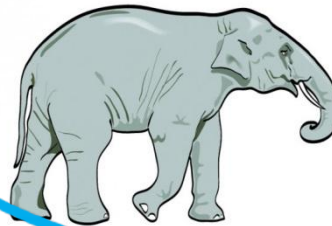


$P < 1 MW$

Applicazioni nel
settore industriale
medio



Grande



$P > 1 MW$

Applicazioni in
grandi impianti e
grandi industrie



Nella piccola cogenerazione l'energia termica è un prodotto secondario, mentre la microcogenerazione è diretta principalmente alla produzione di calore e secondariamente di energia elettrica.

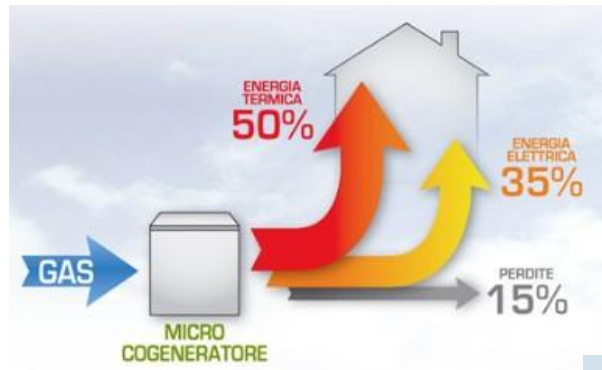
La Tecnologia

Obbiettivo:

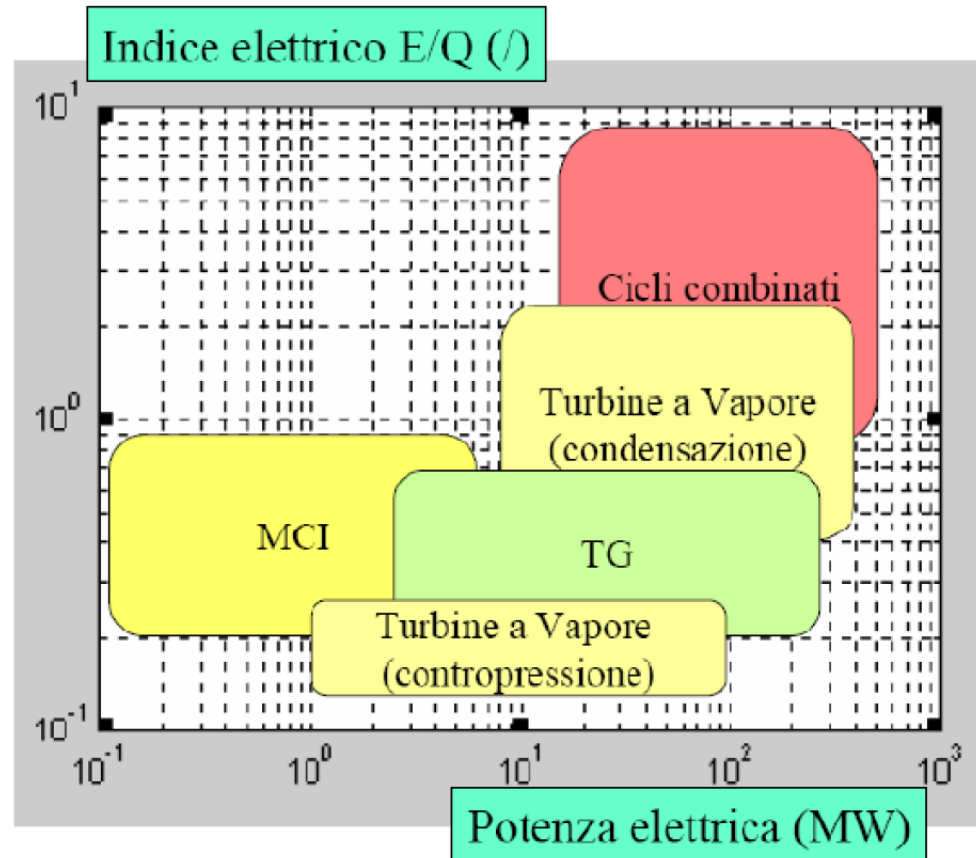
- Descrizione delle principali tecnologie presenti sul mercato

La Tecnologia

Le diverse tecnologie di cogenerazione si distinguono in base al tipo di macchina o di motore utilizzato per la produzione di elettricità e calore. Inoltre a seconda di variabili quali taglia e casa costruttrice, una stessa tecnologia può divergere di molto in termini di rendimenti, affidabilità, necessità di manutenzione, ecc.



Confronto



	<i>Turbine a gas</i>	<i>Motori alternativi</i>	<i>Turbina a vapore</i>	<i>Ciclo combinato gas-vapore</i>
Range di potenza standard	1 MW - 250 MW	0.1 MW - 5 MW	0.5 MW - 200 MW	5 MW - 350 MW
Rendimento elettrico <i>(vapor tipici)</i>	30% - 35%	30% - 42%	25% - 35% Il valore più alto si ottiene in caso di sola produzione di elettricità	40% - 60% Il valore più alto si ottiene in caso di sola produzione di elettricità
Rendimento complessivo impianto <i>(rendimento elettrico e termico)</i>	75% - 85%	75% - 85%	75% - 85%	75% - 85%
Combustibile	Metano o combustibile gassoso	Metano o combustibile gassoso, diesel o doppio combustibile (Diesel e gas)	Qualsiasi combustibile, calore di recupero	Come turbina a gas + turbina a vapore
Vantaggi	Recupero termico ad alta temperatura, taglia piccola, alta potenza in volumi ridotti	Alta flessibilità, possibilità di arresto giornaliero	Permette il recupero del calore disperso dai processi industriali per produrre elettricità	Elevato rendimento elettrico

Tecnologie di cogenerazione

- ✓ Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
- ✓ Turbina a vapore a contropressione
- ✓ Turbina a condensazione con spillamento di vapore
- ✓ Turbina a gas con recupero di calore
- ✓ Motore a combustione interna
- ✓ Microturbine
- ✓ Motori Stirling
- ✓ Pile a combustibile
- ✓ Motori a vapore
- ✓ Cicli Rankine a fluido organico
- ✓ Ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che rientrano nella definizione di cogenerazione.

Negli ultimi anni si è verificato un forte sviluppo delle tecnologie a combustione interna, quali:

- ✓ **Motori alternativi a combustione interna;**
- ✓ **Turbine a gas;**
- ✓ **Cicli combinati gas/vapore.**

Devono usare un combustibile relativamente pulito:
nella maggior parte dei casi gas naturale.

Rispetto a impianti a combustione esterna basati sulla tecnologia a vapore presentano rendimenti elettrici più elevati.

Motori a Combustione Interna (M.C.I.)



Motori a Combustione Interna (M.C.I.)

I motori a combustione interna sono attualmente il sistema di cogenerazione più diffuso e consolidato a livello commerciale.

Si tratta di motori simili a quelli utilizzati nelle automobili, ma adattati per un utilizzo stazionario e dotati di un sistema di recupero del calore.

Taglie

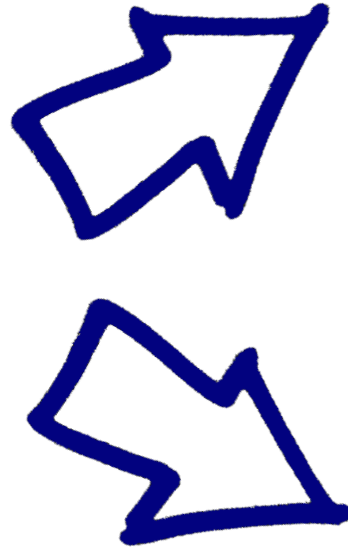
Sono disponibili in commercio in taglie che vanno da 1 kW fino a qualche MW di potenza elettrica.

Principio di Funzionamento

L'energia meccanica dell'albero motore alimenta un generatore che produce energia elettrica.

Attraverso degli scambiatori di calore, viene recuperata energia termica dai gas di scarico e dal circuito di raffreddamento dell'olio. Il calore di recupero può essere utilizzato sotto forma di acqua calda o di vapore, a seconda delle necessità.

Il gas naturale è il combustibile più utilizzato, in primo luogo per il basso impatto ambientale e per il costo inferiore a quello dei prodotti petroliferi, ma anche per la facilità di approvvigionamento, che non comporta la presenza di serbatoi di stoccaggio.



Ciclo Diesel

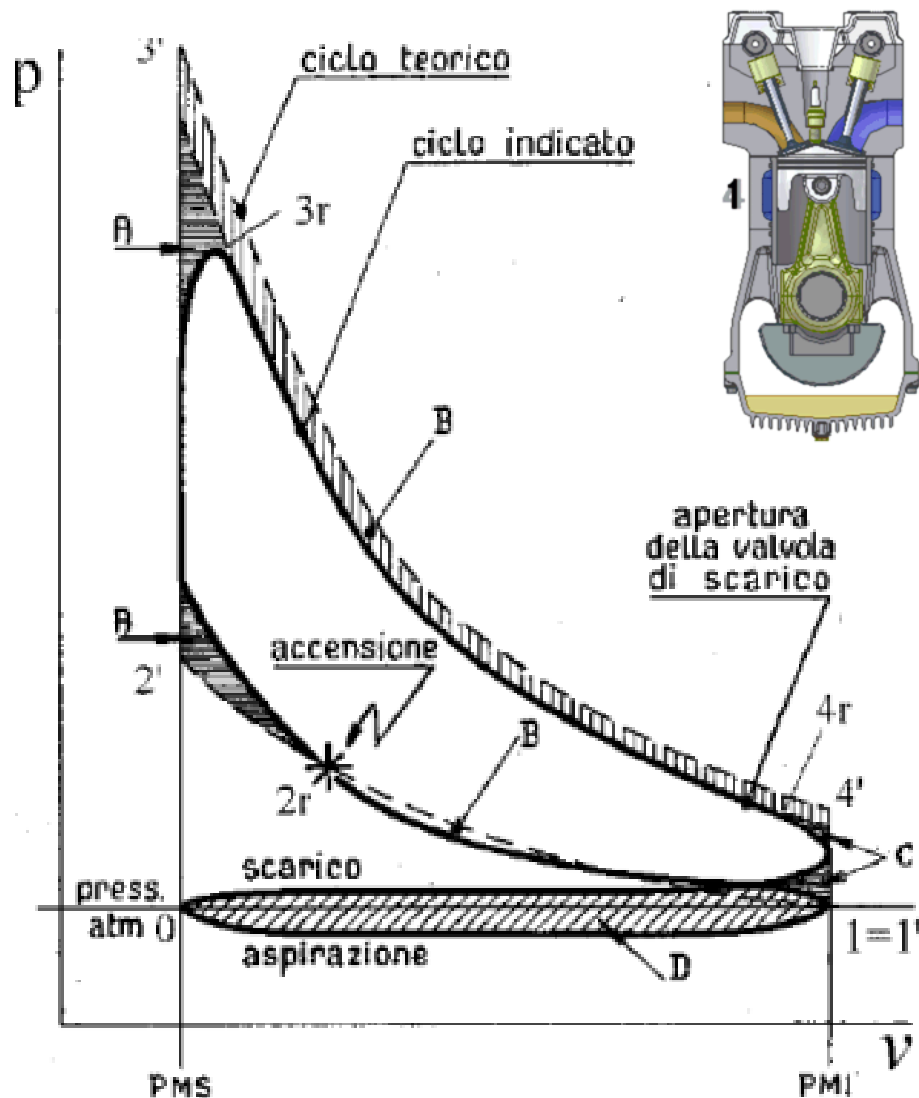
gasolio, biodiesel e olio vegetale

Ciclo Otto

gas naturale e biogas

Motori a Combustione Interna (M.C.I.)

Ciclo OTTO

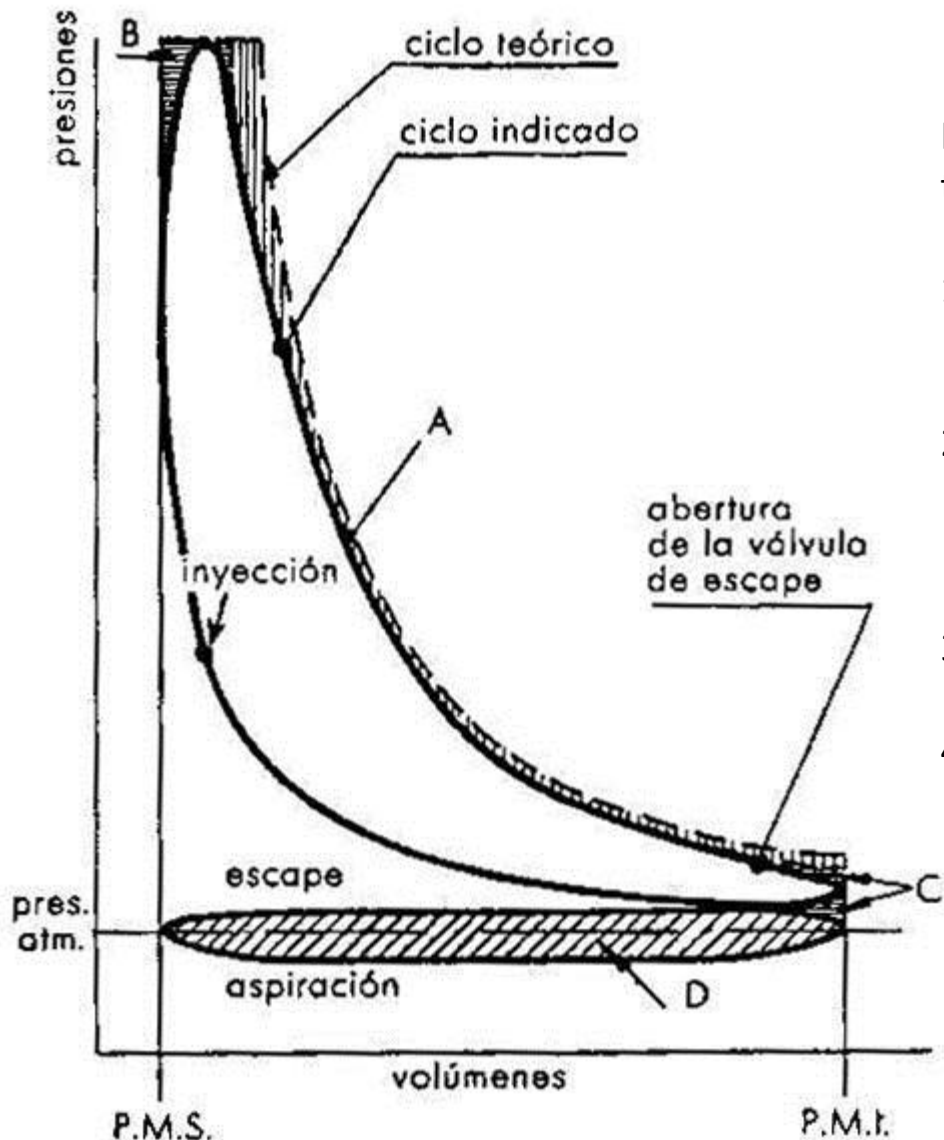


Nel piano (p-V), il ciclo Otto ideale si può rappresentare con:

1. una aspirazione a pressione ambiente dal P.M.S. (*Punto morto superiore*) al P.M.I. (*Punto morto inferiore*) (0-1);
2. una compressione adiabatica da P.M.I. a P.M.S. (1-2);
3. una combustione che si innesca con la scintilla della candela (2-3);
4. una espansione adiabatica da P.M.S. a P.M.I. (3-4);
5. uno scarico libero iniziale a volume costante (4-1);
6. uno scarico forzato a pressione costante che riporta il ciclo alla posizione di partenza (1-0).

Motori a Combustione Interna (M.C.I.)

Ciclo DIESEL

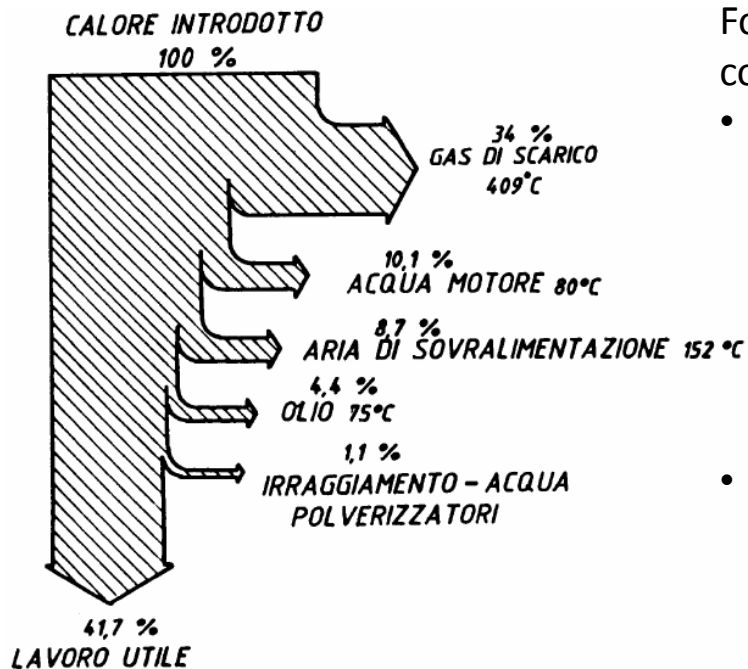


Il ciclo Diesel ideale è composto da quattro trasformazioni:

1. Trasformazione 1-2, trasformazione adiabatica in compressione; (senza perdita di calore)
2. Trasformazione 2-3, trasformazione reversibile isobara, il sistema assorbe calore dalla combustione; (senza perdita di pressione)
3. Trasformazione 3-4, trasformazione adiabatica in espansione;
4. Trasformazione 4-1, trasformazione reversibile isocora, il sistema cede calore, liberando i gas di scarico.

Motori a Combustione Interna (M.C.I.)

