



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

Tesi di Laurea Magistrale in
Ingegneria Energetica

**COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO:
EFFICIENZA ENERGETICA
NELLA FILIERA LATTIERO CASEARIA**

Relatore:
Prof. Arturo Lorenzoni

Laureando:
Dott. Federico Brutti

ANNO ACCADEMICO 2014 – 2015

*A chi,
nella vita,
mi ha insegnato molto.
Grazie.*

Sommario

L'obiettivo del presente elaborato è lo sviluppo di un modello di calcolo efficace dal punto di vista valutativo delle componenti energetiche ed economiche associate ad un investimento in cogenerazione all'interno della filiera lattiero casearia; queste tipologie di industrie, che si occupano della produzione di prodotti derivati dalla trasformazione del latte, rientrano nella categoria delle industrie alimentari.

Si premette che quanto di seguito esposto è per buona parte frutto di esperienza lavorativa maturata presso uno studio tecnico, che mi ha fiduciosamente affidato la richiesta, pervenutagli da un cliente, di analisi e valutazione di un'offerta inerente l'installazione di un gruppo cogenerativo presso la sede del proprio polo industriale.

Nasce dunque così una prima bozza di modello, ritenuto fondamentale per il confronto dell'esistente proposta con altre plausibili.

Il modello è stato poi ampliato, durante lo sviluppo del presente elaborato, raggiungendo una forma più estesa dal punto di vista valutativo, mantenendo però, al contempo, la semplicità di gestione e d'interazione che ne hanno contraddistinto i primi sviluppi.

L'idea che sta alla base del modello realizzato è quella di fornire come *output* una proiezione, su dieci anni, dei risvolti energetici ed economici che potrebbero conseguire l'introduzione di un gruppo di cogenerazione all'interno di una realtà energetica esistente o comunque futuribile; tale contesto energetico rimane indipendente, dal punto di vista produttivo, dall'introduzione dello stesso cogeneratore.

Si è ritenuto prioritario, tra gli obiettivi perseguiti, il mantenimento della semplicità del modello e l'intelligibilità dei risultati anche da parte dei "non addetti ai lavori".

Tali concezioni hanno ricoperto il ruolo di linee guida, oltre che per lo sviluppo del modello, anche per la realizzazione della veste grafica e dei supporti espositivi utilizzati.

Di fatto, a tale studio è recentemente conseguita un'offerta commerciale, alternativa a quella in possesso del cliente, che si differenzia dall'esistente sia nella natura tecnica che nella natura economica, naturalmente a netto vantaggio del committente.

Tale offerta, che ha riscontrato notevole interesse durante la sua esposizione, è in fase di valutazione.

II

La cogenerazione, altro non è che la (ormai) consolidata arte di trasformazione dell'energia chimicamente posseduta da un combustibile in energia meccanica, spesso a sua volta ritrasformata in vettore elettrico, associata al recupero di parte delle inefficienze di processo; tali inefficienze si configurano come quantitativi di energia termica che, per garantire un corretto funzionamento della macchina, risultano necessariamente da smaltire.

Il recupero dell'energia termica, da riutilizzarsi in qualsivoglia applicazione industriale che lo consenta, si configura come un notevole risparmio in termini di energia primaria; il rendimento globale di cogenerazione può, pertanto, raggiungere livelli di tutto rispetto, che si aggirano attorno a valori prossimi al 90%.

La diffusione di tali soluzioni tecnologiche prescinde, sfortunatamente, dalla consolidata esperienza maturata in decenni di applicazioni.

Per quanto ho potuto appurare nella mia seppur breve esperienza lavorativa, l'efficienza energetica è un concetto tuttora *borderline* per molti dei soggetti che, all'interno delle aziende, ricoprono posizioni decisionali.

La causa di tutto questo, forse, è da ricercarsi più che nella non approfondita competenza in materia, parzialmente giustificabile, nell'eccessiva focalizzazione all'implementazione ed ottimizzazione dei soli processi industriali che concorrono alla produzione, prescindendo praticamente in toto da quelli che di fatto sono i principali motori energetici degli stessi.

In diverse realtà, il risparmio energetico, non è ancora percepito come uno dei possibili prioritari investimenti che un'azienda può sostenere per conseguire mancati costi, ovvero dei risparmi sui costi produttivi, che di fatto incrementerebbero il profitto e tanto gioverebbero, dal punto di vista ambientale, al pianeta.

“Superare quella cultura ignara della scarsità dell'energia e degli effetti che il suo uso comporta sull'ambiente è un percorso culturale, sociale ed economico complicato e non indolore, ma certamente meritevole di essere intrapreso.” ([00] Lorenzoni)

INDICE

Sommario	I
Capitolo 1 Cogenerazione: stato dell'arte	1
1.1 Cogenerazione: aspetti generali	1
1.1.1 Principi alla base della cogenerazione	1
1.1.2 Breve storia della cogenerazione e situazione attuale	4
1.1.3 La generazione distribuita: pregi e criticità	7
1.1.4 La trigenerazione	9
1.1.5 Classificazione degli impianti: la micro cogenerazione	11
1.1.6 Principali settori di applicazione	12
1.1.7 Principali tecnologie di piccola e micro cogenerazione	13
1.2 Alcuni dati statistici nazionali: produzione da cogenerazione	14
1.2.1 Unità, capacità di generazione, produzione elettrica e termica	15
1.2.3 Contributi delle unità di teleriscaldamento	20
1.2.4 Combustibili	25
1.2.5 Rendimenti medi	29
1.2.6 Energia elettrica ad alto e basso rendimento	30
1.2.7 Risparmio di energia primaria	33
1.2.8 Distribuzione regionale	37
1.3 Principali tecnologie di piccola e micro cogenerazione	42
1.3.1 Micro turbine a gas naturale (MTG)	43
1.3.2 Motori a combustione interna (MCI)	47
Capitolo 2 Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)	53
2.1 Evoluzione Normativa	54
2.1.1 Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE	54
2.1.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20	55
2.1.3 Legge 23 luglio 2009, n. 99	56
2.1.4 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28	56
2.1.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011	56
2.1.6 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011	57
2.1.7 Benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR	58
2.2 CAR e Titoli di Efficienza Energetica: i Certificati Bianchi	60
2.2.1 Requisiti per la richiesta di riconoscimento del funzionamento CAR	60
2.2.2 Requisiti per la richiesta di accesso al regime di sostegno tramite Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	61
2.2.3 Cumulabilità degli incentivi	62
2.2.4 Modalità di incentivazione	63
Capitolo 3 “Costruzione del modello”	65
3.1 Introduzione della cogenerazione in un contesto energetico esistente	65

3.1.1 Concezione alla base del modello	66
3.1.2 Sopralluogo e raccolta dati	67
3.1.3 Analisi dei consumi	70
3.1.4 Determinazione dei fabbisogni termici ed elettrici	75
3.1.5 Scelta del cogeneratore: considerazioni tecniche ed economiche	78
3.1.6 Strutturazione integrazione termica	81
3.1.7 Profili di carico e coperture	85
3.2 Valutazione CAR	91
3.2.1 Classificazione preliminare della tecnologia	91
3.2.2 Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione	94
3.2.3 Rendimento globale dell'unità di cogenerazione	96
3.2.4 Dimensionamento unità virtuale	98
3.2.5 PES: Primary Energy Saving	101
3.3 Studio di fattibilità	104
3.3.1 Analisi costi di gestione pre e post installazione cogeneratore	104
3.3.2 Accisa sulla produzione elettrica	106
3.3.3 Defiscalizzazione combustibile	107
3.3.4 Oneri di sistema su autoconsumo	111
3.3.5 Incentivazione: Calcolo dei CB	113
3.3.6 Manutenzione cogeneratore	115
3.3.7 Mancati costi	115
3.3.8 Valutazione economica investimento	115
3.4 Indici economici di analisi dell'investimento	117
3.4.1 Flussi di cassa e flussi di cassa attualizzati	117
3.4.2 Pay Back Period	119
3.4.3 Tasso Medio Annuo di Redditività	119
3.4.4 Tasso Interno di Redditività	120
3.4.5 Valore Attuale Netto e Indice di Profittabilità	120
Capitolo 4 Caso applicativo	123
4.1 Cogeneratore da 50 kW_p	123
4.1.1 Le informazioni raccolte: i fabbisogni d'utenza	123
4.1.2 Considerazioni preliminari	125
4.1.3 Analisi dei consumi di energia elettrica e gas naturale	126
4.1.4 Caratteristiche tecniche del cogeneratore	128
4.1.5 Utilizzo stimato cogeneratore	131
4.1.6 Fabbisogni elettrici e relative coperture	133
4.1.7 Fabbisogni termici e relative coperture	134
4.1.8 Analisi dei costi annuali e dei ricavi	135
4.1.9 Analisi dei costi annuali e dei ricavi attualizzati	143
4.2 Altro esempio di applicazione del modello	146
Conclusioni	153
Ringraziamenti	155
Bibliografia	157
Sitografia	159
Indice figure	161
Indice tabelle	163
Indice formule	165

Capitolo 1

Cogenerazione: stato dell'arte

Questo primo capitolo vuole fungere da cappello introduttivo al lavoro di Tesi, ad illustrazione generale della cogenerazione, delle tecnologie ad oggi disponibili per la realizzazione di impianti cogenerativi e delle rispettive caratteristiche.

Particolare attenzione sarà dedicata agli impianti di più piccola taglia.

1.1 Cogenerazione: aspetti generali

Si vuole fornire una panoramica sul mondo della cogenerazione: principi, storia e classificazione degli impianti sono solamente alcuni degli aspetti che saranno trattati in questa sezione.

1.1.1 Principi alla base della cogenerazione

Un impianto cogenerativo, in buona sostanza, è un impianto di produzione di energia elettrica, o più in generale meccanica, all'interno del quale, sfruttando scambiatori di calore appositamente dimensionati, il cascame termico è recuperato per una successiva valorizzazione.

La Direttiva 2004/08/CE definisce “«cogenerazione» la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o di energia meccanica”

Anche se, effettivamente, la cogenerazione comporta la produzione simultanea di energia elettrica e calore, dal punto di vista ingegneristico, soprattutto nei piccoli impianti, i due vettori energetici, termico ed elettrico, hanno due valori e due modalità di gestione molto differenti. Il flusso energetico di maggior valore e di più facile gestione è quello elettrico; la sfida, che lancia la cogenerazione, consta nella gestione e valorizzazione del cascame termico. Le scelte progettuali effettuate in quest'ambito, ovvero l'integrazione idraulica del sistema cogenerativo nel contesto delle utenze termiche, sono proprio quelle che faranno pendere l'ago della bilancia dalla parte della fattibilità o della non fattibilità dell'investimento stesso.

Come vedremo in seguito, infatti, la componente di fatto preponderante dal punto di vista del *Pay Back* dell'investimento sarà proprio la valorizzazione dell'energia termica senza la quale cogenerare non ha senso economico.

Si pensi, a sostegno di quanto affermato, che:

- Il costo di produzione dell'unità energetica elettrica, ad esempio il kWh, è di molto superiore al costo di produzione dello stesso quantitativo termico di energia;
- L'energia termica si configura come prodotto "di scarto" in tutti quegli impianti di conversione dell'energia che non ne prevedano il recupero tanto che, per il corretto funzionamento dello stesso, è indispensabile dissiparla in ambiente;
- Nella gestione di un impianto produttivo, non è di certo prassi consolidata effettuare parzializzazioni che, penalizzando il rendimento elettrico, aumentino la produzione termica;
- Il costi associati alla realizzazione di un impianto di distribuzione idraulica sono, a parità di potenza trasportata, molto più ingenti di un impianto finalizzato al trasporto della stessa quantità di energia elettrica.

Tutto ciò conduce alla conclusione che la produzione termica sia il nodo focale dell'impianto cogenerativo e che, pertanto, lo sforzo più grosso dal punto di vista progettuale sia quello di trovare una soluzione di integrazione intelligente.

La produzione di energia elettrica con motori a combustione interna o turbomacchine dissociata dal recupero di calore ha senso solamente nella gestione di situazioni provvisorie di emergenza, come nel caso dei gruppi elettrogeni, oppure in situazioni in cui i bilanci energetici sono forzati da forti componenti incentivanti.

E' proprio questo il caso degli impianti a Biogas dove, la sostenibilità dell'investimento, è garantita dall'incentivazione tramite meccanismo di Tariffa Onnicomprensiva che, di fatto, pesa sulle spalle di tutti gli utenti che pagano la bolletta; il recupero termico, in genere, si limita all'energia necessaria al mantenimento della temperatura ottimale all'interno del digestore per tutto il periodo dell'anno. Soddisfatta questa richiesta, il calore in eccesso viene smaltito tramite dissipatori. Ad oggi, gli impianti a biomassa così incentivati, percepiscono un'incentivazione sull'energia prodotta pari a 0,28 €/kWh_e; questo permette la quadratura dell'investimento con una certa facilità.

Di seguito sono riportati i dati inerenti alla produzione separata (fig. 1) ed alla cogenerazione (fig.2):

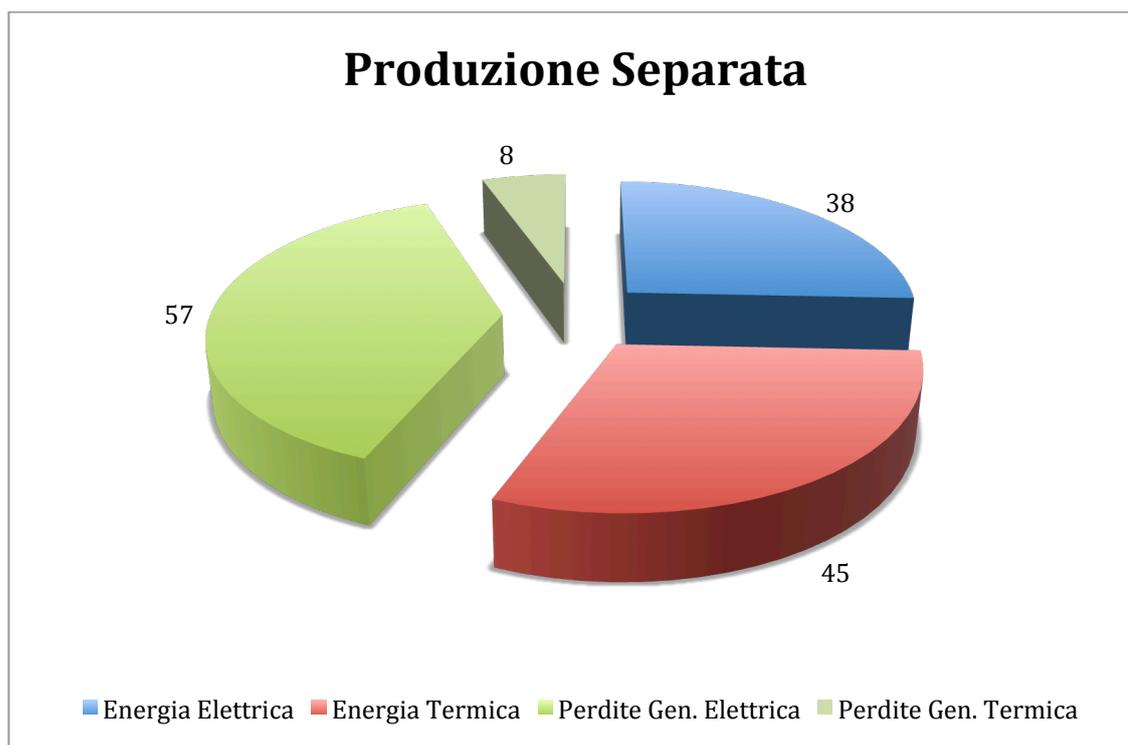


Figura 1 – Produzione Separata

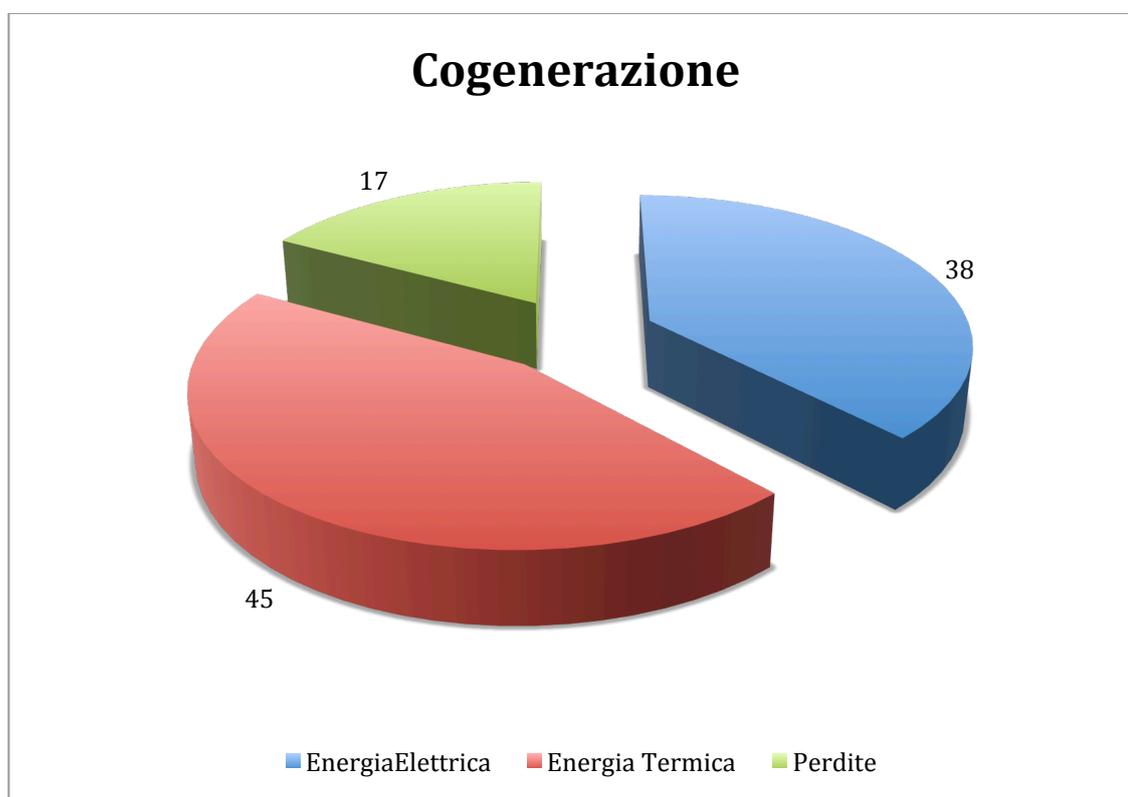


Figura 2 – Cogenerazione

I grafici sopra riportati evidenziano come sia nettamente vantaggioso, in termini di Energia Primaria (EP), l'utilizzo di un sistema cogenerativo rispetto alla produzione separata da realizzarsi con due distinte macchine, ovvero un generatore elettrico ed una caldaia.

Fatta cento l'energia primaria in ingresso ad un impianto di cogenerazione, per ottenere la stessa produzione con impianti separati è necessario introdurre 148 unità di energia primaria; si vedono infatti sensibilmente aumentate le perdite.

L'utilizzo di due distinte macchine per la produzione richiederebbe dunque un apporto di energia in ingresso al sistema superiore: come ordine di grandezza, del 48%.

1.1.2 Breve storia della cogenerazione e situazione attuale

La cogenerazione rappresenta sicuramente una delle metodologie più consolidate e diffuse per un uso efficiente e responsabile dell'energia.

Di seguito è riportato un breve sunto della storia della nascita e della diffusione della produzione cogenerativa.

Nel 1973, l'embargo delle nazioni appartenenti all'OPEC ([01] R.D. Stys), diede vita ad una pesantissima crisi energetica dei paesi importatori di greggio che, oltre a spingere le proprie ricerche verso la scoperta di nuovi giacimenti petroliferi, dovettero incominciare a mettere in campo strategie volte ad un utilizzo più parsimonioso e razionale dell'energia.

Una delle aree specifiche di ricerca fu la cogenerazione.

Il primo approccio assimilabile a quello cogenerativo risale agli inizi del secolo scorso e differisce notevolmente dalla concezione cogenerativa attuale.

Prevedeva, all'interno di un ciclo di produzione di vapore per usi industriali, l'aumento della pressione del vapore generato in modo tale che potesse essere espanso all'interno di una turbina prima di essere utilizzato per gli scopi per cui era stato prodotto; dal punto di vista tecnico e tecnologico, le tecnologie allora disponibili non costituivano limiti all'adozione di questo accorgimento. La turbina, calettata sullo stesso albero di un generatore, forniva l'energia meccanica necessaria per la generazione elettrica.

Tale approccio fu definito: "total energy".

In quegli anni, i costi legati all'utilizzo della rete elettrica del distributore erano particolarmente elevati per cui, soprattutto nel caso di grosse utenze, la produzione *on-site* poteva risultare particolarmente vantaggiosa.

Inoltre la maggior parte dei boiler allora disponibili sul mercato, necessari per la generazione di vapore in pressione, erano progettati per essere alimentati a carbone, combustibile di facile reperibilità e dai bassi costi, soprattutto in un periodo storico caratterizzato da una quasi totale distrazione nei confronti delle tematiche legate alla qualità dell'aria e all'inquinamento in genere.

Il contributo cogenerativo, a fine anni cinquanta, ammontava, circa, a solamente il 17% della totale energia elettrica prodotta.

Alla fine degli anni cinquanta, la stragrande maggioranza degli impianti privati concepiti secondo i dettami della “total energy” furono dismessi poiché tecnologicamente ed economicamente obsoleti.

Tra la fine degli anni cinquanta e l’inizio degli anni sessanta, la prepotente affermazione del gas naturale, come fonte di Energia Primaria, e delle tecnologie conseguentemente perfezionate, riportarono alla ribalta la visione “total energy”; tale concezione fu fortemente promossa dalle compagnie nazionali di distribuzione del gas naturale poiché alla richiesta praticamente costante di combustibile conseguiva la livellazione delle curve di prelievo, facilitando di conseguenza la gestione della rete.

Una turbina a gas, anche in questo caso accoppiata ad un generatore, provvedeva alla produzione di energia elettrica; l’energia termica presente all’interno dei gas di scarico veniva recuperata ed utilizzata per processi industriali o per il condizionamento degli edifici, abbinando alla stessa una macchina frigorifera ad assorbimento, come meglio illustrato nel sotto capitolo dedicato alla trigenerazione.

L’aspetto più delicato, di queste installazioni, era quello economico.

Le curve di carico lato termico dovevano essere perfettamente bilanciate con quelle di carico lato elettrico affinché la totalità dell’energia termica rilasciata dalla turbina, a fine espansione, potesse essere recuperata e valorizzata.

Solamente con il rispetto di questo sottile equilibrio, questa tipologia di impianti risultava economicamente competitiva.

Gli impianti “total energy”, seppur a rilento, continuarono ad essere sviluppati fino a che due fattori misero definitivamente fine alla loro espansione:

- I costi manutentivi da affrontare, per mantenere gli impianti ad un elevato livello di affidabilità, erano di gran lunga superiori rispetto a quelli prospettati, rendendoli definitivamente, di fatto, economicamente non competitivi;
- Le forniture di gas naturale, nel 1971, divennero scarse.

Si passò così alla cogenerazione.

La differenza sostanziale tra la filosofia “total energy” e la cogenerazione, risiede nella non volontà di quest’ultima di essere totalmente indipendente dagli altri sistemi produttivi, ma di essere, al contrario, collegata con essi.

Questa nuova concezione mise in buona luce i sistemi cogenerativi nei confronti dei grandi produttori che, al contrario di quanto in precedenza accaduto, non si opposero alla diffusione.

Tra i primi e più importanti esempi applicativi della cogenerazione vi è sicuramente l’industria chimica e di lavorazione del petrolio. La grande richiesta simultanea di energia termica ed elettrica costituiva un’ottima base di partenza per un sistema di generazione in grado di fornire all’utenza vapore ed elettricità.

Lo sviluppo della cogenerazione in Italia, paese da sempre povero di risorse fossili, è stato altalenante nei diversi periodi storici; questo andamento è stato fortemente influenzato da due fattori: i costi associati all’approvvigionamento delle risorse fossili ed il contesto normativo ([02] Tommasi) all’interno del quali ci si trovava ad operare.

Già nel 1954 ([03] Jarach), si era ritenuto opportuno realizzare un impianto di teleriscaldamento a valle di una delle primissime turbine a gas installate a San Donato Milanese, dalla potenza di circa 1 MW_e.

Ben lontani dalla crisi petrolifera dei primi anni settanta, si può ritenere questo uno dei primissimi esempi di impianti cogenerativi installati nel nostro paese.

Altro esempio. Nel 1957, nei pressi di Ragusa in Sicilia, si estraeva petrolio.

Il greggio portato in superficie era però di elevatissima viscosità, in concreto non pompabile tal quale.

Si adottò come soluzione tecnica l'installazione di turbine a gas per la fornitura dell'energia meccanica e dell'energia elettrica, necessarie all'estrazione ed al pompaggio del greggio, e dell'energia termica, di recupero, necessaria per il riscaldamento del greggio; questo processo venne effettuato per abbassarne la viscosità.

Per garantire la massima flessibilità del sistema furono installate tre turbine a gas con caldaie a recupero allo scarico grazie alle quali produrre vapore saturo da inviare agli scambiatori.

Si realizzarono anche sistemi di *repowering* di centrali termoelettriche. Di fatto, vennero installate turbine a gas nei pressi di centrali a vapore per permettere il recupero termico dei gas di scarico per il preriscaldamento dell'acqua da inviare in caldaia; ciò costituì un risparmio energetico per il ciclo a vapore.

Il *repowering* si differenzia sostanzialmente dal ciclo combinato in quanto non viene effettuata una produzione diretta di vapore attraverso una caldaia a recupero ma si procede al preriscaldamento del fluido in ingresso ad un impianto differente; il calore recuperato era di notevole entità e si riusciva a preriscaldare, alla pressione di 150 bar, l'acqua a 250°C.

Si riuscì così a realizzare un impianto avente potenza complessiva di 108 MW, installando una turbina da 25 MW accoppiata all'impianto esistente da 75 MW e recuperando 8 MW dalla chiusura degli spillamenti necessari al preriscaldamento dell'acqua. Si ottenne così un aumento della potenza installata del 45%, a parità di impianto a vapore, ed il miglioramento dell'efficienza complessiva.

Per quanto concerne i cicli combinati, l'energia termica di scarto, in uscita dalla turbina, viene utilizzata, come precedentemente accennato, per la produzione di vapore surriscaldato da immettere in una nuova turbina.

In Italia, dunque, entrambe le esperienze avevano raggiunto, già negli anni settanta, una buona maturazione.

Nel 1977, l'Ing. Mario Palazzetti, sviluppò presso il Centro Ricerche FIAT il primo esemplare di micro cogeneratore ideato e brevettato in Italia: il TOTEM, Total Energy Module.

Lo scopo del progetto, che ci introduce alle tipologie di cogeneratori che saranno oggetto di studio e focus del lavoro di ricerca tra le soluzioni impiantistiche disponibili nello sviluppo del progetto illustrato nella presente Tesi, era quello di creare un'unità produttiva ad alta efficienza.

Come cuore del sistema fu scelto di adottare il motore allora installato sulle Fiat 127, modificato per il funzionamento a gas o biogas, in grado di produrre, accoppiato ad un alternatore, una potenza elettrica di 15 kW.

L'inserimento di recuperatori di calore permise di ottenere un'elevata efficienza per gli standard dell'epoca: si riuscì a convertire circa il 90% dell'energia inserita in energia elettrica e termica; per quest'ultima era previsto un riutilizzo per il riscaldamento degli ambienti.

Si calcolò che potevano essere soddisfatti, mediamente, i fabbisogni termici di 7/8 unità abitative.

Il TOTEM fu ideato per un'applicazione modulare; era di fatto possibile installarne più unità in parallelo garantendo così un *range* di copertura dei fabbisogni maggiore e una modulazione di utilizzo molto più elevata.

Il controllo del funzionamento dei vari dispositivi era elettronico, quindi con una buona componente di automazione.

Una peculiarità dei sistemi micro cogenerativi, come quello appena illustrato, è che possono funzionare sia in parallelo con la rete che *stand-alone*, ovvero in isola, permettendo l'approvvigionamento elettrico alle utenze non raggiunte dal servizio di distribuzione nazionale o comunque temporaneamente sconnesse dalla rete, ad esempio in caso di guasto, a patto che il cogeneratore sia dotato di generatore asincrono, qualora si debba garantire la continuità di funzionamento, o di un dispositivo di auto eccitazione in caso di partenza senza parallelo di rete. Di questo se ne farà menzione nei capitoli successivi.

1.1.3 La generazione distribuita: pregi e criticità

La generazione distribuita, in particolar modo laddove realizzata con impianti di piccola taglia, si configura come possibile soluzione energetica di un contesto nel quale la realizzazione di grossi poli produttivi di energia è percepita come minaccia.

Di fatto, la realizzazione di impianti di più piccola taglia a servizio di utenze locali risulta visivamente e dal punto di vista ambientale meno impattante: riscuote dunque statisticamente meno perplessità tra la popolazione rispetto ad impianti di più grossa taglia.

All'interno del rapporto stilato in merito ai dati relativi alla generazione distribuita (GD) e alla piccola generazione (PG), per l'anno 2012 ([04] AEEGSI; [02] Tommasi), la generazione distribuita viene definita come "l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA". Gli impianti facenti parte di questo gruppo non sono assoggettati al sistema di dispacciamento centrale e non sono chiamati a partecipare alla regolazione della frequenza di rete.

Fanno sostanzialmente parte di questa categoria:

- Gli impianti cogenerativi di taglia medio/piccola;
- Gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Si comprendono, all'interno della generazione distribuita, una vasta gamma di casistiche di impianti possibili che, però, hanno generalmente in comune le seguenti caratteristiche:

- La generazione dell'energia avviene in prossimità dell'utenza così da evitare le perdite legate al trasporto che si avrebbero, invece, nel caso di produzione centralizzata;
- L'energia elettrica prodotta e, nel caso di convenzione di scambio sul posto, non autoconsumata, viene immessa in rete alla tensione di produzione così da evitare le spese legate alla realizzazione di una cabina di trasformazione della tensione; l'ordine di grandezza di questa voce di spesa è delle decine di migliaia di euro.

Essendo la generazione distribuita una prassi ormai consolidata, l'esperienza ha dimostrato come essa porti ad indiscutibili vantaggi, come:

- Generale aumento dell'efficienza di utilizzo delle fonti primarie con annessi vantaggi ambientali;
- Riduzione dei costi sia su scala nazionale, grazie all'alleggerimento dei carichi delle reti elettriche, che per l'utente produttore stesso, grazie ad un minor costo di approvvigionamento dell'energia;
- Maggiore qualità dell'energia fornita, dal punto di vista della stabilità della tensione, grazie ad un'integrazione diretta tra il sistema di generazione installato e la rete locale su cui insistono le utenze. Questo parametro risulta di primaria importanza soprattutto nel caso di utenze, come le aziende che fanno ampio uso di macchine dotate di schede elettroniche, che, per un corretto funzionamento ed una buona durata nel tempo, richiedono tensioni di esercizio stabilizzate;
- Possibilità di realizzare una migliore elettrificazione delle aree remote, o addirittura non servite dal sistema elettrico nazionale. La Banca Mondiale ritiene che la generazione distribuita, soprattutto legata allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, costituisca un'opportunità unica per i paesi in via di sviluppo a progredire verso forme di energia pulita e sostenibile a favore della crescita del paese e della riduzione della povertà;
- Minor vulnerabilità del sistema elettrico, garantita da una dislocazione più capillare delle utenze attive;
- Minori perdite globali di sistema, che attualmente sono dell'ordine del 5% della potenza immessa, garantite da uno sfruttamento minore della rete di trasporto nazionale e minori spese economiche legate ai meccanismi di congestione della rete, che si verificano nelle ore di maggior prelievo, e che causano un aumento significativo del prezzo di vendita dell'energia. Questo è da imputare sia ai costi associati alle perdite di congestione della rete che ai costi di produzione dovuti alla chiamata all'esercizio di impianti che sul mercato vengono dispacciati ad un costo decisamente elevato.

A tali vantaggi sono da affiancare, per completezza, specifici benefici legati alla produzione distribuita da fonti rinnovabili come:

- Minore dipendenza dagli approvvigionamenti dei combustibili fossili;
- Minori emissioni inquinanti;
- Approccio "Green", e quindi ritorni d'immagine, per le aziende che decidono di sfruttare risorse rinnovabili.

D'altro canto, l'esperienza accumulata in questi anni ha evidenziato anche alcuni limiti della generazione decentralizzata; di seguito sono riportati i principali.

- Le emissioni inquinanti, seppur minori, sono concentrate nell'area di produzione, spesso limitrofa, o addirittura inserita, in quella urbana e quindi di più difficile controllo;
- Alcuni impianti possono risultare particolarmente rumorosi durante il funzionamento e necessitano pertanto di accorgimenti tecnici finalizzati all'insonorizzazione. Spesso anche l'impatto visivo ha bisogno di soluzioni specifiche per camuffare l'installazione nell'ambiente circostante;
- L'adozione di determinate soluzioni impiantistiche, soprattutto per quanto concerne la taglia dell'impianto stesso, è fortemente legata ad un compromesso tra le diverse richieste dell'utenza, soprattutto nel caso cogenerativo. Più le due

richieste sono disallineate più complesse saranno le soluzioni impiantistiche necessarie al soddisfacimento delle stesse;

- Si crea una forte dipendenza dal gas naturale, una delle forme predilette per l'alimentazione degli impianti;
- I costi specifici d'installazione e di gestione sono superiori rispetto alle soluzioni ordinarie.

Anche l'utilizzo delle fonti rinnovabili presenta uno svantaggio specifico: queste sono, purtroppo, aleatorie e quindi non programmabili, ad eccezione di impianti a biomassa o ad approvvigionamento idrico certo, come gli impianti idroelettrici a bacino muniti di pompaggio.

1.1.4 La trigenerazione

Pur non essendo direttamente oggetto di sviluppo del progetto contenuto all'interno di questo elaborato, si ritiene opportuno fare, seppur brevemente, accenno agli impianti trigenerativi che potrebbero costituire oggetto di ulteriore sviluppo dell'efficienza energetica all'interno della filiera.

Sono infatti molteplici le applicazioni legate all'utilizzo del freddo, soprattutto in ottica di conservazione delle materie prime approvvigionate.

La trigenerazione si realizza accoppiando ad una macchina cogenerativa un sistema in grado di produrre potenza frigorifera; tra i sistemi più consolidati e diffusi sul mercato vi sono le macchine ad assorbimento.

Queste, attraverso un opportuno accoppiamento tra due fluidi, uno bassobollente ed uno più altobollente, realizzano un ciclo frigorifero sfruttando la capacità di assimilare calore da parte del fluido bassobollente della miscela; una volta raggiunto lo stato gassoso il fluido viene fatto condensare e riassorbito andando così a rigenerare la miscela originale.

Le coppie di refrigerante ed assorbente ad oggi maggiormente utilizzate sono:

- Acqua \ Bromuro di Litio;
- Ammoniaca \ Acqua.

Mentre la prima permette il raggiungimento di temperature che si aggirano attorno ai 4°C, la seconda coppia di fluidi è ideata per applicazioni industriali tecnicamente più performanti e può essere impiegata in cicli che raggiungono temperature dell'ordine dei -60°C.

Di seguito è riportato uno schema concettuale, lato termico, di funzionamento di un trigeneratore, ciclo cogenerativo accoppiato ad un assorbitore (Fig.4), e un bilancio energetico (Fig. 3).

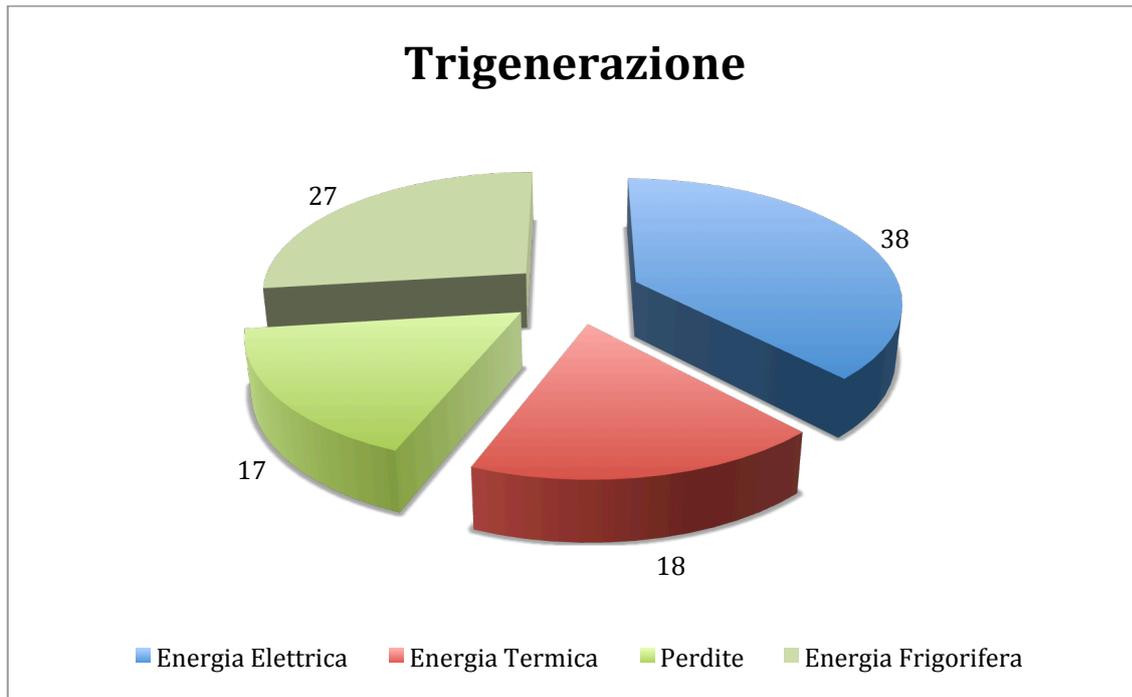


Figura 3 – Trigenerazione bilancio energetico

Fatta cento l'energia primaria in ingresso al ciclo, è possibile trasformarne una parte in energia elettrica ed una parte in energia termica che a sua volta può essere o direttamente sfruttata o trasformata in energia frigorifera. L'efficienza globale è molto elevata a discapito di una notevole complicazione tecnica degli impianti e di un investimento iniziale sensibilmente maggiore rispetto al semplice caso cogenerativo.

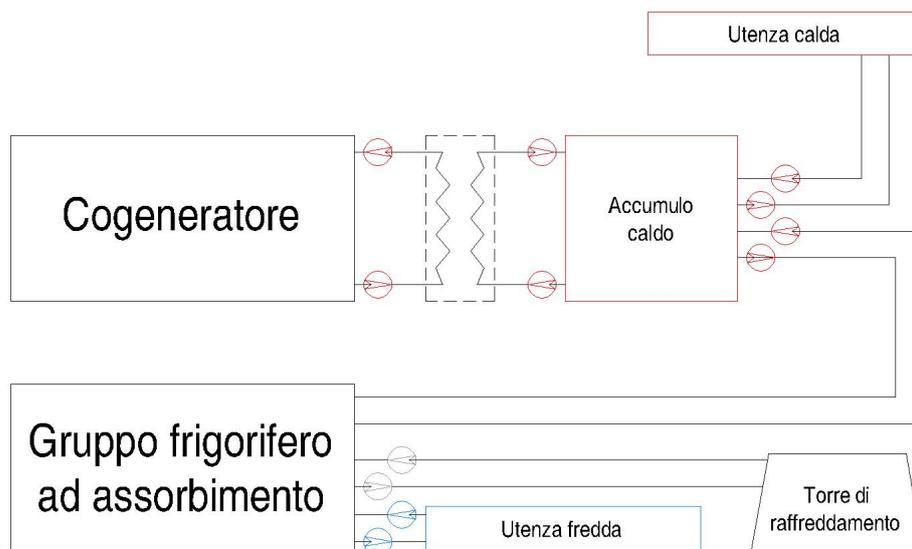


Figura 4 – Trigenerazione: schema concettuale termico

Si definisce COP-*Coefficient of Performance* o indice di rendimento di ciclo:

$$COP = \frac{E_f}{E_t} \quad (1.1)$$

ovvero il rapporto tra l'energia frigorifera (E_f) in uscita e l'energia termica (E_t) in ingresso all'assorbitore; i valori del COP possono variare tra 0,7 e 1,3 in funzione degli stadi di riconcentrazione della soluzione, della temperatura di alimentazione, della temperatura del fluido refrigerato, della temperatura del fluido caldo di alimentazione e della temperatura di condensazione.

La potenza frigorifera così generata può essere sfruttata sia per cicli industriali che per il condizionamento degli ambienti.

Gli impianti di trigenerazione sono dunque particolarmente idonei per applicazioni in tutti i settori in cui si renda contestualmente necessario soddisfare i fabbisogni sia di utenze elettriche che di utenze termiche; questi ultimi possono anche essere sensibilmente variabili nel tempo.

Grazie a questo più vasto spettro di impieghi è possibile aumentare le ore di utilizzo delle macchine cogenerative nell'anno; come facilmente intuibile e più avanti approfondito, questo risulterà un parametro fondamentale per un celere rientro economico dell'investimento inizialmente sostenuto.

1.1.5 Classificazione degli impianti: la micro cogenerazione

Secondo la direttiva 2004/08/CE ([05] Parlamento e Consiglio Europeo), gli impianti di cogenerazione possono essere classificati a seconda della potenza elettrica producibile come segue:

- Micro cogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità produttiva massima inferiore a 50 kW_e;
- Piccola cogenerazione: unità di cogenerazione con capacità installata inferiore a 1MW_e;
- Media cogenerazione: impianti aventi potenza compresa tra 1 MW_e e 10 MW_e;
- Grande cogenerazione: impianti la cui potenza installata supera i 10 MW_e;

Riferendoci alla filiera lattiero-casearia, oggetto di Tesi, risultano particolarmente interessanti gli impianti di piccola e microcogenerazione a copertura dei fabbisogni del ciclo produttivo.

1.1.6 Principali settori di applicazione

Essendo disponibili ad oggi numerose tipologie di soluzioni ed essendo possibile ottenere ottimi risultati sia energetici che economici ai carichi parziali, la cogenerazione si configura come una soluzione di efficienza energetica per numerose applicazioni, sia civili che industriali.

Vengono di seguito elencate alcune tra le più comuni tipologie di applicazione per impianti cogenerativi; in letteratura è disponibile un vasto e consolidato *knowhow* tecnico in merito a tali applicazioni:

- Agricoltura;
- Alberghi;
- Aziende vinicole e distillerie;
- Case di cura;
- Caseifici;
- Centri commerciali e supermercati;
- Centri termali;
- Collegi e scuole;
- Condomini;
- Edilizia residenziale;
- Industria chimica e farmaceutica;
- Industria produzione carta;
- Industria stampaggio materie plastiche;
- Industrie conserviere, pastifici ed alimentari in genere;
- Industrie lavorazioni meccaniche;
- Industrie tessili;
- Ospedali;
- Palestre;
- Piscine;
- RSA (residenza sanitaria assistenziale);
- SPA (centro benessere e/o di cura termale)

Di particolare interesse, in aggiunta a quelle sopra elencate, sono tutte quelle applicazioni in cui vi sono carichi elettrici e termici, acqua calda, acqua surriscaldata, vapore o acqua refrigerata tramite assorbitore, bilanciati tra loro; altro fattore decisivo è la costanza di prelievo dell'energia da parte dei carichi, non tanto durante la giornata, come di seguito vedremo, quanto durante l'intero periodo dell'anno.

Qualora si verificano queste condizioni, le molteplici taglie di cogeneratori presenti sul mercato e la possibilità di realizzare paralleli tra le varie macchine permettono il soddisfacimento tecnico di qualsiasi esigenza.

1.1.7 Principali tecnologie di piccola e micro cogenerazione

Secondo la Direttiva 2004/8/CE, Allegato 1 ([05] Parlamento e Consiglio Europeo), le tecnologie di cogenerazione, oggetto della direttiva, sono:

- a) Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore;
- b) Turbina a vapore a controcompressione;
- c) Turbina di condensazione a estrazione di vapore;
- d) Turbina a gas con recupero di calore;
- e) Motore a combustione interna;
- f) Microturbine;
- g) Motori Stirling;
- h) Pile a combustibile (*Fuel-Cells*);
- i) Motori a vapore;
- j) Cicli Rankine a fluido organico;
- k) Ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che rientrano nella definizione di cui all'articolo 3, lettera a) della medesima direttiva, ovvero che rientrano nella definizione di cogenerazione: "generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica".

Tale Direttiva, seppur sostituita dalla Direttiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo, ha introdotto la sopra citata distinzione dei sistemi cogenerativi; l'elenco è stato ripreso tal quale anche nella nuova Direttiva del 2012.

Di seguito saranno illustrate le principali tecnologie oggi diffuse sul mercato per la piccola e micro cogenerazione:

- Microturbine a gas (MTG);
- Motori alternativi, a ciclo Otto e Diesel, a combustione interna (MCI).

Ancora in fase sviluppo e non diffuse le tecnologie:

- Celle a combustibile;
- Motori a ciclo Stirling.

1.2 Alcuni dati statistici nazionali: produzione da cogenerazione

Nell'anno 2014 è stata condotta un'indagine statistica sugli impianti di cogenerazione ([06] Ministero dello Sviluppo Economico) in riferimento all'anno di produzione 2012; di seguito ne vengono riportati alcuni risultati.

Lo studio è stato sviluppato a partire dall'insieme delle informazioni contenute nelle richieste di unità di cogenerazione pervenute al GSE, per la produzione dell'anno 2012, ai fini del riconoscimento di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ai sensi del D.M. 4 agosto 2011, che sarà approfondito nel capitolo 2, e del riconoscimento di cogenerazione ai sensi della Delibera 42/02, per le unità di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento qualificate ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005 e successive modifiche e integrazioni.

Si ricorda a tal proposito che il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) è la società preposta per disposizione di legge al riconoscimento del funzionamento della Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), per le unità cogenerative che ne fanno richiesta, ed al rilascio conseguente della Garanzia di Origine (GOc) dell'energia elettrica prodotta mediante cogenerazione ad alto rendimento, nel rispetto delle condizioni imposte dal Decreto Legislativo n.20 del 2007.

Nella conduzione di questa analisi sono state adottate le seguenti assunzioni:

- Le tecnologie di cogenerazione sono quelle definite dall'Allegato I Parte II della direttiva 2012/27/UE; queste tecnologie sono già state menzionate in precedenza all'interno del capitolo "Principali tecnologie di piccola e micro cogenerazione";
- I combustibili sono classificati così come indicato nell'Allegato I della Decisione della Commissione 2007/74/CE; tale classificazione viene di seguito riportata:
 - Gas naturale;
 - Petrolio (che include le voci gasolio, olio combustibile, ecc.) e GPL;
 - Carbone fossile/coke;
 - Combustibili da fonti "rinnovabili", ovvero combustibili a base di legno, le biomasse di origine agricola, i biocarburanti e il biogas;
 - Combustibile da "rifiuti", vale a dire i rifiuti urbani ed industriali non rinnovabili;
 - "Altri" combustibili. Rientrano in questa categoria le tipologie di combustibile di seguito elencate, utilizzate all'interno di impianti cogenerativi di grossa taglia e generalmente installati presso utilizzatori energivori come, ad esempio, le raffinerie:
 - Idrogeno;
 - Gas di raffineria;

- Gas di cockeria;
- Gas di altoforno;
- Altri rifiuti gassosi e calore residuo recuperato.

1.2.1 Unità, capacità di generazione, produzione elettrica e termica

I grafici di seguito riportati ([04] AEEGSI) illustrano il contributo di ciascuna delle tecnologie impiegate per la produzione combinata di energia elettrica e termica in termini di:

- Numero di unità;
- Capacità totale di generazione;
- Capacità media di generazione, per tipologia;
- Produzione totale di energia elettrica lorda;
- Produzione di calore utile;
- Rapporto medio tra energia elettrica lorda ed energia termica.

A causa dell'uscita di scena di grandi impianti di produzione, che non raggiungono la qualifica CAR, nel 2012, rispetto al 2011, la potenza installata è diminuita di circa 3 GW_e; al contrario, grazie alla sempre più capillare diffusione degli impianti di piccola e micro taglia, dotati di motori a combustione interna, il numero totale di impianti presenti sul territorio nazionale è aumentato.

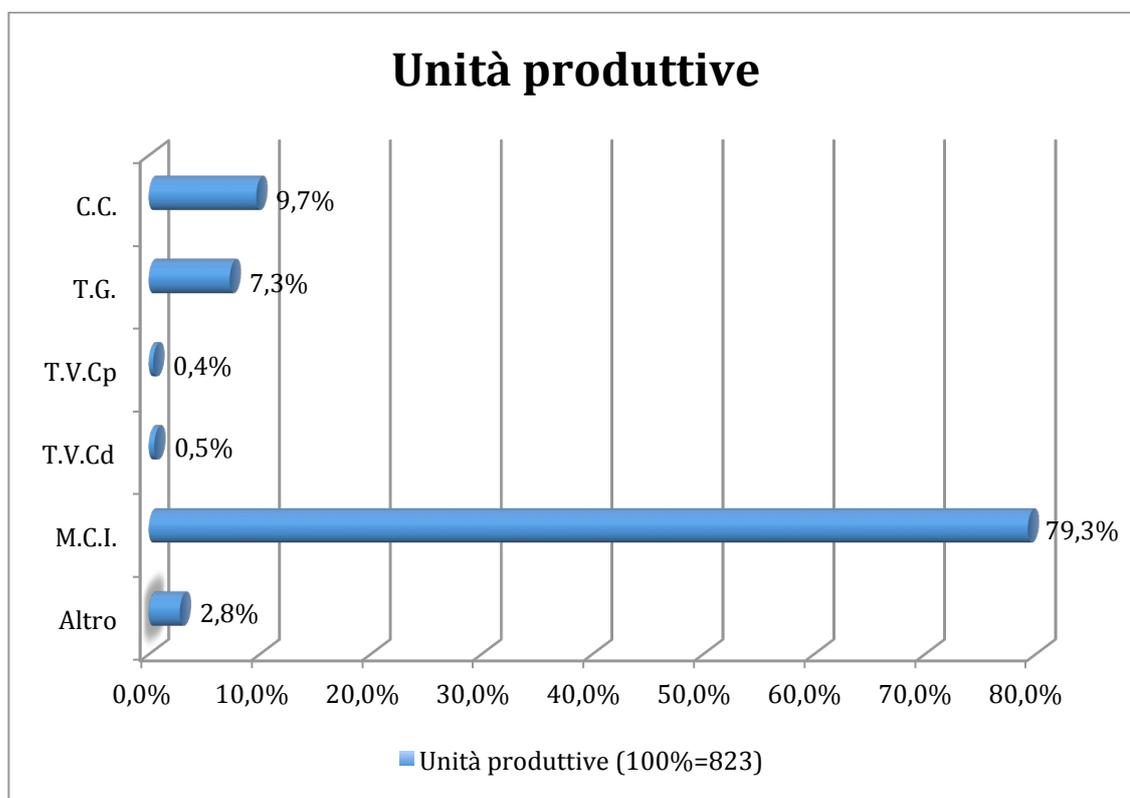


Figura 5 – Unità produttive

La classificazione delle unità produttive è quella riportata all'interno dell'Allegato I, Parte II, del Decreto 2012/27/UE ([07] Parlamento e Consiglio Europeo) che distingue:

- (C.C.): turbina a gas con ciclo combinato;
- (T.V.Cp.): turbina a vapore a controcompressione;
- (T.V.Cd.): turbina di condensazione ad estrazione di vapore;
- (T.G.): turbina a gas con recupero di calore;
- (M.C.I.): motore a combustione interna;
- (Altro): microturbine, motori Stirling, pile a combustibile (*fuel-cells*), motori a vapore, cicli Rankine a fluido organico (ORC) e ogni altro tipo di tecnologia cogenerativa.

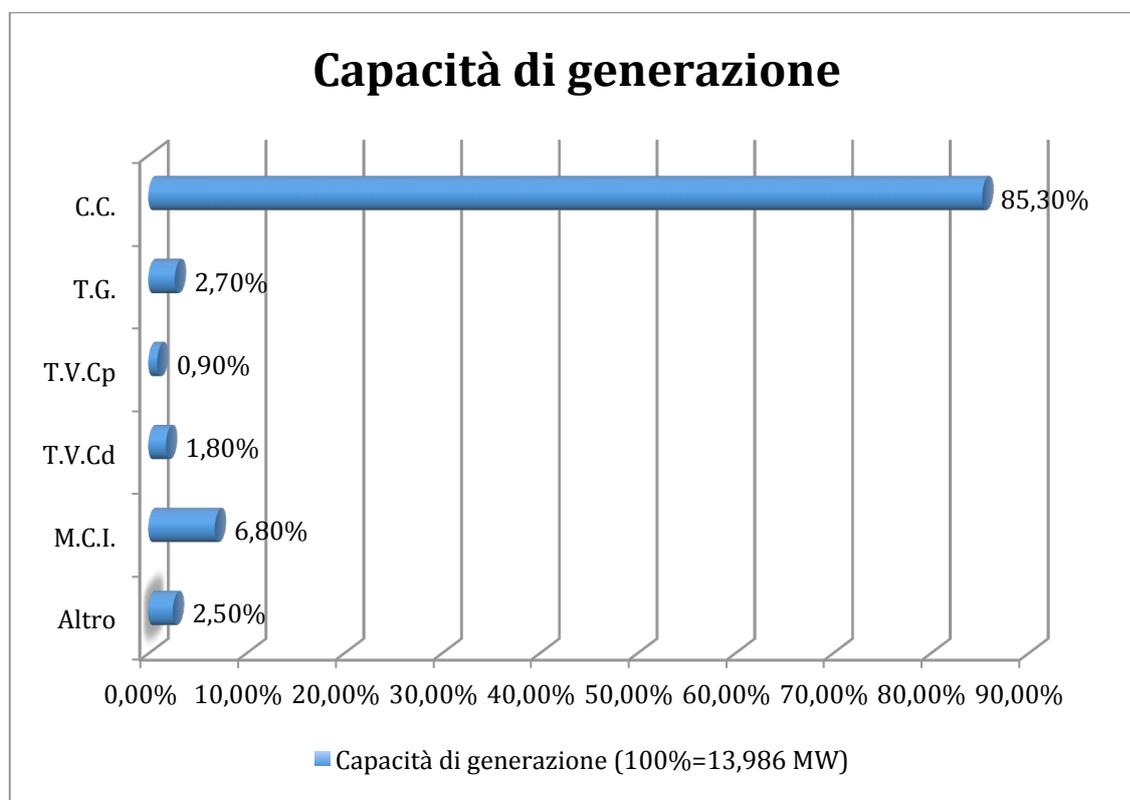


Figura 6 – Capacità di generazione

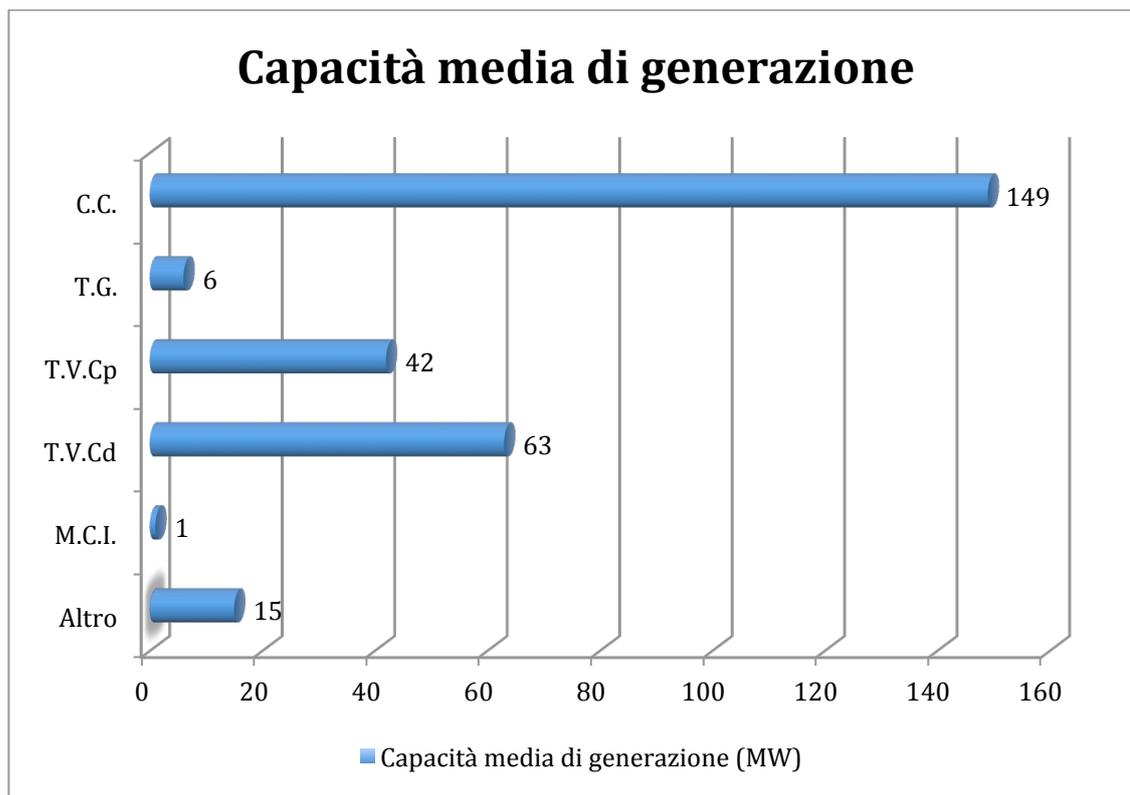


Figura 7 – Capacità media di generazione

La tecnologia più diffusa risulta dunque essere quella a motore a combustione interna (MCI) anche se dal punto di vista della capacità di generazione totale sono le turbine a gas a ciclo combinato a farla da padrone.

Il ridotto numero di turbine a vapore a contropressione o a condensazione, non accoppiate a turbine a gas, è sintomatico del fatto che gli operatori del settore si sono orientati verso unità di cogenerazione in assetto combinato anche modificando impianti preesistenti, inserendo a monte della turbina a vapore delle turbine a gas e dei generatori di vapore a recupero di calore.

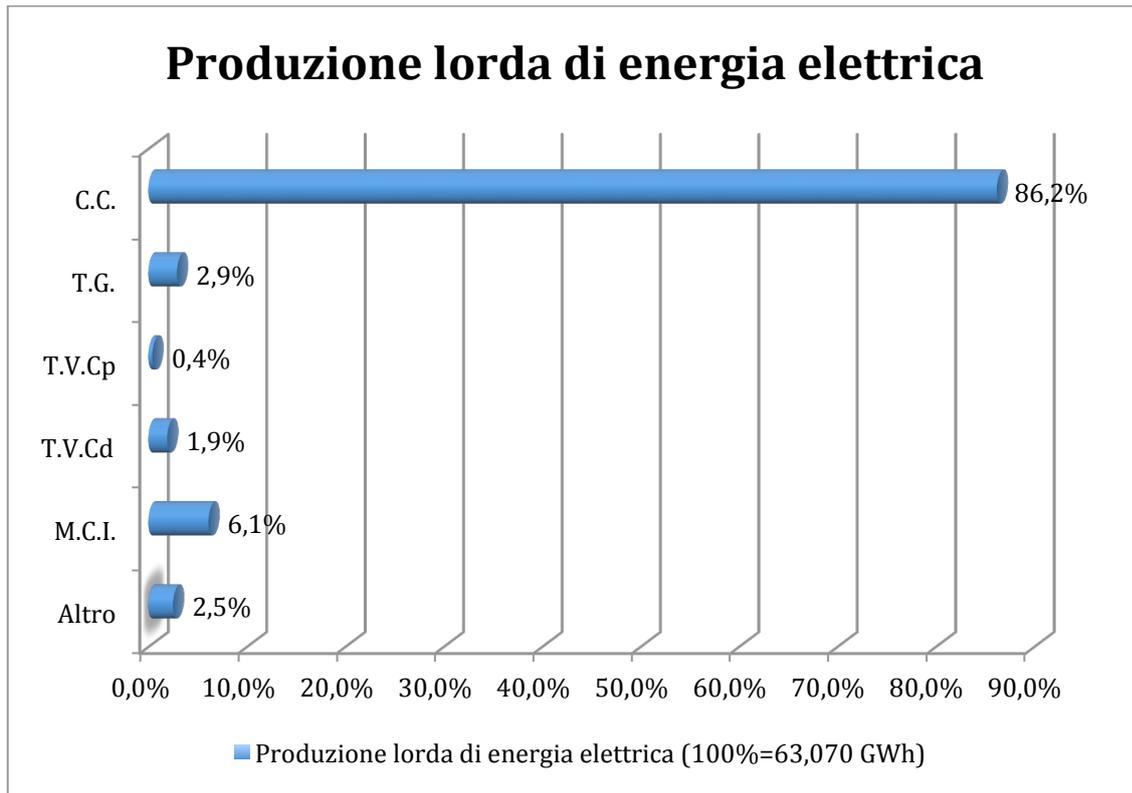


Figura 8 – Produzione lorda di energia elettrica

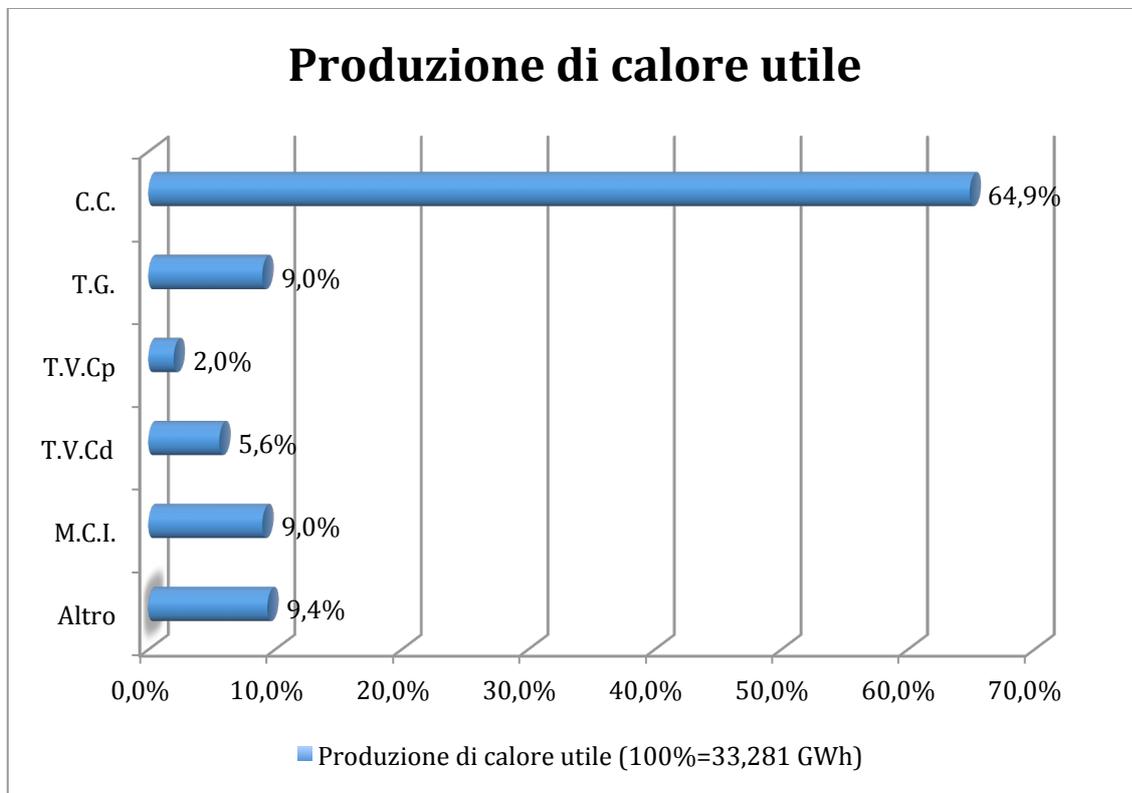


Figura 9 – Produzione di calore utile

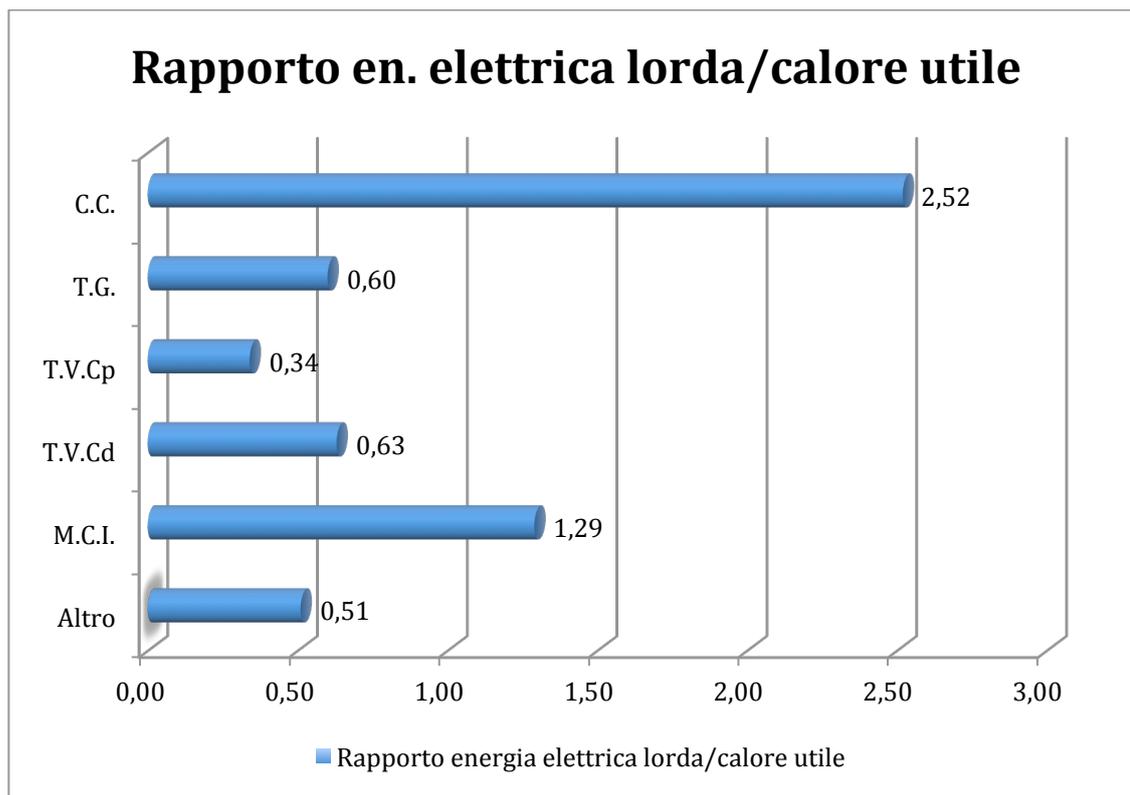


Figura 10 – Rapporto energia elettrica lorda / calore utile

Si osservi, ad ulteriore conferma di quanto detto in precedenza, che la capacità di generazione elettrica da parte delle turbine a gas a ciclo combinato è nettamente superiore rispetto alle turbine a gas in ciclo semplice o a recupero di calore.

1.2.3 Contributi delle unità di teleriscaldamento

Uno dei possibili utilizzi dell'energia termica recuperata da un impianto cogenerativo è quello di immetterla in una rete di teleriscaldamento, ovvero una forma di approvvigionamento alle utenze, civili e non, di calore attraverso una rete, costruita ad anello chiuso, di distribuzione di un fluido termovettore, con partenza dalla centrale e ritorno alla stessa usualmente realizzata tramite tubazioni coibentate interrate.

I fluidi termovettori utilizzati sono:

- Acqua calda: temperatura di mandata di circa 90°C e temperatura di ritorno compresa tra i 30°C ed i 60°C;
- Acqua surriscaldata: la temperatura di mandata è generalmente superiore ai 110°C. La pressione cui è sottoposto il fluido è nettamente maggiore di quella atmosferica per evitarne l'ebollizione;
- Vapore: temperatura e pressione elevata per evitare condensazione lungo le tubazioni.

I grafici di seguito riportati illustrano dati inerenti alla quota parte di unità produttive abbinate a sistemi di teleriscaldamento in termini di:

- Numero totale di unità produttive (Fig.11);
- Capacità totale di generazione elettrica (Fig.13);
- Produzione totale di energia elettrica lorda (Fig.15);
- Produzione totale di energia termica utile (Fig.17).

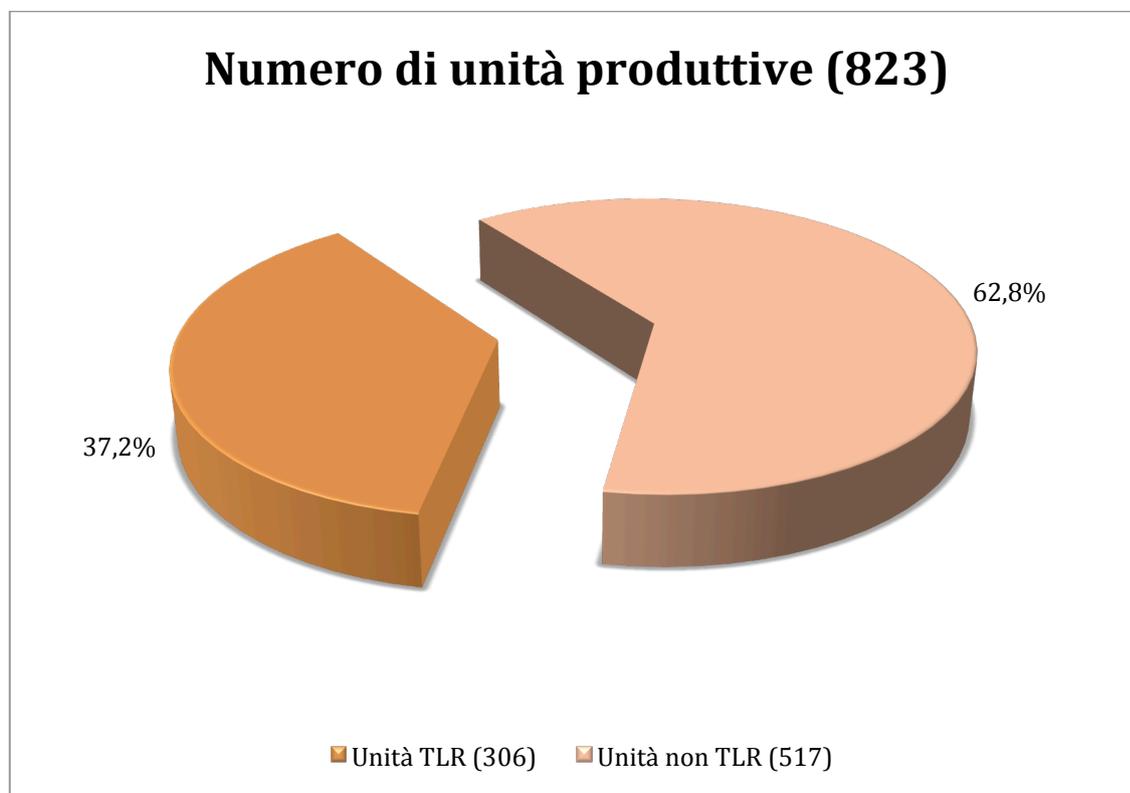


Figura 11 – Numero di unità produttive

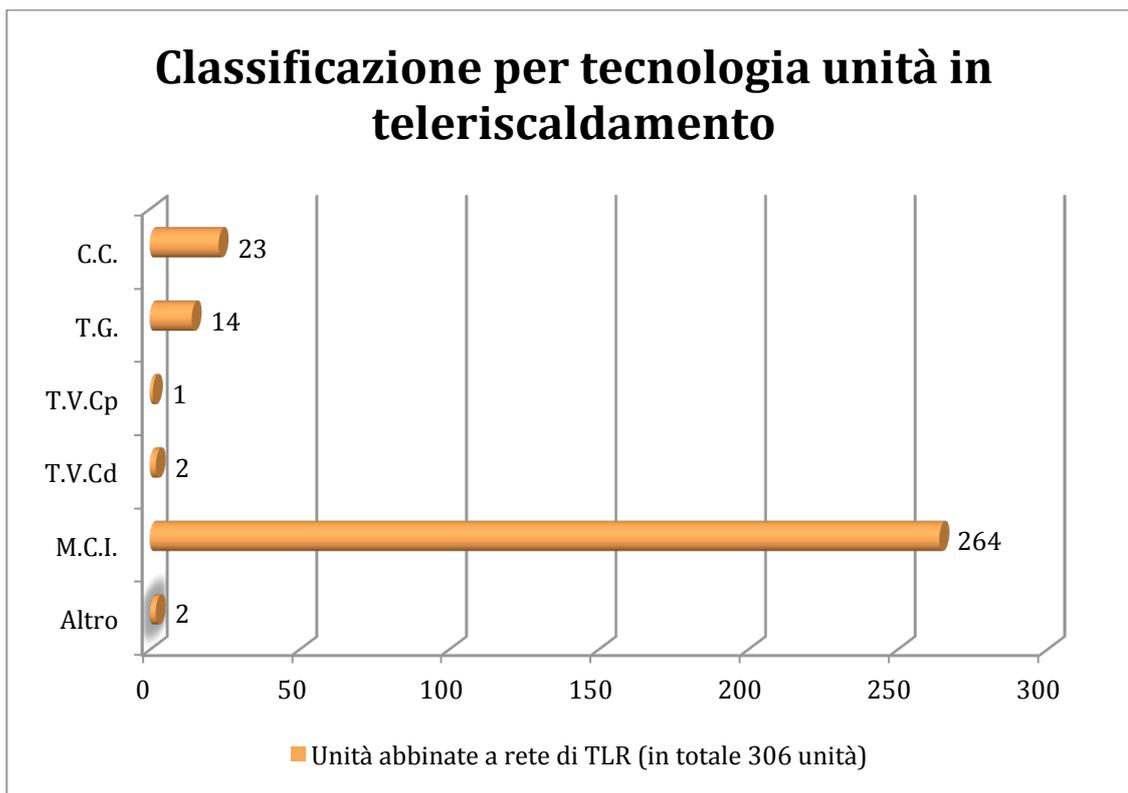


Figura 12 – Classificazione per tecnologia unità in teleriscaldamento

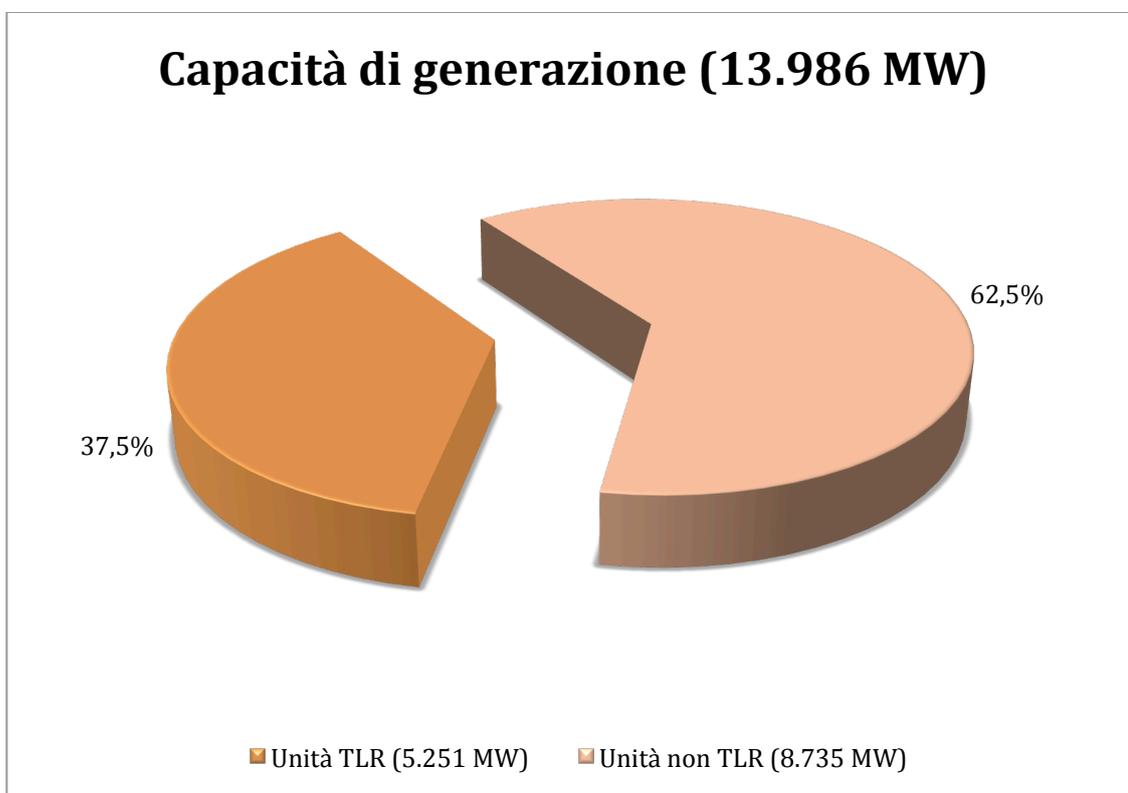


Figura 13 – Capacità di generazione

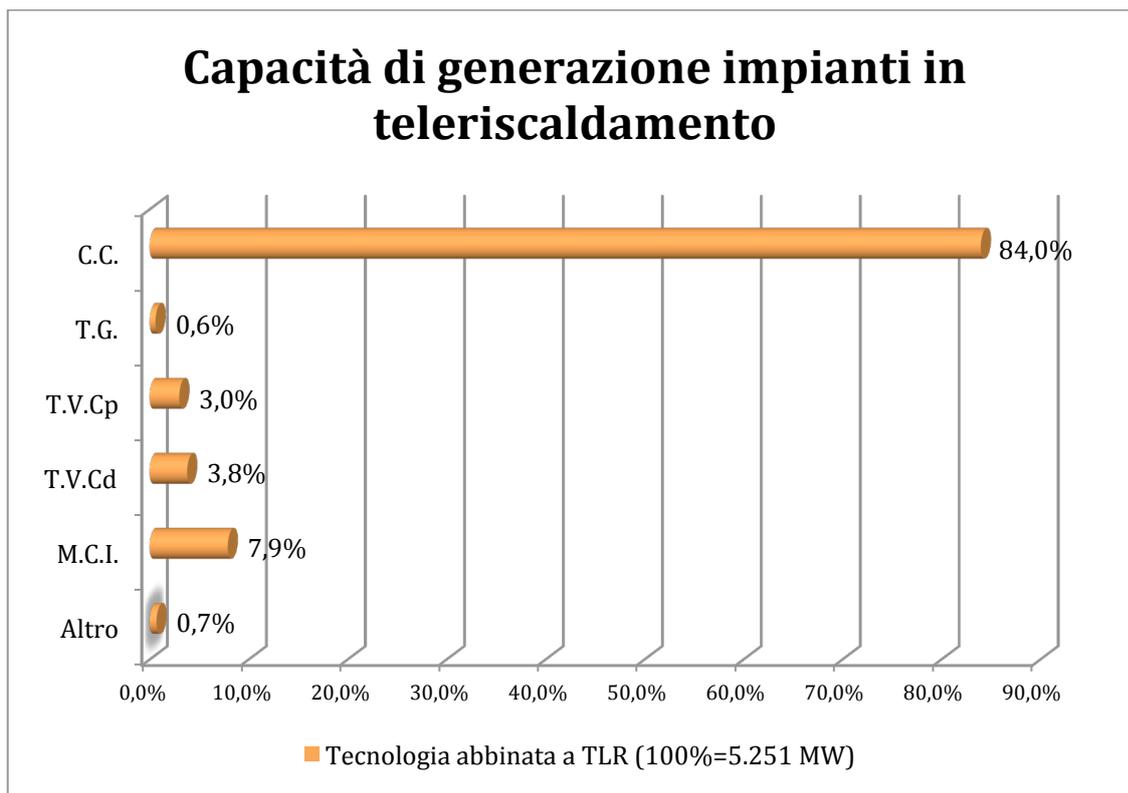


Figura 14 – Capacità di generazione impianti in teleriscaldamento

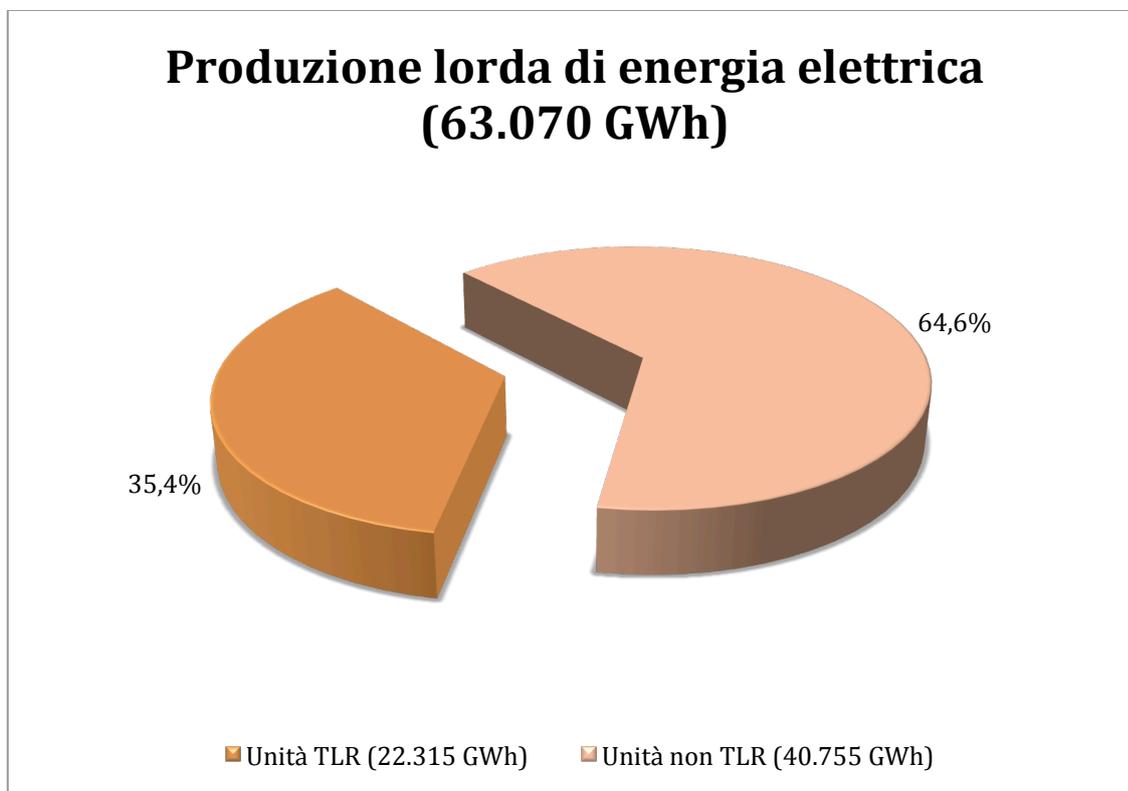


Figura 15 – Produzione lorda di energia elettrica

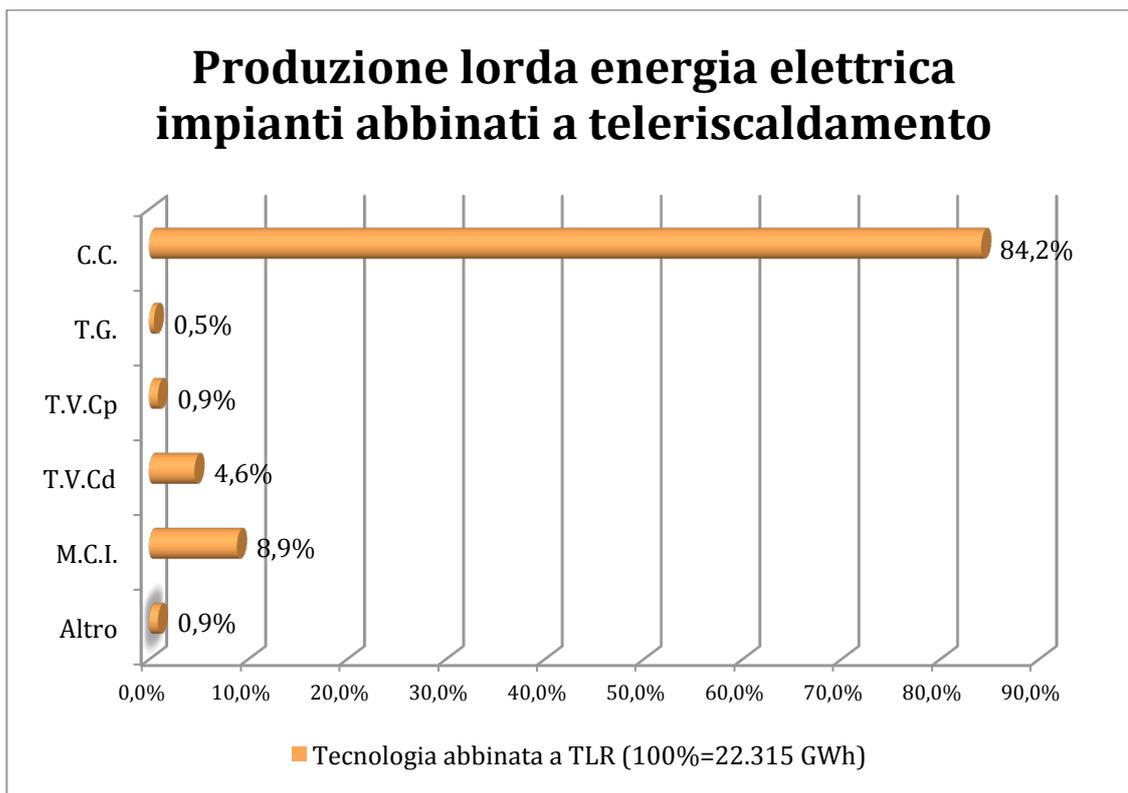


Figura 16 – Produzione lorda energia elettrica impianti abbinati a TLR

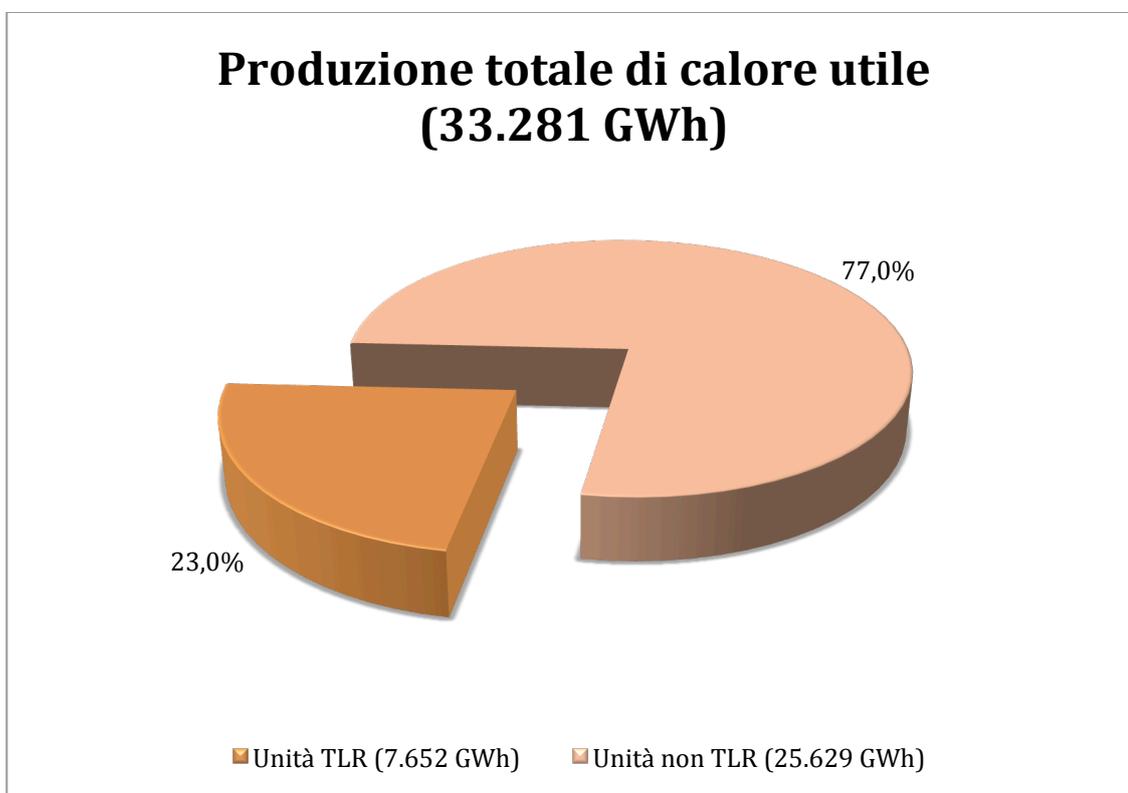


Figura 17 – Produzione totale di calore utile

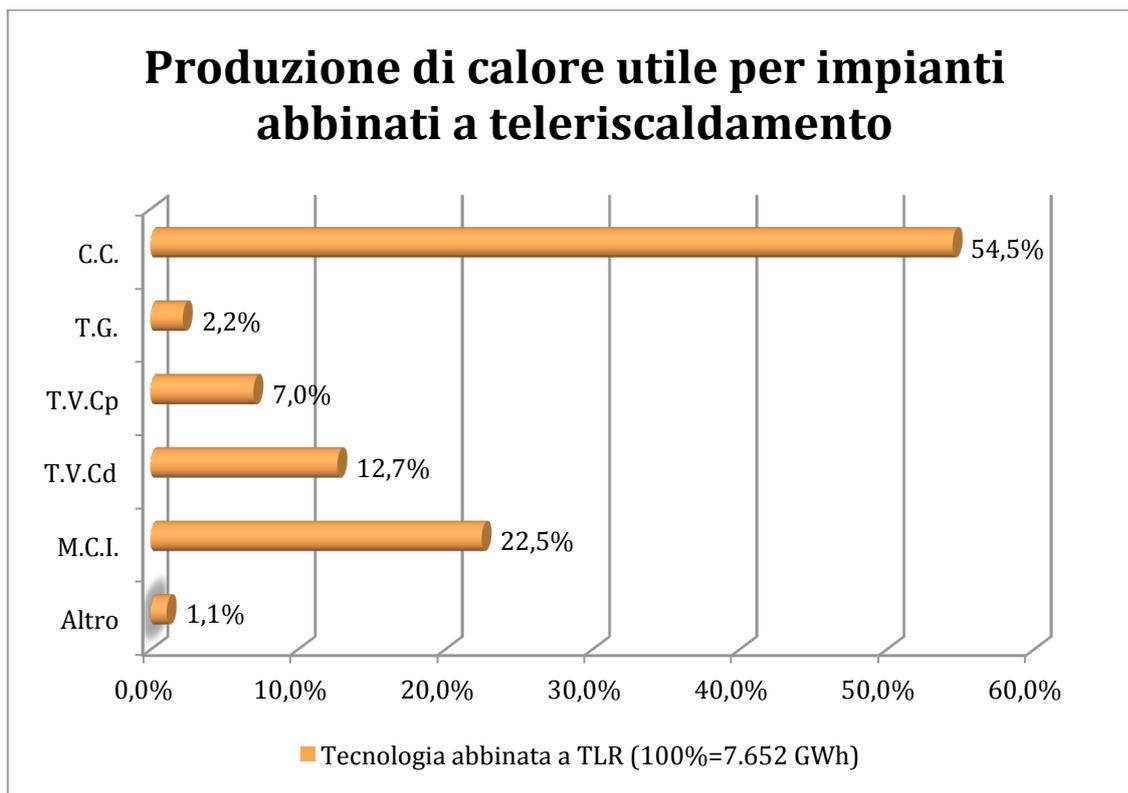


Figura 18 – Produzione di calore utile per impianti abbinati a TLR

Lo sviluppo del teleriscaldamento (TLR) ha storicamente riguardato le zone ad elevata densità abitativa con conseguente elevata concentrazione d'utenza; questa condizione è infatti particolarmente favorevole per l'impiego di un sistema caratterizzato da notevoli perdite di distribuzione, come è per il teleriscaldamento, che non potrebbe altrimenti trovare applicazione.

La distribuzione capillare a servizio dell'utenza è generalmente alimentata da sistemi di produzione centralizzata.

La maggior parte dell'energia termica immessa nei sistemi di teleriscaldamento è recuperata da cicli combinati (il 54% del totale, ossia 4.132 GWh_t su 7.552 GWh_t immessi in reti di TLR) mentre, statisticamente, dal punto di vista numerico le unità produttive maggiormente installate sono quelle dotate di motore a combustione interna (264 su 306 censite).

1.2.4 Combustibili

Si vuole di seguito riportare, con l'ausilio intuitivo delle figure, il valore complessivo di Energia Primaria (EP) (Fig.19) utilizzata per la produzione combinata allocandola alle diverse fonti di energia.

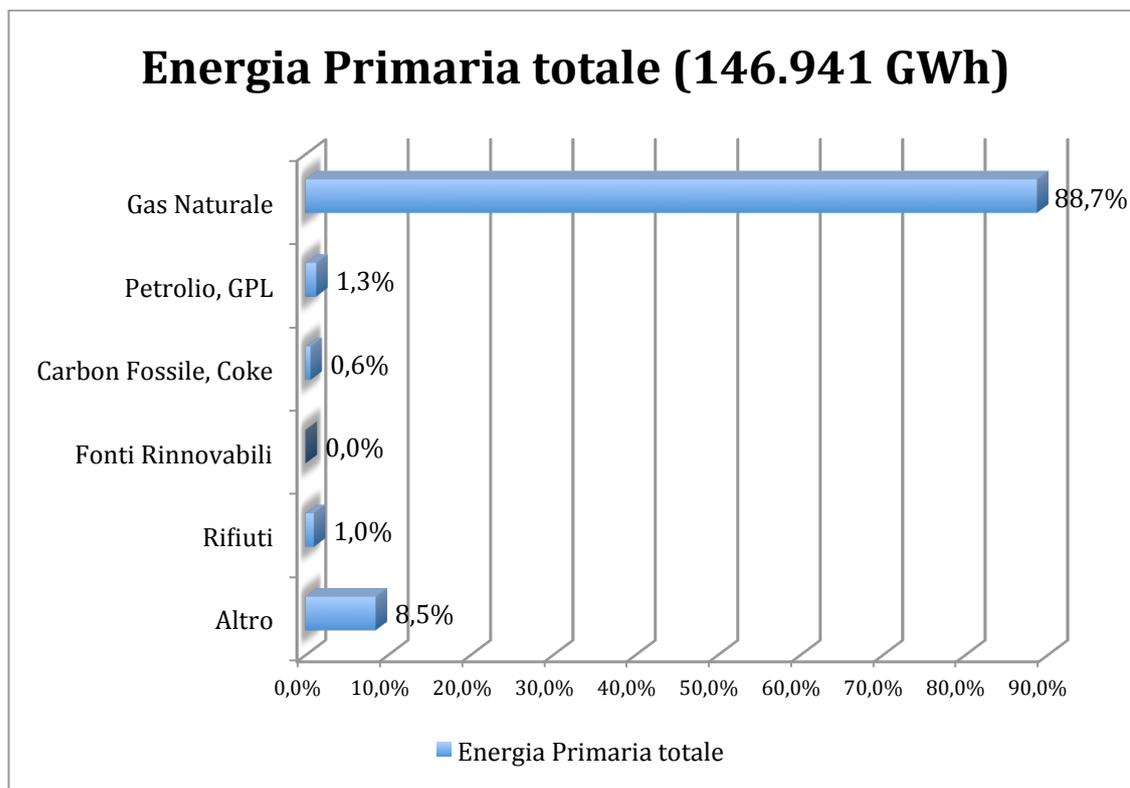


Figura 19 – Energia Primaria totale

E' dunque trascurabile il contributo dei sistemi cogenerativi alimentati a fonti rinnovabili; esistono anche, allo stato sperimentale, sistemi di cogenerazione a concentrazione solare; per questo motivo le Fonti Rinnovabili non saranno dunque più menzionate nei grafici che seguono.