Le Perdite e i Recuperi: calore recuperabile fino al 25%



Fonti di calore potenzialmente utilizzabili per fini cogenerativi:

- **I gas di scarico** che rappresentano la sorgente termodynamicamente più pregiata, in quanto sono disponibili a temperatura piuttosto elevata (tra 400 e 500°C). Come tali essi consentono, tra l'altro, la produzione di vapore di media pressione, tipicamente è riconducibile ai prodotti di combustione il 30-35% del calore totale liberato dal combustibile.
- **L'acqua di raffreddamento** che rappresenta circa il 10-20% dell'input termico totale. Essa è disponibile a temperature inferiori ai 100°C ed è impiegabile per la produzione di acqua calda ma ovviamente non per la produzione di vapore.

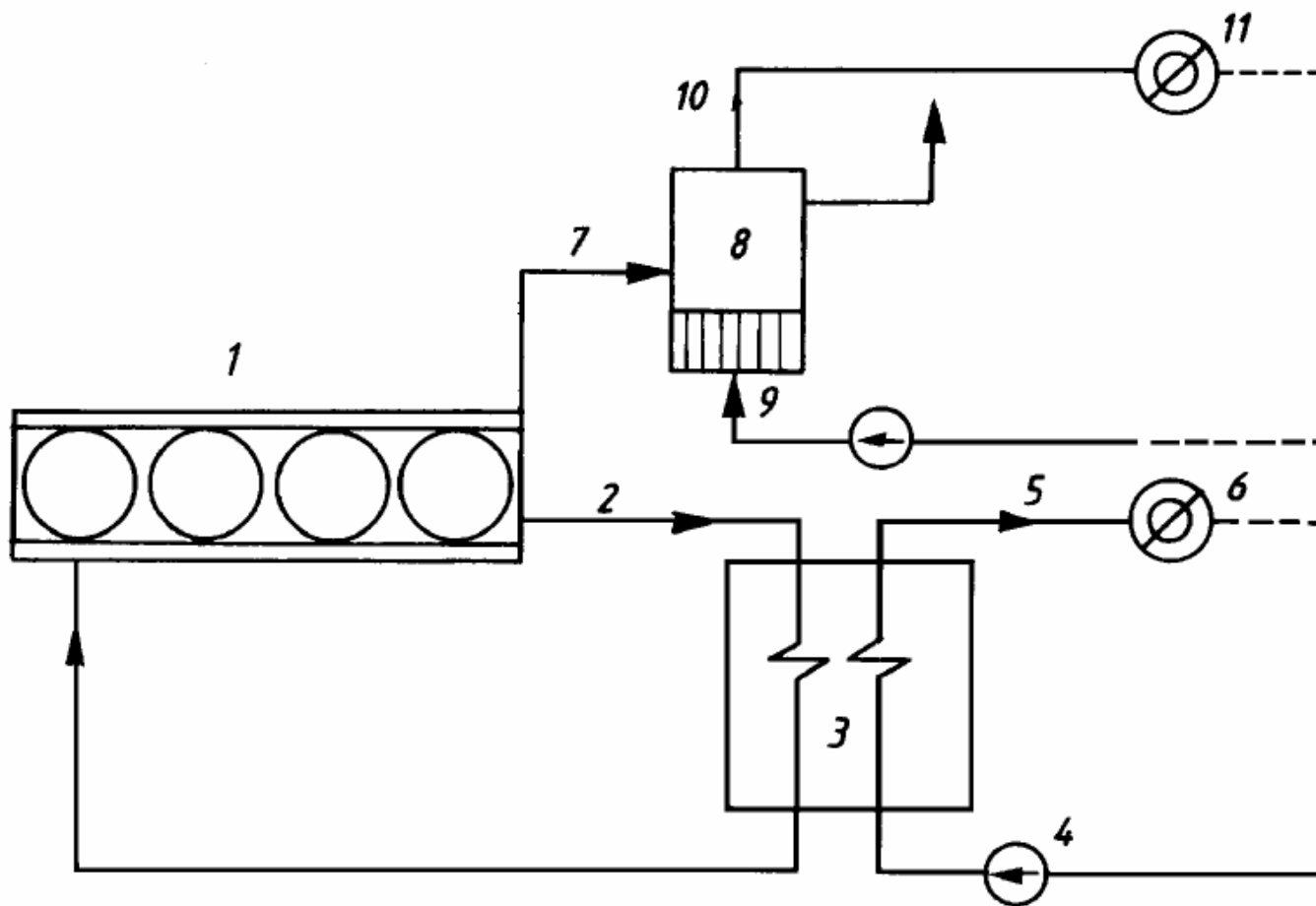
Nei motori di grossa taglia:

L'olio lubrificante, che rappresenta il 4-7% del totale, è disponibile a 75-90°C;

L'aria di sovralimentazione, disponibile solo nel caso di motori turbocompressi, che viene raffreddata per ridurne la densità fino a 60-80°C.

Motori a Combustione Interna (M.C.I.)

Schema Generale



Sistema cogenerativo con motore alternativo a combustione interna

1 motore; 2 liquido refrigerazione motore; 3 scambiatore di calore; 4 ingresso acqua fredda; 5 uscita acqua calda; 6 utilizzatore acqua calda; 7 gas combusti; 8 caldaia a recupero; 9 ingresso acqua; 10 uscita vapore; 11 utilizzatore vapore

Pro e Contro

Vantaggi

- ✓ elevata affidabilità
- ✓ costi di investimento limitati
- ✓ buoni rendimenti elettrici
- ✓ ideali per carichi variabili



Svantaggi

- ✓ funzionamento rumoroso
- ✓ necessità di costante di manutenzione
- ✓ vibrazioni

Motori a Combustione Interna (M.C.I.)

Scheda Tecnica

Programma di fornitura Vitobloc 200 con alimentazione a gas naturale



BHKW - Modulo compatto VITOBLOC 200	Tipo	EM-18/36	EM-50/81	EM-70/115	EM-140/207	EM-199/263	EM-199/293	EM-238/363	EM-363/498	EM-401/549
Prestazioni										
Potenza elettrica in kW ¹⁾²⁾		18	50	70	140	199	199	238	363	401
Potenza termica in kW (tolleranza $\pm 7\%$) ¹⁾³⁾		36	81	115	207	263+20 ⁴⁾	293	363	498	549+26 ⁴⁾
Alimentazione di combustibile in kW (tolleranza $\pm 5\%$)		56	145	204	384	538	553	667	960	1053
Rendimenti										
Rendimento elettrico %		32,1	34,5	34,3	36,5	37	36	35,7	37,8	38,1
Rendimento termico %		64,3	55,9	56,4	53,9	52,6	53	54,4	51,9	54,6
Rendimento complessivo %		96,4	90,3	90,7	90,4	89,6	89	90,1	89,7	92,7
Caratteristiche										
Parametro caratteristico energia elettrica secondo AGFW FW308		0,5	0,62	0,61	0,68	0,76	0,68	0,66	0,73	0,73
Fattore d'energia primaria ENEC 2007 f_{PE}		0,73	0,74	0,74	0,74	0,74	0,73	0,73	0,71	0,71
Risparmio di energia primaria PEE %		27,5	25	25,2	24,6	23,6	25	25,5	24,6	26,9
Idraulica										
Temperatura di mandata ammessa dell'acqua di riscaldamento in °C		80 ⁵⁾	90	90	90	85	85	90	85	85
Temperatura di ritorno ammessa dell'acqua di riscaldamento in °C		65 ⁵⁾	70	70	70	65	65	70	65	65
Dati motore										
Produttore del motore		VW	MAN	MAN	MAN	MAN	MAN	MAN	MAN	MAN
Tipo motore		BEF	E 0834 E	E 0836 E	E 2876 E	E 2876 LE	E 2876 LE	E 2842 E	E 2842 LE	E 2842 LE
Numero cilindri/Disposizione		4 / linea	4 / linea	6 / linea	6 / linea	6 / linea	6 / linea	12 / V	12 / V	12 / V
Versione		lambda = 1 ⁶⁾	lambda = 1 ⁶⁾	lambda = 1 ⁶⁾	lambda = 1 ⁶⁾	Turbo con SR ⁷⁾	Turbo con SR ⁸⁾	lambda = 1 ⁶⁾	Turbo con SR ⁸⁾	Turbo con SR ⁷⁾
Dimensioni/Peso										
Lunghezza in mm		1.900	2.800	2.800	3.400	3.580	3.580	3.580	3.980	3.980
Larghezza in mm		860	860	860	900	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
Altezza in mm		1.200	1.700	1.700	1.700	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Peso a vuoto in kg		900	2.000	2.100	3.420	4.800	4.800	5.300	6.300	6.300
Peso in esercizio in kg		1.000	2.200	2.300	3.620	5.300	5.300	5.800	6.800	6.800
Pressione sonora										
Livello di pressione sonora ¹⁰⁾ in dB(A) alla macchina		66	62	72	74	81 ¹¹⁾	81 ¹¹⁾	77 ¹¹⁾	81 ¹¹⁾	81 ¹¹⁾
Livello di pressione sonora ¹⁰⁾ in dB(A) al ventilatore		63	53	62	71	79 ¹¹⁾	79 ¹¹⁾	78 ¹¹⁾	79 ¹¹⁾	79 ¹¹⁾
Livello di pressione sonora ¹²⁾ in dB(A) allo scarico		46	41	47	57	75	75	72	74	74
Spazi richiesti per l'installazione										
Lunghezza minima libera della centrale in mm		4.140	5.240	5.240	6.040	6.600	6.600	6.600	7.000	7.000
Larghezza minima libera della centrale in mm		2.500	2.500	2.500	2.540	3.850	3.850	4.650	4.650	4.650
Altezza minima libera della centrale in mm		2.000	2.800	2.800	2.800	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Distanza minima necessaria dal quadro elettrico in mm		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Distanza minima necessaria sul lato allacciamenti in mm		1.200	1.400	1.400	1.600	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Distanza minima necessaria laterale in mm		800	800	800	800	1.100	1.100	1.500	1.500	1.500

Motori a Combustione Interna (M.C.I.)

Scheda Tecnica

Programma di fornitura Vitobloc 200 con alimentazione a biogas



VIE MANN Group

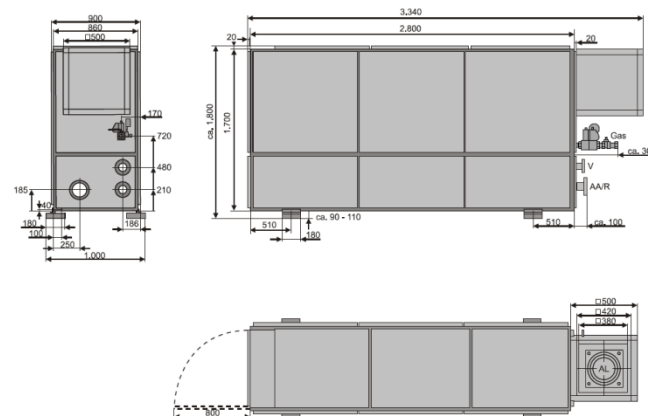
BHKW - Modulo compatto VITOBLOC 200	Tipo	BM-36/66	BM-55/88	BM-98/150	BM-123/177	BM-190/238	BM-366/437
Prestazioni	Potenza elettrica in kW ¹⁾²⁾	36	55	98	123	190	366
	Potenza termica in kW (tolleranza $\pm 5\%$) ¹⁾³⁾	66	88	150	177	238+16 ⁴⁾	437+16 ⁴⁾
	Alimentazione di combustibile in kW (tolleranza $\pm 5\%$)	122	165	291	343	493	960
Rendimenti	Rendimento elettrico %	29,5	33,3	33,7	35,9	38,5	38,5
	Rendimento termico %	54,1	53,4	51,5	51,6	51,5	47,7
	Rendimento complessivo %	83,6	86,7	85,2	87,5	90	86,2
Irradiazione	Temperatura di mandata ammessa dell'acqua di riscaldamento in °C	90	90	90	90	85	85
	Temperatura di ritorno ammessa dell'acqua di riscaldamento in °C	70	70	70	70	65	65
Dati motore	Produttore del motore	MAN	MAN	MAN	MAN	MAN	MAN
	Tipo motore	K 0834 E	K0836 E	K 2876 E	K 2876 TE	K 2876 LE	K 2842 LE
	Numero cilindri/Disposizione	4 / linea	6 / linea	6 / linea	6 / linea	6 / linea	12 / V
	Versione	lambda > 1 ⁵⁾	lambda > 1 ⁵⁾	lambda > 1 ⁵⁾	Turbo senza SR ⁶⁾	Turbo con SR ⁷⁾	Turbo con SR ⁷⁾
Dimensioni/Peso	Lunghezza in mm	2.840	2.840	3.440	3.440	3.600	4.000
	Larghezza in mm	900	900	940	940	1.650	1.650
	Altezza in mm	1.800	1.800	1.800	1.800	2.020	2.020
	Peso a vuoto in kg	2.000	2.100	3.420	3.420	4.800	6.300
	Peso in esercizio in kg	2.200	2.300	3.620	3.620	5.300	6.800
Pressione sonora	Livello di pressione sonora ⁸⁾ in dB(A) alla macchina	62	72	74	74	81 ⁹⁾	81 ⁹⁾
	Livello di pressione sonora ⁸⁾ in dB(A) al ventilatore	53	62	71	71	79 ⁹⁾	79 ⁹⁾
	Livello di pressione sonora ⁸⁾ in dB(A) allo scarico	41	47	57	57	75	74
Spazi richiesti per l'installazione	Lunghezza minima libera della centrale in mm	5.240	5.240	6.040	6.040	6.600	7.000
	Larghezza minima libera della centrale in mm	2.500	2.500	2.540	2.540	3.850	4.650
	Altezza minima libera della centrale in mm	2.800	2.800	2.800	2.800	4.000	4.000
	Distanza minima necessaria dal quadro elettrico in mm	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Distanza minima necessaria sul lato allacciamenti in mm	1.400	1.400	1.600	1.600	2.000	2.000
	Distanza minima necessaria laterale in mm	800	800	800	800	1.100	1.500

Motori a Combustione Interna (M.C.I.)

Scheda Tecnica

Parametri funzionali del modulo C.T.		Vitobloc 200 EM-70/115			
Potenza continua ¹⁾ in funzionamento di reti in parallelo		Regime al 50 %	Regime al 75 %	Regime al 100 %	
Potenza elettrica	Non sovraccaricabile	kW	35	53	70
Resa calorifica	Tolleranza 5 %	kW	66	85	115
Utilizzo carburante	Tolleranza 5 %	kW	122	159	204
Numero caratteristico corrente secondo AGFW FW308 (potenza elettrica / potenza termica)					0,61
Fattore energetico primario ENEC 2007 f _{PE}					0,74
Risparmio energetico primario PEE secondo la direttiva 2004/8/EG per gli incentivi alla cogenerazione (KWK)		%			25,2
Rendimento in funzionamento di reti in parallelo					
Rendimento elettrico		%	28,7	33,3	34,3
Rendimento calorifico		%	54,1	53,5	56,4
Rendimento generale		%	82,8	86,8	90,7
Produzione d'energia					
Energia elettrica (corrente trifase)	Tensione	V	400		
	Frequenza	Hz	50		
Fabbisogno elettrico proprio ²⁾		kW	1,9		
Energia termica (calore per riscaldamento) senza funzionamento alternativo con rete	Temperatura d'andata e di ritorno	°C	90/70		
Energia termica (calore per riscaldamento) con funzionamento alternativo con rete	Temperatura d'andata e di ritorno	°C	90/65		
Materiali d'esercizio e rifornimenti					
Caratteristiche del carburante, dell'olio lubrificante, dell'acqua per refrigerazione e dell'acqua per riscaldamento		Vedere le norme aggiornate per il funzionamento!			
Rifornimento	Olio lubrificante	ltr	24 - 34		
	Serbatoio supplementare d'olio lubrificante	ltr	70		
	Acqua per refrigerazione	ltr	60		
	Acqua per riscaldamento	ltr	10		
Pressione per il collegamento del gas ³⁾		mbar	25 - 50		
Produzione di calore (riscaldamento)					
Temperatura di ritorno prima del modulo	min./max.	°C	60/70		
Differenza standard di temperatura	Ritorno/andata	K	20		
Flusso volumetrico acqua per riscaldamento	Standard	m ³ /h	4,9		
Massima pressione d'esercizio ammessa		bar	16		
Perdita di pressione a flusso standard nel modulo	Standard	bar	0,1		
Emissione di sostanze nocive ⁴⁾ secondo la regolamentazione tedesca sul controllo dell'inquinamento atmosferico TA-Luft 2002					
Contenuto in NOx	Misurato come NO ₂	mg/Nm ³	< 125		
Contenuto in CO		mg/Nm ³	< 150		
		mg/kWh	< 128		
Formaldeide CH ₂ O		mg/Nm ³	< 60		

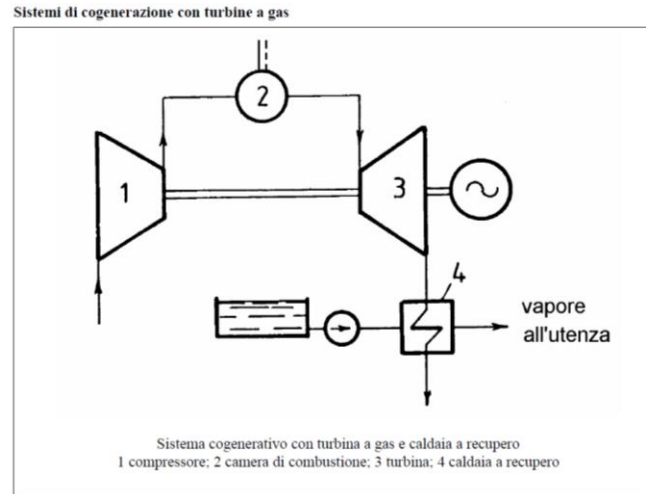
Livello di pressione acustica ad una distanza di 1 m zona libera secondo DIN 45635 (Tolleranza sui valori nominati di 3 dB(A)) Rumore aria di scarico misurata ad 1 m dal canale			
Macchina	Con calotta insonorizzante	dB(A)	72
Aspiratore ⁵⁾	Senza dispositivo d'insonorizzazione	dB(A)	62
Gas di scarico ⁶⁾	Senza dispositivo d'insonorizzazione	dB(A)	60
	Con dispositivo d'insonorizzazione	dB(A)	47
Aria per combustione e aerazione			
Calore d'irradiazione del modulo	Senza cavo di collegamento	kW	12
Aerazione della zona d'installazione	Flusso volumetrico dell'aria d'alimentazione	m ³ /h	>2.000
	Flusso volumetrico dell'aria d'aerazione, valore teorico	m ³ /h	1.800
	Flusso volumetrico dell'aria d'aerazione, valore massimo	m ³ /h	2.700
Flusso volumetrico dell'aria per combustione	A 25 °C e 1000 mbar	m ³ /h	189
Temperatura dell'aria d'alimentazione	min./max.	°C	10/25
Differenza di temperatura	Aria d'alimentazione/scarico	K	< 20
Pressione del ventilatore di scarico incorporato	Con flusso volumetrico min.	Pa	350
	Con flusso volumetrico teorico	Pa	200
Gas di scarico			
Flusso volumetrico del gas di scarico, umido	A 120° C	m ³ /h	310
Flusso di massa dei gas di scarico, umido		kg/h	264
Flusso volumetrico del gas di scarico, asciutto	0 % O ₂ (0 °C; 1012 mbar)	Nm ³ /h	174
Contropressione massima ammessa	Secondo modulo	mbar	15