Tali grafici illustreranno la quantità di Energia Primaria utilizzata per alimentare diverse tecnologie.

Saranno distinte le diverse tecnologie e suddivise nei tre grafici in base alla tipologia di motore primo del sistema ovvero turbine, motori a combustione interna ed altre tecnologie:

- Turbine (Fig.20):
 - Turbina a gas a ciclo combinato (C.C.);
 - Turbina a gas con recupero di calore (T.G.);
 - Turbina a vapore a controcompressione (T.V.Cp);
 - Turbina di condensazione ad estrazione di vapore (T.V.Cd);
- Motori a combustione interna (Fig.21);
- Altre tecnologie (Fig.22).

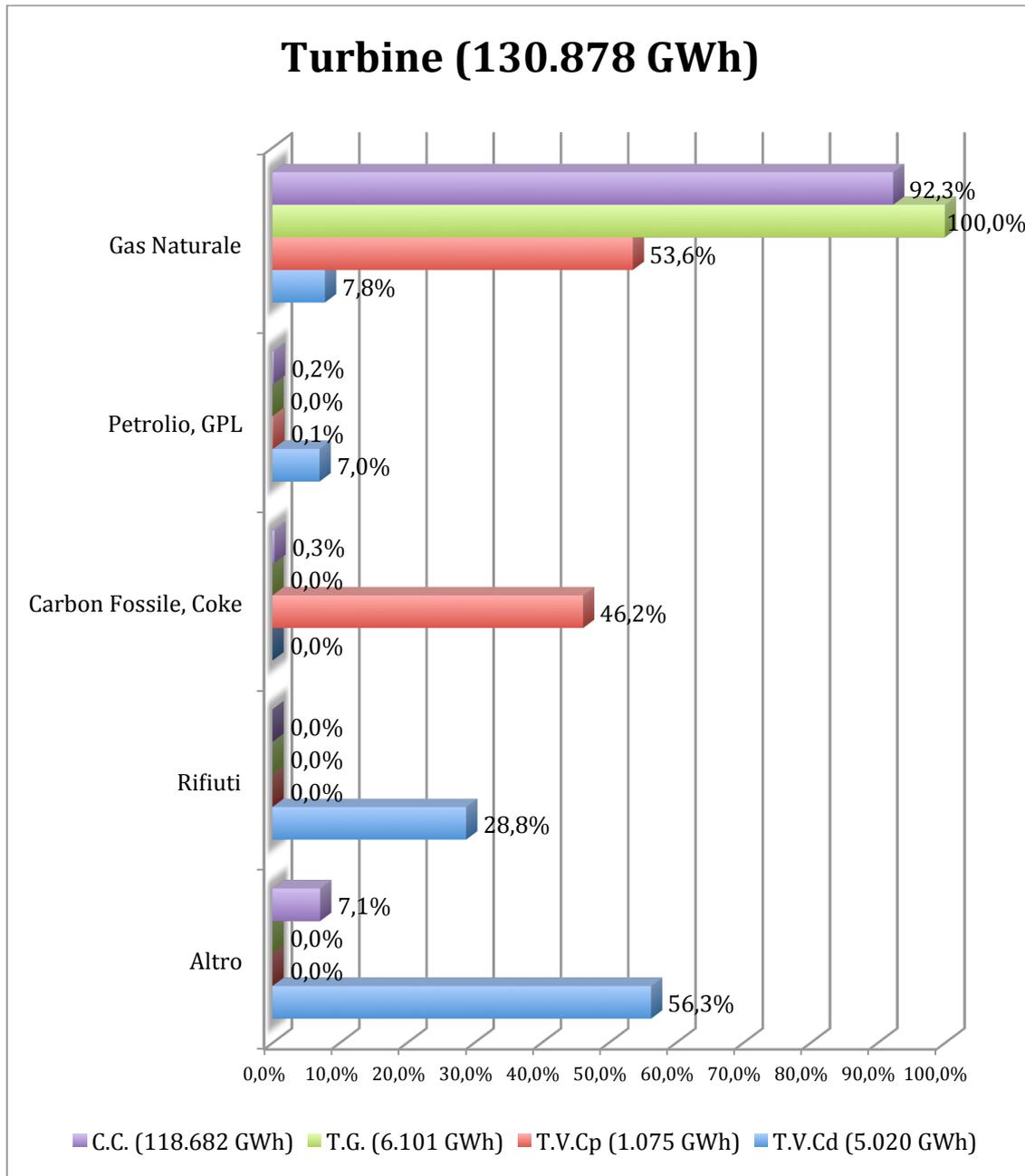


Figura 20 – Combustibili di alimentazione Turbine

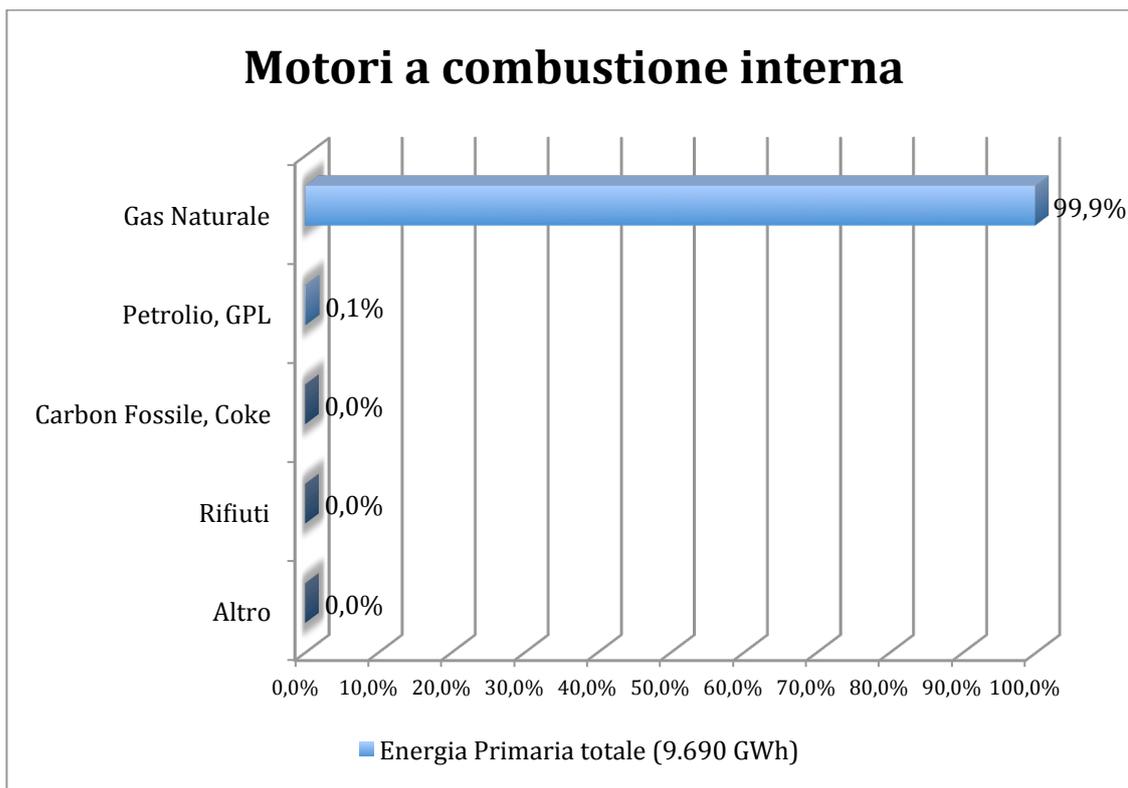


Figura 21 – Combustibili di alimentazione MCI

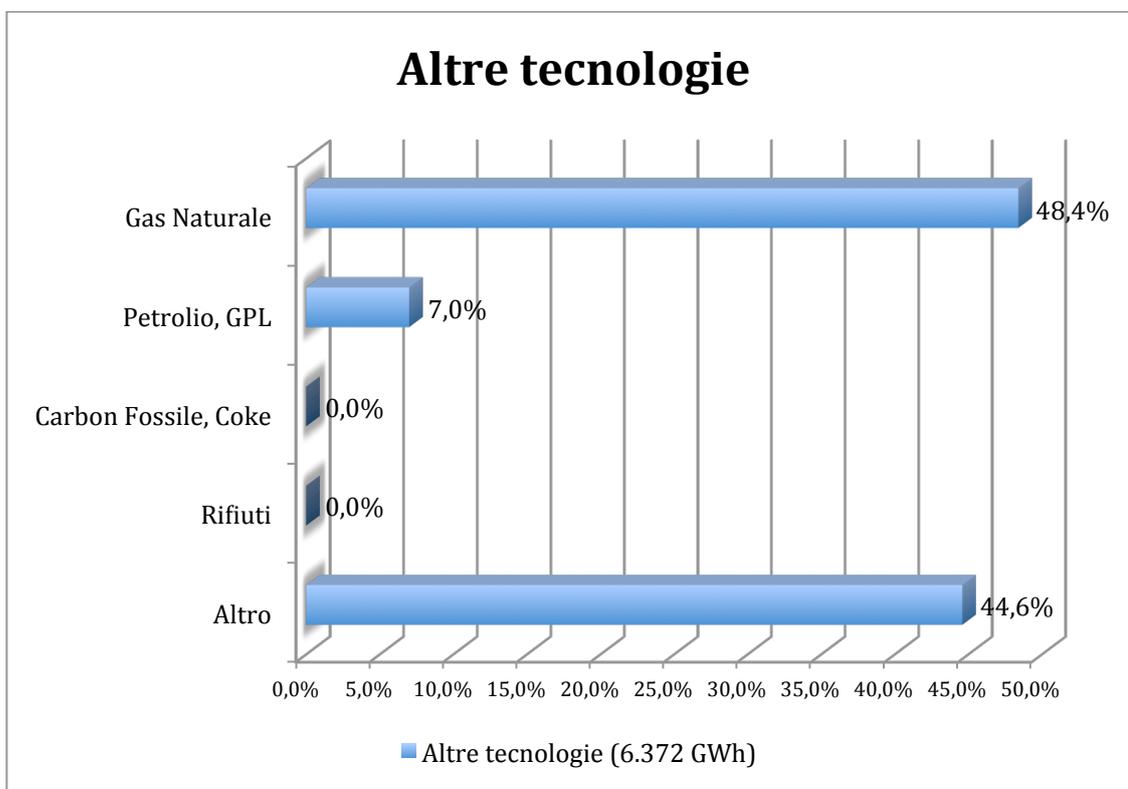


Figura 22 – Combustibili impiegati in "altre tecnologie"

Il gas naturale rappresenta dunque in genere la principale fonte di alimentazione nonché, di fatto, l'unica utilizzata per i motori a combustione interna (99,9%); lo 0,1% residuo è costituito da motori alimentati a Diesel o GPL.

Queste ultime tecnologie stanno diventando quanto mai obsolete a causa dell'elevatissimo costo di approvvigionamento del combustibile; rimangono comunque presenti sul mercato a soddisfacimento di quelle sporadiche utenze che non sono raggiunte dalla rete nazionale di distribuzione del gas naturale.

Per quanto riguarda i rifiuti, utilizzati come combustibile, riescono a trovare la loro valorizzazione esclusivamente in impianti dotati di turbina a condensazione ad estrazione di vapore; al contrario, il carbone fossile ed il coke, una particolare tipologia di carbone ottenuta dalla carbonizzazione delle frazioni altobollenti residue dal processo di distillazione del greggio, sono utilizzati solamente in unità costituite da turbine a vapore in contropressione.

1.2.5 Rendimenti medi

Di seguito (Fig.23) sono riportati i rendimento medi del parco generativo, indice della bontà del sistema di produzione cogenerativo:

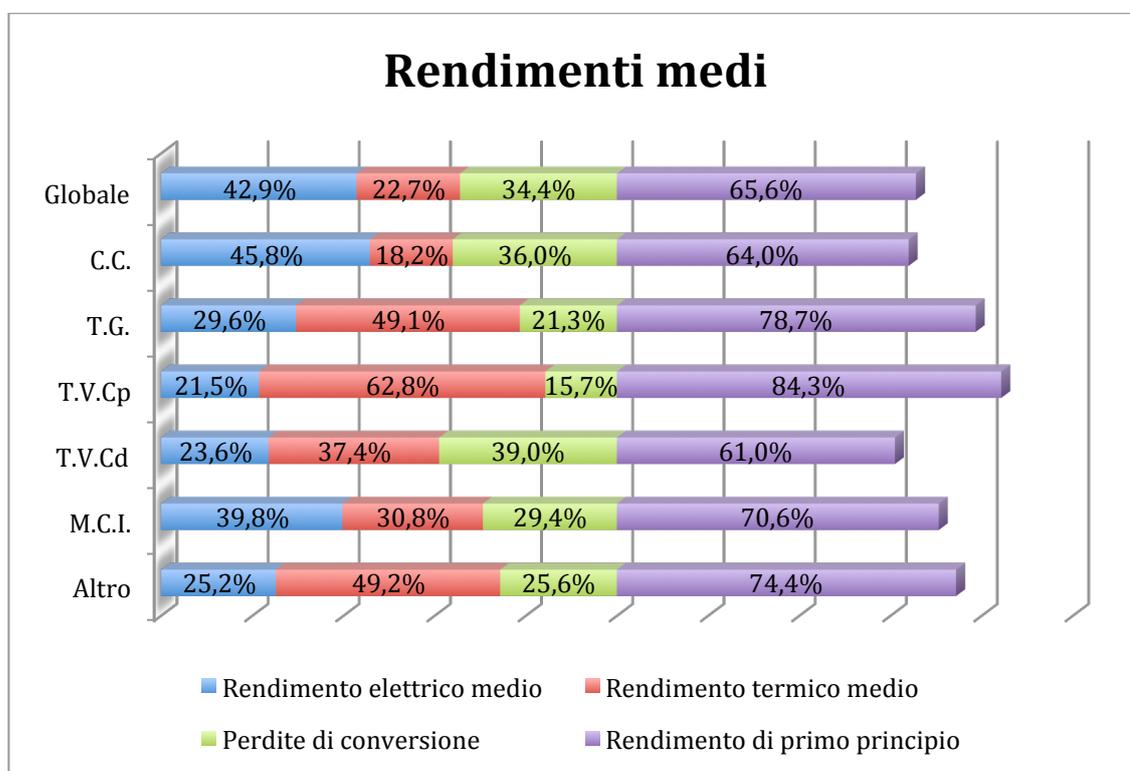


Figura 23- Rendimenti medi

Le prestazioni medie delle turbine a gas a ciclo combinato evidenziano un rapporto energia/calore molto elevato, confermando la pratica ormai consolidata di installare tale tecnologia presso le utenze caratterizzate da una ridotta richiesta termica rispetto al fabbisogno elettrico oppure nel caso in cui l'obiettivo principale sia la produzione elettrica per la vendita alla rete nazionale con la possibilità di aumentare l'efficienza cedendo la potenza termica ad utenze localizzate nei pressi dell'area produttiva.

Le altre tecnologie, al contrario, forniscono un apporto termico notevolmente più sostanzioso; vanno pertanto installate presso utenze in cui il fabbisogno termico sia più elevato.

Tale caratteristica può essere vista come limite, in termini di taglia, all'installazione di sistemi cogenerativi presso le utenze che hanno un fabbisogno termico non proporzionale a quello elettrico.

Come visto in precedenza, la cogenerazione risulta vantaggiosa in termini economici se si riesce a valorizzare anche la parte termica; non ha quindi alcun senso, ad eccezione di impianti incentivati dove gli equilibri sono forzati dagli stessi incentivi, l'installazione di impianti sovradimensionati rispetto all'utenza termica: l'energia dissipata rappresenta un costo assolutamente non trascurabile.

Questo sarà trattato in dettaglio nei prossimi capitoli.

1.2.6 Energia elettrica ad alto e basso rendimento

L'energia elettrica prodotta dal parco cogenerativo italiano può essere classificata in:

- Energia elettrica "lorda": totale energia elettrica prodotta in cogenerazione;
- Energia elettrica ad "alto rendimento": energia elettrica che rispetta i criteri dell'Allegato II della Direttiva 2012/27/UE ([07] Parlamento e Consiglio Europeo) e che in seguito saranno approfonditi;
- Energia elettrica a "basso rendimento": energia elettrica pari alla differenza tra la totale produzione "lorda" e l'energia ad "alto rendimento".

Le figure di seguito riportate (Fig.24 e 25) illustrano come sia ripartita l'energia "lorda" prodotta a livello nazionale tra "alto" e "basso" rendimento e la suddivisione delle stesse in base alla tipologia di impianto.

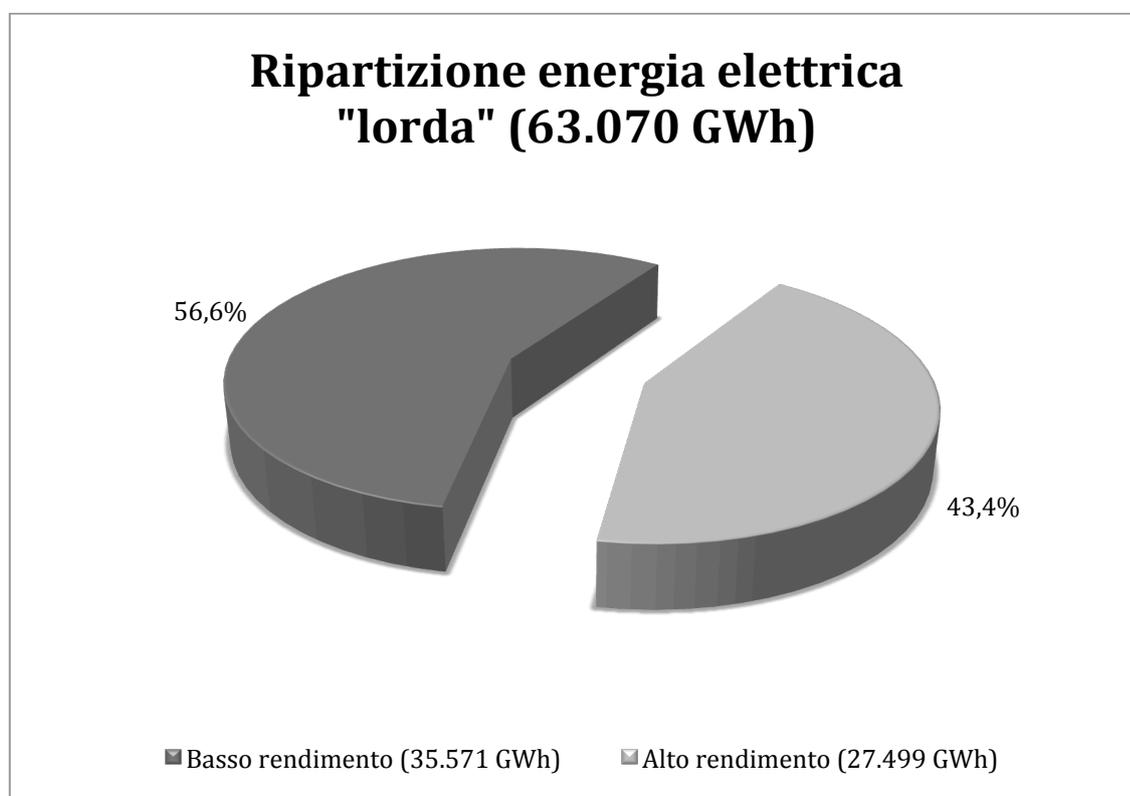


Figura 24 – Ripartizione energia elettrica "lorda"

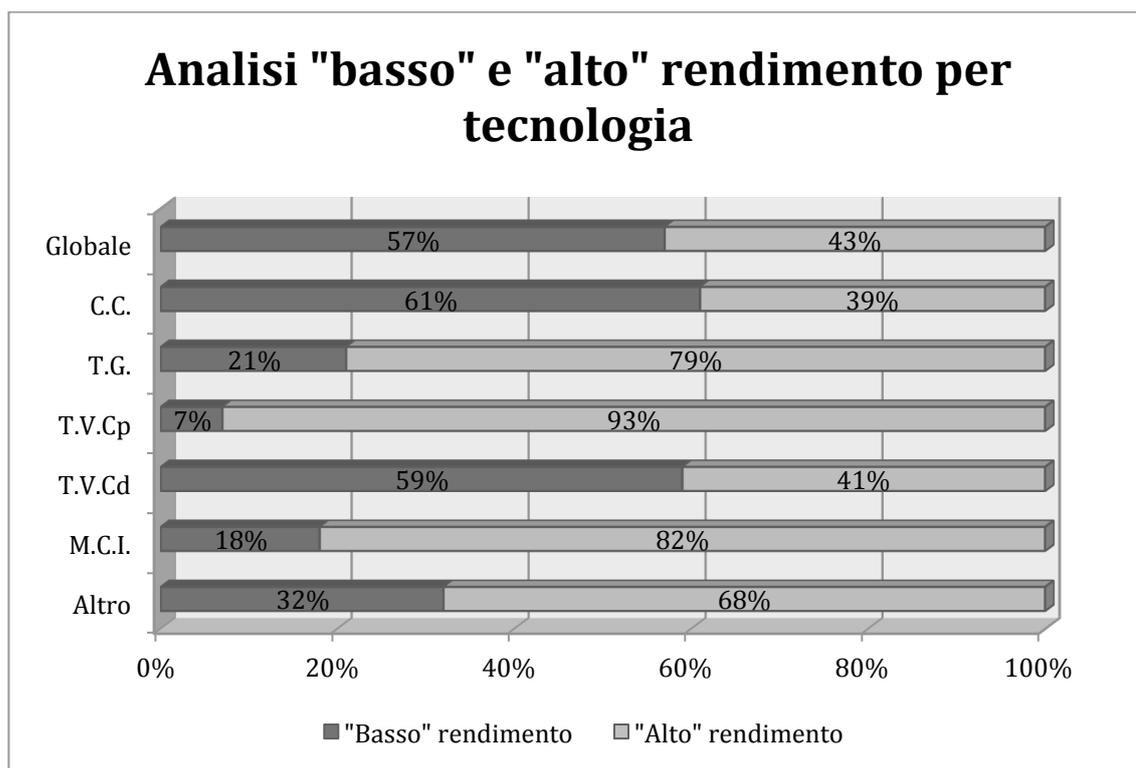


Figura 25 – Analisi “basso” e “alto” rendimento per tecnologia

Il basso valore dell'energia elettrica ad “alto rendimento” sul totale è principalmente imputabile alla massiccia presenza di impianti a ciclo combinato; questi impianti hanno un notevole impatto statistico essendo quelli con la maggior potenza.

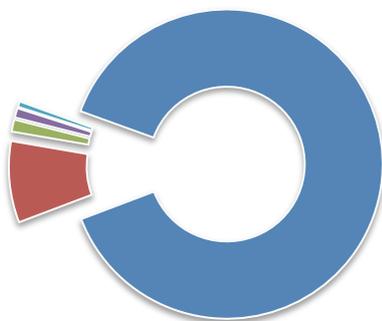
Il basso rendimento elettrico che caratterizza le turbine a condensazione a estrazione di vapore comporta una ridotta percentuale di energia elettrica ad “alto rendimento” sulla produzione complessiva.

Anche le turbine a vapore sono caratterizzate da un rendimento elettrico certamente poco elevato; questo è stato compensato dall'elevata produzione termica che caratterizza questa tecnologia.

Per quanto riguarda le turbine a gas e i motori a combustione interna, la loro collocazione tra le tecnologie ad “alto rendimento” dipende rispettivamente dall'elevato rendimento termico, per le turbine, e dal medio-alto rendimento elettrico, corredato di un rendimento termico medio superiore rispetto alle turbine a gas a ciclo combinato, per i motori a combustione interna.

Viene di seguito riportato il bilancio energetico (Fig.26 e 27), in GWh, per le unità di cogenerazione fino ad ora prese in esame:

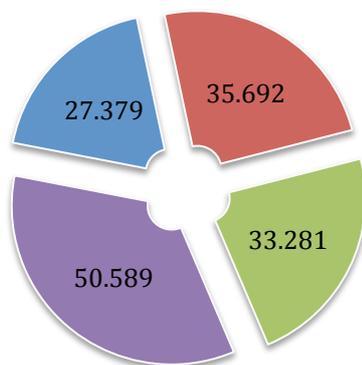
Totale energia primaria suddivisa per fonte (146.941 GWh)



■ Gas naturale (130269 GWh)	■ Altro (12.506 GWh)
■ Petrolio, GPL (1.856 GWh)	■ Rifiuti (1.448 GWh)
■ Carbone, Coke (857 GWh)	■ Fonti Rinnovabili (5 GWh)

Figura 26 – Totale energia primaria suddivisa per fonte

Trasformazione totale Energia Primaria (146.941 GWh)



■ Energia elettrica "alto rendimento"	■ Enerfia elettrica "basso rendimento"
■ Calore utile	■ Perdite

Figura 27 – Trasformazione totale Energia Primaria

1.2.7 Risparmio di energia primaria

Come accennato in precedenza, la cogenerazione comporta un risparmio in termini di energia primaria.

Nella tabella che segue (Tab.1), sono riportati i dati inerenti il risparmio mediamente conseguibile, per ogni tecnologia finora analizzata, ed il risparmio medio globale ottenibile cogenerando.

Tecnologia	Energia primaria produzione separata (Mtep)	Energia primaria produzione combinata (Mtep)	Risparmio di energia primaria
C.C.	11,23	10,20	9,1%
T.G.	0,60	0,52	13,0%
T.V.Cp.	0,11	0,09	15,4%
T.V.Cd.	0,60	0,43	27,6%
M.C.I	0,95	0,83	12,1%
Altro	0,60	0,55	8,9%
Globale	14,09	12,63	10,3%

Tabella 1 – Risparmio mediamente conseguibile

Come già in precedenza accennato, il risparmio maggiore dal punto di vista dell'energia primaria è garantito dalle turbine a vapore di condensazione a estrazione di vapore; con questa tipologia di macchine è possibile ottenere rendimenti elettrici tanto elevati grazie alla presenza di un condensatore a pressione sub atmosferica, collocato allo scarico della turbina, dopo l'ultimo stadio di espansione. Questa condizione consente l'estrazione d'un quantitativo di energia superiore dall'espansione del vapore, grazie al maggior salto entalpico, rispetto ad una turbina a vapore normale, a parità di condizioni in ingresso del vapore in turbina.

Il risparmio medio di energia primaria, a livello nazionale, si attesta statisticamente ad un valore superiore al 10%.

Nella tabella che segue (Tab.2), sono indicati i principali indicatori di performance per gli impianti che hanno ricevuto qualifica CAR: cogenerazione ad alto rendimento.

Le immagini che seguono (Fig.28-33) sono tratte dalla Relazione del Ministero dello Sviluppo Economico ([06] Ministero dello Sviluppo Economico).

Energia Primaria					Rendimento medio			Risparmio Energia Primaria				
Carbone	Rinnovabili	Rifiuti	Altro	Totale	Elettrico	Termico		Globale	Produzione separata	Produzione in cogenerazione	Risparmio	Risparmio
						Lorda	Calore utile					
361	0	0	8.483	118.682	45,8%	18,2%	64,0%	11.229.384	10.204.814	1.024.570		9,1%
0	2	0	0	6.101	29,6%	49,1%	78,7%	602.936	524.582	78.354		13,0%
497	0	0	0	1.075	21,5%	62,9%	84,3%	109.267	92.434	16.833		15,4%
0	0	1.448	2.828	5.020	23,6%	37,4%	61,0%	595.918	431.679	164.239		27,6%
0	3	0	1	9.690	39,8%	30,8%	70,6%	948.212	833.230	114.982		12,1%
0	0	0	1.193	6.372	25,2%	49,3%	74,4%	601.574	547.883	53.691		8,9%
857	5	1.488	12.505	146.941	42,9%	22,6%	65,6%	14.087.290	12.634.621	1.452.668		10,3%

(Part
e 2)

Tecnologie di cogenerazione	Numero di unità		Capacità di generazione		Produzione									
	Totale	Di cui TLR	Energia elettrica		Energia elettrica			Calore		Gas naturale	Olio combust.			
			Lorda	Di cui TLR	Alto Rendimento	Lorda	Di cui TLR	Utile totale	Di cui TLR					
	N.	N.	MW	MW	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	Lorda	Lorda	GW/h
C.C.	80	23	11.929	4.336	20.994	54.389	18.786	21.610	4.169	109.594	245			
T.G.	60	14	373	31	1.428	1.805	106	2.997	172	6.099	0			
T.V.Cp.	3	1	127	121	214	231	205	676	533	577	1			
T.V.Cd.	4	2	254	177	492	1.186	1.030	1.877	973	392	352			
M.C.I	653	264	956	550	3.153	3.856	1.989	2.983	1.719	9.679	8			
Altro	23	2	348	36	1.097	1.604	199	3.139	87	3.929	1.250			
Totale	823	306	13.986	5.251	63.070	63.070	22.315	33.281	7.652	130.269	1.856			

(Parte 1)

Tabella 2 – Indicatori di performance per impianti che hanno conseguito qualifica CAR

1.2.8 Distribuzione regionale

A completamento dei dati nazionali fin qui illustrati, si mostrano (Tab.3) i contributi regionali e per macro aree alla totale produzione cogenerativa ed in successione quelli per aree geografiche (Tab.4).

Area Geografica	Numero di unità							
	Totale	di cui TLR	C.C:	T.G.	T.V.Cp	T.C.Cd	M.C.I.	Altro
NORD	673	267	47	41	3	3	562	17
CENTRO	94	30	15	11	0	0	65	3
SUD E ISOLE	56	9	18	8	0	1	26	3
Totale	823	306	80	60	3	4	653	23

Tabella 3 – Numero di unità installate per macro aree

Area Geografica	Capacità di generazione (MW)							
	Totale	di cui TLR	C.C:	T.G.	T.V.Cp	T.C.Cd	M.C.I.	Altro
NORD	8.973	4.329	7.539	218	127	188	768	134
CENTRO	1.585	493	1.382	65	0	0	138	0
SUD E ISOLE	3.428	429	3.008	90	0	66	50	214
Totale	13.986	5.251	11.929	373	127	254	956	348

Tabella 4 - Contributi alla cogenerazione per macro aree -

Area Geografica	Capacità di generazione media (MW)							
	Totale	di cui TLR	C.C:	T.G.	T.V.Cp	T.C.Cd	M.C.I.	Altro
NORD	139	72	1.176	40	124	99	14	70
CENTRO	56	64	290	17	0	0	8	0
SUD E ISOLE	538	133	752	27	0	66	14	183
Totale	17	17	149	6	42	63	1	15

Tabella 5 – Capacità di generazione per macro aree

Area Geografica	Risparmio di Energia Primaria (tep)
NORD	903.881
CENTRO	97.078
SUD E ISOLE	451.709
Totale	1.452.668

Tabella 6 – Risparmio di Energia Primaria per macro aree

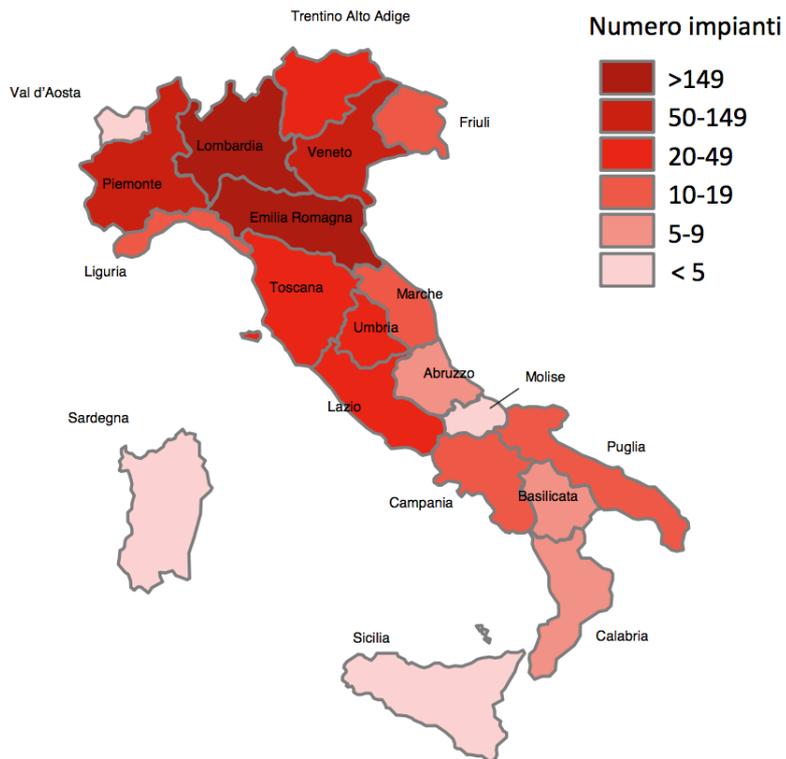


Figura 28 – Numero di impianti per regione

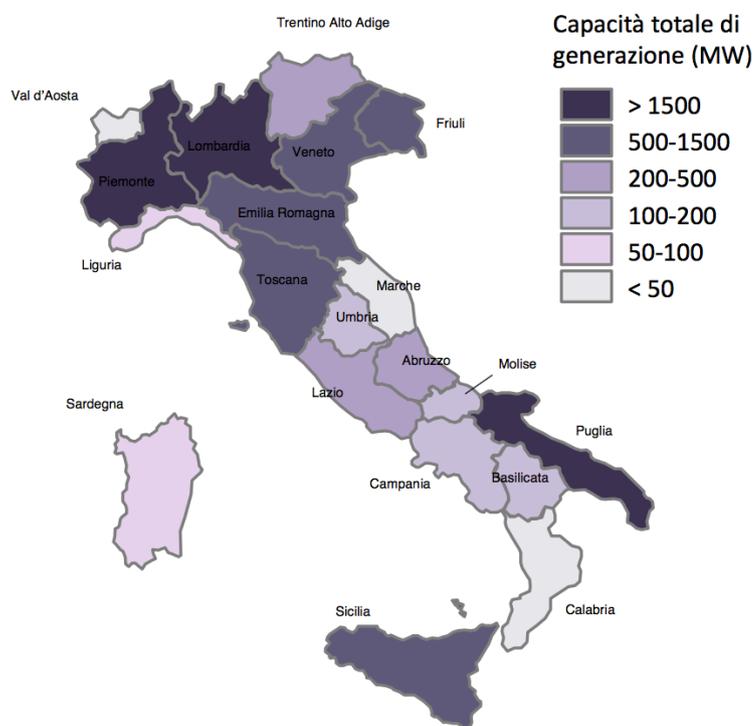


Figura 29 – Capacità totale di generazione per regione

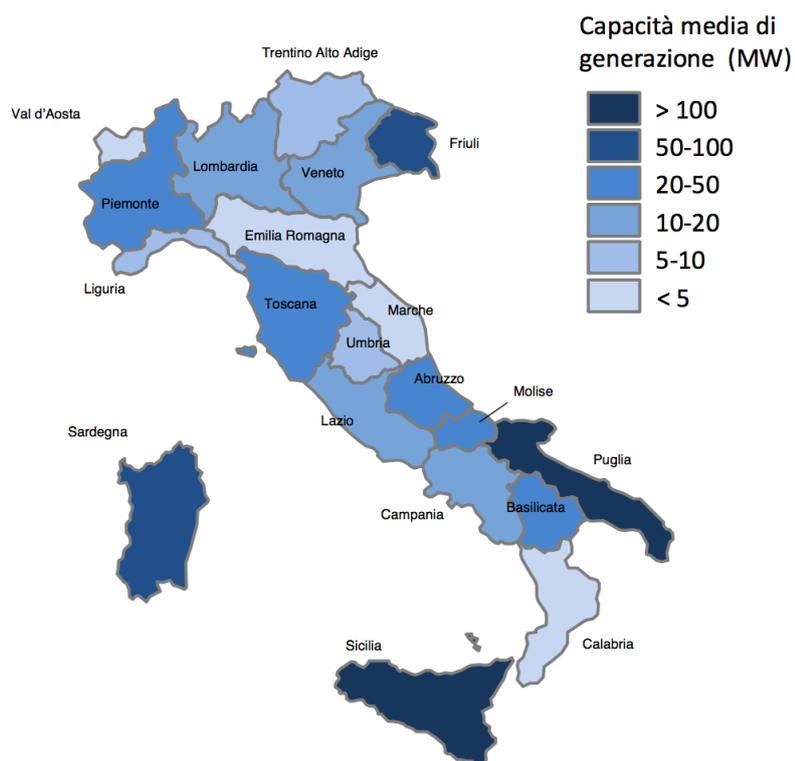


Figura 30 – Capacità media di generazione per regione

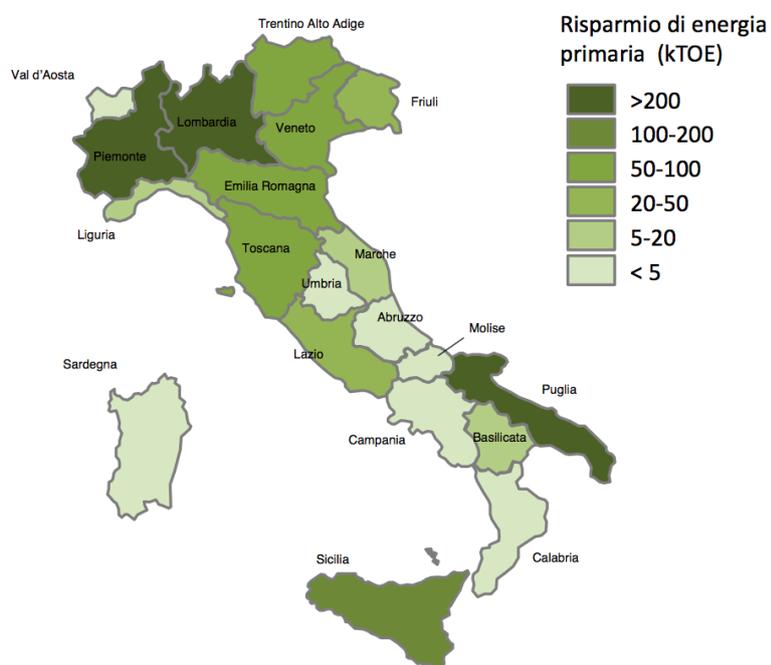


Figura 31 – Risparmio di Energia Primaria per regione

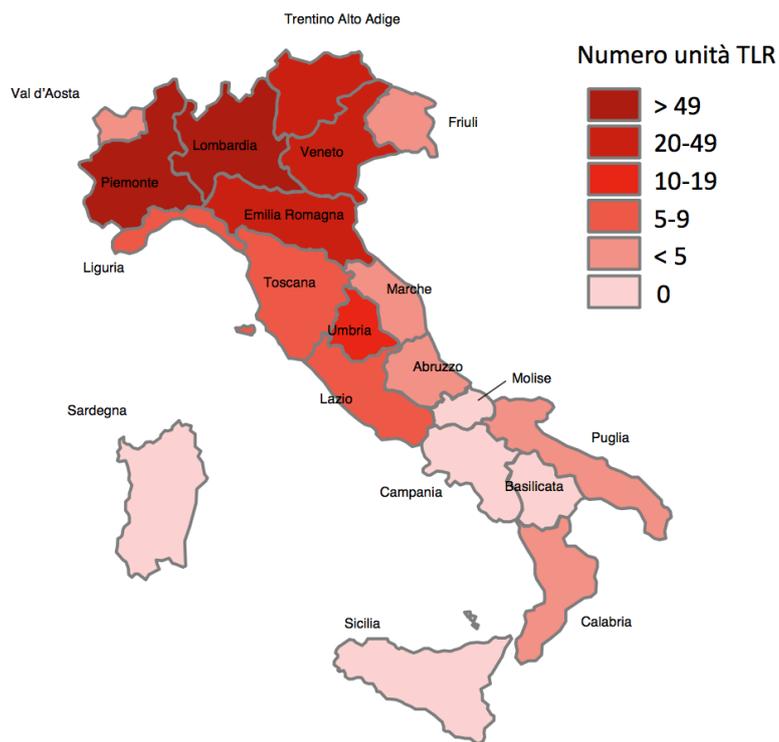


Figura 32 – Numero di unità di TLR per regione

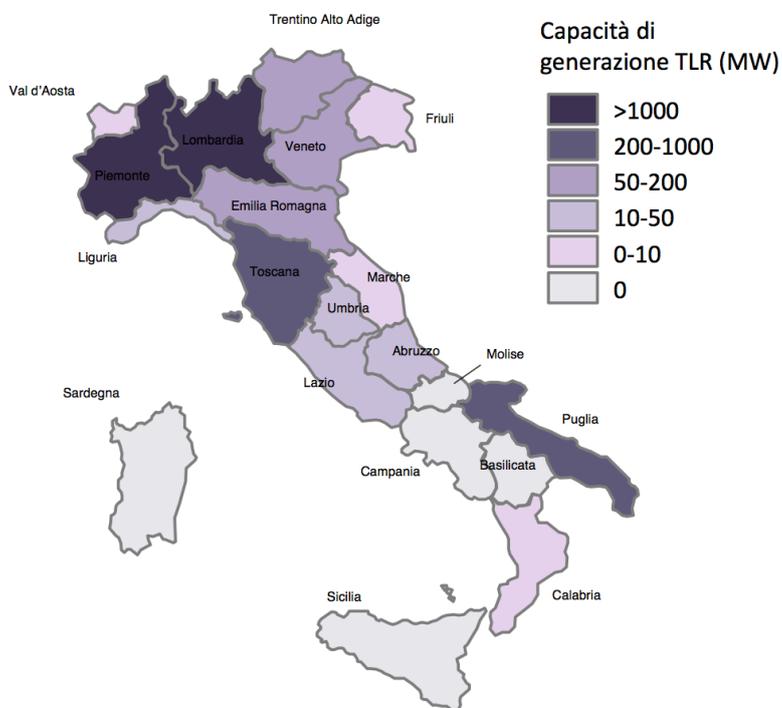


Figura 33 – Capacità di generazione TLR per regione

L'analisi delle tabelle e delle figure sopra riportate chiarisce, a livello nazionale, il quadro produttivo:

- Nella zona “SUD E ISOLE” si registrano i valori superiori di capacità media installata. Questo è dovuto alla presenza di grandi impianti di produzione e ad una diffusione non capillare della cogenerazione a servizio delle piccole e medie utenze;
- La maggior diffusione della cogenerazione riguarda il “NORD” Italia; ciò è sensibilmente influenzato dalla presenza di sistemi al servizio delle numerose industrie presenti sul territorio e ad un maggior ricorso al teleriscaldamento soprattutto nelle fasce climatiche più fredde;
- In tutte le aree geografiche, in termini di capacità di generazione installata, gli impianti più diffusi sono i cicli combinati;
- Dal punto di vista numerico, il maggior numero di impianti installati spetta ai motori a combustione interna. Grazie all'estrema versatilità e alla possibilità di installarli investendo un capitale non troppo ingente, si prestano a soddisfare le esigenze di un'ampia gamma di utenze e ad essere per tanto più frequentemente installati di impianti più costosi e complessi;
- La cogenerazione abbinata al teleriscaldamento è presente quasi esclusivamente al “NORD” ad eccezione di reti di TLR di significativa entità installate nelle regioni della Puglia e della Toscana;
- Si noti infine che i valori di risparmio di energia primaria, espressi in tep, risultano, nelle diverse aree geografiche, ovviamente in linea con la distribuzione territoriale della capacità produttiva installata;

1.3 Principali tecnologie di piccola e micro cogenerazione

Per la realizzazione di impianti di micro, fino a 50 kW_e, e piccola cogenerazione, fino ad 1MW_e, i sistemi di produzione principalmente utilizzati sono due:

- Micro turbine a gas naturale (MTG);
- Motori a combustione interna (MCI).

Di seguito ne saranno illustrati i dettagli, i vantaggi e gli svantaggi applicativi.

Sono molteplici i fattori che influenzano la scelta del motore primo, ossia la macchina che realizza la conversione di energia contenuta nel combustibile. I fattori più rilevanti sono:

- Il rapporto tra la potenza elettrica e la potenza termica richiesta dall'utenza;
- Le temperature di utilizzo e il tipo di fluido caldo richiesto dalle utenze termiche;
- L'entità delle potenze in gioco.

Il primo di questi fattori prende il nome di Indice Elettrico, Z :

$$Z = \frac{P_e}{P_t} \quad (1.2)$$

Per quanto riguarda le utenze, il parametro Z , è variabile nel tempo al variare delle richieste d'utenza.

Per il cogeneratore invece Z è pressoché costante e dipende dai dati di targa della macchina; potrebbe essere leggermente variato, laddove possibile, operando in condizioni differenti da quelli nominali, ovvero esercitando una parzializzazione, discostandosi dai dati di targa.

In prima battuta, è possibile utilizzare questo semplice parametro, per orientarsi nella scelta della tecnologia che più si confà al soddisfacimento delle richieste d'utenza; più prossimi saranno Z_{utenza} e $Z_{\text{cogeneratore}}$, più convincenti saranno i rendimenti energetici e, come conseguenza, il rendimento economico dell'investimento.

1.3.1 Micro turbine a gas naturale (MTG)

Oltre al poter essere impiegate negli impianti di produzione di grossa taglia, si stanno sempre più diffondendo impianti a turbina a gas per utilizzi di micro cogenerazione.

Di seguito (Fig.34) lo schema impiantistico concettuale.

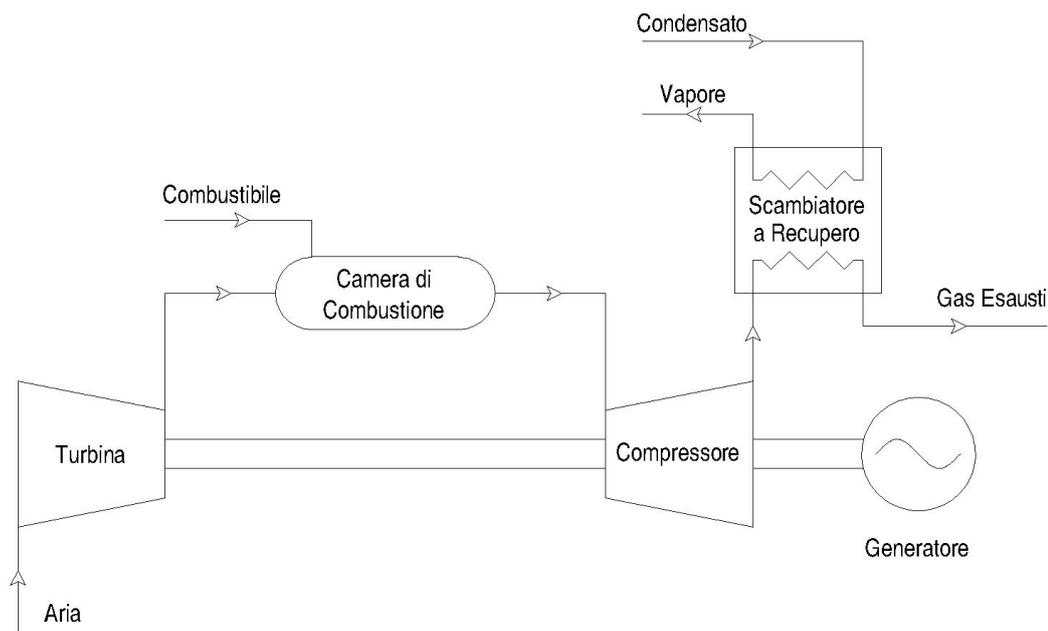


Figura 34 – Micro turbine a gas naturale

Sullo stesso albero sono calettati un compressore, una turbina ed un alternatore: l'aria in ingresso al compressore, attraversato un filtro e subita quindi una leggera perdita di carico, riceve un incremento di pressione all'interno dello stesso per poi essere introdotta in camera di combustione dove riceve un ulteriore apporto energetico dovuto alla combustione della miscela aria-combustibile che ne incrementa la temperatura. Il fluido attraversa dunque una turbina all'interno della quale viene, di fatto, espanso recuperando l'energia in esso contenuta e trasformandola in energia meccanica. I fumi di scarico, ad una pressione prossima a quella ambiente, sono ancora energeticamente sfruttabili; si trovano infatti a temperature maggiori di 500°C. Sono quindi idonei ad essere utilizzati all'interno di uno scambiatore a recupero per la produzione di vapore, termovettore più pregiato dell'acqua calda.

Il ciclo aperto compiuto dal fluido (Fig.35), compreso tra l'aspirazione del compressore e lo scarico della turbina, è rappresentato dal ciclo di Bryton:

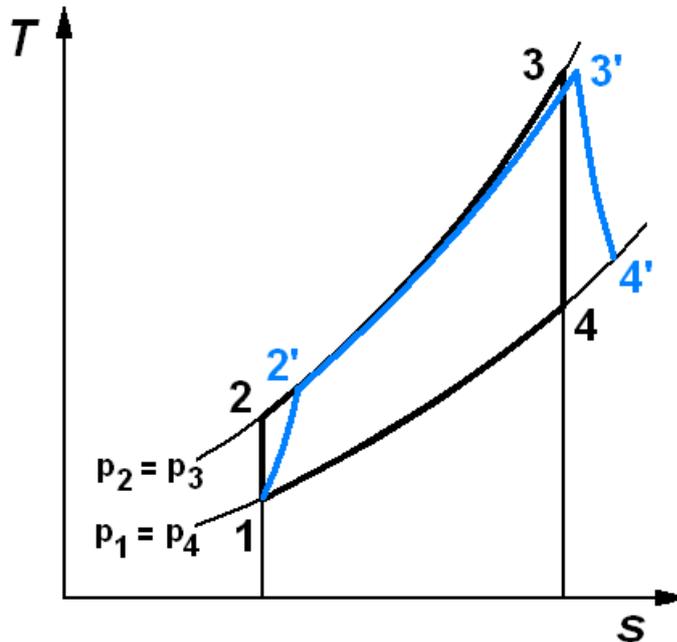


Figura 35 – Ciclo Bryton

Il ciclo di Bryton ideale, qui rappresentato in un diagramma termodinamico (T,S), temperatura-entropia, è così configurato:

- 1) Compressione isoentropica (1→2);
- 2) Combustione isobara (2→3);
- 3) Espansione isoentropica (3→4);
- 4) Rilascio del fluido in ambiente, raffreddamento isobaro (4→1);

Come si può notare, il fluido in uscita dalla turbina, si trova nelle stesse condizioni di pressione del fluido in aspirazione: è pertanto alla pressione ambiente. La temperatura alla quale è scaricato, come in precedenza menzionato, è invece notevolmente superiore alla temperatura di aspirazione; il rilascio in ambiente, cosa che avviene in tutti i gruppi turbogas semplici, rappresenta di fatto una ingente perdita energetica.

La possibilità di cogenerare, dunque, si configura come logica conseguenza.

Il ciclo che meglio approssima la realtà, identificato sempre nella precedente figura, è il seguente:

- 1) Compressione non isoentropica (1→2'): stabilito il rapporto di compressione, dato di targa, la temperatura allo scarico sarà superiore rispetto a quello ideale che si avrebbe nel caso di compressione isoentropica;
- 2) Combustione non isobara (2'→3'): all'interno della camera di combustione si verificano perdite di carico cui consegue una perdita di pressione. Il punto 3' si trova, infatti, sulla stessa isoterma del punto 3 ma su una isobara dal valore minore;
- 3) Espansione non isoentropica (3'→4'): la temperatura a cui verrebbe rilasciato il fluido in ambiente è superiore alla temperatura che si otterrebbe con un'espansione isoentropica. Recuperando il calore residuo in uno scambiatore a recupero questa perdita è parzialmente compensata, anche se, è comunque diminuita la potenzialità meccanica e di conseguenza elettrica del sistema;
- 4) Rilascio del fluido in ambiente, raffreddamento isobaro (4'→1);

Nel ciclo reale, quindi in presenza di un filtro all'aspirazione, il punto 1 si troverebbe in una diversa posizione a causa delle perdite di carico introdotte dal filtro stesso; inoltre risulterebbe necessario, per permettere lo scarico dei fumi in uscita dalla turbina, lo scarico ad una pressione leggermente superiore alla pressione atmosferica, soprattutto in presenza di uno scambiatore a recupero che introduce un'ulteriore perdita di carico.

Non è comunque scopo di questa tesi fornire una trattazione completa sulle turbomacchine, così come non lo sarà per i motori a combustione interna.

I sistemi di micro cogenerazione possono anche essere del tipo rigenerativo: un recuperatore di calore aria-aria trasferisce parte dell'energia termica contenuta nei fumi allo scarico della turbina all'aria in ingresso alla camera di combustione; questo accorgimento tecnico permette di diminuire il salto entalpico da effettuarsi all'interno della camera di combustione a tutto vantaggio del rendimento del ciclo.

La presenza di un recuperatore di calore abbassa notevolmente la temperatura dei fumi allo scarico: si riduce pertanto la possibilità di produrre vapore; in questi casi si produce acqua calda fino alla temperatura di 90°C.

Dal punto di vista tecnico, è possibile calettare sullo stesso albero il generatore elettrico, ossia l'alternatore, e la turbina, nonostante questa raggiunga regimi di rotazione dell'ordine dei 100.000 rpm (giri al minuto), ben superiori ai 3000 rpm che normalmente sarebbero richiesti per effettuare il parallelo di rete, ovvero la frequenza di 50Hz. Questo è possibile grazie a sistemi elettronici di *power conditioning*, in grado di effettuare il controllo della potenza e la conversione della frequenza alla frequenza di rete, garantendo un'efficienza del processo gestito dall'elettronica di potenza prossima al 93-94%; è per tanto possibile operare a qualsiasi regime di rotazione.

I principali vantaggi dei micro cogeneratori a turbina sono:

- Elevata densità di potenza: ingombri ridotti;
- Bassissime emissioni: soprattutto nel caso di turbine a gas naturale;
- Possibilità di funzionare con una molteplicità di combustibili: gas naturale, gasolio, kerosene e propano;
- Possibilità di funzionare ad energie rinnovabili se alimentate per esempio a biogas, prodotto da digestione anaerobica di vegetali.

Un limite dei micro cogeneratori che adottano questa tecnologia di motore primo, è il rendimento elettrico: non essendo particolarmente elevato, circa il 30%, si prestano per l'applicazione in contesti in cui la richiesta termica risulta preponderante rispetto a quella elettrica.

Qualora non fosse così, è preferibile passare a sistemi cogenerativi dotati di motore a combustione interna, in cui il rendimento elettrico è decisamente superiore.

Nella tabella che segue (Tab.7), sono riportati a titolo del tutto esemplificativo, i dati di targa di alcuni sistemi di cogenerazione, suddivisi in base alla potenza elettrica.

Tipologia di combustibile	Potenza elettrica (kW)	Rendimento elettrico (%)	Portata fumi scarico (kg/s)	Temperatura fumi di scarico (°C)	Produzione termica netta (MJ/kWh)
Combustibili gassosi					
GN	28	25	0,31	275	13,8
GN, P, LG	30	26	0,31	275	13,8
GN	30	26	0,32	275	13,8
GN, P	65	29	0,49	309	12,4
GN, P, LG, DG	65	29	0,49	309	12,4
GN	65	28	0,51	311	12,9
LG, DG	65	29	0,49	309	12,4
GN	65	29	0,50	325	12,9
GN	190	31	1,3	280	11,6
GN, P, LG, DG	200	33	1,3	280	10,9
GN	200	33	1,3	280	10,9
GN	570	31	4,0	280	11,6
GN, P, LG, DG	600	33	4,0	280	10,9
GN	760	31	5,3	280	11,6
GN, P, LG, DG	800	33	5,3	280	10,9
GN	950	31	6,7	280	11,6
GN, P, LG, DG	1000	33	6,7	280	10,9
Combustibili liquidi					
D,A,K	29	25	0,31	275	14,4
D,A,K	65	29	0,49	309	12,4
D,A,K	65	29	0,49	309	12,4
D	190	30	1,3	280	10,9

Tabella 7 – Alcuni dati di targa di cogeneratori a turbina (Capstone)

Legenda:

- GN: gas naturale;
- P: Propano;
- LG: gas da discarica;
- BG: bio gas;
- D: Diesel;
- A: combustibile da aviazione
- K: kerosene.

1.3.2 Motori a combustione interna (MCI)

I motori alternativi a combustione interna hanno l'indubbio vantaggio di essere un prodotto molto conosciuto sul mercato, raccogliendo l'approvazione anche di potenziali acquirenti con scarse conoscenze tecniche.

Questa macchina motrice endotermica, fu brevettata da due italiani, Barsanti e Matteucci, già nel lontano 1853; da allora è uno dei principali mezzi di trazione meccanica. L'impiego dello stesso per l'autotrazione amplificò nel secolo scorso la diffusione e la conoscenza di questa tecnologia.

Alcuni dei motori primi dei sistemi di cogenerazione dotati di MCI, soprattutto per le più piccole taglie, sono proprio motori da autotrazione opportunamente modificati per estendere il *range* di funzionamento degli stessi dalle 4.000-5.000 ore alle 50.000-60.000 ore; supposto l'andamento medio di un veicolo 60 km/h l'incremento delle ore di funzionamento corrisponde al passaggio dai 240.000-300.000 km percorsi mediamente dal veicolo, ad oltre 3.000.000 di km.

Alcune case costruttrici di cogeneratori prevedono una consistente revisione alle 60.000 ore, il che lascia intuire che, opportunamente revisionati, i motori possano funzionare anche più a lungo.

Per ottenere questa durabilità nel tempo, è necessario adottare una configurazione *heavy duty* per il motore il che comporta un regime costante in produzione di circa 1500 giri/minuto, valore significativamente inferiore e molto meno variabile rispetto alle condizioni di operatività dei veicoli stradali.

I vantaggi associati a questa tecnologia sono:

- Affidabilità;
- Esser una tecnologia nota;
- Costi di acquisto contenuti;
- Possibilità di utilizzare una molteplicità di tipologie di combustibile, sia liquidi che gassosi. Questo vantaggio non è assolutamente da sottovalutare poiché significa aver la possibilità di alimentare i cogeneratori, naturalmente riprogettati secondo la tipologia di combustibile disponibile, anche con biocombustibili ottenuti da materie prime locali, come i bio olii oppure il biogas;
- Elevati rendimenti anche ai carichi parziali;
- Possibilità di realizzare paralleli tra macchine e quindi centrali modulari che garantiscano la continuità del servizio anche durante periodi manutentivi;
- Gamma di potenze installabili molto vasta: da pochi kW_e ad alcuni MW_e;
- Indice Elettrico (*Z*) compreso tra 0,4 e 2,2 a tutto vantaggio di quelle utenze in cui la richiesta termica non è elevata.

Gli svantaggi:

- Costi di manutenzione non trascurabili per garantire l'affidabilità del sistema; sono previsti interventi di manutenzione ordinaria ogni 1000 ore di funzionamento circa. Interventi decisamente più invasivi e costosi sono comunque periodicamente programmati;

- Rumorosità e vibrazioni nel funzionamento. E' possibile ridurre la rumorosità, operazione consigliata se non già obbligatoria in un ambiente urbano, aggiungendo silenziatori allo scarico.
I cogeneratori di più piccola taglia, applicabili anche in contesti residenziali, sono contenuti all'interno di cabine super silenziate per l'abbattimento del rumore emesso durante la produzione;
- Emissioni inquinanti, in termini di NO_x e CO, superiori rispetto alle rivali turbine a gas. Le emissioni di NO_x in ambiente sono limitate dalla normativa vigente; risulta pertanto necessaria in determinate condizioni l'installazione di appositi dispositivi dotati di catalizzatori in grado di limitarne l'emissione.
- Impossibilità di soddisfacimento di utenze termiche che richiedono calore a temperature superiori ai 140°C . Anche la produzione di vapore è limitata a causa della poca energia disponibile a temperature che permettano la vaporizzazione.

La fortissima diffusione di questa tecnologia, già illustrata nel capitolo inerente i dati statistici nazionali, dimostra come a parità di opportunità tecnico-economiche venga di gran lunga preferita alle altre tecnologie disponibili.

I motori a combustione interna, siano essi a Ciclo Otto o a Ciclo Diesel, sono caratterizzati da un ciclo tipo simile a quello illustrato (Fig.36). Pur non volendo fornire una descrizione dettagliata dei cicli, si ritiene opportuno farne breve accenno.

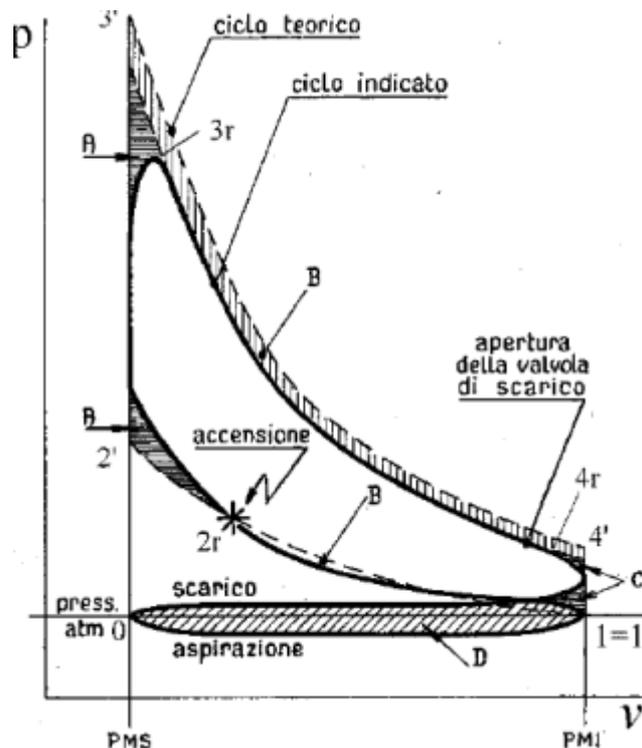


Figura 36 – Ciclo motore a combustione interna

Il ciclo è caratterizzato da quattro fasi fondamentali:

- 1) Aspirazione: è la prima fase del ciclo termodinamico di un motore a combustione interna. Permette l'ingresso, attraverso le valvole, dell'aria in camera di combustione;

- 2) Compressione e combustione: il pistone, muovendosi dal punto morto inferiore (PMI) al punto morto superiore (PMS) determina un forte aumento di temperatura e pressione all'interno della camera di combustione. In seguito avviene la combustione, processo istantaneo che aumenta ulteriormente il livello di pressione e temperatura all'interno della camera stessa;
- 3) Espansione: il pistone dal punto morto superiore si muove verso il punto morto inferiore determinando una forte e rapida diminuzione di temperatura. In questa fase il gas produce lavoro che viene trasferito all'albero motore su cui sono calettati tutti i pistoni, producendo così la potenza meccanica rotativa raccolta dall'albero motore;
- 4) Scarico forzato: la valvola di scarico si apre permettendo una più veloce fuoriuscita dei gas combusti dalla camera. A questo punto i gas di scarico, se necessario, sono indirizzati ad un catalizzatore per l'abbattimento degli elementi più inquinanti della combustione (NO_x e CO).

Il Ciclo Otto ed il Ciclo Diesel sono molto simili anche se concettualmente differenti. Nel Ciclo Diesel, l'esplosione della miscela non avviene grazie all'innesto da parte di un arco elettrico generato da una candela, bensì dal contatto tra l'aria, ad elevatissima temperatura e pressione presente all'interno del cilindro, compressa dai pistoni, ed il carburante immesso all'interno della camera di combustione dagli iniettori. In questa tipologia di motore, i rapporti di compressione sono più alti per permettere il raggiungimento delle condizioni di temperatura e pressione necessarie per l'esplosione della miscela.

Il cogeneratore può essere schematizzato come segue.

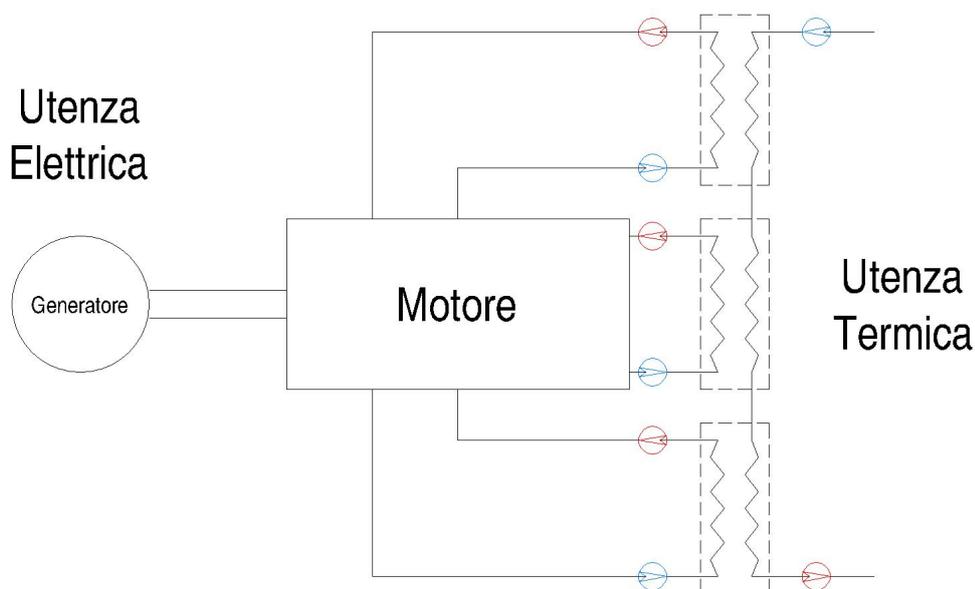


Figura 37 – Schema concettuale cogeneratore

Il cogeneratore non è dunque altro che un generatore di corrente, motore ed alternatore, dotato di un sistema di recupero del calore da smaltire.

Le sorgenti di calore disponibili in questo processo sono:

- I gas di scarico: rappresentano la sorgente termodinamicamente più pregiata, anche se in quantità decisamente limitata rispetto la totale energia disponibile, essendo a temperature comprese tra i 400°C ed i 500°C. Sfruttando la loro potenzialità termica è possibile produrre vapore, qualora le utenze lo richiedano;
- L'acqua di raffreddamento del motore: si possono raggiungere temperature di scambio non superiori ai 90°C. La potenzialità termica dell'acqua è leggermente superiore, in genere, a quella recuperabile dai fumi di scarico.
- L'olio di lubrificazione: anche in questo, le temperature sono dell'ordine dei 90°C ed il recupero effettuabile si attesta attorno a valori del 4%-7% del totale calore recuperabile;
- L'aria di sovralimentazione: quest'ultima è presente solamente all'interno dei motori turbocompressi; i valori di energia recuperabili sono simili a quelli dell'olio di lubrificazione.

Globalmente, la potenzialità termica recuperabile è circa il 70%-80% della potenzialità termica idealmente recuperabile.

Nella tabella che segue (Tab.8), così come fatto per le turbomacchine, sono riportati alcuni dati esemplificativi ed indicativi di sistemi cogenerativi a combustione interna di micro e piccola taglia, alimentati a gas naturale.

I dati riportati sono significativi per la comprensione delle potenzialità e della resa di questa tipologia di gruppi cogenerativi.

Rendimento totale al netto degli ausiliari	[%]	79,8	83,7	84,5	85,6	82,7	84,8	83,7	87,5	84,4	84,7	88,6	83,0	84,0	86,1	86,5
Rendimento totale al lordo degli ausiliari	[%]	82,9	86,7	87,2	88,7	85,7	87,7	85,8	89,0	86,1	86,4	90,3	84,4	85,9	87,8	87,8
Potenziabilità termica totale	[kW _e]	63	72	79	94	103	109	138	207	263	248	365	321	426	513	648
Potenziabilità termica da fumi	[kW _e]	24	29	33	33	35	46	64	79	143	121	129	145	201	222	312
Potenziabilità termica da acqua	[kW _e]	39	43	46	61	68	63	74	128	120	127	236	176	225	291	336
Consumo gas naturale	[m ³ /h]	129	135	148	177	198	204	282	392	538	529	669	680	903	1045	1341
Potenza ausiliari	[kW _e]	13,5	14,2	15,5	18,6	20,6	21,4	29,5	41,2	56,4	55,5	70,2	71,3	94,7	109,5	140,6
Potenza elettrica netta	[kW _e]	4	4	4	5,5	6	6	6	6	9	9	11	9,5	17,5	17,5	17,5
Potenza elettrica lorda [cosφ=1]	[kW _e]	40	41	46	57,5	59	64	98	136	191	200	228	243,5	332,5	386,5	512,5
Potenza meccanica motore	[kW _m]	44	45	50	63	65	70	104	142	200	209	239	253	350	404	530
Potenza introdotta	[kWh]	47	54	54	68	70	75	110	150	210	220	250	265	370	420	550

Tabella 8 – Dati di targa cogeneratori a MCI alimentati a gas naturale (Tessari Energia)

Capitolo 2

Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)

In questo capitolo è illustrato il quadro normativo di riferimento per la cogenerazione con particolare attenzione per la Cogenerazione ad Alto Rendimento ed i meccanismi incentivanti posti a sostegno di tali tecnologie.

La Cogenerazione ad Alto Rendimento, oltre a garantire la produzione combinata di energia elettrica e calore, deve soddisfare i seguenti requisiti:

- Produzione combinata di energia con impianti di piccola e micro cogenerazione, ossia impianti aventi potenze rispettivamente inferiori ad 1 MW_e e 50 KW_e;
- Produzione combinata di energia che garantisca un risparmio in termini di energia primaria, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata, pari ad almeno il 10% dell'energia primaria che si sarebbe impiegata nella produzione separata.

La valutazione dell'energia primaria risparmiata è basata, come in seguito vedremo, sul metodo PES: *Primary Energy Saving*.

2.1 Evoluzione Normativa

Si vuole qui presentare, riassunta, la storia dell'evoluzione del quadro normativo di riferimento per la cogenerazione ad alto rendimento ([08] GSE - Gestore dei Servizi Energetici), così come da aggiornamenti di Marzo 2015 del Gestore dei Servizi Energetici.

Il Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n° 79, ha dato mandato all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, di seguito Autorità, di definire a quali condizioni la produzione combinata di energia elettrica e calore può chiamarsi cogenerazione e godere dei relativi benefici di legge.

L'Autorità ha pertanto emanato, il 19 marzo 2002, la deliberazione n. 42/02 che stabilisce che un impianto produce con caratteristiche di cogenerazione quando alcune grandezze caratteristiche del proprio funzionamento, quali il suo Indice di Risparmio di Energia (IRE) e il suo Limite Termico (LT), sono rispettivamente maggiori di due valori limite fissati nella deliberazione stessa, rivista e integrata da successive deliberazioni.

Il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 di attuazione della Direttiva Europea 2004/8/CE ha introdotto il nuovo concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), definendo nuovi criteri per la definizione della stessa, basati su un unico parametro: il PES (Primary Energy Saving). Le modalità operative per il riconoscimento CAR e i dati necessari per il calcolo del PES sono descritti nel DM 4 agosto 2011, che integra il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20.

Dal disposto del citato Decreto Legislativo n. 20 risulta inoltre che, a partire dal 1 gennaio 2011, le condizioni per il riconoscimento della CAR coincidono con quelle definite dallo stesso Decreto.

Di seguito sono illustrati più in dettaglio i contenuti di leggi, direttive e decreti che hanno determinato l'evoluzione normativa in tema di cogenerazione. Quelli analizzati saranno:

- Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE;
- Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20;
- Legge 23 luglio 2009, n. 99;
- Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011;
- Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011.

2.1.1 Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE

Questa direttiva introduce il concetto di “calore utile”, definendolo come il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè non superiore al fabbisogno di calore, che sarebbe stata comunque soddisfatta a prezzi di mercato utilizzando tecnologie di generazione diverse dalla cogenerazione.

Avendo la direttiva l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica e di migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento dei combustibili, la cogenerazione non può permettersi di configurarsi come qualcosa di energeticamente non virtuoso; da qui l'esigenza di una risposta puntuale ad una domanda termica ben definita e la volontà di promuovere la Cogenerazione ad Alto Rendimento, in questa direttiva peraltro definita.

La direttiva intende in aggiunta armonizzare le definizioni e la quantificazione dei prodotti della cogenerazione a livello europeo.

Si introducono pertanto due concetti che ad oggi risultano centrali come:

- La definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR);
- La definizione di energia elettrica "qualificabile come cogenerativa", a partire dalla domanda di "calore utile".

2.1.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20

Questo decreto, attua la precedente direttiva 2004/8/CE ed introduce una scadenza temporale alla definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento al tempo in uso:

- Fino al 31 dicembre 2010: la condizione di CAR si verificava se l'impianto cogenerativo era rispondente ai criteri stabiliti dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, di seguito analizzato, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'AEGG, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, con la deliberazione n. 42/02;
- Dal 1° gennaio 2011: a decorrere da tale data la Cogenerazione ad Alto Rendimento è invece la cogenerazione che rispetti i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, ripresi in seguito dal decreto legislativo dell'8 febbraio 2007, n.20 che subirà in seguito un'integrazione col decreto ministeriale del 4 agosto 2011.

Questo decreto legislativo introduce due parametri ad oggi ancora fondamentali nel contesto della Cogenerazione ad Alto Rendimento:

- 1) **Indice PES (*Primary Energy Saving*)**: rappresenta il risparmio di energia ottenibile cogenerando a differenza di quanto si sarebbe consumato con la produzione separata in termini di Energia Primaria;
- 2) **Garanzia di Origine (GOc)**: garanzia di origine per l'energia elettrica prodotta attraverso sistemi CAR. Questo riconoscimento serve ai produttori per attestare la veridicità della produzione da sistema cogenerativo dell'energia elettrica venduta.

2.1.3 Legge 23 luglio 2009, n. 99

Grazie a questa legge, “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, la Cogenerazione ad Alto Rendimento acquisisce il diritto di aver riconosciuti i benefici economici per un periodo non inferiore ai 10 anni.

Tutti gli impianti che ottengono la qualifica, sia a seguito di rifacimento, che in caso di nuova costruzione, in data successiva all'entrata in vigore della presente legge, possono godere per un periodo di tempo non inferiore ai 10 anni dei benefici economici.

In caso di ampliamento di impianti esistenti, i benefici saranno limitati alla sola potenza installata dopo tale data.

Il beneficio viene riconosciuto anche sull'energia autoconsumata così da allineare ed armonizzare la produzione italiana a quella europea evitando problematiche legate a distorsioni della concorrenza.

2.1.4 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28

Tale decreto si configura in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96 e definisce meccanismi, strumenti, quadro istituzionale, finanziario, giuridico ed incentivi, necessari per il raggiungimento degli obiettivi, fino al 2020, in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia.

Altre definizioni riguardano la penetrazione dell'energia da fonti rinnovabili nei trasporti, ma non sono oggetto di questa tesi.

Viene inoltre esteso il sostegno tramite “Certificati Bianchi” (CB), ma solamente in misura del 30% rispetto a quelli concessi per impianti CAR, agli impianti cogenerativi entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima della data di entrata in vigore del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 qualora non accedessero al meccanismo di incentivazione “Certificati Verdi” (CV) o ad altri incentivazioni.

2.1.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011

Questo decreto ministeriale, come in precedenza accennato, completa il recepimento della direttiva 2004/8/CE e successive modifiche ed integrazioni.

Stabilisce i nuovi criteri per il riconoscimento della conduzione produttiva di Cogenerazione ad Alto Rendimento ed esplicita le metodologie e i criteri per la valutazione del funzionamento di una unità produttiva come CAR.

Vengono stabiliti dei valori di soglia per gli impianti di cogenerazione, in riferimento al valore di rendimento di primo principio, da rispettare per ottenere il riconoscimento della qualifica di energia prodotta da cogenerazione.

I valori minimi di rendimento di primo principio sono:

- 75% per:
 - Motore a combustione interna;
 - Turbina a gas con recupero termico;
 - Turbina a vapore a contropressione;
 - Microturbine;
 - Motori Stirling;
 - Celle a combustibile (*Fuel Cells*).
- 80% per:
 - Turbina a condensazione con estrazione di vapore;
 - Ciclo combinato con recupero di calore.

Qualora tali valori non siano rispettati solamente una parte dell'energia elettrica prodotta può ottenere il riconoscimento, ovvero la quota parte di energia elettrica che sarebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse con un rendimento di primo principio pari al valore di soglia caratteristico per ciascuna tecnologia e qui sopra riportato.

La stessa suddivisione è da effettuarsi per l'energia in ingresso all'impianto cogenerativo.

2.1.6 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011

L'applicazione all'articolo 6 del D.Lgs. 8 febbraio 2007, stabilisce le condizioni e le procedure per l'accesso della cogenerazione al regime di sostegno: per ciascun anno solare in cui vengano soddisfatti i requisiti CAR, i produttori hanno diritto all'emissione di Titoli di Efficienza Energetica (TEE), detti anche Certificati Bianchi (CB), di Tipologia II. Questi certificati vengono rilasciati in misura proporzionale al risparmio energetico conseguito, se positivo, secondo quote progressive di potenza.

Lo stesso vale per gli impianti in precedenza menzionati aventi diritto, in base al D.Lgs. 28/2011, al riconoscimento del solo 30% dei titoli.

Fanno eccezione le unità produttive entrate in funzione tra il 7 marzo 2007 ed il 31 dicembre 2010, per le quali il riferimento legislativo per l'ottenimento della qualifica CAR non è il DM 4 agosto 2011 ma la Delibera AEEG 42/02; per questi impianti è possibile accedere all'incentivazione tramite CB anche nel caso in cui l'indice PES sia inferiore al valore minimo consentito in quanto tale indice non costituisce, per questi impianti, condizione limitante.

I certificati bianchi ottenuti dall'operatore possono essere:

- Utilizzati per assolvere all'obbligo di cui al decreto ministeriale 20 luglio 2004;
- Negoziati, ceduti o scambiati;
- Ritirati da parte del GSE; in tal caso il prezzo di ritiro è quello che era in vigore alla data di entrata in esercizio dell'impianto, riferito ai titoli di Tipologia II. Il prezzo rimane invariato per tutto il periodo di incentivazione

Grazie a questo decreto ministeriale, viene affidato al Gestore dei Servizi Energetici il diritto di effettuare ispezioni in sede produttiva al fine di accertare la conformità dei dati trasmessi alla reale situazione; copia dell'esito di tale ispezione sarà inviata al Ministero stesso e all'operatore.

2.1.7 Benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR

I principali benefici che la legislazione attuale riconosce alla Cogenerazione ad Alto Rendimento sono:

1. 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_e (art. 11, commi 1, 2 e 3 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79);
2. La precedenza, in fase di programmazione del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79);
3. La possibilità per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento di accedere, solo transitoriamente e a determinate condizioni, ai Certificati Verdi (art. 14 del Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20);
4. La possibilità di ottenere, nel caso in cui l'impianto sia realizzato da società di servizi energetici o da distributori di energia elettrica e gas, i Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi) istituiti dai Decreti 20 luglio 2004 del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio;
5. 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);
6. La possibilità di accedere al servizio di Scambio Sul Posto (SSP) dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW_e (deliberazione dell'Autorità del 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 e s.m.i.);
7. La possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica, come definite dall'Autorità con la deliberazione n. ARG/elt 99/08;
8. La possibilità di ottenere maggiorazione della tariffa per impianti alimentati a Fonti Energetiche Rinnovabili (premio FER);
9. L'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema (SEU/SESEU).

Ai sensi dell'art. 6 del Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, le unità di cogenerazione riconosciute ad alto rendimento accedono anche al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi) secondo le modalità indicate dal DM 5 settembre 2011.

Il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 ha peraltro posto le condizioni per il rilascio della garanzia d'origine all'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

Il GSE ha inoltre predisposto la procedura per il rilascio della GOc prevista dall'art.4 del Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 che è stata approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico con Decreto del 6 novembre 2007.

Infine, il GSE ha stilato le procedure tecniche per la qualifica degli impianti di cui al Decreto Ministeriale del 24 ottobre 2005: "Direttive per la regolamentazione della emissione dei Certificati Verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239", in materia di regolamentazione della produzione di energia da impianti alimentati ad idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e in materia di promozione e incentivazione mediante certificati verdi.

Tali procedure recepiscono sia quanto disposto dal Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 (articolo 14) per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento sia quanto disposto dalla Legge Finanziaria 27 dicembre 2006, n. 296 (articolo 1 commi da 1117 a 1120) per gli impianti che utilizzano l'idrogeno e celle a combustibile."

2.2 CAR e Titoli di Efficienza Energetica: i Certificati Bianchi

Come si è visto in precedenza, per la Cogenerazione ad Alto Rendimento, è previsto l'accesso ad un meccanismo d'incentivazione: i Certificati Bianchi.

Al GSE ([09] GSE - Gestore dei Servizi Energetici) spettano il ruolo di riconoscimento del funzionamento in CAR degli impianti e la determinazione del numero di Titoli di Efficienza Energetica spettanti alle unità riconosciute ad alto rendimento.

Il Gestore dei Servizi Energetici trasmette al Ministero dello Sviluppo Economico e, per conoscenza, all'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI, ex AEGG: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas), entro il 31 ottobre di ogni anno, un prospetto riepilogativo di tutte le richieste di riconoscimento pervenutegli nell'anno solare precedente.

2.2.1 Requisiti per la richiesta di riconoscimento del funzionamento CAR

La condizione fondamentale per il riconoscimento di unità di produzione come unità CAR è che l'unità permetta il raggiungimento di un risparmio di energia primaria (PES) superiore ad un valore minimo prestabilito differenziato in funzione della classe di potenza dell'unità cogenerativa.

La capacità di generazione di un'unità produttiva è la somma delle potenze attive nominali dei generatori che la costituiscono; la potenza attiva nominale di un generatore è il prodotto della potenza apparente nominale dello stesso generatore, misurata in Volt Ampere [VA] per il fattore di potenza nominale. Questi dati sono reperibili dalla targa del generatore stesso.

$$P_a = P_{app} \cos \varphi \quad (2.1)$$

dove P_a è la potenza attiva [W], P_{app} la potenza apparente e $\cos\varphi$ il fattore di potenza.

Sono dunque requisiti vincolanti:

- Per le unità aventi $P_a < 1 \text{ MW}_e$, ovvero le unità di piccola e micro cogenerazione: $\text{PES} > 0$;
- Per le unità aventi $P_a \geq 1 \text{ MW}_e$: $\text{PES} \geq 0,1$, ovvero il risparmio di energia primaria deve essere maggiore o uguale al 10%.

L'unico soggetto avente diritto di presentazione della richiesta di riconoscimento CAR ed eventualmente di accesso al meccanismo di incentivazione dei Certificati Bianchi è "l'operatore" ossia il soggetto giuridico che detiene la proprietà o che ha la disponibilità dell'unità di cogenerazione.

Sono ammesse due modalità di richiesta di riconoscimento CAR:

- “A preventivo”: questa richiesta può essere inoltrata in qualsivoglia periodo dell’anno. Si riferisce alle unità di cogenerazione non ancora in esercizio oppure alle unità entrate in esercizio nel medesimo anno solare nel quale si procede all’inoltro della richiesta al Gestore dei Servizi Energetici;
- “A consuntivo”: questa richiesta può essere inoltrata nella finestra temporale compresa tra il 1° gennaio ed il 31 marzo di ciascun anno con riferimento alla produzione effettuata nell’anno solare precedente. Si utilizza questa modalità qualora l’unità produttiva fosse entrata in esercizio in anni solari antecedenti l’anno di richiesta.

Anche nel caso di nuove unità, l’operatore non è vincolato ad effettuare una richiesta “a preventivo” per l’unità stessa e può optare per una richiesta “a consuntivo” nell’anno solare successivo.

2.2.2 Requisiti per la richiesta di accesso al regime di sostegno tramite Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

Il DM 5 settembre 2011 stabilisce quali siano le condizioni e le procedure per l’acquisizione del diritto all’emissione dei Certificati Bianchi.

A questi titoli è assegnato un valore di mercato in quanto oggetto di scambio e trattazione: sono presenti soggetti produttori e soggetti acquirenti dei titoli, in quanto obbligati alla detenzione degli stessi. I soggetti obbligati all’acquisizione dei Certificati Bianchi possono o provvederle alla produzione in maniera autonoma oppure provvedere secondo altre modalità all’acquisizione dei titoli.

L’operatore può dunque scegliere se negoziare direttamente i titoli sul mercato o se incaricare il GSE al ritiro degli stessi; questa scelta deve essere indicata di anno in anno alla richiesta dell’incentivazione e riguarda obbligatoriamente la totalità dei titoli prodotti nell’anno solare di riferimento.

Il GSE ritira i certificanti bianchi al prezzo stabilito dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico; tale prezzo rimane costante ed è, in particolare, quello vigente al momento dell’entrata in esercizio dell’unità di cogenerazione.

Il diritto all’emissione dei Certificati Bianchi è previsto per ciascun anno solare in cui l’unità cogenerativa sia riconosciuta ad alto rendimento ossia per ciascun anno in cui si verifichino come rispettate le richieste del Decreto Ministeriale 5 settembre 2011.

Il numero di CB bianchi spettanti è proporzionale al risparmio di energia primaria conseguito.

Nella seguente tabella (Tab.9) si riportano, a titolo esemplificativo, le valutazioni medie conseguite dai TEE nelle 15 sessioni di scambio svoltesi nell’anno 2015 (aggiornamento al 21 aprile 2015).

Tipologia	Prezzo (€/tep)			Volumi scambiati (N.)	Controvalore (€)
	di riferimento	massimo	minimo		
I	104,18	110,00	90,00	299.267	31.176.584
II	103,66	109,50	98,00	672.978	69.764.158
II-CAR	104,04	109,50	98,10	64.003	6.658.756
III	104,33	109,50	97,00	117.823	12.292.894
Tipo IN	-	-	-	-	-
V	104,00	104,00	104,00	237	24.648

Tabella 9 – Valore economico TEE

Rispetto al volume totale dei Certificati Bianchi circolati sul mercato, quelli di Tipologia II derivanti da Cogenerazione ad Alto Rendimento occupano una fetta di mercato pari al 5,54% in volume ed al 5,55% in controvalore.

2.2.3 Cumulabilità degli incentivi

I Certificati Bianchi non sono cumulabili con altre forme di incentivi pubblici o altri regimi di sostegno. Non è possibile ad esempio richiedere CB per:

- Impianti certificati IAFR, Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili, che percepiscano:
 - Certificati Verdi (CV);
 - Tariffa Onnicomprensiva (TO);
- Impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che hanno avuto accesso ai Certificati Verdi ai sensi del D.Lgs 8 febbraio 2007, n. 20.

Per gli impianti che, in base al DM 20 luglio 2004, hanno già avuto accesso al vecchio meccanismo di incentivazione tramite CB, questi possono, previa rinuncia al godimento del diritto all'intero quantitativo di CB ottenuti, accedere al nuovo meccanismo previsto dal DM 5 settembre 2011. In tal caso il GSE eseguirà un conguaglio tra il nuovo numero di certificati spettanti ed il numero di certificati già percepiti.

Il GSE rilascerà dunque nuovi certificati solamente quando il numero cumulato di CB spettanti all'unità, relativamente al nuovo regime di sostegno, sarà almeno pari al numero di titoli cui l'operatore ha rinunciato.

Vi sono eccezioni alla non cumulabilità degli incentivi, come previsto dall'articolo 6 del Decreto Ministeriale 5 settembre 2011:

- Fondi di garanzia;
- Fondi di rotazione;
- Accesso alla detassazione dal reddito di impresa degli investimenti in macchinari ed apparecchiature;
- Incentivi pubblici in conto capitale non eccedenti il 40% per impianti aventi potenza elettrica fino a 200 kW, il 30% per impianti fino ad 1 MW e 20% per impianti di potenza superiore al Megawatt.

2.2.4 Modalità di incentivazione

Si vogliono riepilogare in forma sintetica, nella seguente tabella, le regole di incentivazione previste dal DM 5 settembre 2011.

Data di entrata in esercizio	Normativa di riferimento (accesso agli incentivi)	Periodo di incentivazione	Entità dell'incentivo
Tra il 01/04/1999 e il 04/04/2002	Provvedimento CIP6/92 e s.m.i.	5 anni solari	30% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Tra il 05/04/2002 e il 06/03/2007	Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.	5 anni solari	30% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Tra il 07/03/2007 e il 31/12/2010	Delibera AEEG 42/02 e s.m.i. solo se sono rispettati i criteri del DM 4 agosto 2011	10 anni solari (15 anni se abbinate a TLR con posa della rete)	100% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Successiva al 31/12/2010	DM 4 agosto 2011	10 anni solari (15 anni se abbinate a TLR con posa della rete)	100% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011

Tabella 10 – Regole di incentivazione CAR

Il tempo di proroga per la richiesta di incentivazione, su motivata richiesta dell'operatore, è di tre anni al termine dei quali decade il diritto di accesso agli incentivi. Si deve pertanto presentare la richiesta entro il 31 marzo del quarto anno solare dalla data di entrata in esercizio.

Per l'accesso al regime di sostegno, fatti salvi i prerequisiti fondamentali, l'operatore deve dotare l'unità di cogenerazione della strumentazione di misura necessaria a definire le grandezze funzionali al calcolo dei benefici.

Capitolo 3

“Costruzione del modello”

All'interno di questo capitolo viene illustrato il percorso conoscitivo interdisciplinare che ha portato alla costruzione del modello di analisi dell'impatto economico ed energetico di un impianto cogenerativo, all'interno di un sistema esistente, quale forma di efficienza e razionalizzazione dei consumi e conseguente riduzione delle spese.

3.1 Introduzione della cogenerazione in un contesto energetico esistente

La visione più comune e semplice dell'introduzione di un sistema di produzione cogenerativo all'interno di una realtà energetica esistente è quella che vede tale soluzione come alternativa alla mera produzione separata di energia, realizzata attraverso una macchina generatrice elettrica, come un gruppo elettrogeno, ed una termica, come ad esempio una caldaia; questa concezione ricalca quanto illustrato all'interno dello del primo capitolo di questa stessa tesi.

Lo stesso approccio è riservato, spesso, anche alle nuove progettazioni cioè quelle realizzate avendo carta bianca sul progetto ed un budget al quale attenersi.

Questa concezione, seppur semplificata e squisitamente commerciale, nella realtà è di difficile riscontro ([10] K.R. Voorspools and W. D. D'haeseleer) seppur non impossibile da trovarsi.

E' dunque necessario tenere in dovuta considerazione non solamente il fatto che il contesto energetico sarà più complesso ma anche che sarà con buona probabilità diverso dalla semplice produzione separata. Questo comporta un'analisi molto più approfondita delle condizioni al contorno ed una probabile delusione delle aspettative qualora si pensasse di ottenere risparmi pari a quelli che si otterrebbero nel caso di confronto con la produzione separata a seguito dell'introduzione della cogenerazione.

Ciò non toglie assolutamente che la cogenerazione possa essere un efficace metodo di gestione e razionalizzazione energetica.

L'installazione di un cogeneratore si può generalmente ritenere efficace in contesti industriali dove le richieste elettriche e termiche sono così elevate e di natura abbastanza continua durante il periodo dell'anno.

In contesti residenziali o commerciali, dove le richieste da parte delle utenze elettriche e termiche sono invece limitate in ampiezza oltre che discrete nel tempo, l'installazione di un cogeneratore *tout court* risulta decisamente di più difficile realizzazione. I metodi di analisi da utilizzarsi sono più complessi e, spesso, per garantire un numero di ore di funzionamento che consenta il ritorno dell'investimento, si ricorre all'installazione di una macchina frigorifera ad assorbimento.

Installazioni di questa natura sono comunque da prendersi in considerazione solamente per grandi complessi residenziali o grossi centri commerciali.

Le valutazioni sono dunque da ripetersi ogniqualvolta cambi il contesto energetico: è comunque possibile creare alcune condizioni ripetibili per macro settori: le *best practice*.

Scopo di questa Tesi è proprio quello di realizzare un modello ripetibile all'interno della filiera lattiero-casearia dove le esigenze di lavorazione evidenziano comuni richieste energetiche, indipendentemente dal polo produttivo preso in esame.

Premesso ciò, lo studio si è concentrato su un caseificio del basso mantovano, appartenente al Consorzio del Parmigiano Reggiano.

Essendo simili le modalità di lavorazione del latte necessarie per la produzione del formaggio, lo studio si può considerare automaticamente esteso ai caseifici aderenti al consorzio del Grana Padano e più in generale a tutta la filiera di produzione formaggi e trasformazione del latte, dove l'apporto termico ed elettrico sono di base necessari alle lavorazioni.

In questo caso, così come potrebbe essere per ogni altra macro area di possibile intervento, l'esistenza del sistema può essere reale, cioè un impianto già in produzione, oppure virtuale, impianto in costruzione: il modello, con pochi adattamenti, può essere applicato ad entrambe le casistiche.

3.1.1 Concezione alla base del modello

Questo modello non ha tanto la pretesa di essere una proiezione esatta della realtà energetica che consegnerà l'installazione di un impianto di cogenerazione, quanto uno strumento a supporto del progettista per effettuare le valutazioni energetiche ed economiche che stanno alla base della proposta cogenerativa e che sviluppino uno scenario plausibile, nell'arco di dieci anni, del risparmio economico conseguibile, se conseguibile.

E' il condensato, dunque, della parte di esperienza maturata in ambito lavorativo durante lo sviluppo dello stesso e durante le successive fasi di ideazione e sviluppo del progetto presentato al cliente finale.

Non si è ritenuto conveniente realizzare una modellizzazione più complessa, fondamentale nel caso di simulazioni sperimentali ed ottimizzazioni, poiché sarebbe risultata di scarsa efficacia in base agli obiettivi prefissati e comunque soggetta a numerosissimi errori ed imprecisioni sul risultato finale, associati all'elevatissimo numero di variabili in gioco.