Turbine a Gas



Turbine a Gas

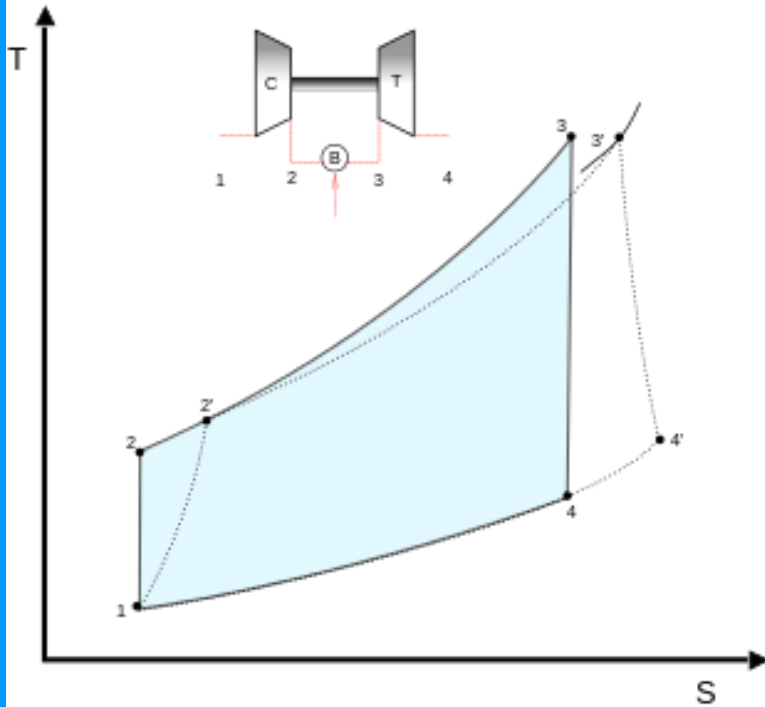


Nelle turbine a gas, il combustibile viene bruciato in apposite camere di combustione e fatto espandere insieme ad aria compressa nella turbina stessa.

Durante l'espansione, la miscela di aria e combustibile, interagendo con le palette della turbina imprime al rotore il moto rotatorio generando energia meccanica.

Questa energia meccanica viene impiegata per produrre energia elettrica mediante un alternatore. I fumi esausti provenienti dai gas che hanno espanso nella turbina, hanno una temperatura elevata (450-500°C) e possono dunque essere impiegati mediante opportuni scambiatori, per produrre acqua calda o vapore.

Il Ciclo Termodinamico - Brayton



Confronto sul piano T-S tra un ciclo Brayton ideale (linea continua) e reale (linea tratteggiata).

C: Compressore - **T:** Turbina - **B:** Camera di combustione.

Da un punto di vista termodinamico, il funzionamento ideale delle turbine a gas è descritto dal ciclo Brayton, in cui l'aria è compressa isoentropicamente, la combustione avviene a pressione costante e l'espansione nella turbina avviene isoentropicamente fino alla pressione di aspirazione.

Nel ciclo reale si ha invece:

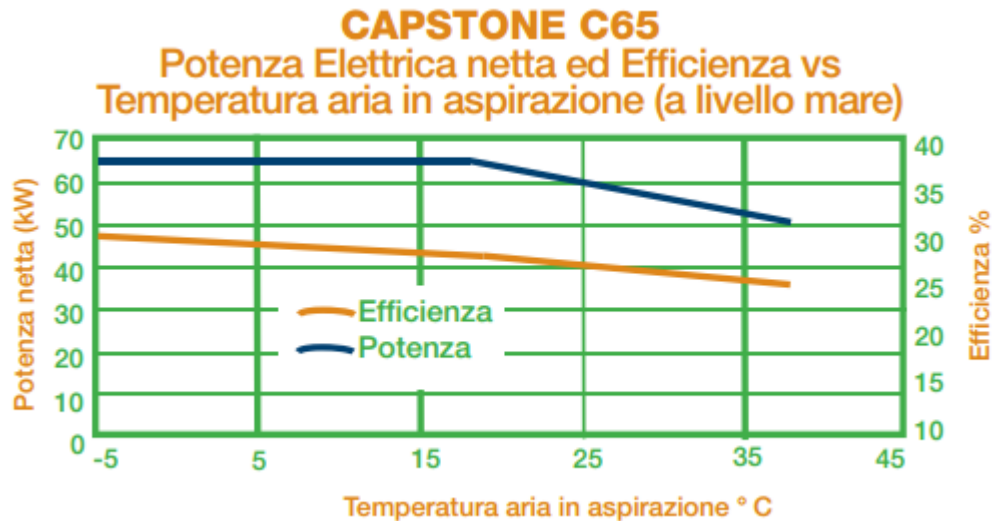
- ✓ Compressione non isoentropica – dato un certo rapporto di compressione, l'entalpia allo scarico del compressore è più alta rispetto a quella ideale (è necessario un maggiore lavoro di compressione per ottenere la stessa pressione di uscita).
- ✓ Espansione non isoentropica - dato un certo rapporto di compressione, l'entalpia allo scarico della turbina è più alta rispetto a quella ideale (minore lavoro di espansione disponibile a parità di pressione di uscita).
- ✓ Perdite di carico in camera di combustione – riducono il salto di pressione disponibile per l'espansione e quindi anche il lavoro utile.

Turbine a Gas

Le Taglie

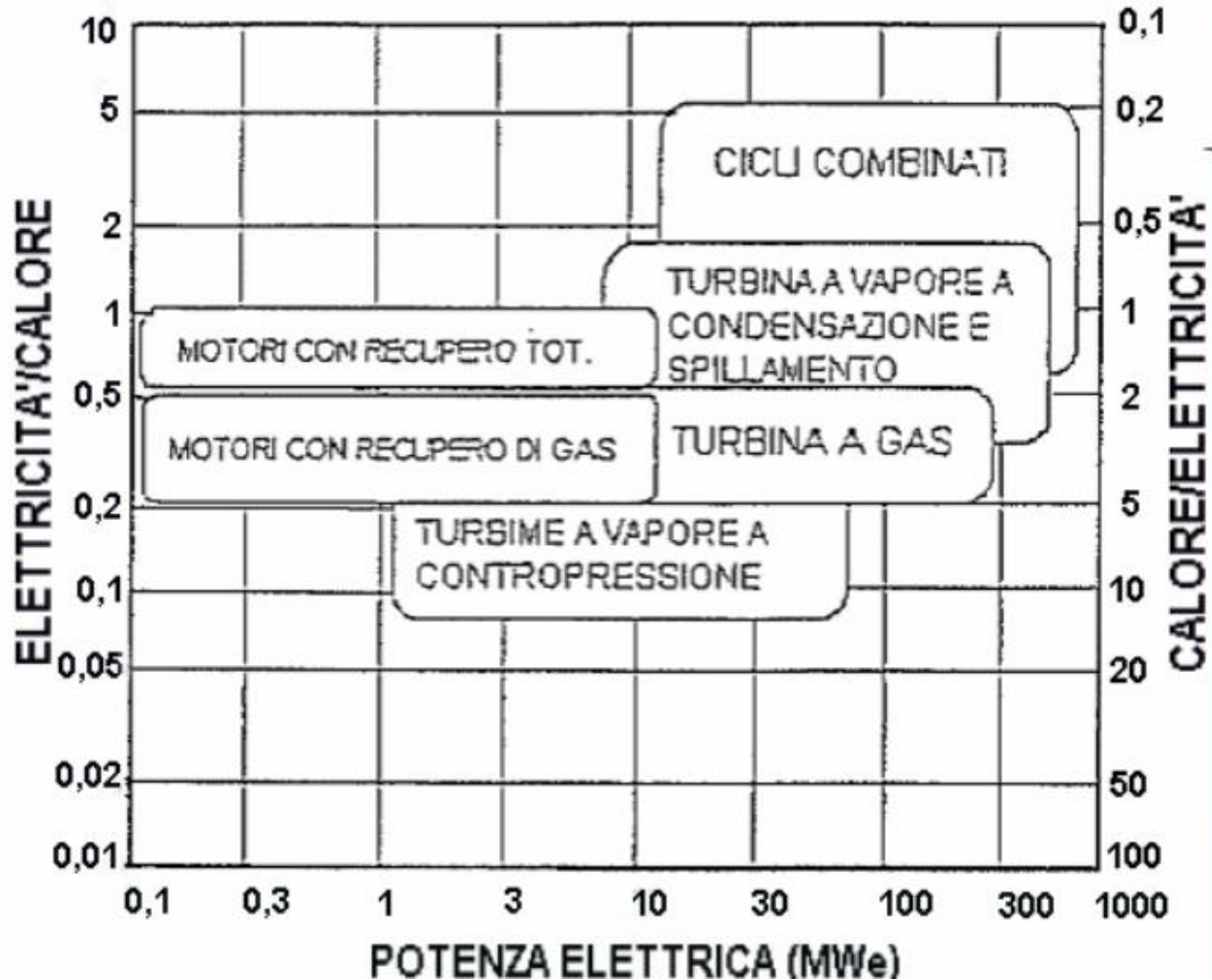
Modello	kW Elettrici	kW Termici	Produzione Acqua Calda
C30	30 kW	60 kW	in/out 60/70 °C
C65	65 kW	112 kW	in/out 60/70 °C
C200	200 kW	280 kW	in/out 60/70 °C
C600	600 kW	850 kW	in/out 60/70 °C
C800	800 kW	1140 kW	in/out 60/70 °C
C1000	1000 kW	1430 kW	in/out 60/70 °C

Tutti i modelli sono disponibili sia nella versione Grid Connect (solo parallelo) e Dual Mode (parallelo/isola).



Turbine a Gas

Rapporto elettricità/calore in funzione della taglia



Turbine a Gas

Pro e Contro

Vantaggi

- ✓ Vibrazioni molto contenute
- ✓ Peso e dimensioni contenute
- ✓ Basse emissioni inquinanti
- ✓ Facile insonorizzazione
- ✓ Affidabilità di avviamento – sicurezza di esercizio
- ✓ Bassi costi di esercizio e di manutenzione



Svantaggi

- ✓ costo elevato d'investimento
- ✓ Vettore termico

Turbine a Gas

Scheda Tecnica

Alimentazione GAS NATURALE							
Microturbine Capstone (Grid Connect)		C30	C65	C200	C600	C800	C1000
Prestazioni elettriche *							
Potenza elettrica nominale (netta erogata)	kW	30	65	200	600	800	1000
Efficienza elettrica netta	%	26	29	33	33	33	33
Tensione	VAC	400	400	400	400	400	400
Energia termica prodotta **							
Potenza termica (acqua 60/70 °C)	kW	60	112	280	850	1,140	1,430
Efficienza totale	%	> 80	> 80	> 80	> 80	> 80	> 80
Requisiti del combustibile ***							
Consumo gas alle condizioni nominali	mc/h	12.0	23.4	63.5	190.6	254.2	317.7
Potenza nominale del combustibile	kW	115	224	609	1,827	2,436	3,045
Fumi di scarico							
Emissioni NOx @ 15% O2	ppmV	< 9	< 9	< 9	< 9	< 9	< 9
Temperatura uscita fumi	°C	276	309	279	279	279	279
Portata fumi	kg/s	0.3	0.49	1.3	4	5.3	6.7
Emissioni acustiche							
Livello sonoro a potenza nominale @ 10 m	dB(A)	65	65	65	65	65	65
Dimensioni & Pesì (package GC escluso HRM)							
Larghezza	mm	762	762	1,700	2,400	2,400	2,400
Lunghezza	mm	1,524	1,954	3,700	9,100	9,100	9,100
Altezza	mm	1,956	2,108	2,500	2,900	2,900	2,900
Peso	kg	405	758	2,275	11,475	12,700	14,100

(*) Le prestazioni della microturbina alla potenza nominale sono riferite alle condizioni ISO (15 °C, U.R. 60%, 0 m s.l.m.) (**) Per la C65 si considera la versione con recuperatore termico integrato iCHP Capstone; per le altre taglie si considera l'utilizzo dello scambiatore IBT (***) Si considera PCI del Gas Naturale = 34,5 MJ/mc = 9,59 kWh/mc = 8250 kcal/mc

Turbine a Gas

Alimentazione BIOGAS

Microturbine Capstone (Grid Connect)		C30	C65	C200	C600	C800	C1000
Prestazioni elettriche *							
Potenza elettrica nominale (netta erogata)	kW	30	65	200	600	800	1,000
Efficienza elettrica netta	%	26	29	33	33	33	33
Tensione	VAC	400	400	400	400	400	400
Energia termica prodotta							
Potenza termica (acqua 60/70 °C)	kW	60	110	245	745	1,000	1,240
Efficienza totale	%	> 80	> 80	> 75	> 75	> 75	> 75
Requisiti del combustibile ***							
Potere calorifico superiore min. richiesto	da digestore	MJ/mc	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5
	da discarica	MJ/mc	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Potere calorifico superiore max ammesso	da digestore	MJ/mc	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6
	da discarica	MJ/mc	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4
Consumo biogas alle condizioni nominali **	da digestore	mc/h	21.8	42.5	115.5	346.6	462.2
	da discarica	mc/h	34.3	66.8	181.6	544.7	726.3
Potenza nominale del combustibile	kW	115	224	609	1,827	2,436	3,045
Contenuto di H2S biogas ingresso turbina	ppmV	< 5000	< 5000	< 5000	< 5000	< 5000	< 5000
Fumi di scarico							
Emissioni NOx @ 15% O2	ppmV	< 9	< 9	< 9	< 9	< 9	< 9
Temperatura uscita fumi	°C	276	309	279	279	279	279
Portata fumi	kg/s	0.31	0.49	1.33	4	5.3	6.7
Emissioni acustiche							
Livello sonoro a potenza nominale @ 10 m	dB(A)	65	65	65	65	65	65
Dimensioni & Pesì (package GC escluso HRM)							
Larghezza	mm	762	762	1,700	2,400	2,400	2,400
Lunghezza	mm	1,524	1,954	3,700	9,100	9,100	9,100
Altezza	mm	1,956	2,108	2,500	2,900	2,900	2,900
Peso	kg	405	758	2,275	11,475	12,700	14,100

(*) Le prestazioni della microturbina alla potenza nominale sono riferite alle condizioni ISO (15 °C, U.R. 60%, 0 m s.l.m.) (**) Si considerano i seguenti valori di potere calorifico: - Biogas da digestore con 55 % metano PCI = 18.975 kJ/mc = 5,27 kWh/mc = 4.537 kcal/mc - Biogas da discarica con 35 % metano PCI = 12.075 kJ/mc = 3,35 kWh/mc = 2.887 kcal/mc (***) Si considera PCS del Gas Naturale = 38,0 MJ/mc = 10,55 kWh/mc = 9075 kcal/mc

Microturbine a Gas



Le microturbine a gas sono degli innovativi sistemi di generazione di calore ed elettricità.

Sono caratterizzate da una grande compattezza e da elevati rendimenti elettrici e ottimi rendimenti termici, grazie alle alte temperature dei gas di scarico.

Taglie

Le taglie hanno una gamma commerciale che va dai 30 e i 250 kW elettrici.

Carburante

Come indica il nome stesso, le microturbine a gas normalmente sono alimentate a gas metano.

Ma sempre più interessante risulta il ricorso a combustibili alternativi come il biogas, proveniente dalla digestione anearobica della biomassa. Il biogas però presenta un minor potere calorifico rispetto al gas naturale, con ripercussioni negative sul funzionamento ottimale della microturbina. Questo problema può essere risolto prevedendo un'aumento della portata del combustibile, attraverso semplici modifiche di alcune componenti impiantistiche della turbina.

Pro e Contro

Vantaggi

- ✓ buoni rendimenti elettrici
- ✓ buone prestazioni a carico parziale
- ✓ emissioni ridotte
- ✓ lunga vita utile
- ✓ manutenzione limitata



Svantaggi

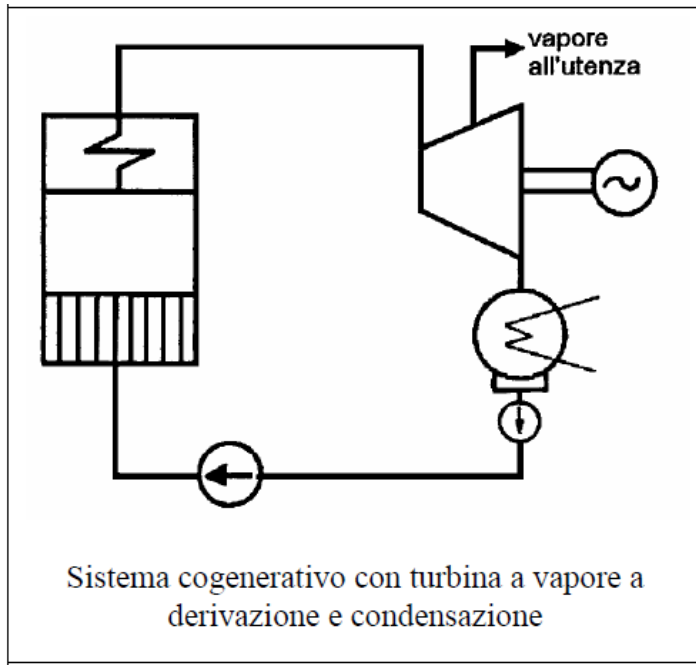
- ✓ costo elevato d'investimento
- ✓ prestazioni influenzate dalle condizioni ambientali

Turbina a Vapore



Turbina a Vapore

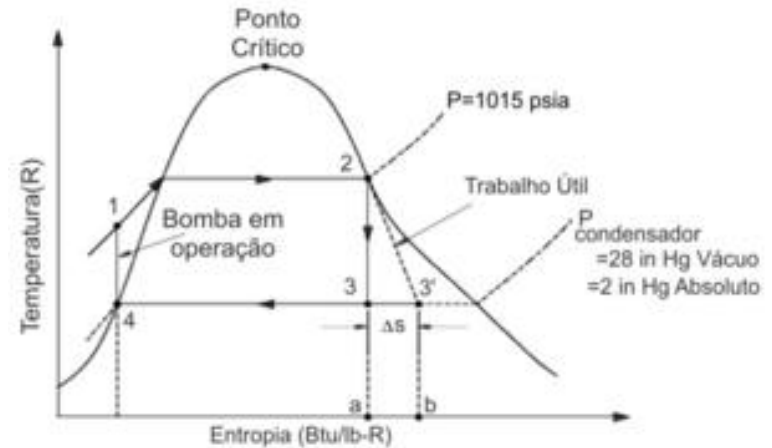
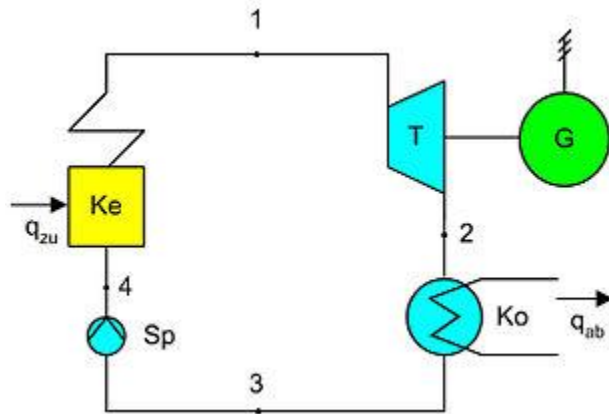
Negli impianti con turbina a vapore, il combustibile viene bruciato in una caldaia dove si ottiene vapore d'acqua ad alta temperatura e pressione. Il vapore viene inviato in una turbina a vapore che rende disponibile all'albero energia meccanica.



le moderne caldaie per tali tipi di impianti sono basate essenzialmente sullo sfruttamento del calore per radiazione, hanno quindi camere di combustione molto grandi le cui pareti sono completamente occupate da tubi entro i quali si verifica la vaporizzazione dell'acqua.

Le turbine a vapore sono macchine che trasformano l'energia posseduta dal vapore in energia meccanica e la rendono disponibile sotto forma di rotazione dell'asse su cui è calettato anche un generatore di elettricità: tali turbine sono composte da alcuni stadi di pale.

Il Ciclo Termodinamico - Rankine



il ciclo si compone di quattro organi:

- ✓ Pompa: estrae il liquido saturo dal condensatore e lo inietta nella caldaia. Le variazioni di entalpia, entropia e temperatura (attorno ai 30-35 °C) sono minime, aumenta invece la pressione;
- ✓ Generatore di vapore: è uno scambiatore di calore tra i fumi di combustione e il liquido saturo che aumenta di temperatura fino a trasformarsi in vapore saturo e successivamente surriscaldato (isobara);
- ✓ Turbina: è l'organo in cui avviene la produzione di lavoro utile. Il vapore surriscaldato, ad elevata pressione ed entalpia, entra in una turbina alla massima temperatura e si espande fino alla pressione minima del condensatore, con aumento del volume specifico e diminuzione della temperatura. La differenza tra la potenza di espansione e quella di compressione è la potenza meccanica netta ottenuta dalla conversione parziale del calore immesso dalla caldaia;
- ✓ Condensatore: è uno scambiatore di calore che condensa il vapore saturo, in uscita dalla turbina, a pressione e temperatura costanti cedendo calore a un pozzo termico, che può essere un lago, un fiume o l'atmosfera stessa.



Fonti

Il generatore di vapore può essere alimentato con calore ottenuto nei modi più disparati: dai combustibili fossili più pregiati fino alle biomasse e in particolare, in questo caso, può essere ricavato dagli inceneritori di rifiuti solidi urbani.

Circostanza che ne esalta, a volte, la conseguenza di impiego e i conseguenti vantaggi ambientali.

Esistono poi concrete possibilità di utilizzo di residui agricoli e dell'industria agroalimentare. Oltre ai residui si sta sperimentando anche la coltivazione di piante oleaginose e amidacee o zuccherine per un impiego come biocombustibili

Turbina a Vapore

Pro e Contro

Vantaggi

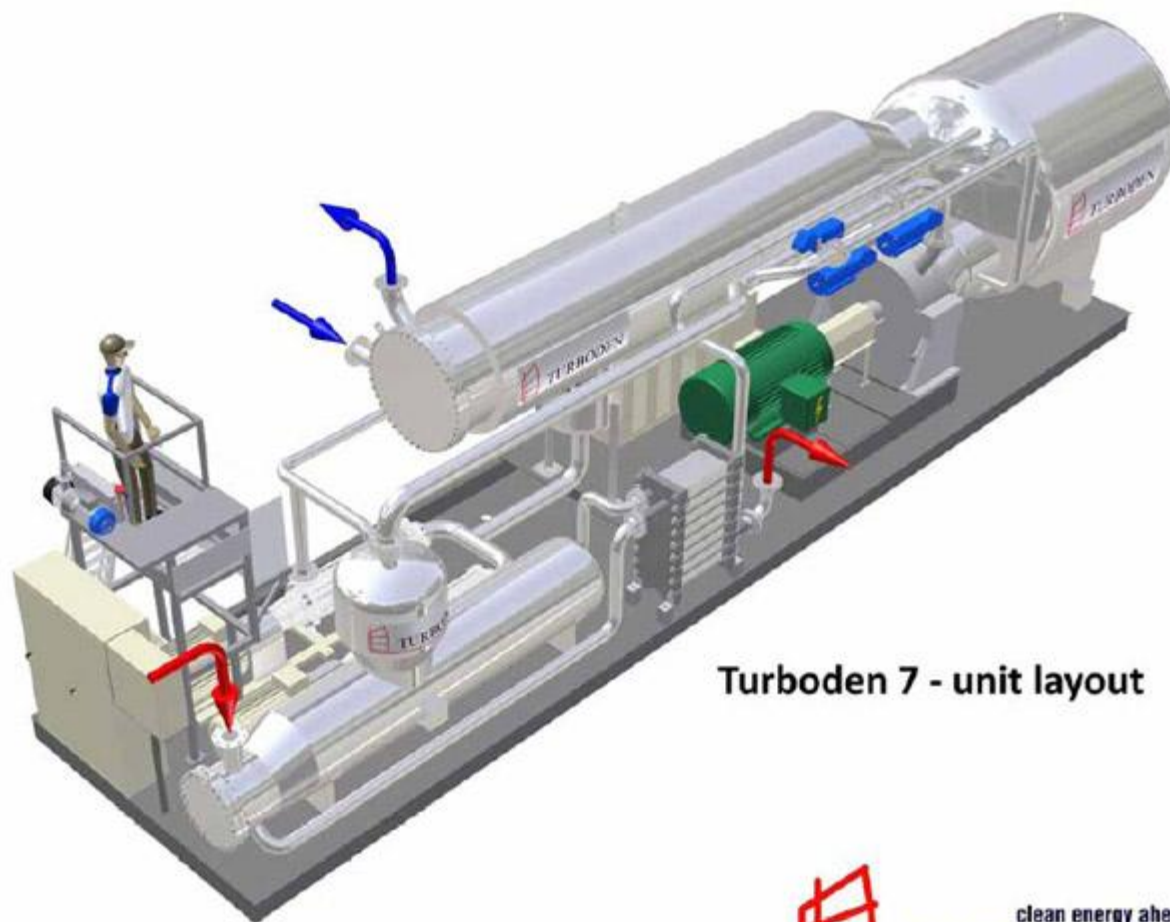
- ✓ Versatilità carburante
- ✓ Migliori nelle potenze medio grandi
- ✓ Lunga durata
- ✓ Vasti campi di potenza



Svantaggi

- ✓ Impianti di grandi dimensioni
- ✓ Complessità di sistema – progettazione e realizzazione
- ✓ scarsa flessibilità rispetto alle condizioni di carico

ORC



Turboden 7 - unit layout

Turbogeneratore ORC
TURBODEN



I cogeneratori a ciclo rankine, conosciuti con il nome di turbogeneratori ORC (*Organic Rankine Cycle*), sono macchine particolarmente efficienti. Presentano infatti rendimenti elettrici netti di circa il 18% e termici intorno all'80%, con un'efficienza complessiva vicina al 100%.

Sono la soluzione ideale per produrre calore ed elettricità in impianti di piccola e media taglia alimentati a biomassa, in particolare a cippato.

Il funzionamento completamente automatizzato non richiede la presenza costante di un operatore. I turbogeneratori, inoltre, hanno un'elevata affidabilità e una lunga vita utile.

La possibilità di lavorare a temperature relativamente «basse» rende gli ORC capaci di adattarsi a molteplici applicazioni, in particolare allo sfruttamento del calore proveniente da cascami industriali o dalla combustione di biomasse di origine agricola.

Necessitano di caldaie o comunque sorgenti calde

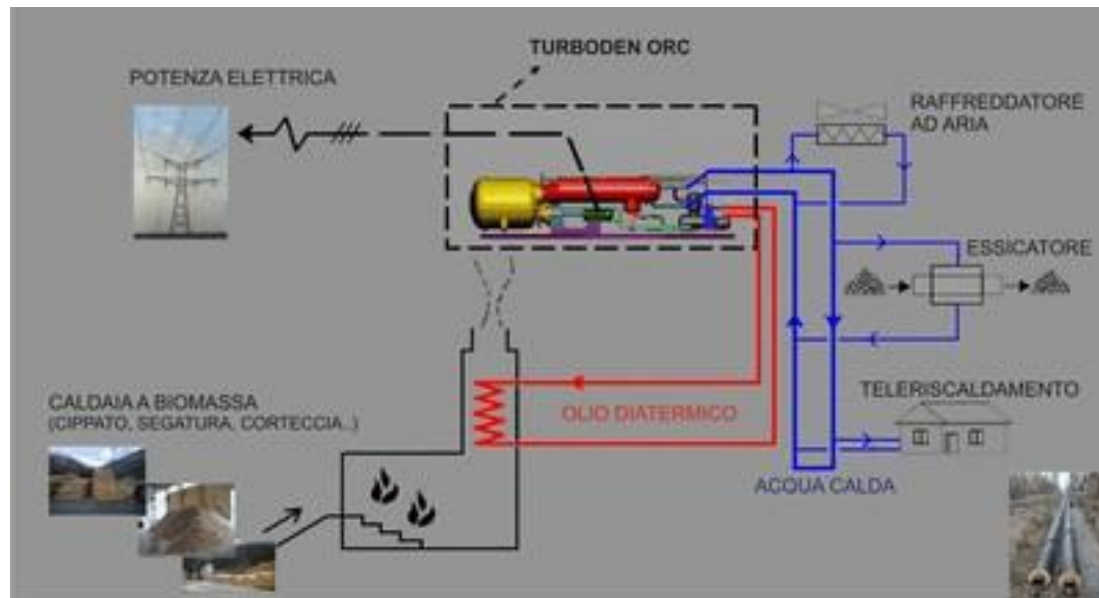
Taglie

La taglia minima commerciale, attorno ai 200 kW, e le notevoli dimensioni non li rendono ancora adatti per applicazioni microcogenerative di piccolissima taglia.

ORC

Il principio di funzionamento dei turbogeneratori ORC è simile a quello delle turbine a vapore. A differenza di queste, però, per muovere le turbine, al posto del vapore i turbogeneratori **utilizzano un fluido organico a ciclo chiuso**.

Il fluido organico viene fatto evaporare utilizzando il calore proveniente dalla caldaia, mediante uno scambiatore ad olio diatermico; il fluido organico vaporizzato alimenta quindi la turbina che produce energia elettrica.



Dopo essere transitato per la turbina, il fluido vaporizzato viene fatto raffreddare e condensare, cedendo così calore alla rete di teleriscaldamento (o agli altri utilizzi del calore), per poi essere di nuovo inviato all'evaporatore. In questo modo si chiude il ciclo termodinamico.

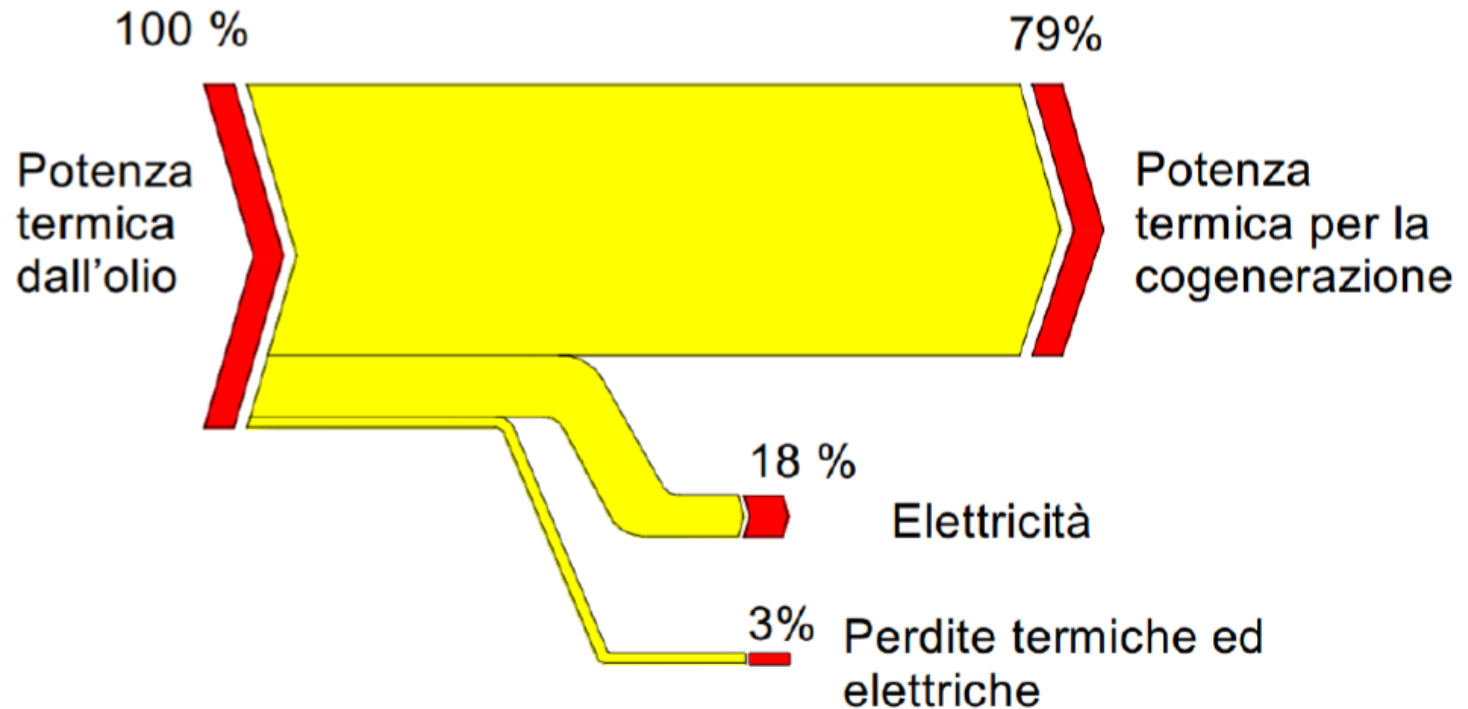


Fonti

Il calore necessario ad alimentare il circuito ad olio diatermico, che è alla base del funzionamento del turbogeneratore, viene di norma fornito da biomassa legnosa, in particolare cippato, bruciata in grandi caldaie.

In alternativa alla biomassa, è possibile prevedere collettori solari a concentrazione per il riscaldamento dell'olio diatermico.