La realizzazione di questo modello nasce dall'intersezione di diverse esigenze:

- Rispondere alla richiesta di un cliente;
- Implementare un modello di analisi e studio di fattibilità dell'investimento ripetibile non solamente all'interno della filiera, ma anche in ambiti energetici più o meno similari: è già stato sfruttato, ad esempio, per valutare la possibilità di installazione di una unità di cogenerazione in una casa di riposo;
- Necessità di sviluppo di un modello proprio del quale se ne possedessero, oltre alle piene conoscenze teoriche di base, le capacità di implementazione e modifica;
- Necessità di sviluppare un modello utile al fine di confutare alcune proposte unicamente commerciali di scarsissimo contenuto tecnico.

Il caso più eclatante si è riscontrato in una proposta commerciale, sottoscrivibile e per tanto reale, inerente l'installazione di un gruppo cogenerativo, non incentivabile tramite tariffa onnicomprensiva poiché non alimentato a fonte rinnovabile, quale potrebbe essere, ad esempio, il biogas, in cui l'integrazione termica proposta era quella risultante dall'accoppiamento tra il cogeneratore ed un banco termico dissipativo installato sopra lo stesso.

Inoltre, il tempo stimato di Pay Back dell'investimento era inferiore ai tre anni con un monte ore di utilizzo dello stesso superiore alle 22 ore giornaliere.

Si riassume dunque di seguito l'analisi svolta per l'implementazione del modello sopra citato.

3.1.2 Sopralluogo e raccolta dati

Il modello, una volta sviluppato, seguirà il semplicissimo schema logico:



Figura 38 – Processo Input/Output modello

Essendo l'analisi effettuata prestabilita all'interno del programma, di fondamentale importanza per l'ottenimento di risultati attendibili è la raccolta delle informazioni preliminari che costituiranno, prima ancora di esser considerate input per il modello di calcolo, la base per le considerazioni tecniche preliminari per lo sviluppo tecnico del progetto e la sua integrazione all'interno del sistema esistente.

Le integrazioni impiantistiche da realizzare sono di diversa natura:

- Rete elettrica: l'energia elettrica prodotta dovrà essere immessa in una rete di distribuzione interna all'utenza, per permettere l'autoconsumo in regime di Scambio sul Posto, o direttamente esterna se venduta al mercato elettrico o prelevata con Ritiro Dedicato (RID);
- Rete termica: anche in questo caso può essere interna all'azienda o esterna, come nel caso del teleriscaldamento (TLR);
- Rete dati: fondamentale per il controllo in remoto, qualora possibile, del cogeneratore;
- Distribuzione del combustibile: interna all'azienda o rete di distribuzione gas naturale.

Per gli impianti di micro e piccola cogenerazione, l'energia termica prodotta è solitamente direttamente consumata dall'utenza e l'energia elettrica è totalmente autoconsumata, come si vedrà in seguito.

Per quanto riguarda il combustibile, come visto anche durante l'analisi dei dati statistici nazionali, all'interno della Capitolo 2, per gli impianti di piccola taglia il combustibile prediletto è il gas naturale; sono tuttavia presenti sporadiche applicazioni di cogeneratori dotati di motore Diesel in ambienti non serviti dalla rete nazionale del gas.

Una latteria, impianto industriale per la trasformazione del latte e derivati, o un caseificio, stabilimento industriale per la trasformazione del latte in burro e formaggio, generalmente sono società agricole, cooperative e non, di allevatori produttori di latte che si associano.

La società è dunque costituita da un presidente, da un segretario e da un consiglio: sono generalmente consiglieri tutti i membri della società ed hanno, indipendentemente dalla quota posseduta, diritto di voto in egual misura.

Chi detiene tutte le conoscenze in merito agli impianti installati all'interno del caseificio ed al loro effettivo utilizzo, conseguente ai cicli di lavorazione, è il casaro, dipendente dalla società, addetto alla lavorazione dei latticini nelle casere e alla direzione del personale.

Un ufficio amministrativo, la ragioneria, con personale dipendente si occupa della contabilità e delle questioni amministrative del caseificio.

Le produzioni giornaliere di latte sono fatte confluire e stoccate all'interno del caseificio in attesa di lavorazione. Per garantire la freschezza del prodotto e per concludere esigenze produttive, le lavorazioni vengono effettuate ogni giorno per tutti i giorni dell'anno.

Questo dato è decisamente promettente per l'installazione di un gruppo cogenerativo poiché ne è garantito l'utilizzo, teoricamente, tutti i giorni dell'anno.

Dal punto di vista pratico questo è difficile da realizzarsi a causa dei fermi manutentivi programmati, necessari a garantire affidabilità di funzionamento alla macchina.

E' dunque fondamentale rivolgersi al casaro, durante i sopralluoghi in azienda, per la comprensione dei fondamentali prelievi di utenza e, se presenti, ai tecnici di riferimento per ottenere informazioni aggiuntive.

Un'analisi puntuale dei consumi effettivi di ogni utenza, oltre ad essere di difficile realizzazione, presenta due problematiche sostanziali:

- I costi: il noleggio delle apparecchiature di monitoraggio può risultare molto oneroso per il cliente;
- Tempi: un'analisi dettagliata comporterebbe un monitoraggio delle utenze per diversi mesi l'anno poiché i prelievi sono differenziati in entità nel tempo; basti pensare al differente carico frigorifero, per la conservazione del latte e del siero innesto, a cui far fronte nei mesi estivi rispetto a quelli invernali. Il siero innesto è un elemento fondamentale per la produzione del parmigiano e può essere ottenuto solamente "coltivando" il siero della lavorazione del giorno precedente.

Il carico frigorifero richiesto, che si traduce in un carico elettrico, ha dunque una base costante durante le ventiquattrore, altro elemento che influenza positivamente l'uso del cogeneratore, in questo caso, lato elettrico.

Un ottimo punto di partenza per un'analisi globale dei costi è offerto dalla bollettazione: recuperando, generalmente presso la ragioneria, le bollette riguardanti un periodo di prelievo consecutivo di un anno, è possibile ricavare i consumi ed i costi dell'anno tipo che utilizzeremo per svolgere l'analisi.

Questi costi sono costi veri, effettivamente sostenuti dall'azienda per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e del gas metano.

Durante i sopralluoghi è anche opportuno individuare su una planimetria dell'azienda le posizioni della centrale termica, dove si trova il cuore termico del sistema, il quadro elettrico generale dove, con ogni probabilità, sarà realizzato l'interfacciamento tra la rete d'utenza ed il cogeneratore e le varie utenze termiche come, ad esempio, accumuli.

Particolare attenzione è da riservare all'aspetto termico essendo molto più oneroso e difficoltoso di quello elettrico: è pertanto da preferire nel caso in cui si debba scegliere di facilitare una delle due installazioni, collocare il cogeneratore in prossimità dell'utenza; i collegamenti termici sono infatti molto più onerosi da realizzare.

Altro aspetto da approfondire è il fluido termovettore utilizzato per la distribuzione del calore all'interno del caseificio:

- Acqua;
- Acqua surriscaldata;
- Vapore.

La raccolta di questi dati fornisce un quadro di partenza in base al quale identificare possibili soluzioni.

3.1.3 Analisi dei consumi

Ottenute le bollette energetiche, preferibilmente riferite all'ultimo anno così da poter avere una fotografia aggiornata dei consumi aziendali, è possibile risalire ai consumi mensili sostenuti dall'azienda.

Questa operazione non è sempre banale a causa delle differenti modalità di gestione delle fatturazioni da parte dei differenti distributori.

Il caso più favorevole si presenta con le fatturazioni mensili emesse a seguito di telelettura, processo grazie al quale il distributore riesce a rilevare a distanza il dato inerente all'effettivo prelievo dalla rete da parte del consumatore; si avranno quindi letture esatte in riferimento ai singoli mesi.

Casi più complessi si presentano con fatturazioni bimestrali o trimestrali in cui l'allocazione dei consumi ai singoli mesi dovrà essere effettuata tramite una stima da parte del tecnico.

S'introducono ulteriori complicazioni nel caso in cui le compagnie di distribuzione utilizzino come base di calcolo dei consumi la stima degli stessi, in luogo della telelettura, ad intervalli di tempo non sempre regolari ed effettuino conguagli per l'intero periodo trascorso tra il conguaglio stesso ed il conguaglio precedente.

In questi casi è necessario effettuare dei calcoli per la redistribuzione economica ed energetica della cifra conguagliata sui mesi precedenti.

I processi di stima e di calcolo, pur introducendo inevitabilmente errori rispetto alla situazione reale, se condotti con cognizione di causa, permettono comunque di restituire valori del tutto in linea con le richieste di input da parte del modello.

Questo è possibile grazie alla flessibilità di utilizzo ed alla possibilità di parzializzazione istantanea del carico tipiche dei cogeneratori di più piccola taglia, in particolare modo di quelli a combustione interna.

Si prenda come riferimento di flessibilità e parzializzazione di questi motori, l'utilizzo che ne viene fatto nella trazione stradale.

Per quanto riguarda i consumi delle utenze elettriche, questi possono essere così organizzati (Tab. 11):

ENERGIA ELETTRICA			
Mese	Consumi		
Gennaio	L	€	kWh _e
Febbraio	L	€	kWh _e
Marzo	L	€	kWh _e
Aprile	L	€	kWh _e
Maggio	L	€	kWh _e
Giugno	L	€	kWh _e
Luglio	L	€	kWh _e
Agosto	L	€	kWh _e
Settembre	L	€	kWh _e
Ottobre	L	€	kWh _e
Novembre	L	€	kWh _e
Dicembre	L	€	kWh _e
Totale		€	kWh _e
Costo Medio		€/kWh _e	

Tabella 11 – Organizzazione dati elettrici

Analogamente per quanto riguarda i consumi di gas naturale (Tab.12):

COMBUSTIBILE			
Mese	Consumi		
Gennaio	L	€	(u.m)
Febbraio	L	€	(u.m)
Marzo	L	€	(u.m)
Aprile	L	€	(u.m)
Maggio	L	€	(u.m)
Giugno	L	€	(u.m)
Luglio	L	€	(u.m)
Agosto	L	€	(u.m)
Settembre	L	€	(u.m)
Ottobre	L	€	(u.m)
Novembre	L	€	(u.m)
Dicembre	L	€	(u.m)
Totale		€	(u.m)
Costo Medio		€/(u.m)	

Tabella 12 – Organizzazione consumi combustibile

In questa tabella sono invece riportati i costi di approvvigionamento del combustibile. La voce (u.m.) si riferisce all'unità di misura utilizzata per il calcolo dei costi di approvvigionamento di tale combustibile come ad esempio: l (litri), nel caso di combustibili liquidi, oppure Smc (standard metro cubo) nel caso di combustibili gassosi.

I termini "L", "S" e "C", qui inseriti in ordine assolutamente casuale all'interno della tabella, si riferiscono a:

- "L": lettura. Il valore riportato è stato semplicemente letto dalla bolletta dell'energia;
- "S": stima. Il valore inserito è stato ottenuto compiendo una stima dei consumi del mese. Questo può essere dipeso, ad esempio, dal possesso di una fatturazione bimestrale o trimestrale;
- "C": calcolo. Il valore riportato è stato invece calcolato a seguito di discontinuità nella fatturazione dovute, ad esempio, ad eventuali conguagli.

Per le persone giuridiche, l'IVA, imposta sul valore aggiunto, associata alle spese sostenute, è detraibile al 100% rispetto alla quota parte delle imposte da versare.

Dal punto di vista finanziario, la detrazione si configura come sottrazione d'imposta, di una parte di certe somme spese; tale quota va a ridurre l'imposta stessa secondo la seguente logica:

$$T_n = T_l(Y) - D \quad (3.1)$$

Dove T_n è l'imposta netta, T_l rappresenta l'imposta lorda sulla base imponibile Y e D è la detrazione fiscale.

E' dunque opportuno valutare i costi energetici al netto dell'IVA poiché tale costo sarà detratto al termine dell'anno fiscale.

Si rammenta che l'imposta sul valore aggiunto è disciplinata dal D.P.R. 26/10/1972 e successive modifiche ed integrazioni. All'interno di tale decreto, la tabella presente nell'allegato A, specifica le operazioni soggette ad aliquota ridotta rispetto a quanto sancito all'articolo 16 del DPR633/72.

Fanno parte di questa categoria:

- Imprese estrattive, manifatturiere, comprese le imprese poligrafiche, tipografiche e similari;
- Imprese agricole;
- Soggetti che utilizzano l'energia elettrica esclusivamente per usi domestici, relativi al fabbisogno delle strutture abitative o residenziali a carattere familiare o collettivo in ambiti quali:
 - Caserme;
 - Scuole;
 - Asili;
 - Case di riposo;
 - Conventi;
 - Orfanotrofi;
 - Brefotrofi;
 - Carceri;
 - Altri ambienti che ospitano collettività.
- Soggetti che utilizzano energia elettrica per il funzionamento degli impianti irrigui, di sollevamento e di scolo delle acque, utilizzati dai consorzi di bonifica e d'irrigazione.

I soggetti menzionati godono di una riduzione dell'Imposta sul Valore Aggiunto ad un valore pari al 10%.

Per tutti gli altri soggetti, l'aliquota prevista per l'imposta è pari al 22%.

Discorso del tutto analogo per quanto riguarda l'imposta sul valore aggiunto applicata al gas metano prelevato.

Le realtà agricole godono dunque di riduzione d'imposta.

I consumi elettrici vengono dettagliatamente fatturati in base alle fasce di consumo:

- F1: dalle 8:00 alle 19:00 dal lunedì al venerdì. Rappresenta le ore di punta dei prelievi. All'interno di questa fascia oraria il costo di produzione dell'energia è il più elevato e di conseguenza anche i costi di vendita lo sono;
- F2: dalle 7:00 alle 8:00 e dalle 19:00 alle 23:00 dal lunedì al venerdì e dalle 7:00 alle 23:00 del sabato. Questa fascia è quella intermedia dal punto di vista dei costi dell'energia;
- F3: dalle 00:00 alle 7:00 e dalle 23:00 alle 24:00 dal lunedì al sabato e tutte le ore della domenica e dei giorni 1° e 6 gennaio; lunedì dell'Angelo; 25 aprile; 1° maggio; 2 giugno; 15 agosto; 1° novembre; 8, 25 e 26 dicembre. Questa fascia è rappresentativa delle ore fuori punta in cui il costo dell'energia è il più basso.

Seppur disponendo di tale dettaglio, dal punto di vista applicativo, non ha molto senso effettuare una valutazione dei consumi suddivisa per fascia in quanto il prelievo termico, cui è assoggettato il cogeneratore, che ne regola di fatto il funzionamento, non è altrettanto dettagliatamente suddiviso all'interno della giornata sia lato distribuzione che lato consumi utenza.

Si noti inoltre che la quota energia, all'interno di una bolletta tipo, costituisce solamente una parte dei costi da sostenere.

Si veda l'esempio di fatturazione che segue:

- SERVIZI DI VENDITA

Quota fissa vendita:

- Commercializzazione e vendita [€/cliente_mese];
- Componente di dispacciamento (parte fissa) [€/cliente_mese];

Quota energia:

- Energia ore di picco [€/kWh];
- Energia ore di fuori picco [€/kWh];
- Perdite di rete ore di picco [€/kWh];
- Perdite di rete ore di fuori picco [€/kWh];
- Corrispettivo di sbilanciamento [€/kWh];
- Corrispettivo aggregazione misure [€/mese];
- Dispacciamento [€/kWh];

- SERVIZI RETE

Quota fissa:

- Quota fissa [€/cliente_mese];

Quota potenza:

- Quota potenza [€/kW di disp_mese];

- Quota variabile

- Energia attiva [€/kWh];
- Energia reattiva entro il 75% [€/kVArh];
- Energia reattiva oltre il 75% [€/kVArh]

- IMPOSTE

Accisa sull'energia elettrica:

- Accisa [€/kWh];

Nell'esempio appena riportato, la suddivisione dei costi è bioraria; dati alla mano, la differenza di costo dell'energia e delle relative perdite, tra le ore di picco e le ore di fuori picco, ha un'incidenza abbastanza limitata sulla spesa totale seppur non trascurabile in termini di kWh prelevato.

Un'unità di energia richiesta alla rete durante le ore di picco ha, infatti, un costo superiore di circa il 20% rispetto ad una prelevata fuori picco.

L'incidenza sul costo totale sarà comunque nettamente inferiore grazie alla presenza di tutti gli altri costi, fissi e variabili, presenti in bolletta.

Essendo la produzione del cogeneratore, come in precedenza accennato, fortemente legata alla richiesta termica, risulta molto complessa e decisamente imprecisa la previsione dei mancati costi dovuti al mancato prelievo dalla rete, suddivisi per fascia di prelievo, conseguenti l'installazione di una macchina cogenerativa.

Si preferisce dunque stabilire un unico costo medio annuale di approvvigionamento dell'energia.

Tale costo può essere facilmente calcolato:

$$C_{kWh} = \frac{\text{Spesa totale netto IVA}}{\text{Consumo totale En. Attiva}} \quad (3.2)$$

C_{kWh} si identifica dunque come il costo unitario medio dell'energia prelevata [€/kWh].

Sono compresi all'interno di questo costo medio annuale tutti i costi legati all'approvvigionamento dell'energia, ivi comprese le imposte ed i costi di rete.

Considerazioni del tutto analoghe sono da compiersi per quanto concerne i prelievi di gas naturale:

$$C_{(u.m.)} = \frac{\text{Spesa totale netto IVA}}{\text{Prelievo totale comb.}} \quad (3.3)$$

$C_{(u.m.)}$ si identifica dunque come il costo unitario medio dell'energia prelevata [€/u.m.].

3.1.4 Determinazione dei fabbisogni termici ed elettrici

La determinazione dei fabbisogni è un processo fondamentale per arrivare ad una scelta consapevole del motore primo del nostro sistema cogenerativo.

Fatto salvo quanto già affermato, si vuole ribadire, come discriminante fondamentale di scelta tra la tecnologia a combustione interna e le microturbine, che mentre i primi sono più indicati per far fronte a carichi variabili nel tempo ed hanno una maggior capacità di produzione elettrica a discapito di quella termica, i secondi sono più indicati per carichi costanti nel tempo ed hanno una potenzialità termica molto più elevata.

Lato elettrico, la determinazione dei fabbisogni d'azienda è abbastanza semplice. Accantonando momentaneamente considerazioni legate alle perdite della rete di distribuzione interna al sistema, l'energia prelevata e contabilizzata coincide, di fatto, con i fabbisogni stessi; interfacciandosi il cogeneratore con il quadro di distribuzione generale, l'energia prodotta sarebbe assoggettata alle medesime perdite di rete di quella invece prelevata, fatta eccezione per il tratto di linea che conduce dal quadro di partenza, installato a valle del contatore di misura del distributore, al quadro generale di distribuzione. Possiamo comunque considerare trascurabile questa perdita ai fini della valutazione del fabbisogno d'utenza.

I fabbisogni elettrici annui, FE_a , possono dunque essere così calcolati:

$$FE_a = \sum_{n=1}^{12} FE_m \quad (3.4)$$

Dove FE_m indica i fabbisogni elettrici mensili riportati sulla fattura del distributore.

Lato termico, le cose sono invece notevolmente più complesse.

Per chiarire questo concetto si faccia per semplicità riferimento ad un cogeneratore alimentato a gas naturale allacciato alla rete di distribuzione nazionale.

Il primo punto di complessità aggiunta è imputabile al fatto che, mentre un kWh_e identifica la medesima quantità di energia in qualsiasi punto della rete lo si prelevi, lo stesso non si può dire per i prelievi di gas; affinché l'uguaglianza fosse verificata, il metano dovrebbe trovarsi all'interno dell'intera rete di distribuzione alle medesime condizioni, ad esempio, nelle condizioni standard: 15°C, 1 atm.

E' possibile affermare, senza indugi, che ciò è irrealizzabile.

Dato che le proprietà del gas, in particolar modo la densità dello stesso, che dipende dalla temperatura e dalla pressione all'interno delle condotte, variano sensibilmente al variare delle condizioni al contorno, un metro cubo di gas contabilizzato da un contatore volumetrico avrà caratteristiche differenti nel tempo e nello spazio.

Anche la stessa composizione chimica del gas naturale varia: principalmente composto da metano (CH₄), il gas naturale contiene al suo interno in percentuali variabili anche altri gas combustibili come ad esempio etano (CH₃CH₃), propano (CH₃CH₂CH₃), butano (CH₃CH₂CH₂CH₃), nonché, in piccole quantità, pentano (C₅H₁₂).

Tutto ciò porta a constatare che il potere calorifico del gas naturale distribuito dalla rete [kcal/m³] non sia costante nel tempo.

Sul sito del distributore Snam Rete Gas, distributore leader per il mercato italiano, è possibile reperire, suddivisi per anni termici, i poteri calorifici superiori (PCS) convenzionali annuali, in [GJ/Smc], del gas metano distribuito in una zona specifica da un determinato impianto.

Discorso analogo, sempre riferito alle proprietà, è spendibile in merito alle caratteristiche di qualsiasi altro combustibile utilizzabile per l'alimentazione di un gruppo cogenerativo.

Non potendo essere svolte, dunque, soprattutto in fase preliminare di progetto, analisi approfondite e dettagliate, si utilizza come potere calorifico del metano un valore convenzionalmente stabilito; sarebbe opportuno, se in possesso di questo dato, utilizzare lo stesso potere calorifico per il combustibile utilizzato dal produttore della macchina cogeneratrice per lo svolgimento delle prove e dei collaudi a banco.

I valori che si andranno così ad ottenere possono essere confrontati tra loro ed essere utilizzati per l'analisi energetica che porterà alla scelta del cogeneratore.

Altro aspetto da tenere in considerazione è la possibile presenza, all'interno dell'azienda, di più utenze termiche, alimentate tramite il medesimo punto di prelievo. Possono essere presenti, ad esempio, molteplici unità di produzione termica e di differenti taglie e tipologie.

Il fabbisogno termico da considerarsi per un corretto dimensionamento del cogeneratore dovrebbe essere unicamente quello direttamente imputabile ad un sistema di utenze con cui il cogeneratore stesso può interfacciarsi.

Il costo dell'impianto idraulico, insieme di tubazioni coibentate, valvole e scambiatori, è tanto più elevato, a parità di potenza termica in gioco, quanto più è elevata la complessità della rete di distribuzione interna ideata.

Può dunque risultare economicamente sconsigliato, anche se tecnicamente realizzabile, il servizio di alcune particolari utenze termiche: non interfacciandosi di fatto con il cogeneratore non dovrebbero essere prese in considerazione nella stima dei fabbisogni termici da soddisfare.

All'interno di complessi sistemi energetici industriali, ben diversi da quelle che potrebbero essere utenze domestiche o residenziali, sono in genere facilmente individuabili alcune macro utenze il cui consumo ha un peso considerevole e con le quali è opportuno interfacciarsi in prima battuta anche semplicemente per una questione di scala di consumo.

Potrebbe anche essere già configurata una rete di distribuzione di termovettore con il quale il cogeneratore può direttamente interfacciarsi senza introdurre particolari complicazioni impiantistiche.

Potrebbe essere questo, per esempio, il caso di un'azienda all'interno della quale viene distribuita acqua calda come fluido termovettore.

Nel caso della filiera lattiero-casearia, sono in genere presenti alcune caldaie utilizzate per la produzione di vapore o acqua surriscaldata. Il termovettore generato sarà poi immesso nel circuito di alimentazione termica delle caldere, all'interno delle quali si produrrà il formaggio.

Queste utenze possono avere potenzialità di alcuni MW_t e sono utilizzate a pieno regime per alcune ore al giorno; va da sé che la presenza all'interno dell'azienda di alcune utenze termiche minori, come potrebbero essere una cucina a disposizione dei dipendenti o alcune caldaie murarie da pochi kW_t, possano essere praticamente trascurate al fine del calcolo dei fabbisogni d'utenza.

Ciò, come facilmente intuibile, semplifica notevolmente l'analisi da condurre.

Il carico termico globale mensile indicativo, premesso quanto sopra, può essere così ottenuto:

$$CT_m = \dot{V}_m * PCI * \eta_{ct} \quad (3.5)$$

dove, nell'ordine, sono indicati la portata volumetrica mensile di metano (\dot{V}_m), che nel caso in esame coinciderà con i prelievi dalla rete, il potere calorifico inferiore del gas metano (PCI), coincidente con quello utilizzato per la redazione dei dati di targa del cogeneratore, se noto, ed il rendimento di conversione termica (η_{ct}) del gruppo di generazione installato.

Il rendimento di conversione termica non è di facile reperimento, o stima, perché dipende fortemente dalle condizioni di funzionamento della stessa che spesso sono ben lontane da quelle nominali oltre che essere diversificate nel tempo a causa dei differenti cicli di produzione compiuti dalla stessa macchina nel tempo.

Si deve dunque compiere una stima identificando un rendimento medio.

Il carico termico annuale (CT_a) si ottiene dalla sommatoria di tutti i carichi termici globali mensili:

$$CT_a = \sum_{n=1}^{12} CT_m \quad (3.6)$$

Una ponderata analisi dei fabbisogni termici ed elettrici, dunque, è di fondamentale importanza per una scelta oculata del cogeneratore, sia per quanto concerne la tipologia, sia per quanto concerne la taglia.

I costi d'investimento iniziale ed i costi di esercizio sono fortemente legati alla scelta effettuata.

Va da se che queste decisioni siano determinanti per la buona riuscita dell'investimento e del grado di soddisfacimento conseguente del cliente.

3.1.5 Scelta del cogeneratore: considerazioni tecniche ed economiche

Dal punto di vista prettamente tecnico la scelta della tipologia e della taglia del cogeneratore non è particolarmente complessa: una volta a conoscenza dello scopo dell'installazione, delle modalità di integrazione con l'impianto esistente e dei fabbisogni d'utenza, in base alle specifiche tecniche della macchina si sceglie quella dimensionalmente più adeguata agli scopi.

Si ricorda che nel caso di micro e piccoli cogeneratori, attualmente, i prodotti disponibili sul mercato sono di due tipologie:

- Turbomacchine: da prediligersi nel caso in cui si vogliano ottenere elevate prestazioni termiche per unità di energia primaria introdotta;
- Motori a combustione interna: più indicati qualora si vogliano prediligere, invece, le prestazioni elettriche.

La scelta si complica invece con l'introduzione di elementi di discriminazione economica, commerciale e di gestione.

L'acquisto di un cogeneratore rappresenta, di fatto, l'introduzione di un'officina elettrica, per la quale le variabili di acquisto e di esercizio sono molteplici:

- Il costo d'acquisto, in primis, che inciderà in maniera significativa sulle tempistiche di rientro dell'investimento;
- I costi manutentivi: questi possono essere sensibilmente differenti non solo tra diverse case costruttrici ma anche all'interno della stessa casa e per lo stesso cogeneratore in base alle garanzie e ai servizi offerti;
- La reperibilità e le tempistiche di intervento in caso di guasto;
- La tipologia di installazione richiesta;
- Il limite di inquinamento acustico da rispettare, differente in base al contesto in cui viene effettuata l'installazione, potrebbe richiedere il montaggio del cogeneratore all'interno di box super silenziosi piuttosto che l'installazione di una marmitta insonorizzante allo scarico. Si riesce a raggiungere valori di pressione sonora, misurata in [dBA], inferiori a 70 dBA a 5 metri. Tale livello di rumore è inferiore a quello che si potrebbe avere all'interno di una automobile;
- L'affidabilità richiesta al sistema che altro non è che lo specchio della bontà tecnologica delle componenti installate;
- La necessità o meno di aver montato a bordo macchina un dispositivo "scambio zero" con la rete, in grado di effettuare l'inseguimento del carico elettrico richiesto dalla rete d'azienda evitando istantaneamente la produzione di un surplus di energia elettrica che dovrebbe inevitabilmente esser immessa in rete con conseguenti perdite economiche. Pur essendo ammessi al regime di Scambio sul Posto (SSP), non vi è comunque alcuna convenienza economica nell'immettere energia per poi prelevarla di nuovo ad un prezzo maggiorato, essendo i costi di produzione della stessa non trascurabili come potrebbe invece essere nel caso del fotovoltaico una volta installato l'impianto;
- La tipologia del motore primo: soprattutto nel caso di motori a combustione interna, si possono reperire sul mercato, a parità di potenza erogata, motori molto differenti nelle caratteristiche costruttive ed operative; questo è particolarmente enfatizzato per le più piccole taglie.
Esistono motori derivati da autotrazione che, seppur di notevole cilindrata, non sono tecnologicamente equiparabili con i motori costruiti per la trazione dei camion, decisamente più longevi ed affidabili.
Questa sola differenza può incidere per un 20-30% sul costo totale di fornitura del gruppo di generazione;
- La tipologia di alternatore. Esistono sostanzialmente due tipologie di alternatori che possono essere montati per la produzione di energia elettrica:
 - Alternatore sincrono;
 - Alternatore asincrono.

Il generatore asincrono, per poter funzionare necessita di essere in parallelo con una rete, mantenuta in tensione da generatori sincroni, dalla quale poter assorbire potenza reattiva per magnetizzare il circuito rotorico. Nel caso di generatori sincroni la magnetizzazione del circuito rotorico avviene invece sfruttando elettromagneti alimentati da una quota parte della stessa energia prodotta.

La differenza sostanziale che si riscontra nella pratica d'utilizzo è che in caso di mancanza di parallelo di rete, il generatore asincrono smette di erogare potenza attiva non garantendo di fatto alcun approvvigionamento elettrico all'utenza e

non può essere riavviato fintanto che non viene ripristinato il parallelo con la rete.

In caso di mancanza di parallelo con la rete, non è comunque possibile avviare nessuna delle due tipologie di generatori; si può ovviare a ciò dotando il sistema di banchi di condensatori in grado di fornire la potenza reattiva necessaria per stabilire il flusso magnetico al traferro, indispensabile per l'erogazione di potenza;

- Considerazioni del tutto analoghe possono essere effettuate per tutta la componentistica del cogeneratore e per tutte le funzioni di automatizzazione implementate all'interno dello stesso;
- La possibilità di effettuare monitoraggio, controlli e regolazioni del cogeneratore da remoto;
- Il livello di automazione della gestione della macchina. Alcuni cogeneratori sono in grado di effettuare in totale autonomia, ad intervalli regolari e prestabiliti, il cambio dell'olio lubrificante contenuto all'interno della coppa motore, dilatando così, di fatto, la frequenza degli intervalli manutentivi manuali.

Pur essendo, concettualmente parlando, una macchina molto semplice, le variabili in gioco sono molteplici a questo livello di dettaglio di scelta.

Nuove complicazioni si aggiungono nel caso in cui si vogliono soddisfare, tramite l'installazione del cogeneratore, esigenze specifiche che esulino dal soddisfacimento delle richieste termiche ed elettriche in situazioni ordinarie e se ne vogliono valutare in termini di costi da sostenere e mancati costi conseguenti.

Si prenda per esempio in considerazione l'installazione di un cogeneratore come alternativa a:

- Acquisto o sostituzione di gruppo elettrogeno per alimentazione delle utenze privilegiate, o della totalità delle utenze, in caso di emergenza;
- Acquisto o sostituzione di gruppo statico di continuità, UPS, per l'alimentazione dei corpi illuminanti funzionanti in emergenza atti a garantire il livello d'illuminamento richiesto sulle vie d'esodo e di eventuali utenze privilegiate;
- Potenziamento o sostituzione di gruppo termico esistente;
- Realizzazione di cabina di trasformazione di media tensione conseguente all'aumento di richiesta di potenza disponibile per le lavorazioni industriali.

Le situazioni sono dunque da valutarsi caso per caso.

Si evidenzia dunque come il cogeneratore possa essere protagonista della realizzazione di mancati costi diretti e indiretti in relazione allo scopo produttivo primario.

Qualora si riuscissero a conseguire anche mancati costi indiretti, grazie all'installazione di un cogeneratore, le tempistiche di rientro dell'investimento sostenuto subirebbero una notevole contrazione, come sarà evidenziato in seguito.

3.1.6 Strutturazione integrazione termica

Il recupero della potenzialità termica del generatore avviene tramite il passaggio di un fluido termovettore all'interno un circuito che attraversa tutti gli scambiatori presenti all'interno del cogeneratore:

- Scambiatore di recupero termico da olio motore;
- Scambiatore di recupero termico da circuito di raffreddamento del motore stesso;
- Scambiatore di recupero termico dai fumi di scarico.

Questo circuito idraulico prende il nome di circuito primario. Il circuito primario si interfaccia con il circuito secondario, circuito d'utenza, attraverso uno scambiatore intermedio che ha lo scopo di trasferire il calore ceduto dal termovettore del circuito primario al termovettore del circuito secondario.

Il collegamento tra il cogeneratore e lo scambiatore esterno è reso possibile, nonché facilitato, dalla presenza di attacchi flangiati esterni alla macchina che permettono un interfacciamento diretto dei due dispositivi.

Nonostante rappresenti una spesa non trascurabile, questo scambiatore è di fondamentale importanza per mantenere isolati i due fluidi; si evitano così sporcamenti agli scambiatori interni al cogeneratore facilmente causati dal sedimentarsi di impurità presenti all'interno del liquido.

Il termovettore inserito all'interno del circuito primario sarà dunque privo di impurità e con caratteristiche tali da ottimizzare lo scambio termico per le temperature e le pressioni a cui esso avviene e con proprietà anticongelanti, essendo i cogeneratori unità posizionabili anche all'esterno ed aventi la possibilità di operare anche in condizioni climatiche in cui la temperatura è inferiore agli 0°C. In tali condizioni potrebbe infatti verificarsi il congelamento parziale o totale del fluido all'interno del circuito, eventualità del tutto dannosa e assolutamente da evitare.

Il circuito primario permette inoltre un maggior controllo delle temperature e delle pressioni alle quali questi scambiatori operano, azione fondamentale al fine di evitare stress termici alle componentistiche del cogeneratore, nonché al motore stesso, e garantirne una maggior longevità.

Al fine di evitare il verificarsi di quanto appena descritto, i costruttori prevedono, un limite minimo al valore di temperatura del fluido in ingresso al cogeneratore; una valvola a tre vie motorizzata, in grado di bypassare lo scambiatore intermedio, comandata da una sonda di temperatura posta in ingresso al cogeneratore effettuerà un ricircolo, totale o parziale, dell'acqua in mandata dal cogeneratore fino allo stabilizzarsi della temperatura all'interno del circuito primario e all'instaurarsi della necessità di "dissipare" calore scambiandolo con il secondario.

Il principio che sta alla base dell'integrazione termica del cogeneratore con un sistema esistente è che il cogeneratore deve spegnersi quando dal circuito secondario viene a mancare la richiesta termica, poiché la produzione non si configurerebbe più come la possibilità di ottenere un risparmio ma come un costo. Conviene allora arrestare il cogeneratore e prelevare l'energia elettrica totalmente dalla rete.

La situazione è diversa per gli impianti incentivati: essendo incentivata la produzione dell'energia elettrica, indipendentemente dall'utilizzo che si faccia dell'energia termica, come nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili incentivati tramite tariffa onnicomprensiva, conviene comunque mantenere in produzione il cogeneratore.

Per ogni kilowattora attualmente prodotto si riceve un incentivo pari a 0,28 € che permette di coprire abbondantemente tutti i costi di produzione per cui non ha alcun senso economico l'arresto dell'impianto.

Di seguito lo schema concettuale di quanto sopra illustrato in merito ai circuiti primari e secondari di scambio.

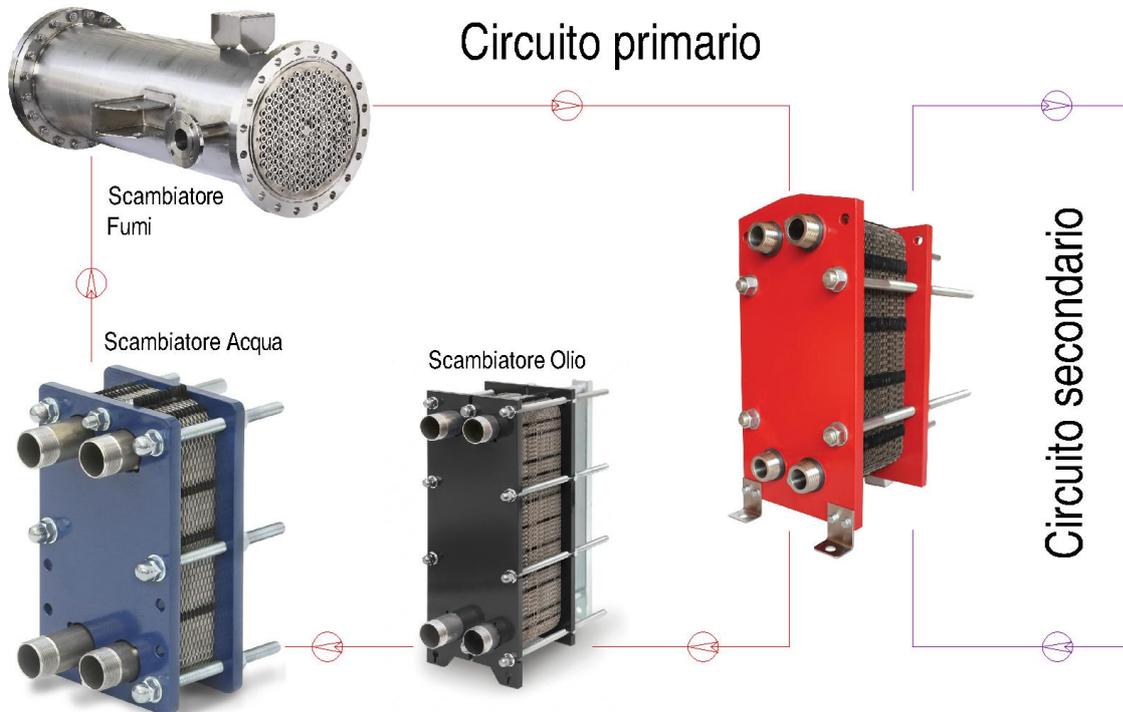


Figura 39 – Circuito primario e circuito secondario.

I costruttori di gruppi cogenerativi indicano, come dato di targa della macchina, quali siano i valori di potenzialità termica ottenibile durante il funzionamento nominale, come in precedenza illustrato nella tabella sui MCI all'interno del Capitolo 2.

Viene anche indicato un range di temperature, tra mandata e ritorno, ammesse dal sistema per lo scambio termico.

Il ΔT massimo operativamente ammissibile stabilisce un limite superiore dell'energia termica recuperabile secondo la relazione:

$$Q = m * c_p * \Delta T \quad (3.7)$$

Dove Q è il calore scambiato [kWh], m la massa [kg] del fluido elaborato, c_p il calore specifico del fluido [kJ/(Kg K)] e ΔT [K] la differenza di temperatura conseguente lo scambio termico.

Analogamente è possibile determinare la potenza scambiata:

$$\dot{Q} = \dot{m} * c_p * \Delta T \quad (3.8)$$

In questo caso \dot{Q} è la potenza scambiata e \dot{m} la portata in massa [kg/s] del fluido.

Per semplicità si assuma come fluido di scambio di prima approssimazione acqua per la quale si stabilisce un valore costante per il calore specifico pari a 4,186 [kJ/(Kg K)] ovvero $1,163 \times 10^{-3}$ [kWh/(Kg K)].

Nella realtà il calore specifico varia al variare della temperatura del fluido stesso ed il fluido termovettore non è acqua.

E' possibile eseguire un calcolo più preciso, ma altrettanto semplice, una volta a conoscenza delle caratteristiche del fluido di riempimento del circuito primario e del relativo calore specifico.

Se si è a conoscenza, poiché fornito dal costruttore, del coefficiente globale di scambio termico realizzato dallo scambiatore, U_D espresso in [W/(m²K)], è possibile calcolare in prima approssimazione l'area di scambio, effettuando quindi un dimensionamento di massima dello scambiatore:

$$A = \frac{\dot{Q}}{U_D * \Delta T} \quad (3.9)$$

Il valore \dot{Q} esprime la potenza massima scambiabile. Tale risultato è ottenibile solamente se si riescono a raggiungere le seguenti condizioni:

- La temperatura di uscita del fluido freddo viene innalzata fino alla temperatura di ingresso del fluido caldo;
- La temperatura di uscita del fluido caldo viene ridotta fino al valore della temperatura in ingresso del fluido freddo.

Queste due condizioni limite, di prassi, non sono contemporaneamente verificate; ciò è dovuto alle differenti capacità termiche dei due fluidi.

La capacità termica di un fluido, misurata in [W/K], si identifica come il prodotto tra la sua portata in massa e il calore specifico:

$$\dot{C} = \dot{m} * c_p \quad (3.10)$$

All'interno del sistema-scambio sarà dunque presente un fluido avente capacità termica maggiore ed uno avente capacità termica minore. Il fluido con la capacità termica minore subirà la maggior variazione di temperatura.

La capacità termica può essere appunto vista come la resistenza opposta da un fluido alla variazione di temperatura.

Indipendentemente dal discorso legato alle capacità termiche dei fluidi, lo scambio perfetto non è realizzabile a causa delle dissipazioni introdotte dallo scambiatore di calore stesso che non è una macchina perfetta.

Si introduce quindi un parametro adimensionale ε indicante l'efficienza di scambio termico dello scambiatore.

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{max}} \quad (3.11)$$

Se l'efficienza dello scambiatore è nota, e generalmente lo è poiché fornita come dato di targa, la potenza effettivamente scambiata sarà:

$$\dot{Q} = \varepsilon * \dot{C}_{min} * (T_{hin} - T_{cin}) \quad (3.12)$$

T_{hin} e T_{cin} indicano rispettivamente le temperature di ingresso del fluido caldo e del fluido freddo.

Fatte tutte queste considerazioni risulta possibile stimare l'energia termica fornibile all'utenza e, come conseguenza, quella che potrebbe essere una soluzione integrativa ottimale dell'impianto cogenerativo con l'impianto esistente.

Si vuol porre l'accento sul fatto che si parli sempre di integrazione e mai di sostituzione dell'impianto esistente.

Essendo i cogeneratori macchine soggette a fermi manutentivi frequenti, deve essere garantita la continuità di produzione all'industria anche in queste circostanze, ovvero non inserire all'interno del contesto industriale nessun possibile disservizio prevedibile.

Inoltre, in questo contesto, i cogeneratori, per funzionare come tali, vengono dimensionati per una potenza nettamente inferiore ai fabbisogni produttivi poiché considerati interventi di efficienza energetica e non impianti autonomi di produzione; qualora li si volesse considerare come tali dovrebbero essere inquadrati in ottica completamente diversa da quella di

investimento cui conseguono mancati costi ma come spesa necessaria al raggiungimento degli scopi produttivi dell'azienda.

Ciò non toglie che, fatte le dovute valutazioni, possano configurarsi come sistema di produzione efficiente dell'energia qualora vi fosse equilibrio tra le potenze elettriche e termiche producibili e le necessità energetiche.

Nel caso che si prenderà in esame, tipico della filiera lattiero-casearia, queste condizioni sono difficilmente raggiungibili in quanto a fronte di richieste elettriche che si aggirano attorno a qualche centinaio di kW, le richieste termiche sono dell'ordine dei MW.

Le due richieste non sono inoltre coordinate durante la giornata: quella elettrica è caratterizzata da un andamento considerabile pressoché costante mentre quella termica è discreta e si concentra principalmente nell'arco di alcune ore.

3.1.7 Profili di carico e coperture

Stabiliti i fabbisogni e decise le modalità d'integrazione del cogeneratore nel sistema esistente, è possibile stimare i tempi di utilizzo dello stesso.

Sempre nella medesima ottica di semplicità con cui è stato ideato il modello, partendo dalle caratteristiche nominali della macchina e dagli scopi produttivi cui vogliamo impiegarla, è possibile valutare i tempi di utilizzo medi del cogeneratore all'interno della giornata lavorativa.

Si fa riferimento alla giornata lavorativa poiché essendo il cogeneratore, in questo contesto, installato in realtà industriali, esso verrà utilizzato prettamente per le lavorazioni necessarie agli scopi produttivi e quindi durante le giornate lavorative.

Il monte ore di funzionamento medio mensile \bar{h}_{mm} stimato [h/mese] si ottiene da:

$$\bar{h}_{mm} = \bar{h}_{mg} * N_{gl} \quad (3.13)$$

Dove \bar{h}_{mg} indica le ore medie di funzionamento giornaliero [h/giorno] e N_{gl} il numero di giorni lavorativi presenti nel mese, cui si fa riferimento, dell'anno tipo.

Il monte ore di funzionamento medio annuo \bar{h}_{ma} stimato [h/anno] si ottiene da:

$$\bar{h}_{ma} = \sum_{i=1}^{12} (\bar{h}_{mm})_i \quad (3.14)$$

La valutazione delle ore medie giornaliere d'impiego del cogeneratore e dei giorni di utilizzo all'interno dell'anno tipo possono essere effettuate, caso per caso, secondo diverse modalità e gradi di precisione.

Si supponga, per esempio, l'installazione di un cogeneratore all'interno di una realtà aziendale in cui i cicli produttivi richiedano l'utilizzo del cogeneratore per 8 ore dal Lunedì al Venerdì e per sole 5 ore il Sabato; la Domenica il polo produttivo non è in funzione così come non lo è durante le festività nazionali.

Si prende l'anno 2015 come anno tipo di riferimento per lo sviluppo dei calcoli.

In questo caso, per semplicità operativa, si suppone che il cogeneratore sia in funzionamento solamente dal Lunedì al Venerdì e che le ore del Sabato siano ripartite all'interno degli altri giorni. Questa semplificazione è lecita giacché tutto lo studio è condotto a regime stazionario.

Dal Lunedì al Venerdì le ore di funzionamento non saranno più 8 ma 9.

L'utilizzo del cogeneratore può essere così riassunto (Tab.13):

UTILIZZO COGENERATORE				
Mese	Giorni [gg]	Lavorativi [gg]	Funzionamento	
			[h/gg]	[h/mese]
Gennaio	31	20	9	180
Febbraio	28	20	9	180
Marzo	31	22	9	198
Aprile	30	21	9	189
Maggio	31	20	9	180
Giugno	30	21	9	189
Luglio	31	23	9	207
Agosto	31	21	9	189
Settembre	30	22	9	198
Ottobre	31	22	9	198
Novembre	30	21	9	189
Dicembre	31	21	9	189
TOTALE	365	234	-	2286
Fattore di correzione utilizzo causa fermo manutentivo				0,97
Utilizzo annuo [h/anno]				2217

Tabella 13 – Ore utilizzo cogeneratore

Si osservi l'introduzione di un fattore di correzione, applicato al monte ore annuale di funzionamento. Tale fattore k_m tiene in considerazione le ore di fermo obbligato del cogeneratore nell'arco dell'anno.

Le ore di funzionamento che verranno dunque utilizzate come base di calcolo saranno:

$$\bar{h}_{ma(eff)} = k_m * \bar{h}_{ma} \quad (3.15)$$

Analogamente, per quanto riguarda il valore mensile:

$$\bar{h}_{mm(eff)} = k_m * \bar{h}_{mm} \quad (3.16)$$

Questo fattore, individuato in base alle specifiche del piano manutentivo del cogeneratore, è del tutto cautelativo giacché buona parte delle manutenzioni possono essere svolte all'interno della stessa giornata lavorativa durante le ore che sarebbero comunque di fermo, per la natura del processo.

Si preferisce comunque inserirlo per garantirsi una certa marginalità nella simulazione.

In riferimento alla produzione del Parmigiano Reggiano, oggetto di applicazione specifica della tesi, o del Grana Padano, caso del tutto analogo, le lavorazioni vengono effettuate in tutti i giorni dell'anno.

La costruzione dell'anno tipo è dunque in questo caso facilitata dalla situazione industriale.

A titolo del tutto esemplificativo si riportano i fabbisogni e le coperture elettriche e termiche, casualmente generati, di una ipotetica azienda (Tab. 14 e 15) ed i conseguenti profili elettrici (Fig.40) e termici (Fig.41)

FABBISOGNO E COPERTURE ELETTRICO				
	Fabbisogno elettrico	Energia elettrica da cogeneratore	Energia elettrica da integrare	Energia elettrica ceduta in rete
PERIODO	kWh _e			
Gennaio	10	5	5	0
Febbraio	12	5	7	0
Marzo	16	7	9	0
Aprile	18	7	11	0
Maggio	11	5	6	0
Giugno	22	7	15	0
Luglio	26	7	19	0
Agosto	22	7	15	0
Settembre	24	7	17	0
Ottobre	15	6	9	0
Novembre	16	6	10	0
Dicembre	12	5	7	0
TOTALE	204	73	131	0
COPERTURA		35,54%	64,46%	

Tabella 14 – Esempio di fabbisogno e coperture elettrico

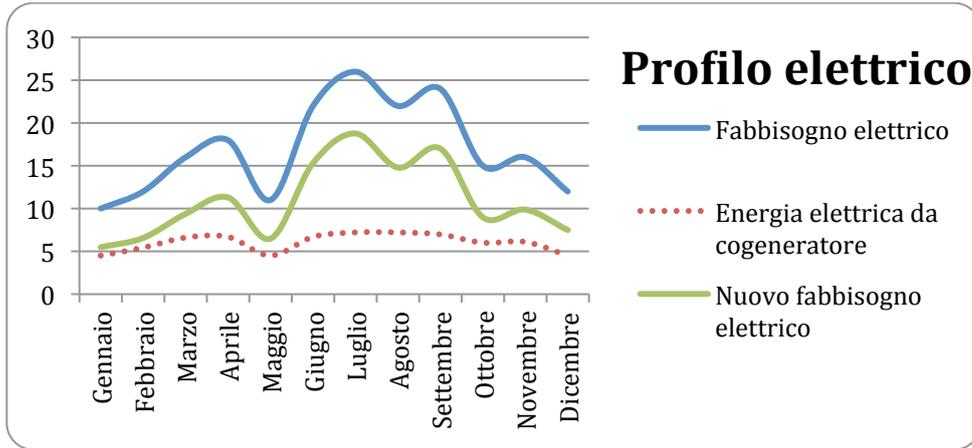


Figura 40 – Esempio di profilo elettrico

FABBISOGNO E COPERTURE TERMICO				
	Fabbisogno termico	Energia termica da cogeneratore	Energia termica da integrare	Energia termica da dissipare
PERIODO	kWht			
Gennaio	500	135	365	0
Febbraio	450	163	287	0
Marzo	400	198	202	0
Aprile	350	201	149	0
Maggio	300	135	165	0
Giugno	350	201	149	0
Luglio	300	217	83	0
Agosto	250	217	33	0
Settembre	250	210	40	0
Ottobre	350	180	170	0
Novembre	350	183	167	0
Dicembre	400	135	265	0
TOTALE	4.250	2.175	2.075	0
COPERTURA		51,18%	48,82%	

Tabella 15 – Esempio di fabbisogno e coperture termico

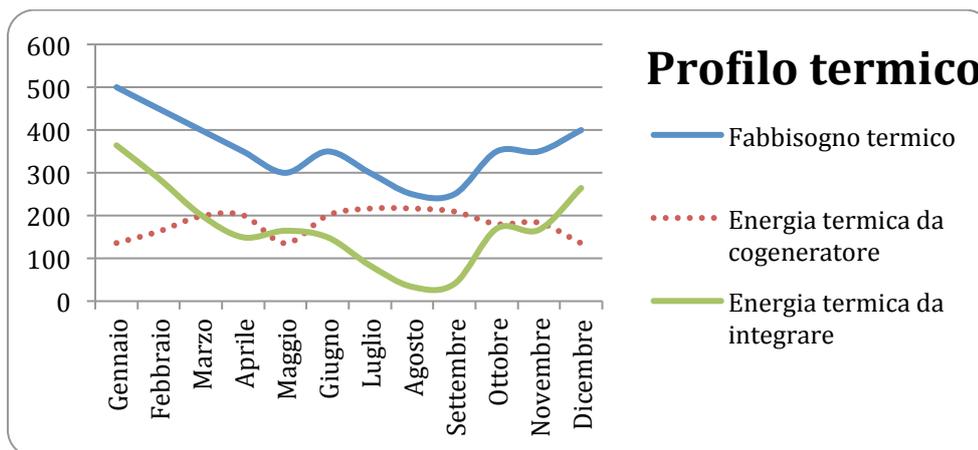


Figura 41 – Esempio di profilo termico

Si osservi che:

- L'energia elettrica prodotta dal cogeneratore non deve eccedere la richiesta per evitare immissioni di energia in rete;
- La curva rappresentativa dell'energia termica prodotta dal cogeneratore non deve mai intersecare la curva rappresentate il fabbisogno per evitare la produzione di energia termica da dissipare;
- L'energia prodotta, termica o elettrica indistintamente, genera la curva di integrazione, rappresentativa del quantitativo di energia comunque da prelevare o produrre con i sistemi tradizionali.

L'energia elettrica prodotta mensilmente EEP_m dal cogeneratore [kWh_e] è così ottenuta:

$$EEP_m = \bar{h}_{mm(ef)} * P_e \quad (3.17)$$

Dove P_e indica la potenzialità elettrica [kW_e] del cogeneratore installato al netto degli autoconsumi.

La totale energia elettrica prodotta nell'anno EEP_a [kWh_e] sarà dunque:

$$EEP_a = \sum_{i=1}^{12} (EEP_m)_i \quad (3.18)$$

Quanto all'energia termica ETP_m mensilmente prodotta [kWh_t]:

$$ETP_m = \bar{h}_{mm(ef)} * P_t \quad (3.19)$$

Dove P_t indica la potenzialità termica del cogeneratore installato intesa come l'energia termica recuperabile durante il funzionamento nominale [kW_t].

Analogamente al caso elettrico, la totale energia termica prodotta nell'anno ETP_a [kWh_e] sarà:

$$ETP_a = \sum_{i=1}^{12} (EET_m)_i \quad (3.20)$$

L'energia elettrica EEI_m [kWh_e] e termica ETI_m [kWh_t] da integrare mensilmente saranno rispettivamente:

$$EEI_m = FE_m - EEP_m \quad (3.21)$$

$$ETI_m = CT_m - ETP_m \quad (3.22)$$

Dove, si ricorda, FE_m e CT_m sono rispettivamente il fabbisogno elettrico mensile ed il carico termico mensile, ovvero i fabbisogni, delle utenze.

In un anno, l'energia elettrica da integrare EEI_a [kWh_e] risulterà dall'espressione:

$$EEI_a = \sum_{i=1}^{12} (EEI_m)_i \quad (3.23)$$

Analogamente, per l'energia termica:

$$EET_a = \sum_{i=1}^{12} (EET_m)_i \quad (3.24)$$

3.2 Valutazione CAR

In questa parte di elaborato saranno analizzate le valutazioni da effettuarsi al fine della determinazione e del riconoscimento della soluzione cogenerativa installata come CAR: Cogenerazione ad alto rendimento.

Il processo di valutazione sarà condotto attraverso alcuni *steps* fondamentali, di seguito elencati e approfonditi:

- Classificazione preliminare della tecnologia;
- Rendimento globale;
- Rapporto energia calore;
- Valutazione del risparmio di energia primaria (PES).

L'ottenimento della qualifica di Cogenerazione ad Alto Rendimento permette l'accesso ai benefici e agli incentivi previsti per questa soluzione impiantistica come già illustrato all'interno del Capitolo 2.

3.2.1 Classificazione preliminare della tecnologia

E' indispensabile stilare una classificazione preliminare degli impianti in quanto esistono due distinte metodologie di calcolo per l'ottenimento della qualifica (Tab. 16):

- Tecnologie di cogenerazione per le quali non è previsto il calcolo del coefficiente β ;
- Tecnologie di cogenerazione che necessitano del coefficiente β per il calcolo dei diversi parametri;

Le tecnologie, oggetto del DM 4 agosto 2011, sono di seguito classificate.

Tecnologia di cogenerazione		$\eta_{\text{globale, soglia}}$	Coefficiente β ?
1	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (con turbina a vapore in contropressione)	80%	NO
2	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (con turbina a condensazione con estrazione di vapore)	75%	SI
3	Turbina a vapore a contropressione	80%	NO
4	Turbina a condensazione con estrazione di vapore	75%	NO
5	Turbina a gas con recupero di calore	75%	NO
6	Motore a combustione interna	75%	NO
7	Microturbina	75%	NO
8	Motore Stirling	75%	NO
9	Pila a combustibile	75%	NO
10	Motore a Vapore	75%	NO
11	Ciclo Rankine a fluido organico	75%	NO
12	Ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che rientrano nelle definizioni di cui all'art.2 del D.lgs. dell'8 febbraio 2007	75%	NO

Tabella 16 – Esigenza di calcolo del coefficiente β per varie tecnologie produttive

In seguito sarà approfondita la metodologia di calcolo che non prevede l'utilizzo del coefficiente β sia per motivi statistici di applicazione, sia perché l'applicazione specifica riportata all'interno di questa Tesi, come più in generale per gli impianti di piccola e micro generazione, non lo richiede.

Il coefficiente β , che trova applicazione solamente per impianti nei quali siano realizzate estrazioni di vapore da vari stadi di espansione della turbina, serve, in buona sostanza, ad evitare penalizzazioni nella valutazione delle prestazioni del ciclo. L'estrazione di vapore effettuata per alimentare un processo a valle della turbina, come potrebbe essere il preriscaldamento del condensato prima di essere inserito in caldaia, costituirebbe, di fatto, una penalizzazione in termini meccanici e di conseguenza elettrici alle prestazioni.

Il coefficiente β [$\text{kWh}_e/\text{kWh}_t$] rappresenta dunque null'altro che la mancata produzione dell'unità elettrica a seguito dell'estrazione dell'unità termica.

Per approfondimenti sulla metodologia di calcolo che prevede il coefficiente β si rimanda al Decreto del Ministero e dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 e alle relative guide applicative sviluppate dal Ministero stesso ([11] Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'energia) e dal Gestore dei Servizi Energetici ([09] GSE - Gestore dei Servizi Energetici).

L'intera procedura di valutazione di un'unità cogenerativa, non necessitante del coefficiente β , è riassunta nella seguente figura (Fig.42) ([09] GSE - Gestore dei Servizi Energetici).

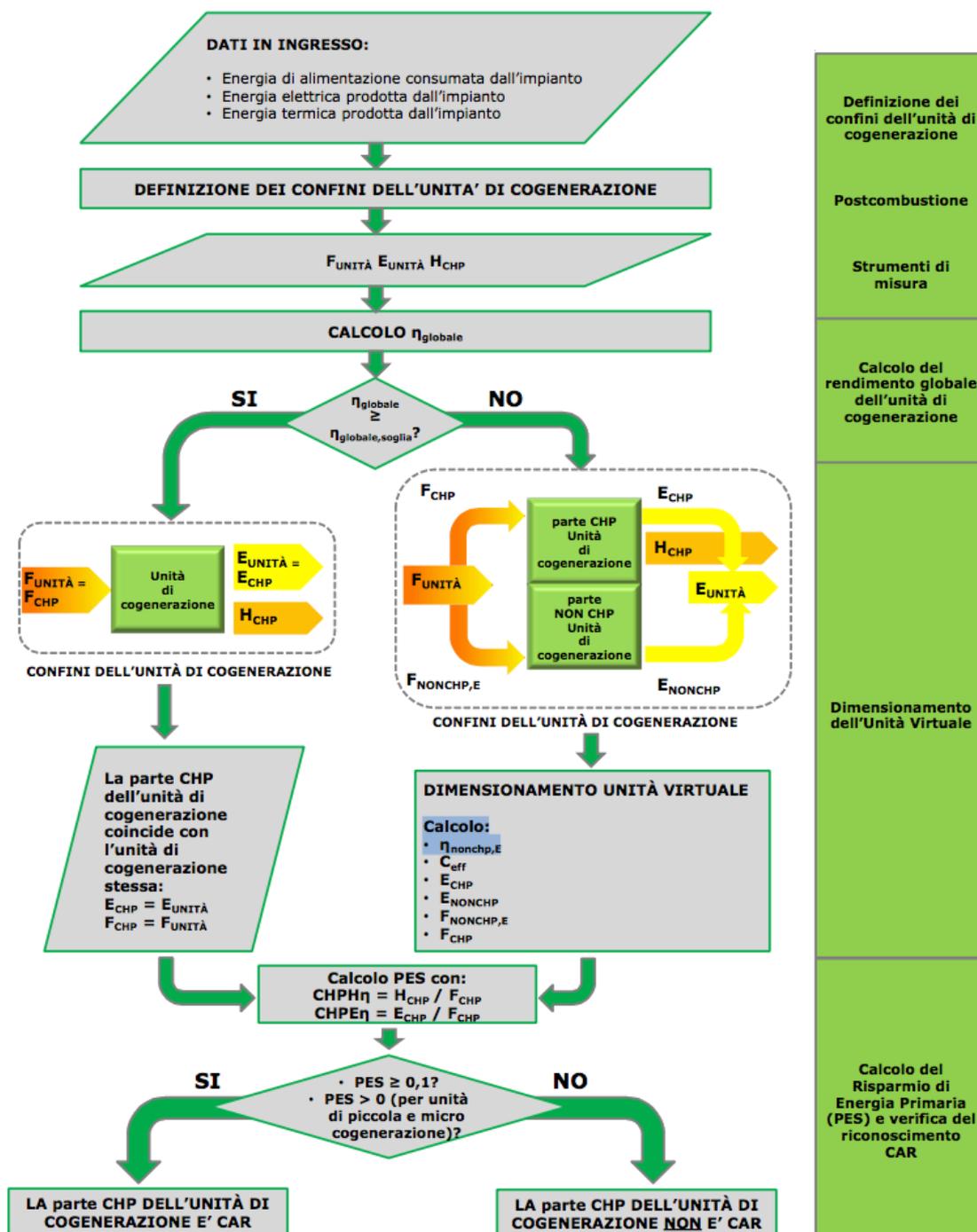


Figura 42 – Diagramma di sintesi procedura di calcolo PES per unità che non prevedono β

3.2.2 Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

La definizione dei confini dell'unità di cogenerazione ha lo scopo di identificare i confini dell'unità cogenerativa stabilendo un'area di pertinenza per i parametri che saranno indispensabili per il calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione ($\eta_{globale,unit\grave{a}}$):

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

All'interno del modello, il calcolo di questi parametri prescinde in parte dalle considerazioni svolte in precedenza in quanto richiede, come in seguito vedremo, l'assunzione di alcune ipotesi leggermente diverse da quelle fatte in precedenza.

E' quindi da intendersi come un'isola, all'interno del modello, che permette di effettuare le valutazioni necessarie all'ottenimento della qualifica CAR e dei Certificati Bianchi (CB).

Identificare i confini dell'unità cogenerativa è un'operazione necessaria soprattutto nei grandi impianti dove non è detto che l'energia introdotta sia ad esclusivo appannaggio dell'unità cogenerativa, o delle unità cogenerative, e che l'energia estratta sia tutta derivante da processi cogenerativi.

Un impianto ed i relativi flussi di energia in ingresso e in uscita (Fig.43) possono essere schematizzati come segue ([09] GSE - Gestore dei Servizi Energetici).

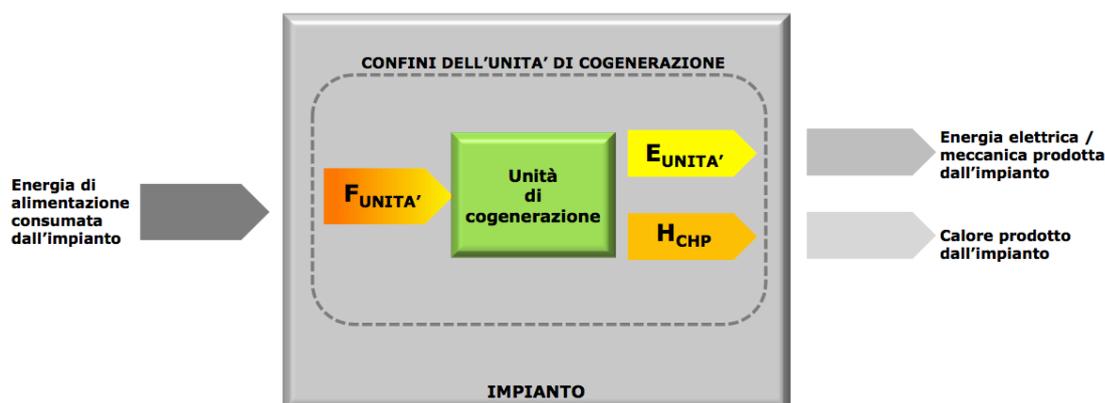


Figura 43 – Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

La definizione dei confini dell'unità cogenerativa è dunque indispensabile siccome le grandezze in ingresso e in uscita dall'impianto potrebbero non coincidere con le grandezze che attraversano i confini dell'unità di cogenerazione.

Per quanto concerne la determinazione del parametro $F_{UNITA'}$, non tutte le tipologie di energia di alimentazione sono idonee ad essere considerate come energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione ($F_{UNITA'}$).

E' questo ad esempio il caso del combustibile introdotto in un post combustore che ha come unico obiettivo quello di innalzare il livello termico dei fumi di scarico oppure del combustibile utilizzato per produrre vapore che verrà estratto dalla turbina, o addirittura non introdotto, al fine di servire utenze presenti nell'area di consumo: tale energia non può dunque essere imputata a scopi cogenerativi e per tanto l'energia spesa non è da considerarsi pertinente con il processo cogenerativo.

Qualora l'energia di alimentazione fosse fornita tramite combustibile, per il calcolo dell'energia $F_{UNITA'}$, è necessario prendere come riferimento il valore del Potere Calorifico Inferiore (PCI) valutato sulle condizioni ISO standard: temperatura ambiente 15°C, pressione pari a 1,013 bar, cioè 1 atm, e umidità relativa pari al 60%).

Questo, ad esempio, potrebbe essere uno dei fattori di discontinuità rispetto al modello dove, invece, si prendeva a riferimento come valore per il potere calorifico quello indicato dal costruttore del gruppo; tale valore potrebbe non coincidere con il valore ISO.

Per i piccoli e micro cogeneratori, oggetto di studio in questa Tesi, alimentati unicamente a combustibile e che producono solamente energia elettrica/meccanica e termica a partire dal combustibile introdotto, il problema non si pone. Tutta l'energia introdotta è classificabile come $F_{UNITA'}$.

Per quanto riguarda la determinazione dell'energia elettrica/meccanica effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione, $E_{UNITA'}$, ci si basa sulla seguente distinzione: per poter qualificare l'energia elettrica come effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione, $E_{UNITA'}$, essa deve essere prodotta in combinazione con la produzione di calore utile, H_{CHP} , da parte dell'unità di cogenerazione nel periodo di rendicontazione.

Si presti attenzione al fatto che, come previsto dal DM 4 agosto 2011, la quantità di energia elettrica prodotta in cogenerazione è quella lorda misurata ai morsetti del cogeneratore. L'energia elettrica autoconsumata dall'unità per l'alimentazione degli ausiliari non si configura dunque come una "perdita" e non deve pertanto essere sottratta.

Questo è un sicuro elemento di discontinuità con il modello all'interno del quale si considerava come prodotta dal cogeneratore l'energia elettrica prodotta al netto degli autoconsumi e resa quindi disponibile alle utenze.

Non sono pertanto includibili all'interno di $E_{UNITA'}$ alcune forme di energia che potrebbero transitare nell'impianto. E' questo ad esempio il caso dell'energia elettrica prodotta da gruppi elettrogeni di riserva o dell'energia meccanica autoconsumata dal sistema, come potrebbe essere quella utilizzata per trascinare il compressore all'interno di un gruppo turbogas.

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

- L'energia termica deve essere prodotta dall'unità di cogenerazione in concomitanza, dunque, con la produzione di energia elettrica/meccanica;
- L'energia deve essere fornita a scopi utili a un'utenza o a un processo industriale nel periodo di rendicontazione.

Genericamente, l'energia termica prodotta da un impianto può essere suddivisa in tre categorie:

- Calore non utile prodotto dall'impianto di cogenerazione: è questo il caso del calore dissipato dagli impianti cogenerativi incentivati alimentati a biogas per permettere il funzionamento in continuo e l'erogazione conseguente di potenza elettrica;
- Calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione ma non dall'unità di cogenerazione: è questo il caso che si presenta in impianti dotati di post combustore funzionale al solo incremento dell'energia termica in uscita;
- Calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione, H_{CHP} .

Quanto appena descritto viene graficamente riassunto nella seguente figura (Fig.44) ([09] GSE - Gestore dei Servizi Energetici):



Figura 44 – Calore totale prodotto dall'impianto: le tre possibili componenti

3.2.3 Rendimento globale dell'unità di cogenerazione

Al fine di poter calcolare il rendimento globale dell'unità di cogenerazione, $\eta_{\text{globale,unit\`a}}$, è indispensabile stabilire quali siano i valori dei parametri precedentemente introdotti: $F_{\text{UNITA'}}$, $E_{\text{UNITA'}}$, H_{CHP} .

Nel caso di unità di micro cogenerazione, capacità inferiore ai 50kW_e , è possibile utilizzare come valori per questi parametri quelli certificati a patto che almeno una delle grandezze, tra energia termica, energia elettrica o energia immessa con il combustibile, sia effettivamente misurata; altra condizione imprescindibile è che l'unità non sia sottoposta a modulazioni di carico, dissipazioni termiche o sia soggetta a transitori di avviamento particolarmente lunghi.

In tutti gli altri casi, i parametri sono da misurare.

$$\eta_{globale,unit\grave{a}} = \frac{E_{UNITA'} + H_{CHP}}{F_{UNITA'}} \quad (3.25)$$

Il rendimento globale così ottenuto per la specifica unità di cogenerazione può essere confrontato con il valore del rendimento globale di soglia specifico per quella tecnologia; tale rendimento è reperibile all'allegato II al DM 4 agosto 2011 e già indicato all'interno della Tabella 16 del presente elaborato.

Quest'operazione è utile al fine di valutare se l'energia prodotta dall'unità di cogenerazione sia stata tutta prodotta in assetto cogenerativo o no.

Qualora fossero verificate le seguenti condizioni, i valori misurati delle diverse energie in gioco possono essere direttamente utilizzati ai fini del calcolo del PES:

- Se $\eta_{globale,unit\grave{a}} \geq 80\%$ per unità dotate di turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore oppure di turbina a condensazione con estrazione di vapore;
- Se $\eta_{globale,unit\grave{a}} \geq 75\%$ per tutte le altre tipologie di unità cogenerative contemplate nel DM 4 agosto 2011.

Confrontando il rendimento globale dell'unità di cogenerazione con il rendimento di soglia è possibile giungere a due differenti conclusioni: l'esito di tale analisi influenzerà le modalità di calcolo delle grandezze che concorrono al calcolo del PES.

- Se $\eta_{globale,unit\grave{a}} \geq \eta_{globale,soglia}$ l'intera unità di cogenerazione può essere considerata come parte in cogenerazione (parte CHP) e valgono quindi le seguenti relazioni:
 - $E_{CHP} = E_{UNITA'}$;
 - $F_{CHP} = F_{UNITA'}$.
- Se $\eta_{globale,unit\grave{a}} < \eta_{globale,soglia}$ si assume che vi sia produzione di energia elettrica non in cogenerazione ed è dunque necessario suddividere il cogeneratore in due unità virtuali:
 - Parte in cogenerazione ("parte CHP");
 - Parte non in cogenerazione ("parte non CHP").

L'unità virtuale si configura come l'insieme di due sotto unità virtuali: queste possono essere identificate come un generatore di corrente in parallelo che incamera energia dal combustibile che non sarà utilizzato per scopi cogenerativi e da un cogeneratore vero e proprio.

3.2.4 Dimensionamento unità virtuale

Il dimensionamento dell'unità di cogenerazione è fondamentale al fine di valutare la quota parte delle energie in gioco che possono essere considerate come utili al fine del calcolo dell'energia primaria risparmiata grazie alla cogenerazione.

Si assume che, delle due unità virtuali, la parte in cogenerazione sia quella parte dell'unità che, fissato il calore utile assorbito H_{CHP} , possiede una potenza elettrica e quindi produca una quantità di energia utile tale da soddisfare il rendimento globale di soglia, il che si traduce in:

$$\bar{\eta}_{globale,soglia} = \frac{E_{CHP} + H_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (3.26)$$

Di seguito $\bar{\eta}_{globale,soglia}$ sarà anche espresso come $\bar{\eta}_{globale}$.

Per energia utile s'intende:

$$E_{UTILE} = E_{CHP} + H_{CHP} \quad (3.27)$$

Nella tabella che segue (Tab. 17), sono riportate in sintesi le formule necessarie alla quantificazione delle grandezze F_{CHP} , E_{CHP} , H_{CHP} , nei due casi limite del rendimento di soglia.

		$\eta_{globale,unit\grave{a}} < 75\%$	$\eta_{globale,unit\grave{a}} < 80\%$
Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo	(3.28)	$\eta_{NON\ CHP,E} = \frac{E}{F - F_{non\ chp,H}}$	$\eta_{NON\ CHP,E} = \frac{E + \beta * H_{chp}}{F - F_{non\ chp,H}}$
Rapporto tra energia prodotta e calore	(3.29)	$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp,E}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp,E}}$	$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp,E} - \beta * \bar{\eta}_{globale}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp,E}}$
Energia elettrica CHP prodotta	(3.30)	$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp}$	$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp}$
Energia elettrica NON CHP prodotta	(3.31)	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica NON CHP	(3.32)	$F_{non\ chp} = \frac{E_{non\ chp}}{\eta_{non\ chp,E}}$	$F_{non\ chp} = \frac{E_{non\ chp}}{\eta_{non\ chp,E}}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica CHP	(3.33)	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$

Tabella 17 – Formule di calcolo per il dimensionamento dell'unità virtuale

Per ulteriori approfondimenti in merito ai casi necessitanti del coefficiente β si rimanda alle linee guida del Ministero ([11] Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'energia).

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

Per le unità oggetto di studio, la valutazione del rendimento elettrico in assetto virtuale non cogenerativo è particolarmente semplice in quanto coincide con il rendimento elettrico reale in assetto cogenerativo, essendo, in questa tipologia di macchine, la produzione di energia elettrica indipendente dall'utilizzo dell'energia termica scaricata a valle.

Nel caso in cui il rendimento globale dell'unità fosse inferiore ai valori di soglia, la quantificazione dell'energia elettrica prodotta dalla parte virtuale cogenerativa è ottenibile sfruttando il rapporto energia calore C_{eff} : tale quota di energia si ottiene infatti moltiplicando quest'ultimo per il calore ottenuto dall'unità virtuale cogenerativa.

Tale valore deve essere confrontato con la totale energia elettrica prodotta durante il periodo di rendicontazione; il minore dei due valori sarà effettivamente rappresentativo della quota parte di energia prodotta dall'unità virtuale in assetto cogenerativo.

Per le unità di cogenerazione in funzione da meno di un anno, per le quali non sono dunque disponibili i dati misurati, è possibile utilizzare il rapporto energia/calore di progetto, C_{prg} , anziché quello effettivo, come previsto dal DM 4 agosto 2011.

Si può riassumere graficamente quanto fin ora detto attraverso le due seguenti figure (Fig.45 e Fig.46), dove vengono illustrate, nell'ordine, le possibili suddivisioni dell'energia in ingresso all'unità virtuale e dell'energia prodotta dalla stessa ([09] GSE - Gestore dei Servizi Energetici).



Figura 45 – Componenti dell'energia totale di alimentazione dell'impianto

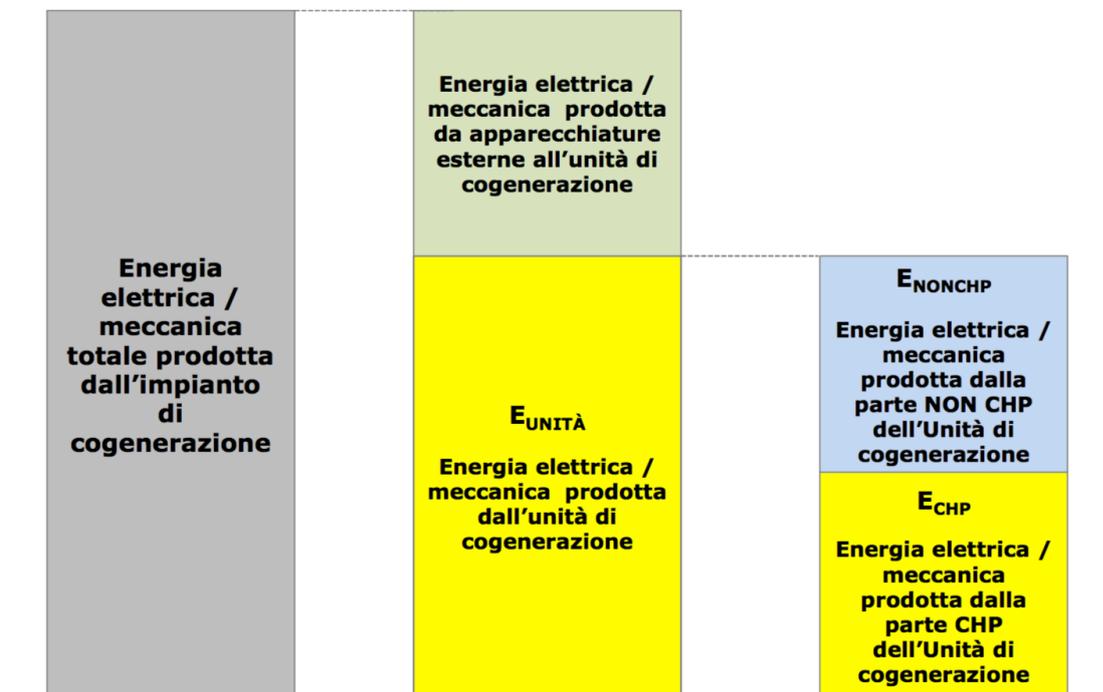


Figura 46 – Componenti dell'energia elettrica/meccanica prodotta dall'impianto

3.2.5 PES: Primary Energy Saving

Stabilito l'ambito di funzionamento cogenerativo dell'unità, nella sua totalità o solamente in parte, è possibile calcolare il risparmio di energia primaria come di seguito illustrato:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{H_{CHP}}{F_{CHP} * RefH\eta} + \frac{E_{CHP}}{F_{CHP} * RefE\eta}} \right) * 100 \quad (3.34)$$

Dove:

- RefH η è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- RefE η è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

E' dunque possibile quantificare, stabiliti i valori di output di produzione di energia elettrica E_{CHP} e di energia termica H_{CHP} il risparmio di energia in ingresso al sistema, input energetico, conseguito rispetto alla potenzialmente possibile produzione separata, da impianti aventi rendimenti operativi assunti pari a RefE η e RefH η .

I valori di riferimento di RefH η sono molteplici, in base alla tipologia di termovettore prodotto ed alla tipologia di combustibile fornito per produrlo:

- Nel caso di produzione di acqua calda, vapore o all'utilizzo diretto dei gas di scarico all'interno dell'area di consumo aventi temperatura inferiore ai 250°C ;
- Nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico presso l'area di consumo aventi temperatura superiore ai 250°C.

In entrambi i casi, la temperatura dei gas di scarico è misurata al confine tra l'unità di cogenerazione e l'area di consumo.

Nella tabella seguente sono riportati i suddetti valori (Tab.18)

Combustibile	Vapore acqua calda T ≤ 250°C	Utilizzo diretto gas di scarico T > 250°C
Gas naturale	90	82
Gas di raffineria/idrogeno	89	81
Biogas	70	62
Gas di processo	80	72

Tabella 18 – Valori di RefH η

Per quanto concerne invece $RefE\eta$, il rendimento di produzione separata della quota parte elettrica dipende da:

- Tipologia del combustibile in ingresso;
- Anno di costruzione dell'unità;
- Posizione geografica del sito di installazione;
- Quota di autoconsumo elettrico;
- Tensione di allacciamento alla rete.

$RefE\eta$ può essere così calcolato:

$$RefE\eta = (RefE\eta^* C_{ZC}) * (I_I * E_I + I_A * E_A) \quad (3.35)$$

Dove:

- $RefE\eta^*$ è il valore del rendimento elettrico di riferimento in funzione del combustibile utilizzato e dell'anno di costruzione (Allegato IV);
- C_{ZC} è il contributo dovuto alla zona climatica di appartenenza;
- I_I è l'indice inerente all'energia immessa in funzione della tensione di connessione dell'impianto alla rete;
- E_I è la quota parte, in percentuale, di energia elettrica immessa;
- I_A è l'indice inerente all'energia autoconsumata in funzione della tensione di connessione dell'impianto alla rete;
- E_A è la quota parte, in percentuale, di energia elettrica immessa;

Si analizzano di seguito queste voci in dettaglio.

In merito ai combustibili utilizzati, si riportano di seguito solamente alcuni dei possibili combustibili, quelli ritenuti più plausibili per l'alimentazione di impianti di piccola e micro cogenerazione, ed in riferimento ai soli impianti costruiti dopo l'anno 2006.

Per l'elenco completo si rimanda all'Allegato IV del Decreto Ministeriale 4 agosto 2011.

Nuovi impianti (costruiti dopo il 2006) $RefE\eta^*$	
Combustibili gassosi	
Gas naturale	52,5%
Biogas	42,0%
Combustibili liquidi	
Petrolio (gasolio+olio combustibile residuo), GPL	44,2%
Biocarburanti	44,2%
Combustibili solidi	
Combustibili a base di legno	33,0%
Biomasse di origine agricola	25,0%

Tabella 19 – Valori di riferimento per la produzione separata di energia elettrica

I valori percentuali riportati, che si riferiscono al rendimento della macchine di produzione termica utilizzate per la produzione separata, sono basati sul potere calorifico inferiore (PCI) dei diversi combustibili e sulle condizioni ISO standard: temperatura ambiente 15°C, pressione 1,013 bar, umidità relativa del 60%.

La correzione che si applica in base alla tensione di allacciamento alla rete è indicata all'interno della Tabella 20.

Zona Climatica	Temperatura media [°C]	Fattore di Correzione (C_{ZC})
Zona A: Valle d'Aosta, Trentino Alto-Adige, Piemonte, Friuli – Venezia Giulia, Lombardia, Veneto, Abruzzo, Emilia – Romagna, Liguria, Umbria, Marche, Molise e Toscana	11,315	+0,369
Zona B: Lazio, Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sardegna e Sicilia	16,043	-0,104

Tabella 20 – Fattore di correzione in base alla zona climatica

La correzione che si applica in base alla tensione di allacciamento alla rete è indicata all'interno della Tabella 21.

Tensione di connessione	Energia immessa (E_I)	Energia Autoconsumata (E_A)
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50 – 100 kV	0,965	0,945
0,4 – 50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Tabella 21 – Correzione in funzione della tensione di allacciamento

Si noti come, a parità di tensione di connessione sia sempre favorito l'autoconsumo; i valori aumentano al diminuire della tensione di connessione.

Gli indici inerenti alle quote di energia immessa (I_I) o autoconsumata (I_A) si possono calcolare come segue:

$$I_I = \frac{E_I}{E_I + E_A} \quad (3.36)$$

$$I_A = \frac{E_A}{E_I + E_A} \quad (3.37)$$

Nella prossima sezione saranno valutate la fattibilità dell'impianto e tutte le voci economiche di costo associate all'esercizio dello stesso.

3.3 Studio di fattibilità

Dopo aver verificato la fattibilità dell'investimento lato tecnico e la convenienza in termini energetici, si vuole ora fornire una valutazione della convenienza economica di realizzazione dell'investimento.

3.3.1 Analisi costi di gestione pre e post installazione cogeneratore

L'analisi in termini economici dei costi energetici sostenuti dall'azienda prima dell'installazione del cogeneratore è abbastanza semplice: si possiedono, infatti, tutte le fatturazioni inerenti l'anno di riferimento. La somma dei valori mese per mese determina l'ammontare della spesa.

Per quanto concerne invece le spese sostenute post installazione, queste possono essere così suddivise:

- Costo del combustibile consumato dal gruppo di cogenerazione per la produzione elettrica e termica (C_{COG});
- Costo di acquisto dell'energia elettrica dal distributore (C_{AEEU}): quota parte non fornita dal gruppo di cogenerazione;
- Costo associato al combustibile consumato dal gruppo di generazione termica tradizionale per la fornitura dell'energia termica a copertura dei fabbisogni residui.

I relativi costi mensili sono calcolabili a partire dalla valutazione dei fabbisogni energetici d'utenza, dalle coperture mensili da cogenerazione e dai fabbisogni residui.

Con riferimento al mese i -esimo, sono di seguito riportati i costi sostenuti.

$$C_{COG} = C_{COMB} * h_m * \phi_{NCOG} \quad (3.38)$$

Dove:

- C_{COG} : è il costo mensile associato alla produzione cogenerativa nel mese [€/mese];
- C_{COMB} : è il costo di approvvigionamento mensile del combustibile, misurato, ad esempio, in [€/m³];
- h_m : sono le ore di utilizzo supposte del cogeneratore nel mese i -esimo [h/mese];
- ϕ_{NCOG} : è il consumo dichiarato per il cogeneratore operante alla potenza nominale espresso ad esempio in [m³/h].

$$C_{AEE} = C_{AEEU} * (F_E - E_{EC}) \quad (3.39)$$

Dove:

- C_{AEE} : è il costo di acquisto della quota parte di energia elettrica non fornita dal sistema cogenerativo [€/mese];
- C_{AEEU} : è il costo unitario dell'energia elettrica mensilmente venduta dal distributore [€/kWh];
- F_E : è il fabbisogno mensile di utenza lato elettrico [kWh/mese];
- E_{EC} : è l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore nel mese [kWh/mese].

$$C_{GET} = \frac{C_{COMB} * (F_T - E_{TC})}{PCI_C * \eta_{GT}} \quad (3.40)$$

Dove:

- C_{GET} : è il costo di generazione mensile dell'energia termica [€/mese];
- F_T : è il fabbisogno mensile di utenza lato termico [kWh/mese];
- E_{TC} : è l'energia termica mensilmente prodotta dal cogeneratore nel mese [kWh/mese];
- PCI_C : è il potere calorifico inferiore del combustibile. Viene assunto pari a quello fornito dal produttore del cogeneratore espresso, per esempio, in [kWh/m³];
- η_{GT} : è il valore di rendimento assunto per l'intero processo di generazione termica utilizzando il sistema convenzionale.

I costi annuali si possono ottenere effettuando semplicemente una sommatoria dei costi mensilmente previsti:

$$C_{COG} = \sum_{i=1}^{12} C_{COG i} \quad (3.41)$$

$$C_{AEE} = \sum_{i=1}^{12} C_{AEE i} \quad (3.42)$$

$$C_{GET} = \sum_{i=1}^{12} C_{GET i} \quad (3.43)$$

I costi totali annui e mensili si ricavano dalla somma delle singole voci di costo in precedenza elencate.

$$C_{TOT} = \sum_{i=1}^{12} C_{TOT i} = \sum_{i=1}^{12} (C_{COG i} + C_{AEE i} + C_{GET i}) \quad (3.44)$$

3.3.2 Accisa sulla produzione elettrica

L'accisa è un'imposta indiretta applicata sulla fabbricazione o vendita di alcuni prodotti di consumo, tra cui i prodotti energetici e l'energia elettrica, gravante sul quantitativo di beni prodotti o venduti ([12] AGENZIA DELLE DOGANE E DEI MONOPOLI).

Un prodotto sottoposto ad accisa è un prodotto per il quale si applica il regime fiscale delle accise.

Si premette che l'attività di recupero del calore da cogenerazione, grazie ad un emendamento approvato in fase di conversione di legge del "decreto fiscale", non è più soggetta ad aliquota di accisa.

Quindi, per quanto riguarda la produzione termica, non ci sono accise da versare.

Sono esentati dal pagamento delle accise anche i gruppi elettrogeni alimentati a biometano.

Sono obbligati al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica gli esercenti officine di produzione di energia elettrica utilizzata ad uso proprio.

Quindi, solamente il combustibile utilizzato per la produzione della sola energia elettrica è sottoposto ad accisa, come confermato dall'Agenzia delle Dogane e Monopoli all'interno del documento indicante le categorie di prodotti sottoposti ad accisa.

I soggetti obbligati a dichiarare l'energia elettrica prodotta all'agenzia delle dogane, dunque, devono adempiere a quanto segue:

- Obbligo di denuncia presso l'Unità delle Dogane competente presso il territorio;
- Prestare cauzione;
- Versare l'accisa mediante ratei mensili di acconto e conguaglio;
- Versare il diritto di licenza d'officina elettrica;
- Tenuta del registro fiscale delle letture;
- Trasmissione telematica della dichiarazione di consumo annuale entro il mese di marzo dell'anno successivo a quello cui si riferisce.

Gli impianti di produzione combinata, o alimentati a fonti rinnovabili, di potenza non superiore a 100 kW, possono corrispondere l'imposta mediante canone di abbonamento annuale.

Gli impianti alimentati a fonte rinnovabile sono comunque esentati dal pagamento delle accise sull'energia elettrica prodotta ma sono comunque soggette all'invio telematico del registro di produzione all'agenzia delle dogane.

Le aliquote che si applicano all'energia prodotta per il calcolo delle accise sono le seguenti:

- Per le utenze domestiche: 0,0227 €/kWh;
- Per utenze non domestiche:
 - 0,0125 €/kWh per consumi mensili fino a 200.000 kWh;
 - 0,0075 €/kWh per i consumi mensili tra 200.000 e 1.200.000 kWh;
 - per i consumi mensili superiori a 1.200.000 kWh:
 - 0,0125 €/kWh per i primi 200.000 kWh;
 - 4.820,00 €/mese per i successivi consumi.

Nel caso di cogenerazione, l'accisa [€] sull'energia elettrica prodotta sarà dunque:

$$Accisa_{en.el.} = Aliquota * E_{prodotta} \quad (3.45)$$

Dove $E_{prodotta}$ indica l'energia elettrica prodotta espressa in [kWh].

3.3.3 Defiscalizzazione combustibile

Per quanto concerne le accise sul combustibile, sempre secondo la nota dell'Agenzia delle Dogane del 6 settembre 2011, queste si suddividono in base all'utilizzo del calore prodotto.

Nel caso del gas naturale, ad esempio, impiegato per la produzione termica, le aliquote si distinguono in base all'uso:

- Uso civile: 0,0788526 €/m³;
- Uso industriale: 0,012498 €/m³.

Sono riservate, invece, aliquote specifiche per il combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica.

I valori di riferimento per l'anno 2015 sono:

ALIQUOTE SPECIFICHE RELATIVE AD ALCUNI PRODOTTI ENERGETICI DESTINATI A PARTICOLARI IMPIEGHI (A _p)		
Produzione diretta o indiretta di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'accisa sulla energia elettrica	oli vegetali non modificati chimicamente	esenzione
	gas naturale	€ 0,0004493 per m ³
	gas di petrolio liquefatti	€ 0,6817 per mille kg
	gasolio	€12,72601 per mille kg
	olio combustibile e oli minerali greggi naturali	€ 15,33154 per mille kg
	carbone, lignite e coke (codici 2701, 2702 e 2704)	€ 2,60 per mille kg

Tabella 22 – Aliquote accise produzione elettrica

All'interno del documento dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli è possibile trovare tutti i riferimenti di legge in merito alle diverse accise sopra elencate.

Un'officina di autoproduzione è un'officina elettrica in cui, con riferimento all'anno solare, risulta nulla la differenza tra energia prelevata dalla rete elettrica e quella ceduta alla rete stessa.

Nel caso di autoproduzione i valori sopraindicati sono ridotti nella misura del 30% (Tab.23).

ALIQUOTE SPECIFICHE RELATIVE AD ALCUNI PRODOTTI ENERGETICI DESTINATI A PARTICOLARI IMPIEGHI (A _{ap})		
Autoproduzione di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'accisa sulla energia elettrica	oli vegetali non modificati chimicamente	esenzione
	gas naturale	€ 0,00013479 per m ³
	gas di petrolio liquefatti	€ 0,20451 per mille kg
	gasolio	€3,817803 per mille kg
	olio combustibile e oli minerali greggi naturali	€ 4,599462 per mille kg
	carbone, lignite e coke (codici 2701, 2702 e 2704)	€ 0,78 per mille kg

Tabella 23- Aliquote accise autoproduzione elettrica

Si precisa che l'accisa sull'energia elettrica prodotta, grava solamente sulla quota parte di energia prodotta e non soggetta ad autoconsumi necessari alla produzione stessa ivi compresi i consumi elettrici legati all'illuminazione del sito produttivo.

Non sarà pertanto da considerarsi l'energia misurabile ai morsetti del generatore quanto quella al confine tra l'unità produttiva ed il sistema di consumo.

L'agevolazione sull'accisa per il combustibile, o accisa ridotta, è accordata solamente ai combustibili nei limiti dei quantitativi impiegati nella produzione di energia elettrica.

Quindi, in caso di produzione combinata di energia elettrica e calore, ai combustibili impiegati si applicano le aliquote previste per la produzione di energia elettrica rideterminate in relazione ai coefficienti individuati con apposito decreto del Ministero dello sviluppo economico, adottato di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, con riferimento all'efficienza media del parco cogenerativo nazionale, alle diverse tipologie di impianto e anche alla normativa europea in materia di alto rendimento.

I coefficienti sono rideterminati su base quinquennale entro il 30 novembre dell'anno precedente al quinquennio di riferimento.

Qualora il combustibile fosse utilizzato per la produzione di energia non destinata all'autoconsumo, non è possibile applicare i coefficienti di defiscalizzazione e l'accisa sul combustibile prelevato deve essere pagata in toto.

All'interno della circolare R.U. 62488 del 31 maggio 2012 sono specificati fattori di riduzione dell'aliquota delle accise per l'autoproduzione elettrica; tali valori sono riportati all'interno della tabella seguente (Tab.24) e si basano su dati statistici nazionali riguardanti le efficienze degli impianti di produzione.

Combustibile	PCI medio [kcal/kg]	Unità di misura	Consumi specifici medi (F_A)	
			Altri produttori	ENEL
Olio comb. ATZ	9800	kg/kWh	0,221	1,217
Gas naturale	9200	m ³ /kWh	0,25	
Carbone	7400	kg/kWh	0,355	0,345
Gasolio	10200	kg/kWh	0,212	0,208
GPL	11000	kg/kWh	0,197	0,193

Tabella 24- Fattori di riduzione aliquota accise – AEGG 16/98

Fino al termine del 2014 erano previste riduzioni sul combustibile utilizzato in impianti di cogenerazione; tali riduzioni erano dell'ordine del 12%, rispetto alla deliberazione dell'AEGG 16/98, come riportato in Tabella 24 e potrebbero essere estese anche all'anno 2015 se approvato il Decreto Milleproroghe.

Questa riduzione è penalizzante rispetto ai quantitativi previsti dalla Delibera 16/98 al cui tempo, però, i sistemi di produzione cogenerativi erano meno efficienti.