Bilanciamento energetico



Pro e Contro

Vantaggi

- ✓ alta efficienza
- ✓ funzionamento autonomo, senza operatore
- ✓ lunga durata
- ✓ elevata affidabilità
- ✓ bassa manutenzione



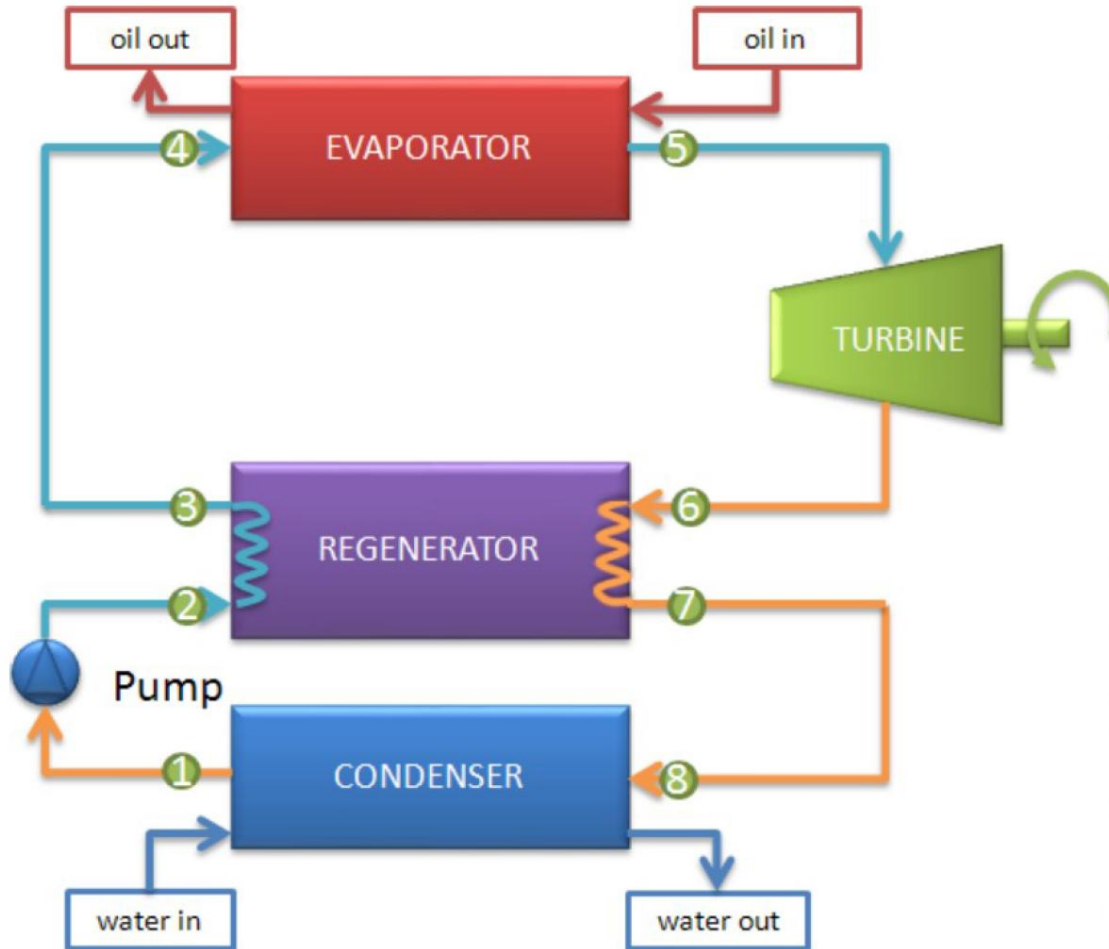
Svantaggi

- ✓ costo elevato d'investimento

Scheda Tecnica

THERMAL INPUT	TURBODEN 2 Dual mode*		TURBODEN 3 Dual mode*		TURBODEN 3 CHP	
	Saturated steam ~16 bar(a)	Saturated steam ~26 bar(a)	Saturated steam ~23 bar(a)	Saturated steam ~30 bar(a)	Thermal Oil	
	Max electric efficiency mode	CHP mode	Max electric efficiency mode	CHP mode	80 °C water output	90 °C water output
Saturated steam / Thermal Oil inlet temperature "HT" Loop (in)	200	226	220	234	310	310
Water condensate / Thermal Oil outlet temperature "HT" Loop (out)	181	209	201	216	221	227
Overall thermal power input	1234	1624	1708	1971	1817	1835
Heat source flow rate**	2.2	3.1	3.2	3.8	8.4	9.0
Saturated steam / Thermal Oil inlet temperature "HT" Loop (in)	392	439	428	453	590	590
Water condensate / Thermal Oil outlet temperature "HT" Loop (out)	358	408	394	421	437	441
Overall thermal power input	4.21	5.54	5.83	6.73	6.21	6.26
Heat source flow rate**	81	114	118	140	309	331
THERMAL OUTPUT - Hot water						
Hot water temperature (in/out)	35/55	75/95	35/55	55/75	60/80	75/90
Thermal power to the cooling water circuit	1002	1402	1380	1647	1491	1505
Hot water temperature (in/out)	95/131	167/203	95/131	131/167	140/176	167/194
Thermal power to the cooling water circuit	3.42	4.78	4.71	5.62	5.09	5.13
PERFORMANCES						
Gross active electric power	200	200	300	300	300	300
Captive consumption	12	22	18	26	20	23
Net active electric power	188	178	282	274	280	277
Gross electric efficiency	16.2	12.3	17.5	15.5	16.5	16.3
Electric generator	Asynchr.; 400V; 50Hz	Asynchr.; 400V; 50Hz	Asynchr.; 400V; 50Hz	Asynchr.; 400V; 50Hz	Asynchr.; 400V; 50Hz	Asynchr.; 400V; 50Hz
Biomass consumption***	558	735	775	880	825	830
Typical delivery time (EXW)	9	9	9	9	9	9

Scheda Tecnica



m_{oil}	=	9.16	[kg/s]
T_{oil_in}	=	310.00	[°C]
T_{oil_out}	=	224.76	[°C]
m_{water}	=	18.47	[kg/s]
T_{water_out}	=	80.00	[°C]
T_{water_in}	=	60.00	[°C]
m_{fluid}	=	7.76	[kg/s]
P_{evap}	=	4.91	[bar]
P_{cond}	=	0.09	[bar]
T_{evap}	=	225.38	[°C]
T_{cond}	=	78.92	[°C]
T_{in_turb}	=	291.86	[°C]
T_{out_trub}	=	261.89	[°C]
T_{end_vap}	=	93.54	[°C]
T_{end_reg}	=	224.51	[°C]
$Q. Evap$	=	878.69	[kW]
$Q. Reg$	=	2211.75	[kW]
$Q. Cond$	=	1548.00	[kW]
W_{pump}	=	7.82	[kW]
W_{turb}	=	385.51	[kW]
UA_{evap}	=	207.85	[kW/°C]
UA_{cond}	=	455.27	[kW/°C]
η_{cycle}	=	19.78%	

	Chimica	Carta	Petrochimica	Alimentare	Tessile	Ceramica	Mattoni	Motoristica	Legname	Cemento	Riscaldamento	Servizi
TG	•	•	•	•	•			•	•	•	•	•
TG (1)						•	•		•			
TV contropressione	•	•		•								
Sistemi Combinati Gas/Vapore	•	•						•			•	
MCI	•			•	•						•	•
MCI (1)						•	•					

(1) Utilizzazione diretta dei prodotti della combustione

Sistemi cogenerativi impiegati nelle diverse industrie manifatturiere e dei servizi

Lo scenario Incentivante

Obbiettivo:

- Descrizione dello scenario normativo per l'ottenimento degli incentivi
- Calcolo del PES
- Calcolo del numero dei TEE
- Esempio di calcolo

- **Tariffa Onnicomprensiva (TO)**, riservata agli impianti qualificati IAFR (**I**mpianto **A**limentato da **F**onti **R**innovabili) di potenza annua non superiore a 1 MW, riconosciuta per un periodo di 15 anni in funzione della quota di energia immessa in rete;
- **Certificati bianchi (TEE)** della tipologia II-CAR per unità con qualifica di Cogenerazione ad **Alto Rendimento (CAR)** e:
 - **Defiscalizzazione** gas metano ad uso cogenerazione;
 - Accesso al meccanismo dello **Scambio Sul Posto (SSL)** per impianti di potenza <500 kWe (valore modificato da poco, prima era 200 kWe)

- La tariffa onnicomprensiva è calcolata in base alle disposizioni del DM 06/07/2012;
- Il decreto riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico;
- L'utilizzo "cogenerativo" dell'impianto da luogo, oltre al risparmio dovuto all'utilizzo del calore, ad eventuali premi riconosciuti nella TO quando l'impianto soddisfa la condizione di CAR

Meccanismi di incentivazione

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	TARIFFA INCENTIVANTE BASE (per il 2013) (Tb)	PREMI (Pr)							
					Biomasse da filiera	Riduzione gas serra	Requisiti di emissioni in atmosfera	Cogenerazione ad alto rendimento	Cogenerazione ad alto rendimento + teleriscaldamento	Cogenerazione ad alto rendimento + recupero azoto per produrre fertilizzanti	Cogenerazione ad alto rendimento + recupero 30% azoto per produrre fertilizzanti	Recupero 40% azoto per produrre fertilizzanti
					art. 8, c. 6, Tab.1-8	art. 8, c. 6	art. 8, c. 7, all. 5	art. 8, c. 8	art. 8, c. 8	art. 26, c. 1 e 2	art. 26, c. 3	art. 26, c. 3
		kW	anni	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Biogas	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180				40		30	20	15
		300<P≤600	20	160				40		30	20	15
		600<P≤1000	20	140				40		30		
		1000<P≤5000	20	104				40		30		
		P>5000	20	91				40		30		
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	236				10		30	20	15
		300<P≤600	20	206				10		30	20	15
		600<P≤1000	20	178				10		30		
		1000<P≤5000	20	125				10		30		
		P>5000	20	101				10		30		
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤600	20	216				10		30	20	15
		600<P≤1000	20	216				10		30		
1000<P≤5000		20	109				10		30			
Biomasse	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	229			30	40				
		300<P≤1000	20	180			30	40				
		1000<P≤5000	20	133	20	10	30	40				
		P>5000	20	122	20 **	10 **	30	40				
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	257			30	10	40			
		300<P≤1000	20	209			30	10	40			
		1000<P≤5000	20	161		10	30	10	40			
		P>5000	20	145		10 **	30	10	40			
c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤5000	20	174				10					
	P>5000	20	125				10					

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.**

Meccanismi di incentivazione

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..

Quadro normativo CAR

- Dlgs 8 febbraio 2007, n.20:
 - Attuazione della direttiva 2004/8/CE per la creazione o lo sviluppo della CAR.
- DM 4 agosto 2011:
 - Nuovi criteri per il riconoscimento della condizione di CAR;
 - Integrazione e sostituzione degli allegati del Dlgs 8 febbraio 2007, n.20.
- DM 5 settembre 2011:
 - Condizioni e procedure per l'accesso della cogenerazione al regime di sostegno (TEE);
 - Numero dei TEE ai quali un produttore ha diritto calcolato in base a quanto previsto dall'art. 4 del DM.

- I certificati bianchi sono riconosciuti, [...], per un periodo di:
 - Dieci anni solari, per le unità di cogenerazione [...] a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione;
 - Quindici anni solari, per le unità di cogenerazione [...] abbinate 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 dell'unità di cogenerazione;
 - Cinque anni solari, per le unità di cogenerazione di cui all'art. 1, comma 1, lettera b) (unità entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007), nel limite del 30% di quanto riconosciuto alle unità di cui alle lettere precedenti, a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

[art. 4 comma 2 DM 5 settembre 2011]

- Il riconoscimento della condizione di CAR dipende dal risparmio di energia primaria, definito attraverso il PES (**P**rimary **E**nergy **S**aving):
 - PES $\geq 0,1$ (10%) per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MWe;
 - PES > 0 per le unità di piccola cogenerazione (>50 kWe, <1 Mwe)
 - PES > 0 per le unità di micro cogenerazione (<50 kWe)

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

- CHP $H\eta$: Rendimento termico della produzione mediante cogenerazione definito come il rapporto tra il calore utile (H_{chp}) diviso per il combustibile di alimentazione (F_{chp}) usato per produrre la somma del calore utile e dell'energia elettrica da cogenerazione;
- Ref $H\eta$: Valore di rendimento per la produzione separata di calore secondo i parametri indicati nell'allegato V del DM 5 Settembre 2011;

- CHP E_{η} : Rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta in cogenerazione (E_{chp}) ed il combustibile di alimentazione (F_{chp}) utilizzato per produrre la somma del calore utile e dell'energia elettrica da cogenerazione;
- 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 direttive indicate negli allegati VI e VII D.M. 5 Settembre 2011.

Calcolo del PES

Lo scenario incentivante

DATI IN INGRESSO:

- Energia di alimentazione consumata dall'impianto
- Energia elettrica prodotta dall'impianto
- Energia termica prodotta dall'impianto

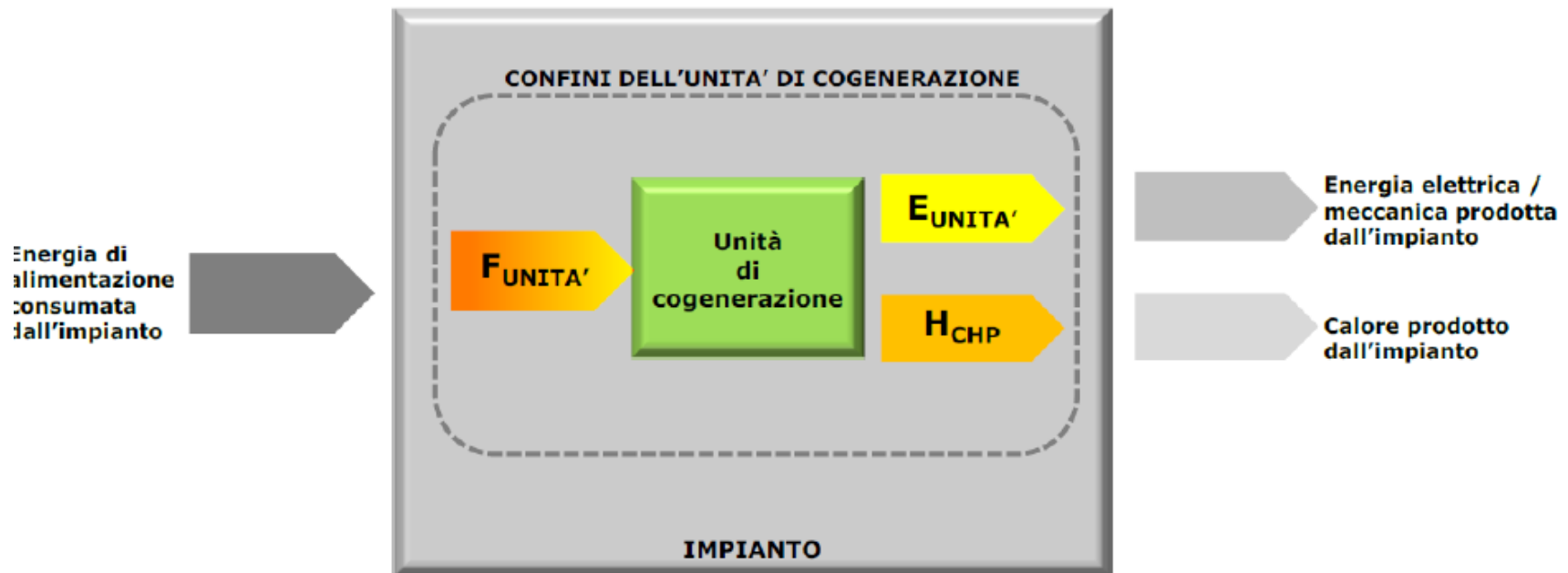
DEFINIZIONE DEI CONFINI DELL'UNITA' DI COGENERAZIONE

$F_{UNITÀ}$ $E_{UNITÀ}$ H_{CHP}

- L'obiettivo della 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:
 - 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}).
- In base alla specifica realtà impiantistica i confini dell'impianto potrebbero non coincidere con i confini dell'unità di cogenerazione, pertanto le grandezze in ingresso e in uscita dall'impianto potrebbero non coincidere con le grandezze in ingresso e in uscita dall'unità di cogenerazione

Calcolo del PES

Lo scenario incentivante

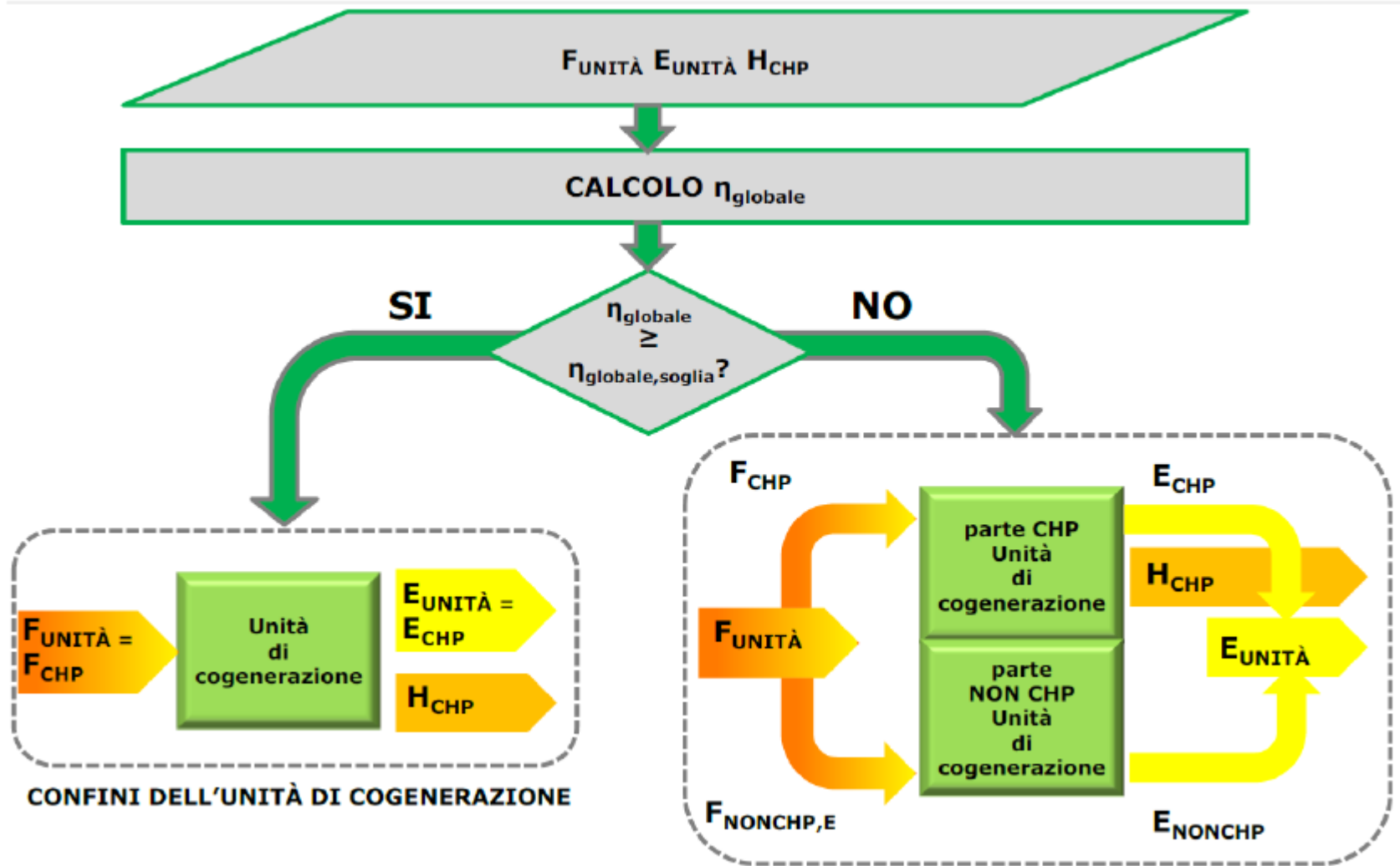


- Sulla base della quantificazione del valore dei parametri relativi all'unità di cogenerazione ($F_{UNITA'}$, $E_{UNITA'}$, H_{CHP}), è possibile calcolare il rendimento globale dell'unità di cogenerazione;

$$\eta_{globale,unit\grave{a}} = \frac{E_{UNITA'} + H_{CHP}}{F_{UNITA'}}$$

Calcolo del PES

Lo scenario incentivante



- La distinzione tra energia elettrica/meccanica genericamente prodotta dall'impianto e energia elettrica/meccanica effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione (E_{CHP}) si basa sul principio che, 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**
- La quantità di energia elettrica prodotta in cogenerazione (E_{CHP}) è 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**

- 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.

- Il DM 4 agosto 2011 definisce come i valori misurati 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 vapore;
 - al 75% per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione elencate nell'Allegato I del medesimo decreto.

- 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").
- 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").

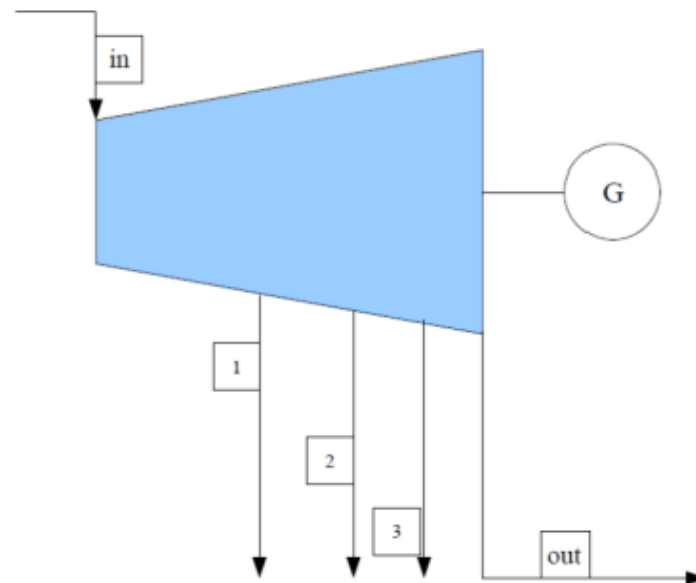
Calcolo del PES

Lo scenario incentivante

	$\eta_{globale} < 75\%$	$\eta_{globale} < 80\%^4$
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	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$

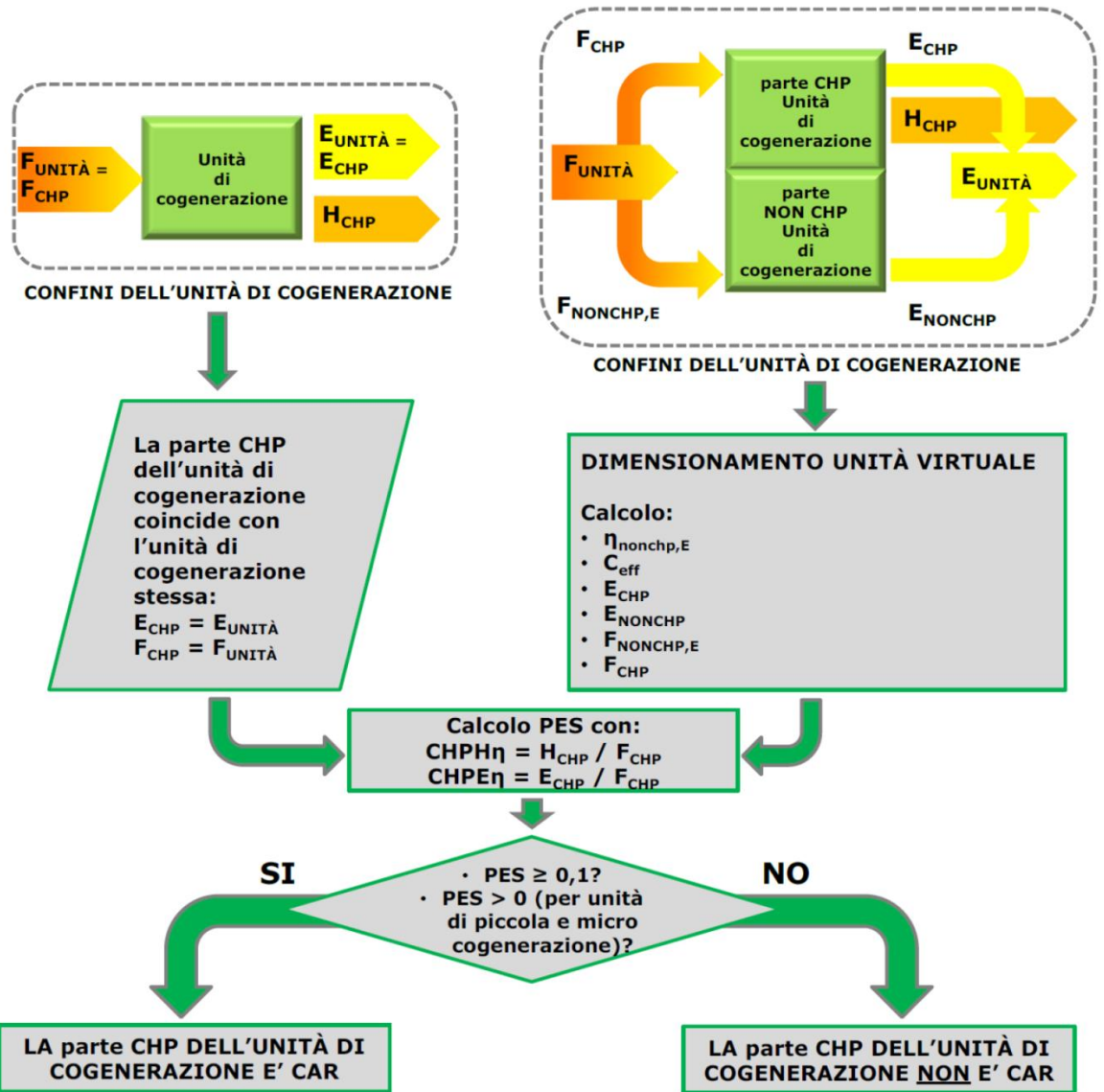
Calcolo del PES

Nelle turbine con estrazione di vapore, il coefficiente β ha l'obiettivo di contribuire a quantificare l'incremento del rendimento riconducendo l'energia termica prodotta dal vapore alla potenziale energia elettrica producibile dal medesimo vapore espanso in turbina dal punto di estrazione fino all'uscita dalla turbina stessa.



Calcolo del PES

Lo scenario incentivante



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

$$CHP H\eta = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}}$$

$$CHP E\eta = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}}$$

$Ref H\eta$ = valore di riferimento per la produzione separata di calore

$Ref E\eta$ = valore di riferimento per la produzione separata di energia elettrica calcolato secondo la procedura all'Allegato all'Allegato IV, VI, VII del DM 5 settembre 2011 (energia elettrica autoconsumata totale)

Calcolo del numero di TEE

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

$RISP$ = Risparmio annuo di energia primaria

η_{ERIF} = Rendimento medio del parco elettrico italiano calcolato secondo la procedura all'Allegato IV, VI, VII del DM 5 settembre 2011 (energia elettrica autoconsumata prodotta in regime CAR)

η_{TRIF} = 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico
0,90 nel caso di produzione di vapore/acqua calda

Calcolo del numero di TEE

$$CB = RISP \times 0,086 \times K$$

RISP = Risparmio annuo di energia primaria

CB = Numero annuo di Certificati Bianchi

K = Coefficiente di armonizzazione pari a:

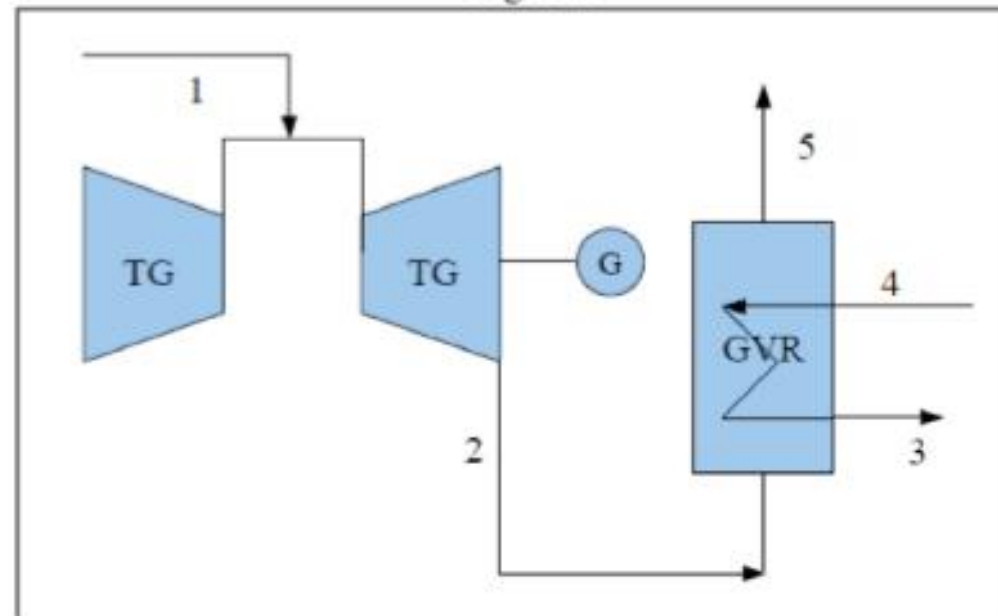
- 1,4 per potenza fino a 1 MWe
- 1,3 per potenza da 1 MWe a 10 MWe
- 1,2 per potenza da 10 MWe a 80 MWe
- 1,1 per potenza da 80 MWe a 100 MWe
- 1 per potenza superiore a 100 MWe

Esempio di Calcolo

– Linee guida DM 5/09/2011

Si abbia un'unità di cogenerazione costituita da una turbina a gas con annessa caldaia a recupero come schematizzato nella figura 2. I valori delle grandezze caratteristiche del processo sono riportate nella sottostante tabella 5.

Figura 2



Esempio di Calcolo

Tabella 5

	Correnti				
	1	2	3	4	5
Fluido	Gas naturale	Gas esausti	Vapore	Condensa	Gas esausti
Q (Smc/h)	1.283				
M (kg/h/)		64.700	5.180	5.180	64.700
T (°C)		337	204		198
P (bar a)			17		
F (kWh/h)	12.308				
He (kcal/kg)			667,45	95	
He rif. 15°C, 1bar a				15,07	

L'energia elettrica erogata dalla turbina è: $E = 4.600$ kWh/h

Esempio di Calcolo

L'energia termica utile fornita dalla caldaia a recupero è totalmente cogenerativa non essendo presente apporto di combustibile da fonti esterne all'unità di cogenerazione ed è data da:

$$H_{chp} = \frac{M \cdot (H_e - H_{e_{rif 15^\circ C, 1bar a}})}{860} = \frac{5.180 \cdot (667,45 - 15,07)}{860} = 3.929,5 \text{ kWh/h}$$

Il rendimento globale dell'unità è dato da:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F} = \frac{4.600 + 3.929,5}{12.308} = 0,693$$

Essendo il rendimento globale inferiore al valore di soglia (0,75) occorre procedere alla quantificazione dei parametri che concorrono alla definizione della macchina virtuale

Esempio di Calcolo

- Il rendimento elettrico dell'unità è:

$$\eta_{non\ chpE} = \frac{E}{F} = \frac{4.600}{12.308} = 0,374$$

- Il rapporto C_{eff} è:

$$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chpE}}{(0,75 - \eta_{non\ chpE})} = \frac{0,374}{0,75 - 0,374} = 0,995$$

- L'energia elettrica prodotta in regime di CAR è:

$$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp} = 0,995 * 3.929,5 = 3.909,852 \text{ kWh/h}$$

- L'energia elettrica prodotta NON CHP è

$$E_{non\ chp} = E - E_{chp} = 4.600 - 3.909,852 = 690,148 \text{ kWh/h}$$

- L'energia del combustibile utilizzato per produrre energia NON CHP è

$$F_{non\ chp,E} = \frac{E_{non\ chp}}{\eta_{non\ chp}} = \frac{690,148}{0,374} = 1.845,316 \text{ kWh/h}$$

- L'energia del combustibile utilizzato per produrre energia CHP è

$$F_{chp} = F - F_{non\ chp,E} = 12.308 - 1.845,316 = 10.462,684 \text{ kWh/h}$$

Esempio di Calcolo

Nella tabella 6 si pongono a confronto le caratteristiche della macchina reale e della macchina virtuale.

Tabella 6

	Dati macchina fisica (kWh/h)	Dati macchina virtuale	
		chp (kWh/h)	non chp (kWh/h)
<i>H</i>	3.929,5	3.929,5	-
<i>E</i>	4.600	3909,852	690,148
<i>F</i>	12.308	10462,684	1845,316

Il calcolo del PES, fermi restando i valori ricavati per la macchina virtuale, è subordinato alla conoscenza dei dati elencati nella tabella 7

Tabella 7

Regione di installazione	Toscana
Tensione di connessione (kV)	20
Autoconsumo (%) [1]	80
Immissione in rete (%)	20
Combustibile	Gas naturale
Destinazione energia termica	Produzione vapore

[1] 3.680 kWh/h su una produzione totale di energia elettrica pari a 4.600 kWh/h

Esempio di Calcolo

Dalle condizioni esposte si ottiene:

Tabella 8

Ref E η valore base	52,5%
Ref E η Correzione per temperatura	52,5+0,369 = 52,869%
Ref E η Correzione per tensione allacciamento e rapporto autoconsumo/immissione in rete	52,869%*(0,925*80% + 0,945*20%) = 49,115%
Ref E η risultante	49,115%
Ref H η (alimentazione: gas naturale; destinazione: produzione vapore)	90%
CHP H η = $\frac{H_{chp}}{F_{chp}}$	0,376
CHP E η = $\frac{E_{chp}}{F_{chp}}$	0,374
$\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}}$	0,418
$\frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}$	0,761

Esempio di Calcolo

Con i dati della tabella 8 si calcola il PES.

$$\text{PES} = \left(1 - \frac{1}{0,418+0,761}\right) * 100 = 15,2\%$$

Essendo il PES risultante $> 10\%$, l'unità nella configurazione virtuale soddisfa la condizione di CAR.

Il calcolo dell'incentivo procede secondo i criteri illustrati nel par. 1.5 con le modalità di calcolo definite nella tabella 9 per arrivare a definire il risparmio energetico totalizzato dall'unità di cogenerazione.

Il parametro $\eta_{e \text{ rif}}$ deve essere corretto in funzione del rapporto tra l'energia elettrica autoconsumata e l'energia elettrica immessa in rete. Tuttavia mentre per il calcolo del PES il rapporto è commisurato all'energia totale prodotta, il D.M. 5 Settembre 2011 stabilisce che la quota di autoconsumo debba riferirsi alla sola energia elettrica in regime di CAR (E_{chp}). Ne deriva che la percentuale di energia immessa in rete è:

$$\% E \text{ autoconsumata} = \left(\frac{3,680}{3,910}\right) * 100 = 94,118\%$$

$$\% E \text{ immessa} = 100\% - \% E \text{ autoconsumata} = 5,882\%$$

Esempio di Calcolo

Tabella 9

$\eta_{e\ rif}$ valore base	0,46
$\eta_{e\ rif}$ Correzione per tensione allacciamento e rapporto autoconsumo/immissione in rete	$0,46*(0,925*94,118\% + 0,945*5,882\%) = 0,426$
$\eta_{e\ rif}$ risultante	0,426
$\eta_{t\ rif}$ (alimentazione: gas naturale; destinazione: produzione vapore)	0,90
E_{chp} (MWh/h)	3,910
H_{chp} (MWh/h)	3,930
$\frac{E_{chp}}{\eta_{e\ rif}}$ (MWh/h)	9,157
$\frac{H_{chp}}{\eta_{t\ rif}}$ (MWh/h)	4,366
F_{chp} (MWh/h)	10,463
$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{e\ rif}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{t\ rif}} - F_{chp}$ (MWh/h)	$9,178+4,366-10,463 = 3,081$
Valore Cert, Bianco (€/tep) (cfr. par.1,5 lettera d)	93,68
K (per potenza compresa tra 0 e 1 MW)	1,4
K (per potenza compresa tra 1 e 10 MW)	1,3

Esempio di Calcolo

Il valore di K risultante dalla classe di potenza sulla base della produzione di energia E_{chp} è dato da:

$$K = \frac{1,4*1+1,3*(3,910-1)}{3,910} = 1,326$$

Applicando la formula richiamata nel par. 1.4 il numero dei Certificati Bianchi è dato da:

$$\text{C.B.} = 3,081 * 0,086 * 1,326 = 0,351 \text{ tep}$$

Ipotizzando 5000 h/anno di funzionamento, l'incentivazione annua risulta essere:

$$3,081 \times 0,086 \times 1,326 \times 5000 \times 93,68 = 164569,96\text{€}$$

Caso Studio

Obbiettivo:

- Descrizione di un caso studio

Azienda operante nel settore alimentare;