Combustibile	PCI medio [kcal/kg]	Unità di misura	Consumi specifici medi (F_A)	
			Altri produttori	ENEL
Olio comb. ATZ	9800	kg/kWh	0,194	1,191
Gas naturale	9200	m ³ /kWh	0,22	
Carbone	7400	kg/kWh	0,312	0,304
Gasolio	10200	kg/kWh	0,186	0,183
GPL	11000	kg/kWh	0,173	0,170

Tabella 25- Fattori di riduzione aliquota accise per 2014

Per chiarire quanto riportato nelle precedenti tabelle, si consideri un impianto cogenerativo alimentato a gas naturale: per questa tipologia di impianti, è previsto che per ogni kWh_e prodotto, 0,22 m³ di gas naturale possano essere acquistati ad accisa agevolata; la restante parte è acquistata con accisa pari al valore previsto per la tipologia di utenza, civile o industriale.

Nel caso di ottenimento della qualifica CAR, al posto dei valori misurati, i soggetti esercenti l'officina elettrica possono richiedere che vengano applicati parametri forfettari per il calcolo del quantitativo di combustibile da considerarsi inerente la produzione di energia elettrica e di energia termica.

Questa misura semplificativa è prevista dal DM 27 ottobre 2011.

Tipo di impianto	Rendimento elettrico (%)	Coefficiente elettrico (%)	Coefficiente termico (%)
Impianto dotato di motore alternativo a combustione interna	25	29	71
Impianto dotato di microturbina	22	25	75

Tabella 26 – Valori forfettari di ripartizione per accise (CAR)

Nel semplice caso in cui un cogeneratore a microturbina, ad esempio, consumi 1000 m³ di combustibile, se si è deciso di adottare i valori forfettari in luogo di quelli misurati, il 25% del combustibile sarà da destinarsi ad uso elettrico, quindi 250 m³, mentre il restante 75%, quindi 750 m³, ad uso termico.

Tali semplificazioni sono utilizzabili solamente nel caso di linea di alimentazione impianto a gas naturale dedicata e dotata di contabilizzatore.

In caso di mancanza di linea dedicata o di misurati è comunque possibile concordare con UTF, Ufficio Tecnico di Finanza, una ripartizione forfettaria sulla base dei consumi stimati.

Per la quota parte di energia eccedente il consumo specifico si applica al combustibile l'aliquota prevista per uso combustione e riportata, come esempio, ad inizio capitolo per il gas naturale e nella seguente tabella anche per altre tipologie di combustibile.

Combustibile	Aliquota non agevolata (A _c)
Oli vegetali nmc	31,3870 €/1000 kg
Gas naturale	0,012498 €/mc
Oli e Grassi animali	31,38870 €/1000 kg
Gasolio	403,21391 €/1000 litri
GPL	189,94458 €/1000 kgL'a

Tabella 27 – Aliquota combustibili prevista per "uso combustione"

L'accisa sul combustibile sarà dunque così calcolata:

$$Accisa_{comb} = (E_p * F_A) * A_{p\backslash ap} + (C_{r\backslash s} - (E_p * F_A)) * A_c \quad (3.46)$$

dove:

- $Accisa_{comb}$: indica l'accisa totale da pagare sul combustibile utilizzato.
- E_p : è l'energia prodotta misurata dal contatore UTF;
- F_A : è il fattore di accisa come da tabelle precedenti;
- $A_{p\backslash ap}$: è l'accisa da applicarsi in base allo scopo specifico di produzione o autoproduzione dell'energia elettrica;
- $C_{r\backslash s}$: è il coefficiente di consumo specifico rilevato, derivante dal rapporto tra il combustibile totale consumato e l'energia elettrica prodotta, oppure stimato sfruttando la possibilità di valutazione forfettaria riservata alla Cogenerazione ad Alto Rendimento;
- A_c : è l'aliquota per uso combustione.

3.3.4 Oneri di sistema su autoconsumo

I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU e SEESEU) sono Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) costituiti da almeno un impianto di produzione e da un'unità di consumo direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi e collegati, direttamente o indirettamente, tramite almeno un punto, alla rete pubblica.

L'ottenimento della qualifica di SEU o SEESEU, rilasciata dal GSE, comporta il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema, come previsto dal D.lgs n. 115/08 e dall'articolo 25-bis del decreto legge n. 91/14 convertito con legge n. 116/14.

Il decreto competitività, appunto il 91/2014, introduce quindi l'obbligo per tutti gli impianti di produzione, ad esclusione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza nominale inferiore ai 20 kW, di pagare il 5% degli oneri di sistema anche sull'energia consumata ma non prelevata dalla rete.

La delibera 609/2014 introduce un sistema di pagamento forfettario basato sulla tipologia di allacciamento, sulla taglia e sulla fonte.

I quantitativi da pagare sono stati stabiliti nella delibera 675/2014.

Per i punti di prelievo in bassa tensione è previsto un pagamento pari a 36 €/(punto di prelievo anno).

Per i punti di prelievo in media tensione, esclusi gli energivori, la cifra da pagare dipende dalla taglia e dalla fonte che alimenta l'impianto.

Nel dettaglio il corrispettivo sarà calcolato con questa formula:

$$\text{Maggiorazione A3} = P * \text{Ore} * \alpha * \text{Aliquota} \quad (3.47)$$

nella quale:

- P: è la potenza dell'impianto [kW];
- Ore: è il numero di ore di riferimento differenziato per fonte, fissato convenzionalmente a: 1000 per il fotovoltaico; 3000 per l'idroelettrico; 1800 per l'eolico e 7000 per le altre fonti;
- α : è un parametro che tiene conto dell'incidenza dell'autoconsumo in sito sulla produzione totale di energia elettrica ed è convenzionalmente posto pari a 0,5 in sede di prima applicazione;
- Aliquota: in questa fase è il 5% del valore unitario variabile delle componenti A + MCT (le eventuali rimodulazioni della percentuale di oneri da pagare, che saranno effettuate a cadenza biennale, varranno solo per gli impianti non ancora in esercizio al momento in cui gli aumenti verranno deliberati. Inoltre la quota da pagare non potrà salire di più di 2,5 punti percentuali per ogni aggiornamento biennale).
L'aliquota per il 2015 è stata fissata a 0,00273 € /KWh.

Per i punti di prelievo in alta (AT) e altissima tensione (AAT), nonché per quelli nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (anche se in media tensione), infine, sarà applicato, a conguaglio da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico, un sistema di maggiorazioni calcolate a livello di singola impresa in base ai dati di consumo rilevabili dalle dichiarazioni rese da tali imprese.

Le maggiorazioni saranno determinate applicando il 5% dei corrispettivi unitari variabili delle componenti A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT.

Per le imprese a forte consumo di energia, si precisa, il conguaglio delle maggiorazioni avverrà in occasione dell'erogazione per l'anno di competenza del conguaglio delle agevolazioni previste per le imprese energivore, scomputando eventuali importi già pagati dal titolare dell'impresa nel caso di mancata inclusione nell'elenco delle imprese energivore.

3.3.5 Incentivazione: Calcolo dei CB

Il Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 prevede che gli impianti cui è stata riconosciuta la condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento, abbiano accesso al meccanismo di incentivazione tramite Certificati Bianchi (CB), certificati di tipo II, secondo le seguenti modalità:

- 10 anni: per le nuove unità entrate in esercizio dopo il 7 marzo 2007;
- 15 anni: per le nuove unità entrate in esercizio dopo il 7 marzo 2007 ed abbinate a rete di teleriscaldamento ove l'intervento realizzativo dell'impianto sia stato comprensivo di posa della rete di TLR;
- 5 anni ma con limite fissato al 30% rispetto alle precedenti unità: per le unità entrante in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 7 marzo 2007.

Al fine di valutare il numero di certificati assegnabili all'impianto, si deve calcolare l'indice RISP che, altro non è, che il valore di energia risparmiata espresso in Megawattora nel periodo di rendicontazione, che è di un anno [MWh].

L'indice RISP può essere calcolato come segue:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{E\ RIF}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{T\ RIF}} - F_{CHP} \quad (3.48)$$

Dove:

- E_{CHP} : è l'energia elettrica prodotta in cogenerazione espressa in [MWh_e];
- H_{CHP} : è l'energia termica prodotta in cogenerazione espressa in [MWh_t];
- $\eta_{E\ RIF}$: è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione italiano, pari a 0,46 corretto in base a quanto previsto dall'allegato VII del DM 4 agosto 2011 per quanto riguarda la tipologia di allacciamento con la rete e le quote parti di energia immessa ed autoconsumata;

$\eta_{E\ RIF}$ si può calcolare come segue:

$$\eta_{E\ RIF} = 0,46 * (I_I * E_I + I_A * E_A) \quad (3.49)$$

- $\eta_{T\ RIF}$: è il rendimento termico di riferimento assunto pari per tutti a:
 - 0,82: per l'uso diretto dei gas di scarico a temperatura superiore a 250°C;
 - 0,90: nel caso di produzione di acqua calda o vapore e nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico aventi temperature inferiori ai 250°C.

Tale valore era stato denominato, all'interno della sezione precedente di questo elaborato $RefH\eta$, in relazione al calcolo del PES; si introduce questa distinzione, pur essendo il medesimo valore, per non creare ambiguità nel collegamento del rendimento elettrico di riferimento per il calcolo di RISP e quello utilizzato per il calcolo del PES che invece non coincidono.

- F_{CHP} : è l'energia introdotta da combustibile sempre espressa in [MWh]

Il numero di certificati bianchi da assegnare all'impianto è:

$$CB = (RISP * 0,086) * K \quad (3.50)$$

Dove:

- 0,086: è il coefficiente di conversione da [MWh] a [tep];
- K: è un coefficiente di armonizzazione.

I valori di K sono riportati nella Tabella 22.

Potenza impianto	Coefficiente di armonizzazione K
P < 1 MW	1,4
1 MW < P < 10 MW	1,3
10 MW < P < 80 MW	1,2
80 MW < P < 100 MW	1,1
P > 100 MW	1,0

Tabella 28- Valore del coefficiente di armonizzazione K

Anche in questo caso, gli impianti di minor potenza sono premiati.

3.3.6 Manutenzione cogeneratore

Un ultimo parametro da tenere in considerazione prima di giungere alle conclusioni economiche dell'investimento è la manutenzione ordinaria e straordinaria programmata, cioè già prestabilita ad intervalli di tempo, del cogeneratore.

Le case costruttrici di cogeneratori offrono servizi manutentivi full-optional tanto efficaci quanto costosi. Supposto X_{ϵ} [€/h] il costo manutentivo orario per l'unità, il costo mensile (C_{MM}) ed annuale (C_{MA}), nell'ordine risulteranno:

$$C_{MM} = X_{\epsilon} * h_m \quad (3.51)$$

$$C_{MA} = \sum_{i=1}^{12} C_{MM i} \quad (3.52)$$

3.3.7 Mancati costi

I mancati costi sono tutte quelle spese evitate che l'installazione di un gruppo cogenerativo comporta.

Spesso possono risultare, economicamente, del tutto significative e non sono pertanto da sottovalutare. Questi costi mancati sono da valutarsi caso per caso e da sottrarre, al fine della valutazione economica, dalle spese inizialmente sostenute per l'installazione dell'unità, in quanto comunque da sostenere.

3.3.8 Valutazione economica investimento

La valutazione economica dell'investimento permette di stabilire quali siano i vantaggi in termini di risparmio di denaro conseguibili a seguito di installazione di gruppo di cogenerazione.

Questa operazione prevede di considerare tutte le componenti di costo finora analizzate e che di seguito sono riepilogate.

Costi di gestione prima dell'installazione:

- Acquisto energia elettrica;
- Acquisto combustibile.

Costi di gestione dopo l'installazione:

- Combustibile Cogenerazione;
- Defiscalizzazione;
- Integrazione energia elettrica;
- Integrazione energia termica;
- Manutenzione cogeneratore;
- Compensazione accise;
- Oneri sistema autoconsumo;
- Mancati costi;
- Certificati Bianchi.

L'incentivo ottenuto tramite Certificati Bianchi, la defiscalizzazione del combustibile ed i mancati costi si configurano tutti come costi negativi, ovvero come risparmi.

3.4 Indici economici di analisi dell'investimento

Sono di seguito riportate alcune indicazioni inerenti alcuni tra i principali indici di analisi economica di un investimento.

Esistono principalmente due metodologie di analisi possibili:

- Metodi che non tengono conto del valore attuale dell'investimento:
 - Pay-Back Period, basato sui flussi di cassa;
 - ROI: Return On Investment;
- Metodi che tengono conto del valore attuale dell'investimento:
 - Pay-Back Period, basato sui flussi di cassa attualizzati;
 - TIR: Tasso Interno di Redditività;
 - VAN: Valore Attuale Netto;
 - IP: Indice di Profittabilità

3.4.1 Flussi di cassa e flussi di cassa attualizzati

Il flusso di cassa, o *cash flow*, altro non è che la variazione subita dalla liquidità di un'impresa, per effetto della gestione, limitatamente ad un periodo di tempo determinato.

Si ottiene dunque come differenza tra l'insieme delle entrate monetarie e l'insieme delle uscite monetarie relative alla gestione per ciascun periodo.

Il flusso di cassa inerente ad un determinato periodo si può dunque ottenere sottraendo la liquidità di fine periodo con quella di inizio periodo: se il flusso di cassa è positivo la liquidità è aumentata, in caso contrario diminuita.

I flussi di cassa che conseguono l'installazione di un'unità cogenerativa dovranno essere, salvo l'anno dell'investimento, positivi.

$$F_C = \sum_i in_i - \sum_y out_y \quad (3.53)$$

Essendo l'investimento effettuato "ad oggi", è necessario trasferire i flussi che si verificheranno nel tempo "ad oggi" per potere effettuare un confronto corretto tra le cifre.

Per eseguire tale operazione è necessario stabilire un tasso di interesse sfruttando il quale è possibile calcolare il fattore di attualizzazione per l'anno di riferimento.

Un buon compromesso come valore per il tasso di attualizzazione potrebbero essere i titoli di stato a scadenza decennale che avrebbero la stessa durata d'investimento che viene presa in considerazione anche per il cogeneratore: 10 anni.

Nei dieci anni si verificheranno anche fenomeni inflattivi. Supposto π_e il tasso di inflazione attesa e i_n il tasso di interesse nominale, il tasso di interesse reale da considerare per l'investimento sarà:

$$i_r = i_n - \pi_e - i_n * \pi_e \quad (3.54)$$

Preso come tasso di interesse quello reale per l'investimento, il fattore di attualizzazione in riferimento all'n-esimo anno varrà:

$$f_a = \frac{1}{(1 + i_r)^n} \quad (3.55)$$

Si riporta di seguito il fattore di attualizzazione calcolato per i primi 10 anni in riferimento ad un tasso di interesse reale pari al 2%.

Anno	f_a
0	1
1	0,980392157
2	0,961168781
3	0,942322335
4	0,923845426
5	0,90573081
6	0,887971382
7	0,870560179
8	0,853490371
9	0,836755266
10	0,8203483

Tabella 29 – Fattore di attualizzazione

I flussi di cassa attualizzati di n-anni di investimento risultano dunque:

$$FC_{att} = \sum_{i=1}^n (f_{a i} * FC_i) \quad (3.56)$$

3.4.2 Pay Back Period

Il Periodo di Rimborso, o Pay Back Period, altro non è che il tempo necessario affinché l'investimento effettuato generi flussi di cassa cumulati positivi tali da coprire le spese sostenute per realizzare l'investimento stesso.

Il Pay Back indica la data in cui i flussi di cassa cumulati sono soggetti ad un'inversione di segno, passando da negativi a positivi.

Considerato l'investimento, I_0 , tutto concentrato nell'anno zero:

$$\sum_{i=1}^{PB} FC_i = I_0 \quad (3.57)$$

Graficamente parlando, il Periodo di Rimborso si verifica quando la curva rappresentativa dei flussi di cassa, in un diagramma rappresentativo dei flussi cumulati nel tempo, interseca l'asse delle ascisse.

Questa metodologia di analisi non tiene in considerazione il valore del denaro nel tempo, a meno che non si utilizzino come flussi di cassa quelli attualizzati che, intrinsecamente, lo contengono.

$$\sum_{i=1}^{PB_{att}} FC_{att\ i} = I_0 \quad (3.58)$$

Dove PB, che è proprio l'incognita, indica l'anno di Pay Back.

4.4.3 Tasso Medio Annuo di Redditività

Il Tasso Medio Annuo di Redditività, anche chiamato ROI, Return On Investment, esprime la redditività sul capitale investito.

Si premette che l'ammortamento è un procedimento attraverso il quale un costo pluriennale viene ripartito tra i diversi anni di esercizio, detti esercizi, del bene, andando così ad influenzare il reddito complessivo di un'impresa e di conseguenza la tassazione, che sarà tanto più bassa in assoluto quanto più basso sarà il reddito.

La quota di ammortamento per l'anno i -esimo, A_i , è dunque la quota parte del valore del bene fiscalmente considerabile nell'esercizio i -esimo.

Il ROI si definisce come il rapporto tra l'utile netto medio annuo e l'investimento dove l'utile medio annuo è la differenza tra l'utile lordo dell'esercizio ed il relativo ammortamento.

$$ROI = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{FC_i - A_i}{n} \right)}{I_0} \quad (3.59)$$

Rispetto al metodo del Pay Back, il ROI presenta il vantaggio di considerare tutto il periodo di vita utile ipotizzato per l'investimento. Tuttavia non viene valorizzato il tempo.

3.4.4 Tasso Interno di Redditività

Il Tasso Interno di Redditività è il valore di tasso di interesse da attribuire all'investimento affinché al termine dell'n-esimo anno il flusso di cassa generato, attualizzato tramite il TIR, sia uguale all'investimento iniziale sostenuto.

$$I_0 = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1 - TIR)^i} \quad (3.60)$$

Questo indice, pur tenendo in considerazione il tempo, non è ideale per compiere una valutazione globale dell'investimento.

Permette comunque di attribuire un valore diverso alle spese o alle somme ricavate in tempi diversi a seconda dell'istante in cui si verificano.

Si può definire, quindi, come il tasso di interesse che permette di uguagliare i costi e i ricavi di un determinato investimento tenendo in considerazione i tempi in cui essi si verificano.

3.4.5 Valore Attuale Netto e Indice di Profittabilità

Come per il TIR, anche con il metodo VAN, Valore Attuale Netto, gli esborsi ed i ricavi vengono valorizzati in base al momento in cui si verificano.

Il Valore Attuale Netto esprime la differenza attualizzata, ad un istante qualsiasi, degli esborsi e dei ricavi.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1 - f_a)^i} \quad (3.61)$$

Il VAN rappresenta una cifra assoluta del valore ad oggi dell'investimento realizzato.

Si possono presentare due casi:

- Se il $VAN > 0$: l'investimento è da effettuarsi;
- Se il $VAN < 0$: l'investimento non è da effettuarsi.

Una volta determinato il VAN, l'Indice di Profittabilità, IP, può essere così calcolato:

$$IP = \frac{VAN}{I_0} \quad (3.62)$$

L'Indice di Profittabilità è di particolare interesse poiché esprime il guadagno netto attualizzato per ogni euro investito.

Capitolo 4

Caso applicativo

In questo capitolo si vuole riportare un caso applicativo concreto per il quale è stato utilizzato il modello sviluppato.

Esulano da questo studio le valutazioni in tema di detrazioni fiscali conseguenti la realizzazione dell'investimento; tali considerazioni non potrebbero essere che migliorative in quanto andrebbero ad introdurre dei mancati esborsi ai quali corrisponderebbe una diminuzione dei tempi di ritorno sull'investimento.

Le formule utilizzate all'interno di questo quarto capitolo, salvo particolari specificazioni, altre non sono che quelle illustrate all'interno del capitolo precedente.

E' doveroso premettere che questo studio nasce dalla necessità di realizzare una proposta tecnica da confrontare con una proposta che era già stata fatta pervenire al cliente finale.

Si è reso necessario lo sviluppo di uno studio di fattibilità in quanto le proposte pervenute al cliente si sviluppavano non solamente su un piano tecnico ma anche su un piano economico.

4.1 Cogeneratore da 50 kW_p

4.1.1 Le informazioni raccolte: i fabbisogni d'utenza

Sono di seguito riportate le informazioni raccolte che costituiranno i dati di *input* per il modello.

Queste informazioni sono state ottenute, nel corso dei diversi sopralluoghi, ispezionando ed analizzando le utenze, le macchine, e le sezioni d'impianto con le quali avrebbe dovuto interfacciarsi il cogeneratore ed intervistando presidente, segretario, manutentori ed il casaro della latteria.

Viene di seguito riportata solamente la conclusione delle valutazioni effettuate ovvero quella che è stata ritenuta essere un'interessante e percorribile scelta d'integrazione.

A seguito dei sopralluoghi effettuati è dunque emerso quanto segue:

- L'energia elettrica è prelevata dalla rete di distribuzione BT alla tensione di 380 Volt. Il sistema d'utenza si configura quindi come un sistema di prelievo trifase;
- La potenza elettrica disponibile in prelievo è di 87,5 kW;
- All'interno dello stesso ambiente produttivo insistono due punti di prelievo distinti, uno a servizio della zona di produzione del parmigiano, l'altro a servizio della zona dove vengono immagazzinate, stagionate e conservate le forme prodotte, avente disponibilità di potenza simile a quella in precedenza indicata.

I due sistemi sono tra loro isolati e non vi è interazione elettrica.

Questa scelta è stata effettuata in passato, come scelta di compromesso per evitare la costruzione di una cabina di trasformazione che permettesse il prelievo dalla rete di distribuzione in media tensione, a seguito di un repentino aumento della produzione annuale.

La realizzazione della trasformazione avrebbe portato ad indubbi vantaggi economici dal punto di vista del costo d'acquisto dell'energia ma avrebbe anche comportato un esborso immediato di alcune decine di migliaia di euro per la sua realizzazione;

- Generatore di vapore pressurizzato da 3000 kg/h, operante a 12 bar, avente potenza massima di focolare di 2325 kW;
- Ciclo produttivo principale, a pieno carico, della durata di circa tre ore. Tale sessione produttiva ha luogo tutte le mattine.
Questo comporta la trasformazione di circa nove 9 tonnellate di acqua in vapore da utilizzarsi nel solo ciclo produttivo;
- Serbatoio da 15 quintali per lo stoccaggio dell'acqua fredda e trattata, alla temperatura di falda di 12°C, posizionato all'interno del locale tecnico a lato della caldaia;
- Accumulo coibentato da 20 quintali, in acciaio inox, posizionato nel locale adiacente la centrale termica, utilizzato per lo stoccaggio di acqua calda, mantenuta alla temperatura di 65°C ed utilizzata per i lavaggi di pavimenti e pareti all'interno del caseificio. Durante la giornata lavorativa questo accumulo viene sfruttato per una volta e mezzo la sua capacità. Vengono pertanto utilizzati, in totale, 30 quintali di acqua calda.
- Linea termica cablata e dimensionata per il funzionamento a vapore col quale, principalmente, si realizza il processo produttivo principale oltre che il riscaldamento del citato serbatoio di accumulo, il riscaldamento degli accumuli di soda posti nella zona a valle del processo di scarico dei camion; la soda viene appunto utilizzata per il lavaggio delle stesse cisterne dei camion.
Il vapore è anche impiegato, la mattina, seppur in piccola parte, per il processo di pastorizzazione della panna;
- Presenza di un gruppo frigorifero per la produzione di acqua sottoraffreddata, alla temperatura di 4 °C, che si configura come un'utenza elettrica da 80 kW_e funzionante di notte per la perfetta conservazione del siero e del latte pervenuto alla latteria dalle mungiture pomeridiane e della sera.

4.1.2 Considerazioni preliminari

E' indubbio che, all'interno della giornata, vi siano richieste sia elettriche che termiche di cospicua entità.

Mentre le richieste elettriche sono abbastanza distribuite nell'arco delle ventiquattro ore, le richieste termiche sono principalmente concentrate in poche ore durante la mattina; l'entità delle richieste non è, inoltre, paragonabile. Dal punto di vista elettrico il prelievo si limita, per così dire, ad un centinaio di kW_e, mentre dal punto di vista termico siamo abbondantemente oltre i 2 MW_t.

Qualsiasi cogeneratore dimensionato per soddisfare la richiesta elettrica, dunque, sarebbe di molto sottodimensionato per il soddisfacimento della richiesta termica.

Viceversa, qualsiasi cogeneratore in grado di soddisfare la richiesta termica di produzione di vapore sarebbe pesantemente sovradimensionato per la richiesta elettrica.

Questo è dovuto al fatto che la produzione elettrica e quella termica, come abbiamo visto all'interno dei capitoli precedenti per i piccoli e micro cogeneratori, vanno di pari passo, come ordine di grandezza.

Non è dunque pensabile, in una situazione come questa, la realizzazione di un impianto cogenerativo che si interfacci direttamente con l'utenza termica, sia perché estremamente limitata nel tempo, sia per la già menzionata sproporzione tra le utenze.

L'accoppiamento tra il cogeneratore e l'utenza termica, appurato che dal punto di vista elettrico non vi sono problemi di sorta, deve essere mediato da un sistema di accumulo in grado di stoccare il calore recuperato dal processo cogenerativo e di sfruttarlo in modo concentrato all'interno del processo produttivo.

L'idea che sta alla base di questa integrazione è quella di ridurre il salto entalpico da far effettuare all'acqua per la vaporizzazione, immettendola in caldaia ad una temperatura di gran lunga superiore rispetto a quella a cui si trova in falda: 12°C.

Così facendo, si potrebbe produrre, nell'arco delle ventuno ore che intercorrono tra un ciclo produttivo e l'altro, il quantitativo di acqua calda necessario per il ciclo produttivo stesso, ovvero le nove tonnellate.

Sarebbe anche possibile produrre direttamente il quantitativo di acqua calda quotidianamente necessaria per i lavaggi, 3 tonnellate, direttamente alla temperatura di 65°C evitando così la produzione della stessa mediante l'utilizzo del vapore. Questo rappresenterebbe un grosso vantaggio in termini energetici sia perché si eviterebbe di produrre vapore da raffreddare immediatamente, sia perché si eviterebbero, il più possibile, partenze della caldaia in tempi diversi da quello riservato al ciclo produttivo principale.

Tali partenze sono energeticamente ed economicamente molto onerose poiché richiedono la messa in funzione di una caldaia da più di due MW_t per soddisfare le esigenze del ciclo d'isteresi termica di un serbatoio di accumulo per lavaggi.

Di queste penalizzazioni si cercherà di tenere conto quando si stabilirà il rendimento termico della caldaia installata.

Si realizzerà dunque un parallelo tra l'accumulo coibentato già installato e due nuovi accumuli coibentati da installarsi in prossimità del cogeneratore della capacità di 5000 litri ciascuno.

L'installazione dei serbatoi di accumulo permetterà un funzionamento del cogeneratore più prolungato nel tempo rispetto al caso di assenza degli stessi.

4.1.3 Analisi dei consumi di energia elettrica e gas naturale

In base alle bollettazioni recuperate, riferite ai dodici mesi dell'anno 2014, si sono ricavati i consumi d'azienda, di seguito riportati.

La simbologia utilizzata all'interno delle tabelle riportanti l'analisi dei consumi è così da intendersi:

Legenda:
L = Lettura
S = Stima
C = Calcolo

Per quanto riguarda l'energia elettrica:

Energia elettrica				
Gennaio	L	€ 4.640,15	25643	kWh _e
Febbraio	L	€ 4.686,09	26181	kWh _e
Marzo	L	€ 5.226,84	28697	kWh _e
Aprile	L	€ 5.964,14	32099	kWh _e
Maggio	L	€ 8.448,35	42175	kWh _e
Giugno	L	€ 9.222,26	41747	kWh _e
Luglio	L	€ 9.619,01	43262	kWh _e
Agosto	L	€ 9.539,05	43698	kWh _e
Settembre	L	€ 8.593,60	38959	kWh _e
Ottobre	L	€ 8.297,87	37026	kWh _e
Novembre	L	€ 6.759,63	29984	kWh _e
Dicembre	L	€ 5.988,25	26245	kWh _e
Totale		€ 86.985,24	415716	kWh _e
Costo Medio		€ 0,21	€/ kWh _e	

Per quanto riguarda, invece, l'acquisto di gas naturale:

Gas				
Gennaio	S	€ 6.121,50	13174	m ³
Febbraio	C	€ 6.121,50	13174	m ³
Marzo	C	€ 6.121,50	13174	m ³
Aprile	C	€ 4.577,88	10167	m ³
Maggio	C	€ 4.577,88	10167	m ³
Giugno	L	€ 4.816,46	10237	m ³
Luglio	L	€ 4.057,96	9857	m ³
Agosto	S	€ 4.057,96	9857	m ³
Settembre	L	€ 4.111,88	10272	m ³
Ottobre	L	€ 5.358,35	12229	m ³
Novembre	L	€ 5.712,64	13039	m ³
Dicembre	S	€ 5.712,64	13039	m ³
Totale		€ 61.348,15	138386	m ³
Costo Medio		€ 0,44	€/m ³	

Dall'analisi delle precedenti tabelle emerge che:

- Consumi elettrici e termici sono presenti per tutta la durata dell'anno ed i costi totali sostenuti si aggirano attorno ai 150.000 €, il che lascia intuire la possibilità di uno spazio interessante di intervento;
- I consumi elettrici hanno un picco nel periodo estivo, dove viene principalmente sfruttato l'impianto di produzione del freddo per la conservazione del latte e del siero;
- I consumi termici hanno, invece, un andamento quasi costante ed in leggero rialzo nelle fasi invernali;
- I consumi elettrici sono stati di facile individuazione ed interpretazione essendo stati forniti dall'impresa di vendita con fatturazione mensile derivante da lettura;
- I consumi di gas hanno invece richiesto una parziale ricostruzione a causa della presenza di conguagli.
I consumi di gas naturale sono quindi stati fatturati in base a previsione di consumo; la fatturazione non era di natura mensile.

4.1.4 Caratteristiche tecniche del cogeneratore

Si premette che, in generale, il confronto tecnico ed economico con la soluzione proposta da terzi non sarebbe molto indicativo giacché tale soluzione non era calibrata sulle esigenze d'utenza, non prevedeva un'integrazione termica, ed era basata su dati non realistici di funzionamento dell'impianto sia in termini di produzione elettrica che in termini di ore di funzionamento: non venivano nemmeno considerati come tali, gli autoconsumi del sistema e si prevedeva la dissipazione del calore prodotto.

Nonostante questo, la previsione di funzionamento stimava per il cogeneratore più di 22 ore di utilizzo giornaliero ed un tempo di ritorno dell'investimento, dal punto di vista economico legato ai risparmi energetici, in meno di tre anni.

Per questi motivi il confronto risulterebbe quindi del tutto inutile.

Si decide comunque di sviluppare l'analisi a parità di bontà di macchina che, va riconosciuto, esser di ottimo livello.

Di seguito sono descritte le principali caratteristiche tecniche ed i principali accessori coi quali si è deciso di allestire il gruppo di cogenerazione a metano in parallelo di produzione:

- Gruppo elettrogeno: 400 V trifase con neutro accessibile, regime di rotazione 1500 g/1, frequenza 50 Hz, alle seguenti condizioni ambientali:
 - Temperatura ambiente: 25°C;
 - Pressione barometrica: 1000 mbar;
 - Potere calorifico del gas: 8200 kcal/m³ ovvero 9,5366 kWh/m³;
 - Pressione di alimentazione: 0,04 – 0,06 bar stabilizzata: la pressione deve essere stabilizzata per evitare cali di potenza o brusche sollecitazioni al motore dovute a variazioni di pressione a causa di richieste o cessate richieste da parte di altre utenze collegate sulla stessa linea di alimentazione del metano;
 - Temperatura aria ambiente per funzionamento del gruppo da 5° a 40° senza *derating*: per questo range di temperature dell'aria ambiente le prestazioni non subiscono penalizzazioni.
- Potenza continua: 62 kVA, ovvero 50 kW a $\cos\phi=0,8$;
- Motore MAN tipo E 0834 E 302 aspirato, predisposto per l'alimentazione a metano. Di seguito ne è riportata una immagine (Fig.47).



Figura 47 – MAN tipo E 0834 E 302

- Consumo di gas a piena potenza: 15,5 m³/h;
 - Potenza introdotta: 148 kW;
 - Potenza meccanica motore: 54 kW_m;
 - Potenza elettrica lorda (cosφ=1): 50 kW_e;
 - Potenza elettrica netta: 46 kW_e;
 - Potenza ausiliari: 4 kW_e;
 - Potenzialità termica da acqua: 46 kW_t;
 - Potenzialità termica da fumi: 33 kW_t;
 - Potenzialità termica totale: 79 kW_t;
 - Rendimento totale al lordo degli ausiliari: 87,2 %;
 - Rendimento totale al netto degli ausiliari: 84,5 %.
- Alternatore sincrono, ad asse orizzontale, autoventilato ad eccitatrice statica, senza spazzole (*brushless*), dispositivo di parallelo con la rete, per potenza reattiva costante o fattore di potenza costante; 85 kVA, 68 kW a cosφ=0,8, dimensionato per soddisfare i requisiti dell'allegato A70 di TERNA e norme CEI 0-16 per parallelo di rete.



Figura 48 – Alternatore brushless 85 kVA

- Temperatura massima termovettore in uscita al cogeneratore: 85 °C;
- Temperatura di ritorno del termovettore al cogeneratore: 60°C [+5°C;-15°C];

- Dispositivo fiscale di misura UTF (Ufficio Tecnico di Finanza) dell'energia elettrica prodotta [kWh_d].
 Il suddetto contatore dovrà essere dotato di certificati di taratura al fine di garantire un esatto conteggio dell'energia elettrica prodotta che sarà sottoposta ad accisa;

- Servizio WEB per monitoraggio remoto.
 Apparecchiatura per la connessione al modem router o alla rete locale LAN del cliente con accesso a internet per consentire il controllo remoto del cogeneratore.
 La connessione sarà effettuata a campione dalla casa madre o su specifica richiesta del cliente in risposta a specifiche richieste.

- DDI: dispositivo d'interfaccia.
 Secondo la normativa CEI 0-16 è necessario installare un dispositivo di interfaccia in grado di sconnettere il generatore dal parallelo di rete al venir meno della tensione della rete stessa o al modificarsi di altri parametri stabiliti, come la frequenza, per la connessione.
 Questo a salvaguardia delle apparecchiature di generazione diffusa e del personale che opera nei pressi delle stesse.

4.1.5 Utilizzo stimato cogeneratore

Si cerca ora di fornire un valore indicativo di massima delle ore di funzionamento del gruppo cogenerativo.

Supponendo quindi, in base alle specifiche richieste d'utenza, di dover riscaldare quotidianamente 13.000 litri di acqua dalla temperatura di falda di 15°C alla temperatura di utilizzo per i lavaggi o di immissione in caldaia di 70°C, avendo a disposizione 79 kW_t, è possibile stimare le ore di funzionamento del cogeneratore:

$$\dot{m} = \frac{P_t}{C_p * \Delta T}$$

dove:

- \dot{m} è la portata in massa del fluido [kg/s];
- P_t è la potenza termica scambiabile [kW_t];
- c_p è il calore specifico dell'acqua espresso in [kWh/kg K];
- ΔT è il salto di temperatura da far effettuare al fluido [K].

$$\dot{m} = \frac{79}{0,001163 * (70 - 12)} = 1.171,17$$

Dovendo accumulare 13.000 litri di acqua, il tempo t necessario in [h] è:

$$t = \frac{V}{\dot{m}}$$

$$t = \frac{13.000}{1.171,17} \cong 11$$

Si può dunque stimare, in primissima approssimazione e senza considerare alcun tipo di perdite, di poter riempire i serbatoi di accumulo in poco più di 11 ore.

Si vuole cercare di verificare il dato ottenuto in prima approssimazione utilizzando un configuratore online; si sceglie di studiare uno scambiatore a piastre, con scambio in controcorrente, che realizzi il ΔT desiderato lato fluido secondario e rispetti i vincoli tecnici del cogeneratore lato fluido primario.

Si ottiene così una portata di 0,3260 [kg/s], ovvero, 1.173,6 [kg/h]. Possiamo ritenere, dunque, decisamente soddisfacente la stima effettuata.

Al netto delle perdite, sono dunque necessarie più di 11 ore di funzionamento nominale per il cogeneratore per la produzione del calore necessario all'interno della giornata lavorativa. Ne assumiamo 12.

UTILIZZO COGENERATORE				
Mese	Giorni	Lavorativi	Funzionamento	
	gg.	gg.	h/gg	h/mese
Gennaio	31	31	12	372
Febbraio	28	28	12	336
Marzo	31	31	12	372
Aprile	30	30	12	360
Maggio	31	31	12	372
Giugno	30	30	12	360
Luglio	31	31	12	372
Agosto	31	31	12	372
Settembre	30	30	12	360
Ottobre	31	31	12	372
Novembre	30	30	12	360
Dicembre	31	31	12	372
TOTALE	365	365	144	4380
Fattore di utilizzo causa fermo manutentivo				0,98
Utilizzo (h/anno)				4293

Si ponga l'attenzione sulle seguenti considerazioni:

- I giorni lavorativi all'interno della filiera sono 365 su 365;
- Si è considerato un fermo manutentivo cautelativo pari al 2% delle ore totali di funzionamento.

Altri dati di input al sistema sono forniti nella seguente tabella:

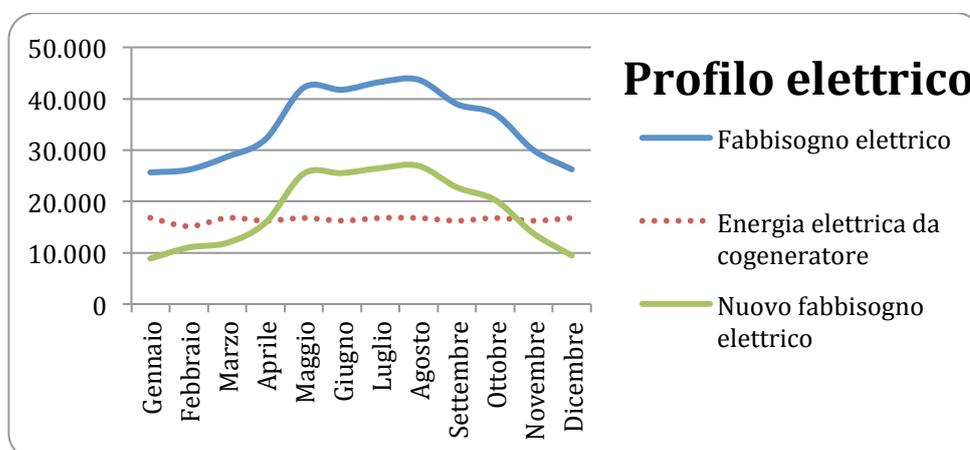
CARATTERISTICHE DEI COMPONENTI		
Cogeneratore		
Potenza motore	kW _e	46
	kW _e	50
	kW _t	79
Consumo nominale	m ³ /h	15,5
Caldaia esistente		
Rendimento Caldaia Installata (*)	η _t	0,75
Potere Calorifico Metano	9,5366	kWh _t /m ³

Il rendimento termico della caldaia esistente è stato ricavato a partire dal rendimento di focolare, di poco inferiore al 90% cui sono state aggiunte penalizzazioni legate sia alle perdite cui è soggetta la caldaia stessa sia ad un utilizzo non ottimale che ne viene fatto, essendo richiesti molteplici avviamenti durante la giornata per periodi di tempo molto brevi.

4.1.6 Fabbisogni elettrici e relative coperture

Sono di seguito riportati i dati inerenti il fabbisogno elettrico e la copertura dello stesso garantita dal funzionamento del cogeneratore:

FABBISOGNO E COPERTURE ELETTRICO				
	Fabbisogno elettrico	Energia elettrica da cogeneratore	Energia elettrica da integrare	Energia elettrica ceduta in rete
PERIODO	kWhe			
Gennaio	25.643	16.770	8.873	0
Febbraio	26.181	15.147	11.034	0
Marzo	28.697	16.770	11.927	0
Aprile	32.099	16.229	15.870	0
Maggio	42.175	16.770	25.405	0
Giugno	41.747	16.229	25.518	0
Luglio	43.262	16.770	26.492	0
Agosto	43.698	16.770	26.928	0
Settembre	38.959	16.229	22.730	0
Ottobre	37.026	16.770	20.256	0
Novembre	29.984	16.229	13.755	0
Dicembre	26.245	16.770	9.475	0
TOTALE	415.716	197.450	218.266	0
COPERTURA	47,50%		52,50%	



La precedente figura è rappresentativa dei fabbisogni elettrici, della curva produzione elettrica del cogeneratore e della risultante curva di integrazione elettrica.

Il nuovo fabbisogno elettrico, altro non è che la quantità di energia che si dovrà prelevare dalla rete a seguito dell'installazione del cogeneratore.

Di fondamentale importanza, onde evitare di ricadere in casistiche penalizzanti dal punto di vista economico, è che la curva di produzione elettrica non intersechi quella del fabbisogno: essendo curve cumulate l'intersecarsi delle stesse comporterebbe, su base mensile, un'immissione di energia elettrica in rete che verrebbe valorizzata secondo i principi dello Scambio Sul Posto (SSP), decisamente non vantaggiosi in questa particolare condizione dove l'energia elettrica immessa sarebbe valorizzata ad un prezzo decisamente troppo basso rispetto ai costi di produzione.

L'energia elettrica prodotta in cogenerazione arriverebbe a coprire il 47,5% del fabbisogno il che è, tutto sommato, plausibile, considerando il funzionamento del cogeneratore ad inseguimento del carico elettrico.

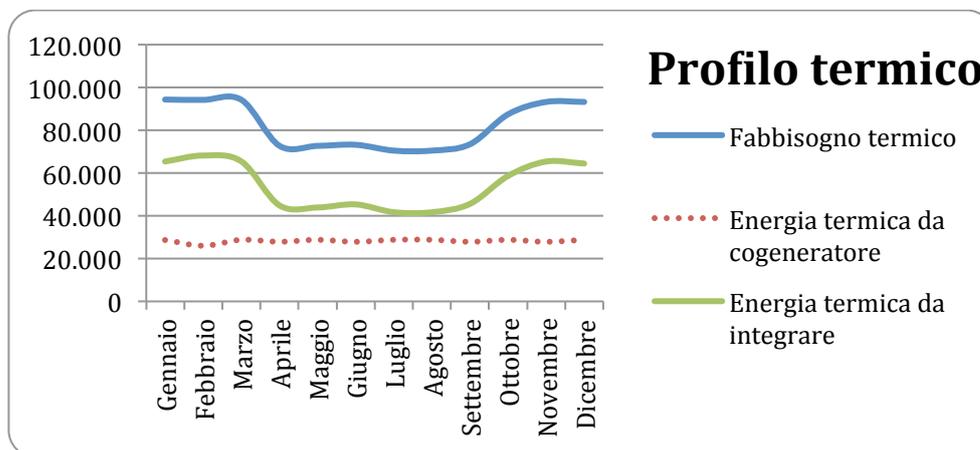
4.1.7 Fabbisogni termici e relative coperture

Sono di seguito riportati i fabbisogni termici e le relative coperture conseguenti l'installazione di gruppo cogenerativo.

FABBISOGNO E COPERTURE TERMICO				
	Fabbisogno termico	Energia termica da cogeneratore	Energia termica da integrare	Energia termica da dissipare
PERIODO	kWht			
Gennaio	94.226	28.800	65.426	0
Febbraio	94.226	26.013	68.213	0
Marzo	94.226	28.800	65.426	0
Aprile	72.719	27.871	44.848	0
Maggio	72.719	28.800	43.919	0
Giugno	73.220	27.871	45.348	0
Luglio	70.502	28.800	41.701	0
Agosto	70.502	28.800	41.701	0
Settembre	73.470	27.871	45.599	0
Ottobre	87.467	28.800	58.667	0
Novembre	93.261	27.871	65.390	0
Dicembre	93.261	28.800	64.461	0
TOTALE	989.799	339.100	650.699	0
COPERTURA	34,26%		65,74%	

La copertura raggiunta per i fabbisogni termici, pari al 34,26%, deriva dal fondamentale ruolo svolto dal gruppo cogenerativo, in grado di preriscaldare l'acqua a 70°C in ingresso alla caldaia e di produrre l'acqua necessaria ai lavaggi alla medesima temperatura.

Sono di seguito riportati i risultati precedenti sotto forma grafica.



Di fondamentale importanza, anche in questo caso, è che la curva rappresentativa dell'energia termica prodotta non intersechi quella rappresentativa dei fabbisogni così da evitare costosissime dissipazioni di calore.

E' ora possibile passare all'analisi dei costi di gestione pre/post installazione dell'unità di cogenerazione.

4.1.8 Analisi dei costi annuali e dei ricavi

Sono di seguito riportati i costi antecedenti l'installazione del cogeneratore:

COSTI DI GESTIONE		
Relativi all'anno di riferimento	Acquisto energia elettrica	€ 86.985,24
	Acquisto combustibile	€ 61.348,15
	TOTALE	€ 148.333,39

I costi che si riferiscono all'anno di riferimento sono stati ricavati dall'analisi delle fatture possedute dal cliente.

Di seguito saranno invece valutati i costi legati all'utilizzo del cogeneratore ed i costi residui da sostenere per l'acquisizione della quota parte di energia non prodotta in cogenerazione.

I combustibile utilizzato in un intero anno di produzione sarà:

$$Comb = 15,5 * 4293 = 66.541,5 m^3$$

Supponendo il costo di acquisto del combustibile immesso nel cogeneratore pari al costo medio dell'anno di riferimento, ovvero 0,4433 €/m³, in prima approssimazione è possibile considerare come costo per il combustibile:

$$Costo Comb = 15,5 * 4293 * 0,4433 \cong 29.498 \text{ €}$$

Una parte del combustibile, 0,22 m³/kWh, sarà soggetta ad aliquota ridotta.

$$Comb Aliquota Ridotta = 0,22 * 197.450 = 43.439 m^3$$

Nel caso specifico, essendo tutta l'energia elettrica prodotta destinata all'autoconsumo, l'aliquota da applicare sarà decisamente bassa e sarà pari a 0,00013479.

Per calcolare il risparmio sulle accise applicate al gas combustibile è dunque possibile sottrarre l'aliquota precedentemente applicata, per la quantità di combustibile soggetta a tale agevolazione, ed applicare quella sopraindicata relativa all'autoproduzione.

$$Defiscalizzazione comb = 43.439 * (0,00013479 - 0,012498) \cong -537\text{€}$$

Lato elettrico, il calcolo delle accise è molto più semplice. Si applica l'aliquota di 0,0125 € ogni kWh prodotto, al netto degli autoconsumi del cogeneratore.

$$Accisa En. El. = 0,0125 * 197.450 \cong 2.468 \text{ €}$$

La spesa inerente l'energia termica da integrare, 650.699 kWh, sarà valutata facendo riferimento ad un rendimento leggermente superiore per la caldaia, 0,85, in quanto l'installazione di un cogeneratore copre buona parte delle inefficienze di ciclo, il che si concretizza con un consumo minore di combustibile.

$$Comb. Integr. Term. = \frac{650.699}{9,5366 * 0,85} \cong 80.273 m^3$$

il che, comporta un costo pari a:

$$Costo Comb. Integr. Term. = 80.273 * 0,4433 \cong 35.585 \text{ €}$$

Il costo associato all'integrazione elettrica, 218.266 kWh_e, considerando il reale costo di acquisto dell'energia elettrica pari a 0,20924 €/kWh_e, sarà invece:

$$\text{Costo Comb. Integr. Elett.} = 218.266 * 0,20924 \cong 45.670 \text{ €}$$

Il costo associato agli oneri di consumo energia elettrica sarà, come visto nel precedente capitolo, pari ad € 36.