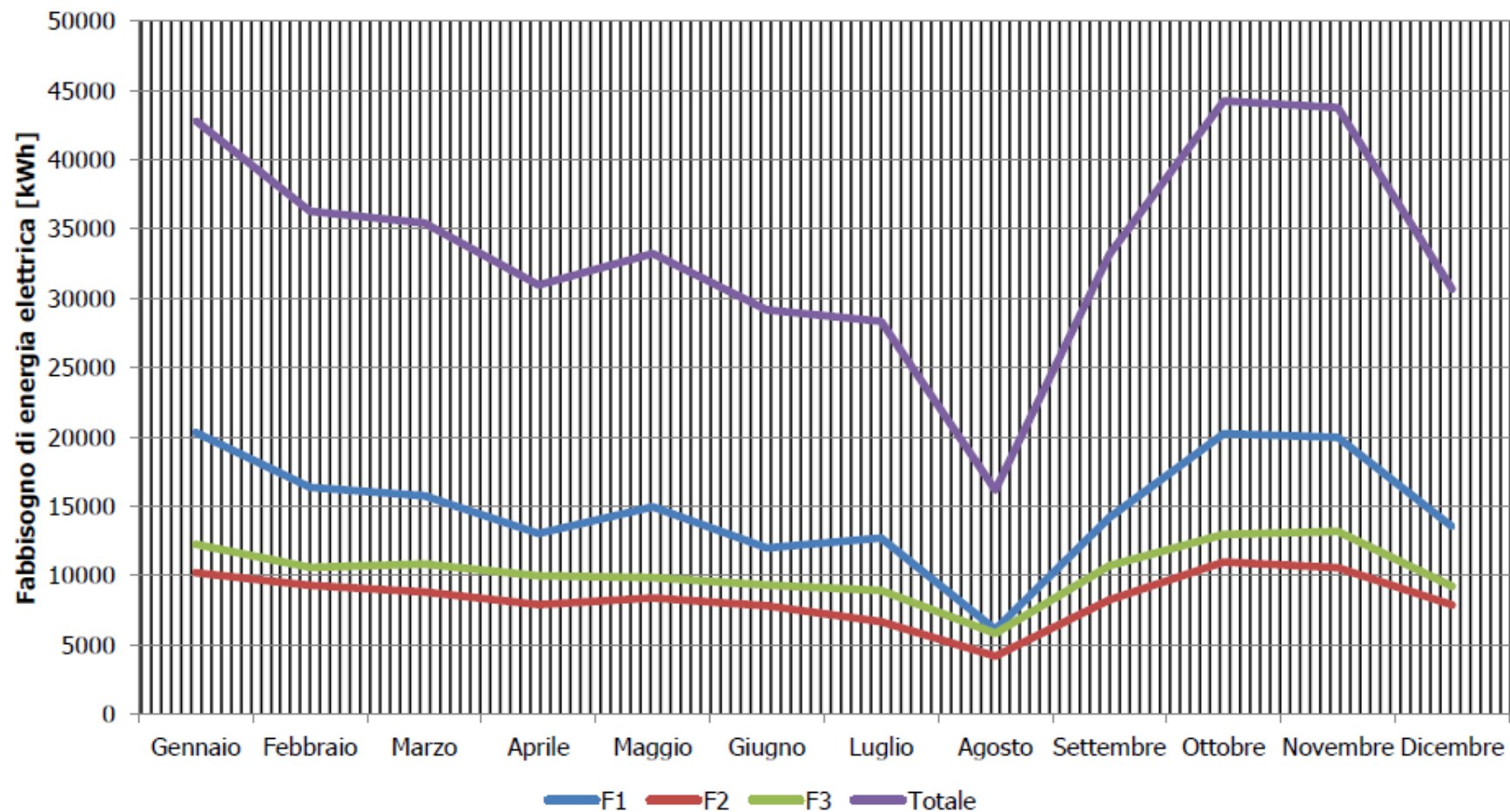
Fabbisogno di energia termica dovuto alle esigenze di processo (cottura/essiccazione) ed in parte al riscaldamento dei locali;

Energia termica fornita da 4 bruciatori a metano con rendimento 92%

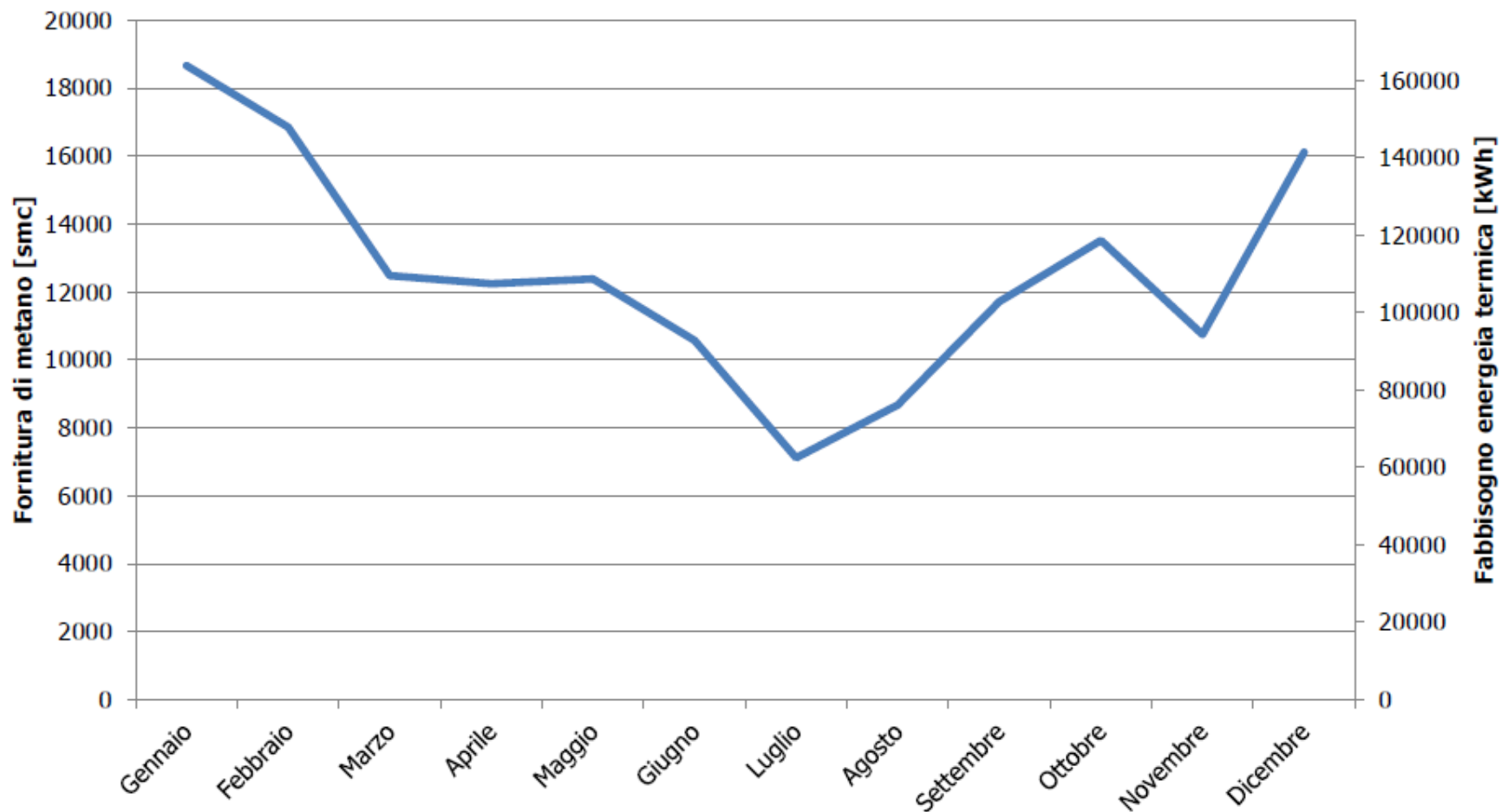
Fabbisogno elettrico dovuto alle apparecchiature installate nella zona produzione e nella zona uffici;

Presenza di un impianto fotovoltaico di potenza 80 kWp allacciato in regime di conto energia

Fabbisogno di energia elettrica



Fabbisogno di energia termica



Dati

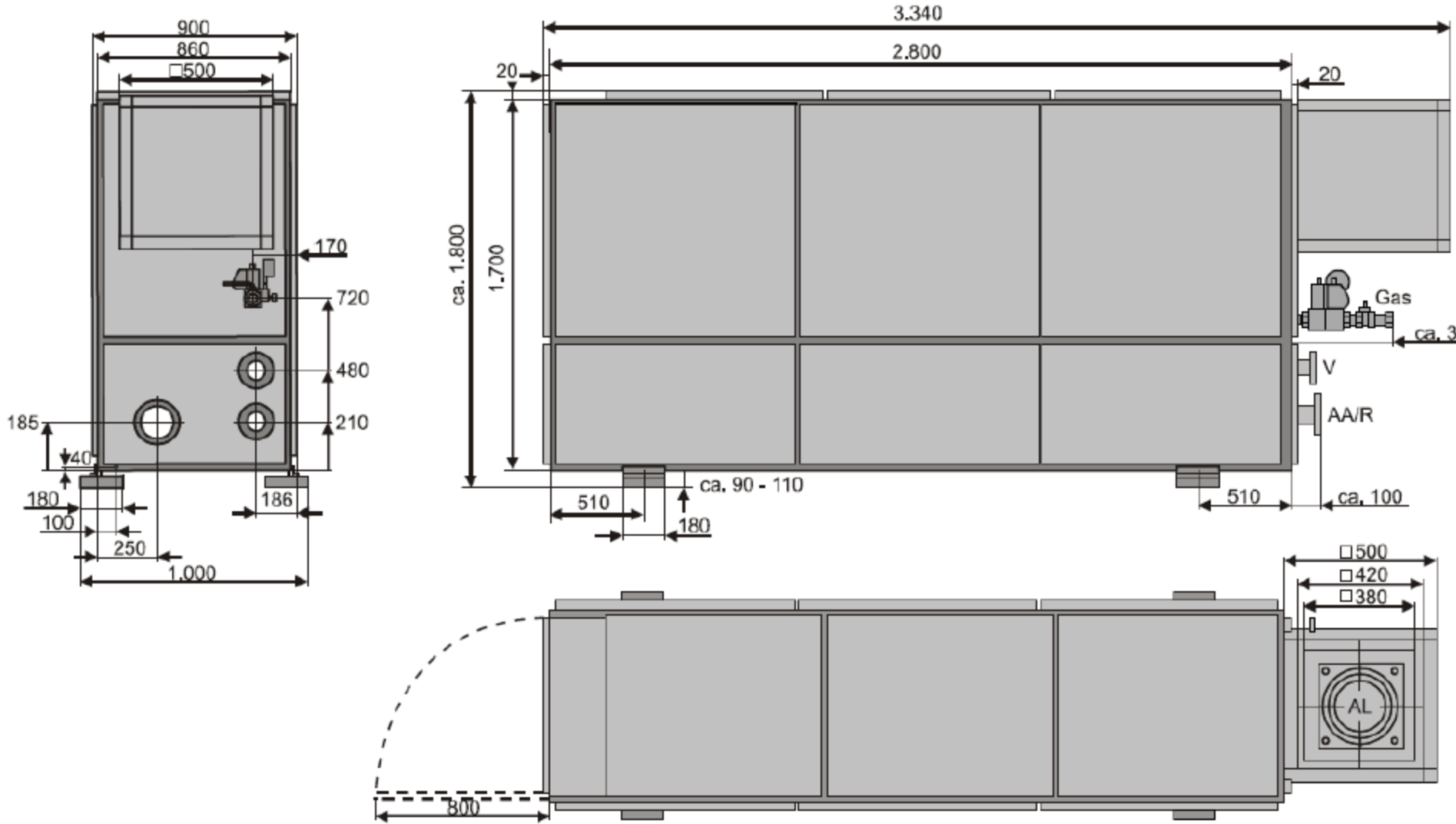
Mese	Fornitura [smc]	Importo [€]	Fabbisogno di energia termica [kWh]
Gennaio	18665	€ 7 316,68	163801
Febbraio	16858	€ 6 608,34	147943
Marzo	12484	€ 4 893,73	109557
Aprile	12243	€ 4 799,26	107442
Maggio	12387	€ 4 855,70	108706
Giugno	10570	€ 4 143,44	92760
Luglio	7118	€ 2 790,26	62466
Agosto	8673	€ 3 399,82	76113
Settembre	11721	€ 4 594,63	102861
Ottobre	13522	€ 5 300,62	118667
Novembre	10746	€ 4 212,43	94305
Dicembre	16116	€ 6 317,47	141431
TOTALE	151103	€ 59 232,38	1326054

Dati

Mese	Consumo [kWh]				Importo [€]
	F1	F2	F3	Totale	
Gennaio	20329	10220	12274	42823	€ 7 350,03
Febbraio	16369	9306	10604	36279	€ 6 218,37
Marzo	15780	8820	10843	35442	€ 6 058,98
Aprile	13048	7926	10001	30974	€ 5 276,76
Maggio	14966	8405	9865	33235	€ 5 691,76
Giugno	12003	7833	9326	29163	€ 4 970,46
Luglio	12716	6681	8946	28343	€ 4 836,68
Agosto	6135	4194	5842	16171	€ 2 733,40
Settembre	14207	8264	10722	33193	€ 5 655,09
Ottobre	20255	10993	12983	44230	€ 7 580,14
Novembre	19982	10589	13190	43761	€ 7 488,54
Dicembre	13546	7897	9233	30676	€ 5 248,81
TOTALE	179334	101128	123828	404290	€ 69 109,03

Parametri funzionali del modulo C.T.							
Potenza continua ¹⁾ in funzionamento di reti in parallelo				Regime al 50 %	Regime al 75 %	Regime al 100 %	
Potenza elettrica	Non sovraccaricabile	kW		35	53	70	
Resa calorifica	Tolleranza 5 %	kW		66	85	115	
Utilizzo carburante	Tolleranza 5 %	kW		122	159	204	
Numero caratteristico corrente secondo AGFW FW308 (potenza elettrica / potenza termica)				0,61			
Fattore energetico primario ENEV 2007 f_{PE}				0,74			
Risparmio energetico primario PEE secondo la direttiva 2004/8/EG per gli incentivi alla cogenerazione (KWK)				%	25,2		
Rendimento in funzionamento di reti in parallelo							
Rendimento elettrico				%	28,7	33,3	34,3
Rendimento calorifico				%	54,1	53,5	56,4
Rendimento generale				%	82,8	86,8	90,7
Produzione d'energia							
Energia elettrica (corrente trifase)		Tensione	V	400			
		Frequenza	Hz	50			
Fabbisogno elettrico proprio ²⁾				kW	1,9		
Energia termica (calore per riscaldamento) senza funzionamento alternativo con rete		Temperatura d'andata e di ritorno	°C	90/70			
Energia termica (calore per riscaldamento) con funzionamento alternativo con rete		Temperatura d'andata e di ritorno	°C	90/65			

Macchina



Unità scelta:

- Potenza elettrica 70 kW
- Potenza termica 115 kW
- Assorbimento elettrico proprio 1,9 kW

- Canone di manutenzione 1,95 €/h
- Scadenza rigenerazione unità 55000 h
- Costo per rigenerazione unità 32000,00 €
- Costo per fornitura unità 99000,00 €

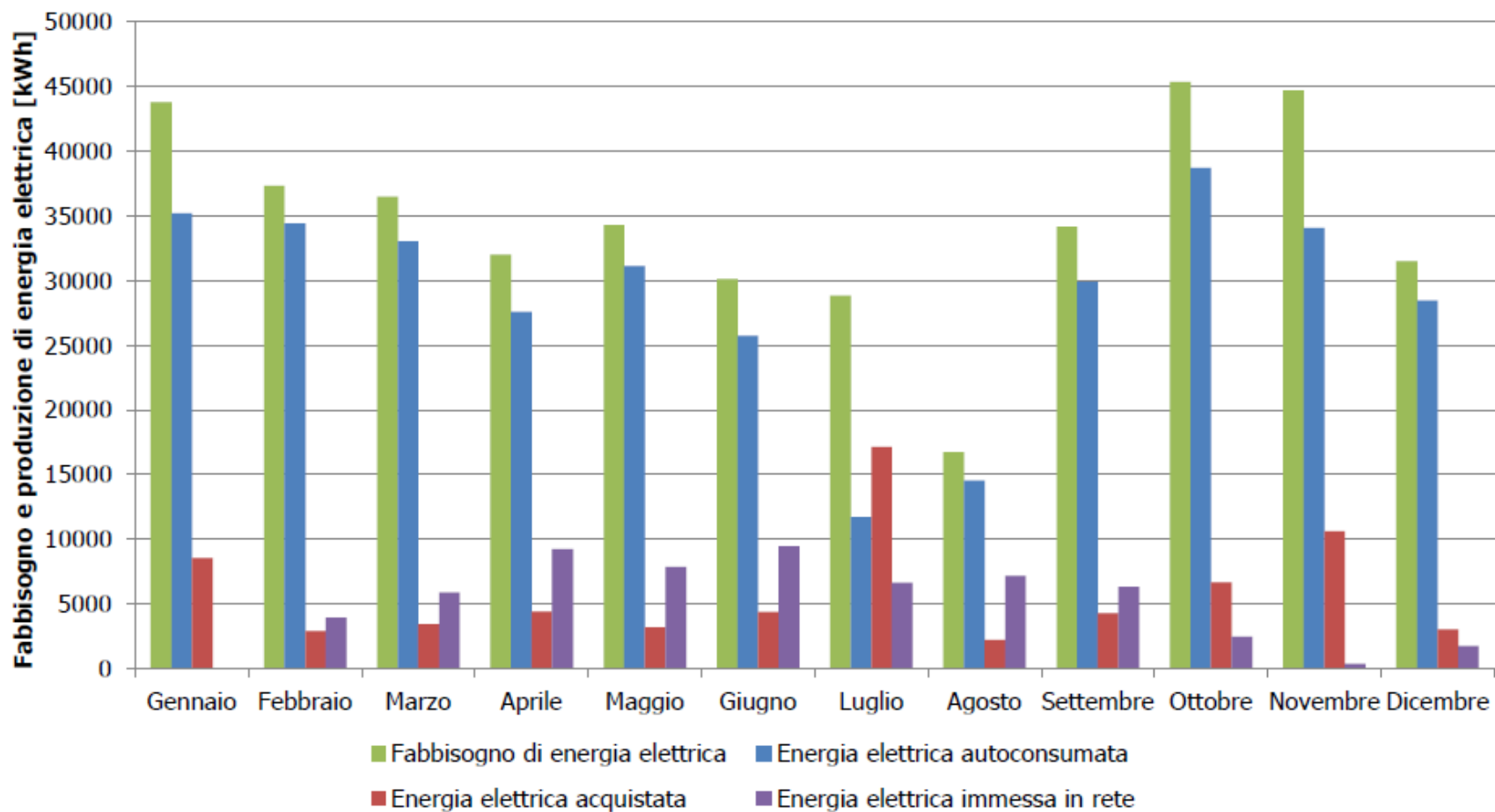
Valutazioni

Mese	Fabbisogno di EE kWh]	Ore di funz.	EE Prodotta [kWh]	EE autocons. [kWh]	EE immessa [kWh]	EE acquistata [kWh]
Gennaio	43779	503	35210	35210	0	8569
Febbraio	37320	548	38360	34402	3958	2918
Marzo	36499	556	38920	33046	5874	3453
Aprile	31974	526	36820	27575	9245	4399
Maggio	34293	557	38990	31106	7884	3187
Giugno	30119	503	35210	25735	9475	4384
Luglio	28841	262	18340	11711	6629	17130
Agosto	16760	310	21700	14544	7156	2216
Settembre	34176	517	36190	29883	6307	4293
Ottobre	45347	588	41160	38690	2470	6657
Novembre	44696	492	34440	34079	361	10617
Dicembre	31495	431	30170	28435	1735	3060
TOTALE	415297	5793	405510	344414	61096	70883

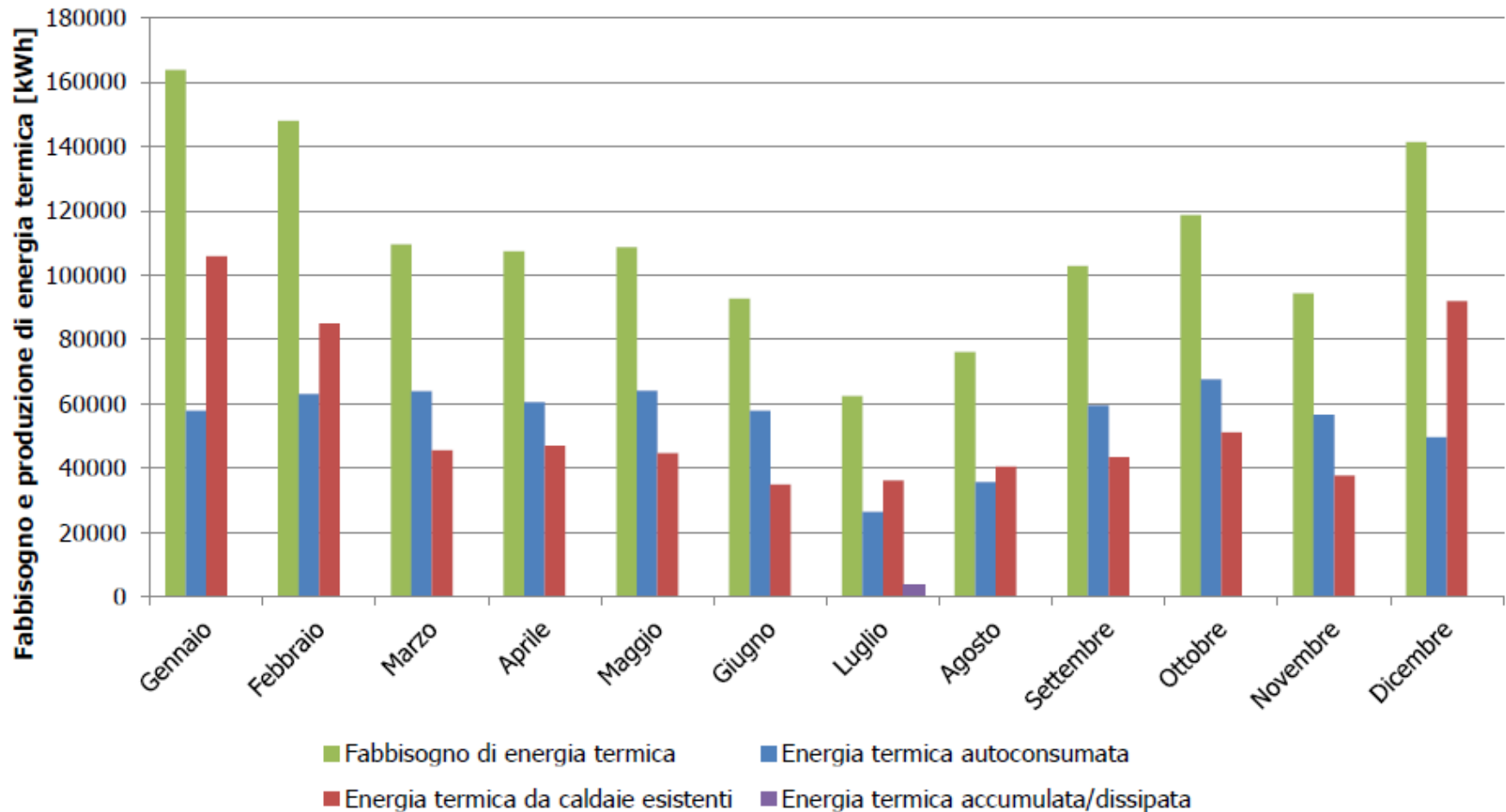
Valutazioni

Mese	Fabbisogno ET [kWh]	Ore di funz.	ET prod. [kWh]	ET autocons. [kWh]	ET diss. [kWh]	ET da caldaie [kWh]
Gennaio	163801	503	57845	57845	0	105956
Febbraio	147943	548	63020	63020	0	84923
Marzo	109557	556	63940	63940	0	45617
Aprile	107442	526	60490	60490	0	46952
Maggio	108706	557	64055	64055	0	44651
Giugno	92760	503	57845	57845	0	34915
Luglio	62466	262	30130	26346	3784	36120
Agosto	76113	310	35650	35650	0	40463
Settembre	102861	517	59455	59455	0	43406
Ottobre	118667	588	67620	67620	0	51047
Novembre	94305	492	56580	56580	0	37725
Dicembre	141431	431	49565	49565	0	91866
TOTALE	1326054	5793	666195	662411	3784	663643

Produzione elettrica cogeneratore



Produzione termica cogeneratore



Dati per stima economica:

- Valore TEE 97,01 €
- Contributo RID 0,06 €/kWhe
- Fattore di defiscalizzazione metano 0,22 m³/kWhe (delib. AEEG)

- Aliquota IRPEF 27,50%
- Aliquota IRAP 4,13%

- Aumento annuo fabbisogni energia 2,00%
- Tasso di inflazione costo energia 4,00%
- Tasso di attualizzazione 1,50%

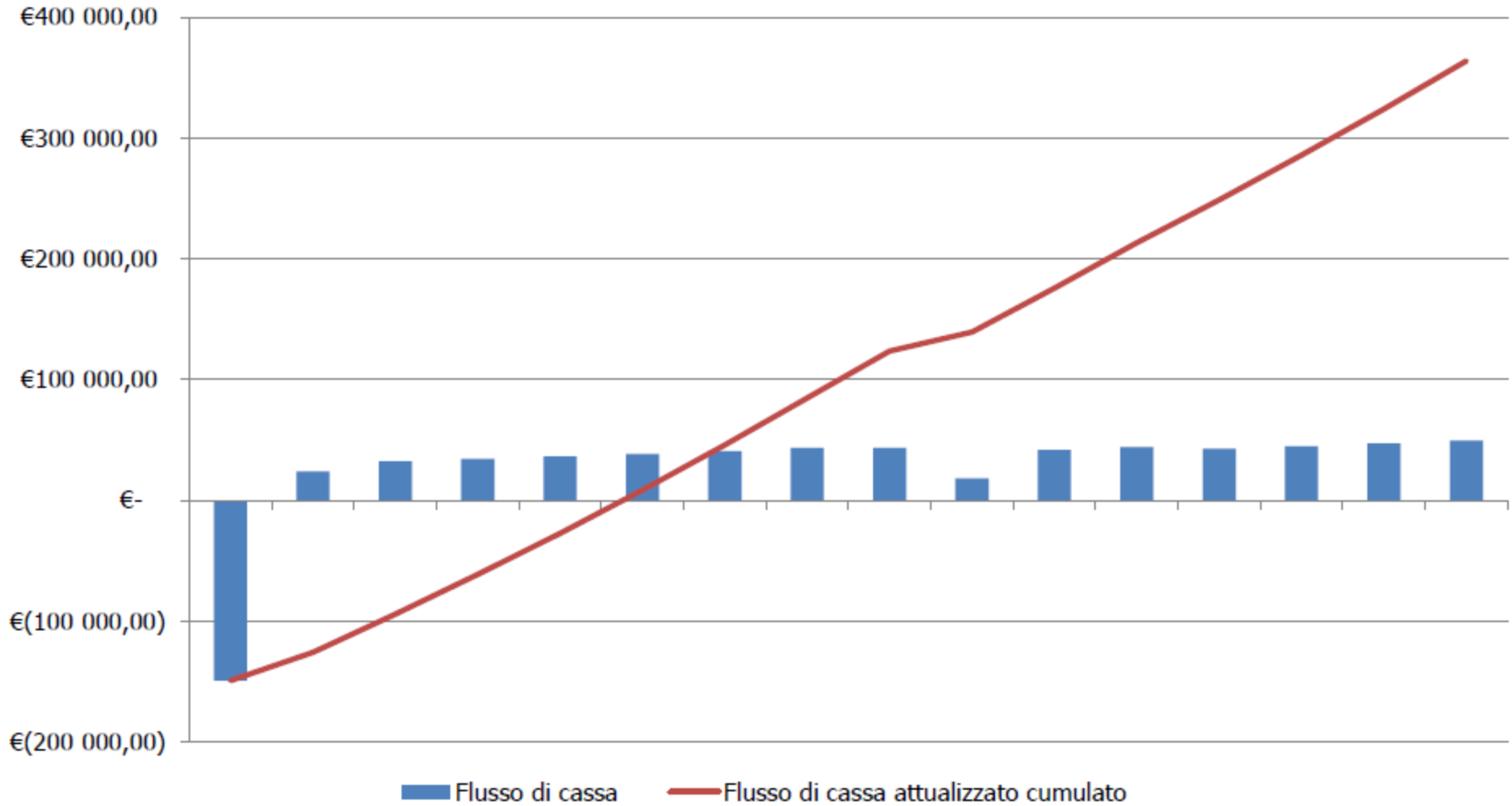
Valutazione economica

Tabella completa											
Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8		
Situazione energetica attuale [kWh]											
Fabbisogno di energia elettrica	404290	412376	420624	429036	437617	446369	455296	464402	473690		
Fabbisogno di energia termica	1326054	1352575	1379626	1407219	1435363	1464070	1493352	1523219	1553683		
Costi operativi attuali [€]											
Totale costi operativi	€ 128 341,40	€ 136 144,56	€ 144 422,15	€ 153 203,02	€ 162 517,76	€ 172 398,84	€ 182 880,69	€ 193 999,84	€ 205 795,03		
Intervento [€]											
Totale costi intervento	€ 149 000,00										
Situazione energetica - intervento [kWh]											
Fabbisogno di energia elettrica	415297	423383	431630	440043	448623	457376	466303	475409	484697		
Energia elettrica CHP	405510	405510	405510	405510	405510	405510	405510	405510	405510		
Energia elettrica prelevata	70883	71557	72244	72945	73661	74390	75134	75893	76677		
Fabbisogno di energia termica	1326054	1352575	1379626	1407219	1435363	1464070	1493352	1523219	1553683		
Energia termica CHP	666195	666195	666195	666195	666195	666195	666195	666195	666195		
Energia termica da caldaie	663643	687954	714961	742509	770607	799267	828501	858319	888734		
Budget annuale [€]											
Ricavi totali	€ 8 710,30	€ 3 221,06	€ 7 908,98	€ 7 446,29	€ 6 974,35	€ 6 492,98	€ 6 001,97	€ 5 501,14	€ 5 238,54		
Costi di esercizio	€ 104 439,69	€ 109 335,18	€ 114 607,29	€ 120 175,35	€ 126 056,45	€ 132 268,89	€ 138 831,22	€ 145 764,31	€ 153 636,88		
Margine operativo lordo		€ 30 030,44	€ 37 723,84	€ 40 473,96	€ 43 435,66	€ 46 623,12	€ 50 051,44	€ 53 736,67	€ 57 396,68		
Ammortamenti		€ 10 430,00	€ 20 860,00	€ 20 860,00	€ 20 860,00	€ 20 860,00	€ 20 860,00	€ 20 860,00	€ 13 410,00		
Margine operativo netto		€ 19 600,44	€ 16 863,84	€ 19 613,96	€ 22 575,66	€ 25 763,12	€ 29 191,44	€ 32 876,67	€ 43 986,68		
Risultato ante imposte		€ 19 600,44	€ 16 863,84	€ 19 613,96	€ 22 575,66	€ 25 763,12	€ 29 191,44	€ 32 876,67	€ 43 986,68		
Totale imposte		€ 6 199,62	€ 5 334,03	€ 6 203,90	€ 7 140,68	€ 8 148,88	€ 9 233,25	€ 10 398,89	€ 13 912,99		
Utile netto		€ 13 400,82	€ 11 529,81	€ 13 410,07	€ 15 434,98	€ 17 614,25	€ 19 958,19	€ 22 477,78	€ 30 073,69		
Flusso di cassa	-€ 149 000,00	€ 23 830,82	€ 32 389,81	€ 34 270,07	€ 36 294,98	€ 38 474,25	€ 40 818,19	€ 43 337,78	€ 43 483,69		
Flusso di cassa cumulato	-€ 149 000,00	-€ 125 169,18	-€ 92 779,37	-€ 58 509,30	-€ 22 214,32	€ 16 259,93	€ 57 078,11	€ 100 415,89	€ 143 899,58		
Flusso di cassa attualizzato	-€ 149 000,00	€ 23 478,64	€ 31 439,55	€ 32 773,05	€ 34 196,56	€ 35 714,12	€ 37 329,96	€ 39 048,50	€ 38 600,96		
Flusso di cassa attualizzato cumulato	-€ 149 000,00	-€ 125 521,36	-€ 94 081,81	-€ 61 308,76	-€ 27 112,20	€ 8 601,91	€ 45 931,87	€ 84 980,37	€ 123 581,33		
Parametri e economici											
VAN	€ 363 775,12									Aliquota IRPEF	27,50%
Pay-back time	4,76									Aliquota IRAP	4,13%
TIR	22,04%									Tasso inflazione tariffe energetiche	4,00%
										Tasso attualizzazione	1,50%
										Aumento anno consumi energia	2,00%

Valutazione economica

Tabella completa								
Anno	9	10	11	12	13	14	15	
Situazione energetica attuale [kWh]								
Fabbisogno di energia elettrica	483164	492828	502684	512738	522993	533452	544121	
Fabbisogno di energia termica	1584757	1616452	1648781	1681757	1715392	1749700	1784694	
Costi operativi attuali [€]								
Totale costi operativi	€ 218 307,36	€ 231 580,45	€ 245 660,54	€ 260 596,70	€ 276 440,98	€ 293 248,60	€ 311 078,11	
Intervento [€]								
Totale costi intervento								
Situazione energetica - intervento [kWh]								
Fabbisogno di energia elettrica	494171	503834	513691	523744	533999	544459	555128	
Energia elettrica CHP	405510	405510	405510	405510	405510	405510	405510	
Energia elettrica prelevata	88661	98324	108181	118234	128489	138949	149618	
Fabbisogno di energia termica	1584757	1616452	1648781	1681757	1715392	1749700	1784694	
Energia termica CHP	666195	666195	666195	666195	666195	666195	666195	
Energia termica da caldaie	919757	951400	983676	1016598	1050178	1084430	1119367	
Budget annuale [€]								
Ricavi totali	€ 5 238,54	€ 5 238,54	€ 5 238,54	€ -	€ -	€ -	€ -	
Costi di esercizio	€ 196 985,54	€ 175 360,83	€ 186 424,06	€ 198 219,33	€ 210 793,53	€ 224 196,47	€ 238 481,13	
Margine operativo lordo	€ 26 560,37	€ 61 458,16	€ 64 475,02	€ 62 377,37	€ 65 647,46	€ 69 052,12	€ 72 596,98	
Ammortamenti								
Margine operativo netto	€ 26 560,37	€ 61 458,16	€ 64 475,02	€ 62 377,37	€ 65 647,46	€ 69 052,12	€ 72 596,98	
Risultato ante imposte	€ 26 560,37	€ 61 458,16	€ 64 475,02	€ 62 377,37	€ 65 647,46	€ 69 052,12	€ 72 596,98	
Totale imposte	€ 8 401,04	€ 19 439,22	€ 20 393,45	€ 19 729,96	€ 20 764,29	€ 21 841,19	€ 22 962,42	
Utile netto	€ 18 159,32	€ 42 018,94	€ 44 081,57	€ 42 647,41	€ 44 883,17	€ 47 210,94	€ 49 634,55	
Flusso di cassa	€ 18 159,32	€ 42 018,94	€ 44 081,57	€ 42 647,41	€ 44 883,17	€ 47 210,94	€ 49 634,55	
Flusso di cassa cumulato	€ 162 058,91	€ 204 077,85	€ 248 159,42	€ 290 806,83	€ 335 690,00	€ 382 900,94	€ 432 535,49	
Flusso di cassa attualizzato	€ 15 882,00	€ 36 206,35	€ 37 422,31	€ 35 669,76	€ 36 984,04	€ 38 328,16	€ 39 700,27	
Flusso di cassa attualizzato cumulato	€ 139 483,33	€ 175 669,68	€ 213 091,99	€ 248 761,74	€ 285 746,69	€ 324 074,85	€ 363 775,12	
Parametri economici								
VAN	€ 363 775,12				Aliquota IRPEF			27,50%
Pay-back time	4,76				Aliquota IRAP			4,13%
TIR	22,04%				Tasso inflazione tariffe energetiche			4,00%

Andamento dei flussi di cassa



GRAZIE PER L'ATTENZIONE!!!

Ph.D. dott. ing. Alessandro Zanini

Intellienergia S.r.l.

Spin off – Università degli Studi di Roma "Tor Vergata"

alessandro.zanini@intellienergia.com

info@ingalessandrozanini.it

Linked  [®]

<http://it.linkedin.com/in/alessandrozanini1979>