Per stabilire se l'impianto sia qualificabile come CAR, Cogenerazione ad Alto Rendimento, è necessario valutare il valore dell'indice PES, *Primary Energy Saving*.

Si premette che:

- Il rendimento di riferimento per le caldaie installate per produzione di vapore o acqua calda è pari a 0,9;
- Il rendimento di riferimento per l'impianto di produzione elettrica sarà pari al prodotto di:
 - Coefficiente riferito al combustibile: in questo caso, essendo gas naturale: 52,5%;
 - Coefficiente correttivo per fascia climatica. Essendo l'impianto in Lombardia: +0,369;
 - Coefficiente di correzione legato alla tipologia di connessione e di consumo. Essendo in questo caso un impianto in BT (Bassa Tensione) in cui la totalità dell'energia è autoconsumata: 0,860.
 il coefficiente risulterà dunque pari a 0,76884
- La quantità di energia introdotta tramite combustibile è pari a 15,5*4293*9,5366 ovvero 634.579,669 kWh_i;
- L'energia prodotta dal cogeneratore è quella lorda e vale 50*4293=214.650 kWh_e.

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{339.100}{634.579,669 * 0,9} + \frac{214.650}{634.579,669 * 0,76884}} \right) * 100 \cong 3,26 \%$$

Il rendimento globale dell'impianto è:

$$\eta_{glob} = \frac{339.100 + 214.650}{634.579,669} \cong 87,26\%$$

Si ottiene dunque il riconoscimento CAR, in relazione alla taglia dell'impianto di cogenerazione, essendo PES > 0.

L'indice RISP, espresso in [MWh] può essere così calcolato, ricordando che il rendimento di riferimento medio nazionale è pari a 0,46:

$$RISP = \frac{\frac{339.100}{0,9} + \frac{214.650}{0,46 * 0,86} - 634.579,669}{1000} \cong 284,79$$

Il calcolo del numero dei certificati bianchi (CB) associati a tale risparmio di energia è di seguito riportato. Si ricorda che il valore di K associato agli impianti di potenza fino ad 1 MW_e vale 1,4.

$$CB = 284,79 * 0,086 * 1,4 \cong 34,29$$

Essendo il valore di mercato dei TEE II, Titoli di Efficienza Energetica di tipologia II, pari a circa 102 €, il ricavo conseguibile [€] dalla vendita di tali titoli ammonta a:

$$€_{CB} = 34,29 * 102 \cong 3497$$

Per quanto riguarda le spese manutentive era possibile scegliere tra due opzioni. I costi di manutenzione coprono tutti gli interventi ordinari programmati di manutenzione del cogeneratore. Alle 60.000 ore di funzionamento è previsto un maxi tagliando con revisione consistente del motore del cogeneratore. Le spese da sostenersi per la manutenzione sono molto diverse a seconda che si voglia o meno comprendere il maxi tagliando:

- Spese che non comprendessero il maxi tagliando delle 60.000 ore:
2,00 €/h;
- Spese che comprendessero il maxi tagliando delle 60.000 ore:
2,80 €/h.

Considerando le 60.000 ore di funzionamento, la differenza di costo tra le due opzioni è pari a 48.000 €.

In base ai tempi medi stimati di utilizzo del cogeneratore, 4293 h/anno, prima di raggiungere il sopracitato traguardo, trascorreranno quasi quattordici anni.

Non potendo aprioristicamente prevedere quale sarà il fabbisogno energetico del caseificio tra 14 anni, si è ritenuto opportuno non sostenere tale spesa e valutare il da farsi in prossimità di tale scadenza anche in base a quelle che saranno le nuove esigenze energetiche.

La spesa annualmente da sostenersi per la manutenzione ammonterà ad €:

$$€_{MANUTENZIONE} = 2,00 * 4293 = 8586$$

Si trascurano le spese annuali da sostenersi per l'ottenimento del rilascio della licenza di officina elettrica da parte delle Dogane; tali spese ammontano a poche decine di euro all'anno e per tanto trascurabili.

Si riportano, riassunti in tabelle, i parametri calcolati.

COSTI DI GESTIONE		
2014	Energia elettrica	€ 86.985,24
	Combustibile	€ 61.348,15
	TOTALE	€ 148.333,39
Con Cogeneratore	Combustibile Cogeneratore	€ 29.498,63
	Defiscalizzazione comb.	-€ 537,05
	Manutenzione Cogeneratore	€ 8.586,00
	Accise En. Elettrica prodotta	€ 2.468,13
	Oneri sistema autoconsumo	€ 36,00
	Certificati Bianchi	-€ 3.497,46
	Integrazione En. Elettrica	€ 45.670,33
	Integrazione En. Termica	€ 35.585,84
	TOTALE	€ 117.810,42
RISPARMIO ANNUO STIMATO		€ 30.522,97

Defiscalizzazione	Fattore defiscalizzazione	0,22	m ³ /kWh
	Quantità gas defiscalizzato	43.439,09	m ³
	Accise gas naturale combustione	0,012498	€/ m ³
	Accise gas naturale produzione En. Elettrica per autoconsumo	0,00013479	€/ m ³
Certificati Bianchi	Valore Unitario TEE	102	€/TEE
	PES	3,25	%
	CAR?	si	
	Incentivazione CB?	si	
	Risparmio En. Primaria (RISP)	284,79	MWh
	N° Certificati Bianchi (CB)	34,29	TEE
Accise Energia Elettrica	0,0125		€/kWh _e
Oneri di sistema su autoconsumo	36,00		€/punto prelievo
Costo orario manutenzione cogeneratore	2,00		€/h
Rendimento caldaia ciclo ottimizzato	0,85		

L'investimento iniziale, comprensivo di tutte le voci indicative che seguono, potrebbe ammontare, per questa tipologia di cogeneratore, ad € 150.000:

- Cogeneratore, fornito e posato in opera a seguito di collaudo. Compreso primo avviamento e settaggio. Compreso gruppo di misura UTF, tarato ed installato bordo macchina. Servizio di monitoraggio da remoto a vita per il cogeneratore;
- Integrazione termica, comprensiva dei due serbatoi di accumulo coibentati in acciaio inox, valvole di regolazione, valvole di sicurezza, tubazioni coibentate per la realizzazione dei vari collegamenti, scambiatore tra il circuito primario e il circuito secondario e tutte le pompe ed i circolatori necessari.
- Impianto di collegamento elettrico;
- Impianto di collegamento dati a rete esistente;
- Realizzazione di progetto elettrico;
- Realizzazione di progetto termotecnico.

A fronte di tale spesa iniziale (I_0) e di un risparmio annuo stimato pari a circa ad € 30.523, è possibile ricavare il tempo di rientro indicativo dell'investimento, pari ad anni:

$$t_{rientro} = \frac{150.000}{30.523} \cong 4,91$$

con una redditività media per l'investimento pari a:

$$t_{rientro} = \frac{30.523}{150.000} * 100 \cong 20,35 \%$$

L'investimento si configura dunque come un ottimo investimento dal punto di vista energetico ed economico.

Nella seguente tabella si riportano, riepilogati, i parametri più significativi valutati durante l'intera analisi.

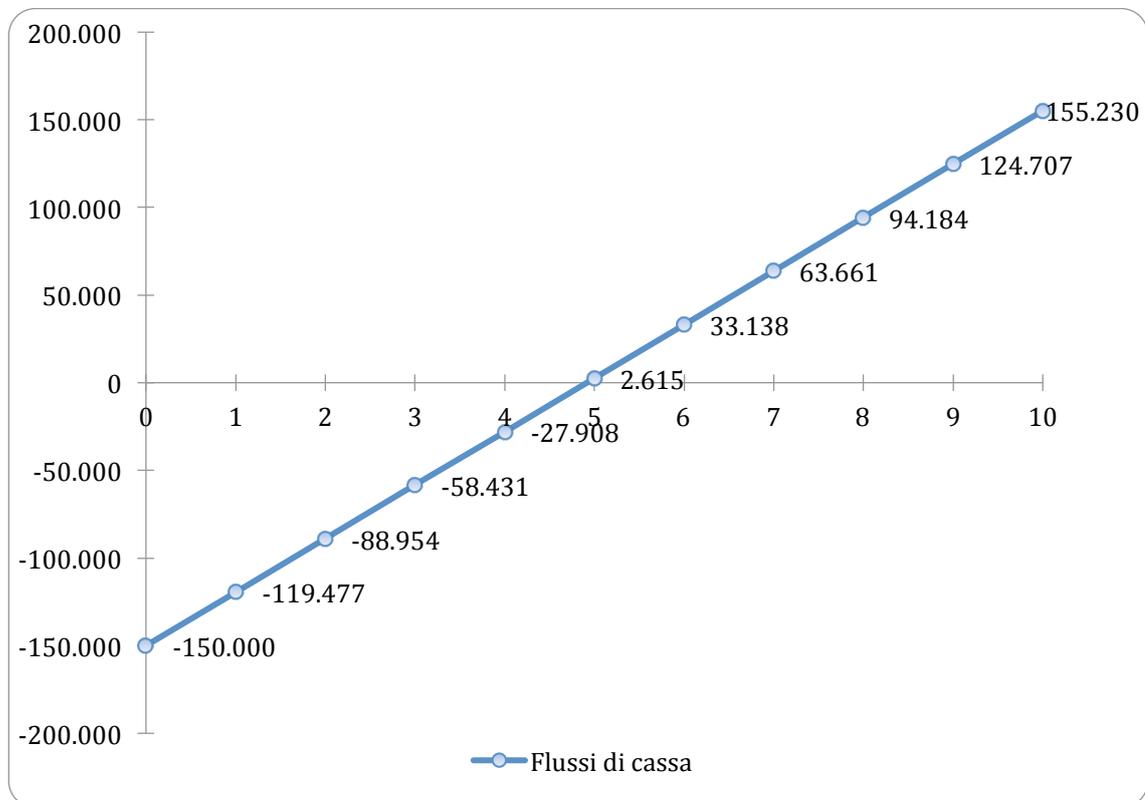
Saranno successivamente eseguite alcune valutazioni economiche più dettagliate, come introdotte all'interno del capitolo.

Stima ore di funzionamento	4293	h/anno
SITUAZIONE ATTUALE		
Fabbisogno elettrico	415.716	kWh _e
Costo annuo energia elettrica assorbita	86.985	€
Fabbisogno di energia termica	138.386	kWh _t
Costo annuo energia termica (gas metano)	61.348	€
TOTALE COSTI ATTUALI	148.333	€
SITUAZIONE CON COGENERATORE		
Energia elettrica prodotta dal Cogeneratore	197.450	kWh _e
Energia elettrica da integrare prelevandola dalla rete	218.266	kWh _e
Energia termica prodotta dal Cogeneratore	339.100	kWh _t
Energia termica da integrare con sistema esistente	650.699	kWh _t
Costo annuo energia elettrica da integrare	45.670	€
Costo gas metano consumato dal sistema esistente	35.586	€
Costo gas metano consumato dal Cogeneratore	29.499	€
Riduzione imposte di consumo metano (defiscalizzazione)	-537	€
Costo manutenzione Cogeneratore	8.586	€
Compensazione imposte di consumo energia elettrica	2.468	€
Oneri di sistema sull'autoconsumo	36	€
TOTALE COSTI (CON COGENERATORE)	121.308	€
RISPARMIO		
Risparmio da cogenerazione	27.026	€
Certificati Bianchi	3.497	€
Cessione in rete energia elettrica	0	€
TOTALE RISPARMIO ANNUO	30.523	€
Risparmio percentuale annuo	20,58	%
INVESTIMENTO		
Chiavi in mano al netto dell'IVA	150.000	€
Rientro Investimento	4,91	Anni
Redditività media investimento	20,35	%

Di seguito i flussi di cassa cumulati che, per il momento, non essendo previste variazioni durante gli anni del regime di funzionamento del cogeneratore e nemmeno fattori di attualizzazione delle somme di denaro, risultano avere andamento costante anno dopo anno.

Anno										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
€										
-150.000	-119.477	-88.954	-58.431	-27.908	2.615	33.138	63.661	94.184	124.707	155.230

I flussi di cassa cumulati possono essere così graficamente rappresentati:



Come confermato anche dal grafico, il tempo di *Pay Back* è previsto inferiore ai cinque anni; durante il quarto anno si verifica infatti l'inversione del segno dei flussi di cassa che da negativi diventano positivi.

L'analisi svolta è stata condotta senza considerare i fattori di attualizzazione che verranno invece presi in considerazione nel prossimo capitolo.

4.1.9 Analisi dei costi annuali e dei ricavi attualizzati

Si prenda come riferimento per il tasso di interesse nominale il valore dei Buoni Ordinari del Tesoro, a scadenza decennale.

Con aggiornamento al 17 maggio 2015, tale valore è pari all'1,8%. Per quanto riguarda invece l'inflazione prevista, essendo l'economia, sempre con riferimento a tale data, in deflazione, si assume un tasso inflattivo sui dieci anni pari all'1%.

Con riferimento a tali valori è possibile calcolare il tasso di interesse reale, sfruttando il quale si andrà poi a calcolare il fattore di attualizzazione f_a .

$$i_r = 1,8\% - 1\% - 1,8\% * 1\% = 0,782\%$$

I valori sopraelencati sono riassunti nella tabella che segue.

ATTUALIZZAZIONE	
Tasso di interesse nominale	1,80%
Tasso di inflazione attesa	1,00%
Tasso di interesse reale	0,78%

Il fattore di attualizzazione, f_a , per l'anno n-esimo, sarà calcolato come segue:

$$f_a = \frac{1}{(1 + 0,78)^n}$$

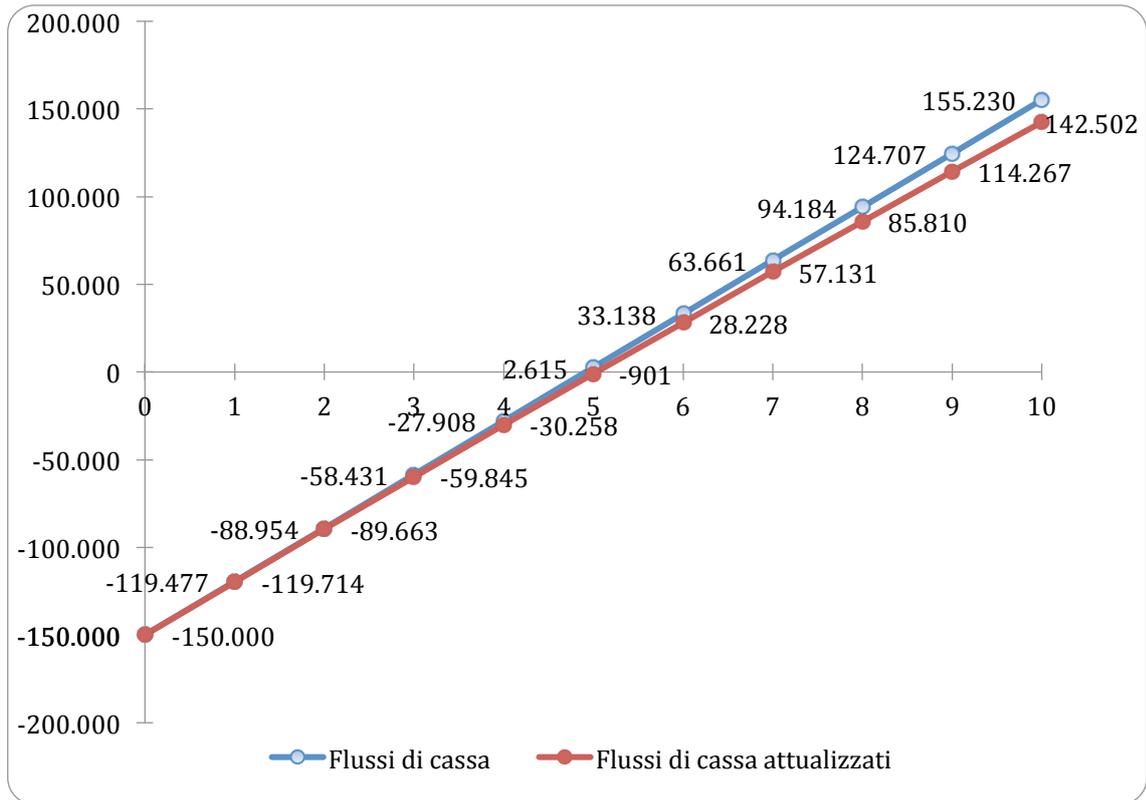
dove n rappresenta l'anno di riferimento.

Anno										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flussi di cassa cumulati €										
-150.000	-119.477	-88.954	-58.431	-27.908	2.615	33.138	63.661	94.184	124.707	155.230
Fattore di Attualizzazione (f_a)										
1	0,9922	0,9845	0,9769	0,9693	0,9618	0,9543	0,9469	0,9396	0,9323	0,9251
Flussi cassa cumulati attualizzati €										

-150.000	-119.714	-89.663	-59.845	-30.258	-901	28.228	57.131	85.810	114.267	142.502
----------	----------	---------	---------	---------	------	--------	--------	--------	---------	---------

Nella precedente tabella è illustrato l'andamento dei flussi di cassa e dei flussi di cassa attualizzati per l'investimento che saranno, in aggiunta, visivamente messi a confronto nel seguente grafico.

Si noti che all'anno zero il fattore di attualizzazione è ovviamente unitario.



I flussi di cassa attualizzati, per i diversi anni, sono i seguenti:

Flussi cassa attualizzati €										
-150.000	30.286	30.051	29.818	29.587	29.357	29.129	28.903	28.679	28.456	28.236

Il Valore Attuale Netto, espresso in euro [€], può essere dunque calcolato come sommatoria di tali valori. Di fatto coincide con il valore relativo l'ultimo anno dei flussi di cassa cumulati, in precedenza illustrati.

$$VAN = 142.502$$

L'Indice di Profittabilità (IP), espresso in euro [€], può così esser calcolato:

$$IP = \frac{142.502}{150.000} \cong 0,95$$

il che sta a significare che ogni euro investito genera 0,95 euro di profitto nel periodo di riferimento.

L'investimento è dunque da effettuare anche in base ai risultati ottenuti dall'analisi economica che confermano quanto già espresso dall'analisi energetica dell'intervento.

Installare il cogeneratore conviene.

4.2 Altro esempio di applicazione del modello

Si vuole utilizzare il modello sviluppato per la valutazione dell'applicazione di un cogeneratore di più piccola taglia all'interno della realtà industriale già studiata.

Tale analisi viene condotta poiché si ipotizza che, diminuendo la taglia del cogeneratore, aumentino sensibilmente le ore di utilizzo dello stesso; si vuole verificare se questo effettivamente accade e, nel caso, a che vantaggi economici possa portare.

Il cogeneratore qui preso in considerazione è di tutt'altra tipologia costruttiva rispetto a quello precedentemente illustrato; molto più economico all'acquisto, taglia inferiore, dotato di generatore asincrono e basato su gruppo motore da autotrazione non funzionante in regime *heavy duty*, ovvero a velocità di rotazione costante e pari a 1500 rpm, bensì rotante a 3000 rpm.

Verranno di seguito esposti solamente i risultati principali dell'analisi, prescindendo da tutto il percorso di calcolo già illustrato in precedenza.

Di seguito sono riportate le caratteristiche termiche ed elettriche:

CARATTERISTICHE COMPONENTI		
Cogeneratore		
Potenza elettrica	kW _e	18
Potenza elettrica nominale	kW _e	20
Potenzialità termica	kW _t	44
Consumo nominale	m ³ /h	7

Per tale tipologia di cogeneratore, sono idealmente ipotizzabili 20 ore di funzionamento giornaliero, nella speranza che la bontà costruttiva della macchina ne permetta un uso continuativo nel tempo pari a quello supposto.

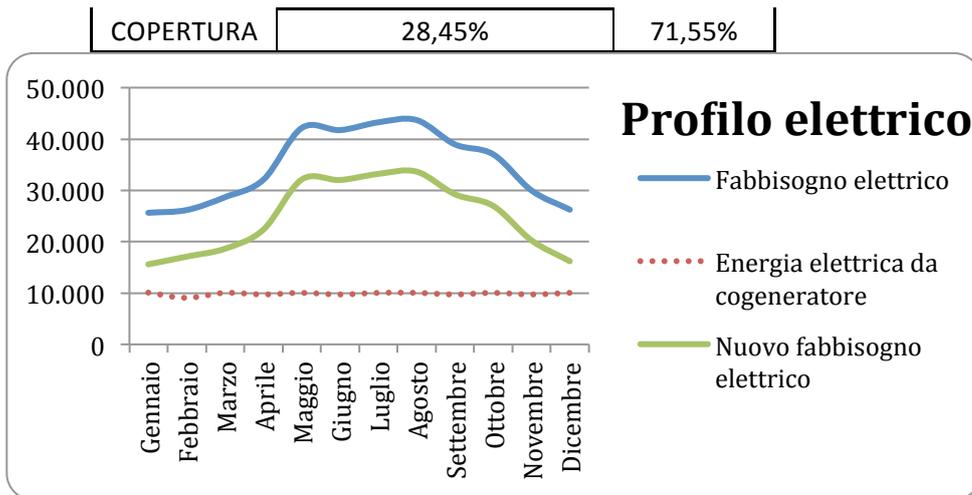
Si considera comunque, per cautelarsi, un coefficiente di fermo manutentivo ben più alto perché è del tutto lecito pensare che la tipologia di macchina sia più frequentemente da mantenere.

L'utilizzo del cogeneratore si configura come segue:

UTILIZZO COGENERATORE				
Mese	Giorni	Lavorativi	Funzionamento	
	gg.	gg.	h/gg	h/mese
Gennaio	31	31	20	620
Febbraio	28	28	20	560
Marzo	31	31	20	620
Aprile	30	30	20	600
Maggio	31	31	20	620
Giugno	30	30	20	600
Luglio	31	31	20	620
Agosto	31	31	20	620
Settembre	30	30	20	600
Ottobre	31	31	20	620
Novembre	30	30	20	600
Dicembre	31	31	20	620
TOTALE	365	365	240	7300
Fattore di utilizzo causa fermo manutenzioni				0,90
Utilizzo (h/anno)				6570

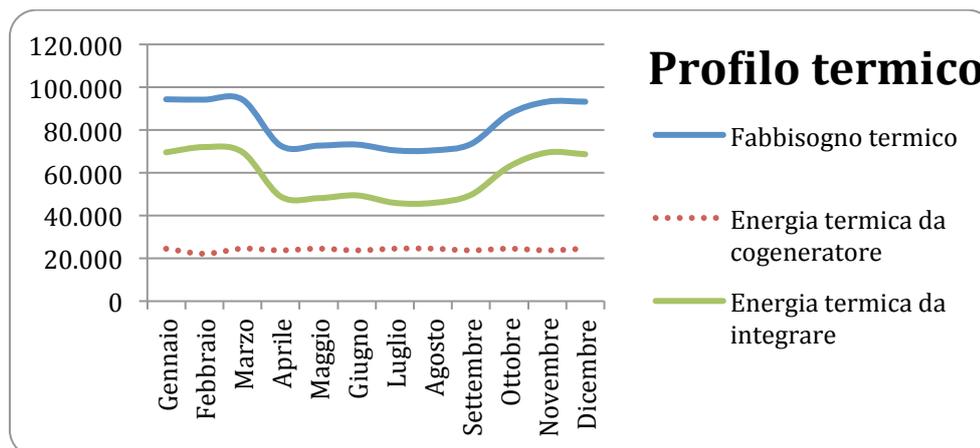
Di seguito è rappresentato come mutano le coperture elettriche ed i relativi fabbisogni residui.

FABBISOGNO E COPERTURE ELETTRICO				
	Fabbisogno elettrico	Energia elettrica da cogeneratore	Energia elettrica da integrare	Energia elettrica ceduta in rete
PERIODO	kWhe			
Gennaio	25.643	10.044	15.599	0
Febbraio	26.181	9.072	17.109	0
Marzo	28.697	10.044	18.653	0
Aprile	32.099	9.720	22.379	0
Maggio	42.175	10.044	32.131	0
Giugno	41.747	9.720	32.027	0
Luglio	43.262	10.044	33.218	0
Agosto	43.698	10.044	33.654	0
Settembre	38.959	9.720	29.239	0
Ottobre	37.026	10.044	26.982	0
Novembre	29.984	9.720	20.264	0
Dicembre	26.245	10.044	16.201	0
TOTALE	415.716	118.260	297.456	0



Di seguito è riportato come mutano le coperture termiche ed i relativi fabbisogni residui.

FABBISOGNO E COPERTURE TERMICO				
	Fabbisogno termico	Energia termica da cogeneratore	Energia termica da integrare	Energia termica da dissipare
PERIODO	kWh			
Gennaio	94.226	24.552	69.674	0
Febbraio	94.226	22.176	72.050	0
Marzo	94.226	24.552	69.674	0
Aprile	72.719	23.760	48.959	0
Maggio	72.719	24.552	48.167	0
Giugno	73.220	23.760	49.460	0
Luglio	70.502	24.552	45.950	0
Agosto	70.502	24.552	45.950	0
Settembre	73.470	23.760	49.710	0
Ottobre	87.467	24.552	62.915	0
Novembre	93.261	23.760	69.501	0
Dicembre	93.261	24.552	68.709	0
TOTALE	989.799	289.080	700.719	0
COPERTURA	29,21%		70,79%	



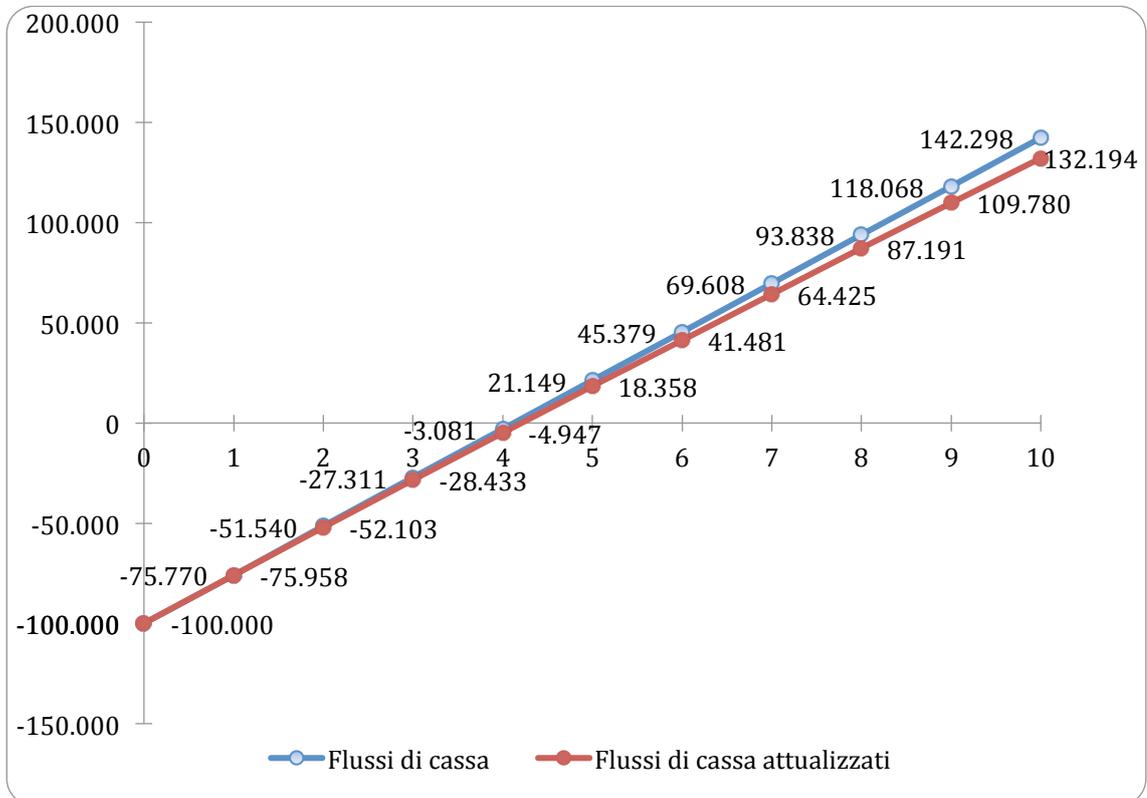
Di seguito il riepilogo investimento, ipotizzando una spesa iniziale di 100.000 €:

Stima ore di funzionamento	6570	h/anno
SITUAZIONE ATTUALE		
Fabbisogno elettrico	415.716	kWh _e
Costo annuo energia elettrica assorbita	86.985	€
Fabbisogno di energia termica	138.386	kWh _t
Costo annuo energia termica (gas metano)	61.348	€
TOTALE COSTI ATTUALI	148.333	€
SITUAZIONE CON COGENERATORE		
Energia elettrica prodotta dal Cogeneratore	118.260	kWh _e
Energia elettrica da integrare prelevandola dalla rete	297.456	kWh _e
Energia termica prodotta dal Cogeneratore	289.080	kWh _t
Energia termica da integrare con sistema esistente	700.719	kWh _t
Costo annuo energia elettrica da integrare	62.240	€
Costo gas metano consumato dal sistema esistente	38.321	€
Costo gas metano consumato dal Cogeneratore	20.388	€
Riduzione imposte di consumo metano (defiscalizzazione)	-322	€
Costo manutenzione Cogeneratore	4.599	€
Compensazione imposte di consumo energia elettrica	1.478	€
Oneri di sistema sull'autoconsumo	36	€
TOTALE COSTI (CON COGENERATORE)	126.741	€
RISPARMIO		
Risparmio da cogenerazione	21.592	€
Certificati Bianchi	2.637	€
Cessione in rete energia elettrica	0	€
TOTALE RISPARMIO ANNUO	24.230	€
Risparmio percentuale annuo	16,33	%
INVESTIMENTO		
Chiavi in mano al netto dell'IVA	100.000	€
Rientro Investimento	4,13	Anni
Redditività media investimento	24,23	%

Flussi di cassa e flussi di cassa attualizzati:

Anno										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flussi di cassa €										
-100.000	24.230	24.230	24.230	24.230	24.230	24.230	24.230	24.230	24.230	24.230
Flussi di cassa cumulati €										
-100.000	-75.770	-51.540	-27.311	-3.081	21.149	45.379	69.608	93.838	118.068	142.298
Fattore di Attualizzazione (fa)										
1,0000	0,9922	0,9845	0,9769	0,9693	0,9618	0,9543	0,9469	0,9396	0,9323	0,9251
Flussi cassa attualizzati €										
-100.000	24.042	23.855	23.670	23.486	23.304	23.123	22.944	22.766	22.589	22.414
Flussi cassa cumulati attualizzati €										
-100.000	-75.958	-52.103	-28.433	-4.947	18.358	41.481	64.425	87.191	109.780	132.194

Grafico riassuntivo:



Questa soluzione, a fronte di un esborso iniziale minore, permette di raggiungere, teoricamente, la quasi parità di risultati rispetto alla soluzione precedente.

Non essendo però, purtroppo, una macchina altrettanto affidabile, la valutazione di questa tipologia di cogeneratore è da effettuarsi con attenzione e non può pertanto essere preferita aprioristicamente.

Può comunque essere presa in considerazione come soluzione qualora i servizi offerti dalla casa costruttrice fossero tali da garantire, a fronte di una oggettiva minor qualità di macchina, un servizio di assistenza celere e dai costi certi.

In tal caso si può valutare se possa valerne la pena.

Nella scelta di una soluzione cogenerativa, è dunque di fondamentale importanza valutare anche tutta la parte commerciale legata alle garanzie ed alle condizioni del *service* manutentivo.

Conclusioni

A conclusione di quanto finora esposto, si vuole ribadire con fermezza che il modello sviluppato vuole essere uno strumento a supporto delle valutazioni che il progettista è chiamato ad effettuare; seppur presenti ed analizzati uno scenario economico ed energetico plausibile, che potrebbe svilupparsi nell'arco dei dieci anni successivi l'installazione del cogeneratore, gli *output* del modello stesso sono da intendersi puramente indicativi in quanto dipendenti da un cospicuo numero di variabili non di facile previsione.

Il modello stesso non può prescindere, dunque, dall'esperienza e dal buon senso del tecnico che lo utilizza, implementa ed interpreta nel valutare l'efficacia di una determinata soluzione impiantistica.

Il caso di studio esposto all'interno del quarto capitolo evidenzia come l'introduzione di una macchina cogenerativa in una realtà industriale, specializzata nella produzione di lavorati del latte, sia di particolare efficacia.

A favore di tale intervento gioca l'indispensabilità d'espletamento del ciclo produttivo a scadenze giornaliere, essendo impossibile per la filiera garantire contemporaneamente la conservabilità e l'alta qualità del prodotto che, per tanto, deve essere lavorato fresco; l'industria che è stata analizzata è specializzata nella produzione di formaggio Parmigiano Reggiano.

Come facilmente intuibile, i vantaggi ottenibili in questa tipologia d'industria possono essere concettualmente estesi all'intera industria di lavorazione del latte ove sia presente una rilevante richiesta termica oltre che elettrica.

Ancor più in generale, è possibile estendere il campo all'intera industria alimentare nonché ad ogni industria o realtà all'interno della quale vi siano richieste contemporanee, o quasi, di energia termica ed elettrica.

Tale modello, infatti, è già stato utilizzato per la valutazione di una possibile installazione in differenti situazioni applicative: in particolare è stato sfruttato per valutare la convenienza di cogenerare all'interno di una struttura RSA, Residenza Sanitaria Assistenziale, e di un macello.

La bontà dei risultati forniti in *output* dal modello risulta indipendente dalla taglia dell'impianto analizzato; è invece fortemente dipendente, o per meglio dire imprescindibile, come già esplicitato all'interno dei precedenti capitoli, dall'abilità del tecnico di collezionare i dati fondamentali da far elaborare al modello e dalla sua capacità critica nei confronti delle soluzioni possibili.

Un aspetto inerente ai costi, volutamente omesso dall'analisi, è quello legato all'ottenimento della licenza di Officina Elettrica da parte dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, per altro di piccolissima entità, e alle spese di gestione burocratica dell'Officina stessa, comprensive delle denunce da effettuarsi annualmente alle Dogane, delle comunicazioni da inoltrare all'AEEGSI e al GSE; anche in questo caso le spese possono essere considerate trascurabili e comunque non di facile identificazione poiché dipendenti da eventuali contratti già in essere con studi tecnici e legali tributari.

Altro aspetto volutamente trascurato all'interno del presente elaborato riguarda la deducibilità fiscale conseguente l'investimento.

Quando un'azienda investe in un bene, come in questo caso, questo viene messo in ammortamento per alcuni anni fiscali, all'interno dei quali l'imponibile d'azienda risulta diminuito da una quota parte dell'investimento effettuato; come conseguenza diminuiscono anche le imposte che l'azienda dovrà versare allo stato.

La deduzione si configura dunque come mancati costi; pur essendo d'entità tutt'altro che trascurabile, questi sono stati volutamente accantonati a "tesoretto".

Il modello evidenzia di fatto i soli risparmi economici che conseguono ai risparmi energetici ed alla vendita dei Certificati Bianchi che, per altro, in questo caso non sono di grandissima entità.

Questo punto si configura dunque sia come effettivo "tesoretto", a salvaguardia delle valutazioni effettuate, che come possibilità di sviluppo futuro del modello.

Anche le medesime stime di utilizzo del cogeneratore sono state valutate in ottica cautelativa.

Si ritengono tuttora valide e lungimiranti le scelte effettuate, che permettono di cautelarsi ed ammortizzare le inevitabili imprecisioni che il modello potrebbe contenere nei confronti del reale utilizzo del cogeneratore.

Qualora invece fossero state effettuate previsioni molto realistiche sui dieci anni, si potrà emotivamente partecipare alla ancor più evidente soddisfazione del cliente finale che vedrà il verificarsi del rientro dell'investimento, ovvero il *payback*, in un tempo decisamente inferiore rispetto a quanto prospettato.

Ringraziamenti

Ed eccoci qua, nell'unica parte di elaborato in cui il candidato ha la facoltà di esprimersi in prima persona.

Giunti al termine di un'avventura tanto bella ed impegnativa quanto ricca di simpatici aneddoti, ritengo doveroso spendere alcune parole per ringraziare chi mi ha affiancato ed ispirato in questa esperienza di vita, ben più articolata e complessa della somma degli esami che l'hanno costituita.

Il primo ringraziamento lo vorrei rivolgere, in assoluto, alla mia famiglia: sponsor ufficiale e capovoga della regata universitaria.

Un grazie sincero anche allo Studio Ferretti che mi ha dato tutta la fiducia necessaria allo sviluppo del progetto, che è stato poi solida base di partenza per l'approfondimento di tesi, e che, incrociando le dita, continua a riporre in me fiducia come collaboratore professionale.

Grazie agli amici, preziosi per il confronto ed i consigli ricevuti.

Vorrei qui ringraziare anche il mio relatore, prima ancora mio professore, che, grazie alla sua competenza e verve comunicativa, ha sicuramente contribuito ad accrescere la mia passione nel trasmettere nozioni, tenendomi incollato, forse con un pizzico di complicità del caldo, ai banchi universitari.

E vorrei infine, così come lui, ringraziare tutti coloro che, quotidianamente, mi trasmettono la passione per quello che fanno.

Quello che credo mi aspetti ora, nella prosecuzione del cammino lavorativo, vorrei riassumerlo prendendo in prestito alcune parole estratte da un contesto al quale devo molto; parole delle quali ho maturato, negli anni, una certa esperienza e che giorno dopo giorno mi ricordano uno dei possibili modi di approcciare "le cose".

*“Non è strada di chi parte
e già vuole arrivare,
non la strada dei sicuri,
dei sicuri di riuscire,
non è fatta per chi è fermo,
per chi non vuol cambiare.*

*E' la strada di chi parte
ed arriva per partire.”*

Bibliografia

- [01] R.D. Stys, A. W. Quade. «A Cogeneration Overview by a Large Electric and Gas Utility.» IEEE TRANSACTION ON EDUCATION (1981).
- [02] Tommasi, Ing. A. «Vademecum sulla Cogenerazione.» s.d.
- [03] Jarach, Ing. F. «Storia della cogenerazione in Italia.» Convegni Tematici ATI. Lugano, 1994.
- [04] AEEGSI. «Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazioni distribuita per l'anno 2012.» 2013.
- [05] Parlamento e Consiglio Europeo. «Direttiva 24/8/CE.» 2011.
- [06] Ministero dello Sviluppo Economico. «Relazione Annuale sulla Cogenerazione in Italia - Anno di Produzione 2012.» Relazione. 2014.
- [08] GSE - Gestore dei Servizi Energetici. «Evoluzione Normativa CAR.» Marzo 2015. gse.it.
- [07] Parlamento e Consiglio Europeo. «Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.» Direttiva. 2012.
- [09] GSE - Gestore dei Servizi Energetici. «Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR.» Marzo 2012.
- [10] K.R. Voorspools and W. D. D'haeseleer. «The Impacto of the Implementation of Cogeneration in a Given Energetic Context.» IEE TRANSACTIONS OF ENERGY CONVERSION, VOL. 18, N. 1. MARCH 2003.
- [11] Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'energia. «Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 - Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).» marzo 2012.
- [12] AGENZIA DELLE DOGANE E DEI MONOPOLI. «Aliquote di imposta vigenti nel settore delle accise.» 1 gennaio 2015.
- [13] Ing. Nello, Ferone - Ufficio delle Dogane e dei Monopoli di Mantova. «Aspetti fiscali legati alla cogenerazione.» Mantova, 2014.

Sitografia

- www.ati2000.it (Associazione Termotecnica Italiana)
- www.nextville.it (Energie Rinnovabili ed Efficienza Energetica)
- www.fire-itaia.org (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia)
- www.gse.it (Gestore Servizi Energetici)
- www.opec.org (Organization of Petroleum Exporting Countries)
- www.enea.it (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo sostenibile)
- www.wikipedia.it (L'Enciclopedia Libera)
- www.cogena.ascomac.it (Associazione Italiana Promozione Cogenerazione)
- http://www.cogeneurope.eu (The European Association for the Promotion of Cogeneration)
- www.autorita.energia.it (Autorità per l'En. Elettrica il Gas e il Sistema Idrico)
- www.greenbiz.it (Green Economy)
- www.worldbank.org (Banca Mondiale)
- www.sviluppoeconomico.gov.it (Ministero dello Sviluppo Economico)
- www.gruppohera.it (Distributore)
- www.a2a.eu (Distributore)
- www.capstoneturbine.com (Cogeneratori a turbina a gas)
- www.mercatoeltrico.org (GME: Gestore Mercati Energetici)
- www.parmigianoreggiano.it (Consorzio del Parmigiano Reggiano)
- www.pmi.it
- www.fiscoetasse.com
- www.eni.it (ex Ente Nazionale Idrocarburi, oggi privatizzato)
- www.boldringroup.it (Tecnologie per il gas)
- www.snamretegas.it (Distributore di gas naturale)
- www.mingazzini.com (Produttore di caldaie a vapore)
- www.man.it (Maschinenfabrik Augsburg-Nürnberg)
- www.swep.net (Scambiatori di calore)
- www.alfalaval.com (Scambiatori di calore)
- www.dt.mef.gov.it (Ministero del Tesoro)
- www.finanza-mercati.ilsole24ore.it

Indice figure

Figura 1 – Produzione Separata	3
Figura 2 – Cogenerazione	3
Figura 3 – Trigenerazione bilancio energetico	10
Figura 4 – Trigenerazione: schema concettuale termico.....	10
Figura 5 – Unità produttive	15
Figura 6 – Capacità di generazione.....	16
Figura 7 – Capacità media di generazione.....	17
Figura 8 – Produzione lorda di energia elettrica	18
Figura 9 – Produzione di calore utile	18
Figura 10 – Rapporto energia elettrica lorda / calore utile	19
Figura 11 – Numero di unità produttive.....	20
Figura 12 – Classificazione per tecnologia unità in teleriscaldamento.....	21
Figura 13 – Capacità di generazione.....	21
Figura 14 – Capacità di generazione impianti in teleriscaldamento	22
Figura 15 – Produzione lorda di energia elettrica	22
Figura 16 –Produzione lorda energia elettrica impianti abbinati a TLR.....	23
Figura 17 – Produzione totale di calore utile	23
Figura 18 – Produzione di calore utile per impianti abbinati a TLR	24
Figura 19 – Energia Primaria totale	25
Figura 20 – Combustibili di alimentazione Turbine	26
Figura 21 – Combustibili di alimentazione MCI	27
Figura 22 – Combustibili impiegati in “altre tecnologie”.....	27
Figura 23- Rendimenti medi	29
Figura 24 – Ripartizione energia elettrica “lorda”	30
Figura 25 – Analisi “basso” e “alto” rendimento per tecnologia.....	31
Figura 26 – Totale energia primaria suddivisa per fonte	32
Figura 27 – Trasformazione totale Energia Primaria.....	32
Figura 28 – Numero di impianti per regione.....	38
Figura 29 – Capacità totale di generazione per regione.....	38
Figura 30 – Capacità media di generazione per regione.....	39
Figura 31 – Risparmio di Energia Primaria per regione	39
Figura 32 – Numero di unità di TLR per regione	40
Figura 33 – Capacità di generazione TLR per regione	40
Figura 34 – Micro turbine a gas naturale	43
Figura 35 – Ciclo Bryton	44
Figura 36 – Ciclo motore a combustione interna.....	48
Figura 37 – Schema concettuale cogeneratore.....	49
Figura 38 – Processo Input/Output modello	67
Figura 39 – Circuito primario e circuito secondario.....	82
Figura 40 – Esempio di profilo elettrico	88
Figura 41 – Esempio di profilo termico	89
Figura 42 – Diagramma di sintesi procedura di calcolo PES per unità che non prevedono β	93
Figura 43 – Definizione dei confini dell’unità di cogenerazione.....	94
Figura 44 – Calore totale prodotto dall’impianto: le tre possibili componenti	96
Figura 45 – Componenti dell’energia totale di alimentazione dell’impianto	100
Figura 46 – Componenti dell’energia elettrica/meccanica prodotta dall’impianto.....	100

Figura 47 – MAN tipo E 0834 E 302	129
Figura 48 – Alternatore brushless 85 kVA.....	130

Indice tabelle

Tabella 1 – Risparmio mediamente conseguibile	33
Tabella 2 – Indicatori di performance per impianti che hanno conseguito qualifica CAR.....	36
Tabella 3 – Numero di unità installate per macro aree	37
Tabella 4 - Contributi alla cogenerazione per macro aree -	37
Tabella 5 – Capacità di generazione per macro aree.....	37
Tabella 6 – Risparmio di Energia Primaria per macro aree	37
Tabella 7 – Alcuni dati di targa di cogeneratori a turbina (Capstone).....	46
Tabella 8 – Dati di targa cogeneratori a MCI alimentati a gas naturale (Tessari Energia).....	51
Tabella 9 – Valore economico TEE	62
Tabella 10 – Regole di incentivazione CAR.....	63
Tabella 11 – Organizzazione dati elettrici	71
Tabella 12 – Organizzazione consumi combustibile	71
Tabella 13 – Ore utilizzo cogeneratore	86
Tabella 14 – Esempio di fabbisogno e coperture elettrico	87
Tabella 15 – Esempio di fabbisogno e coperture termico.....	88
Tabella 16 – Esigenza di calcolo del coefficiente β per varie tecnologie produttive.....	91
Tabella 17 – Formule di calcolo per il dimensionamento dell'unità virtuale	98
Tabella 18 – Valori di $RefH\eta$	101
Tabella 19 – Valori di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.....	102
Tabella 20 – Fattore di correzione in base alla zona climatica	103
Tabella 21 – Correzione in funzione della tensione di allacciamento	103
Tabella 22 – Aliquote accise produzione elettrica	108
Tabella 23- Aliquote accise autoproduzione elettrica.....	108
Tabella 24- Fattori di riduzione aliquota accise – AEGG 16/98.....	109
Tabella 25- Fattori di riduzione aliquota accise per 2014.....	109
Tabella 26 – Valori forfettari di ripartizione per accise (CAR)	110
Tabella 27 – Aliquota combustibili prevista per “uso combustione”	110
Tabella 28- Valore del coefficiente di armonizzazione K	114
Tabella 29 – Fattore di attualizzazione	118

Indice formule

(1.1)	COP – Coefficiente prestazionale	Pg. 11
(1.2)	Indice Elettrico	Pg. 42
(2.1)	Potenza attiva di un generatore	Pg. 60
(3.1)	Detrazione fiscale	Pg. 72
(3.2)	Costo medio unitario dell'energia elettrica prelevata	Pg. 75
(3.3)	Costo medio unitario dell'energia prelevata	Pg. 75
(3.4)	Fabbisogno elettrico annuale	Pg. 76
(3.5)	Carico termico globale mensile	Pg. 77
(3.6)	Carico termico annuale	Pg. 78
(3.7)	Calore scambiato	Pg. 83
(3.8)	Potenza scambiata	Pg. 83
(3.9)	Area di scambio	Pg. 83
(3.10)	Capacità termica del fluido	Pg. 84
(3.11)	Efficienza dello scambiatore	Pg. 84
(3.12)	Potenza effettivamente scambiata	Pg. 84
(3.13)	Monte ore funzionamento medio mensile stimato	Pg. 85
(3.14)	Monte ore funzionamento medio annuo stimato	Pg. 85
(3.15)	Ore di funzionamento medie annue effettive	Pg. 87
(3.16)	Ore di funzionamento medie mensili effettive	Pg. 87
(3.17)	Energia elettrica prodotta mensilmente	Pg. 89
(3.18)	Energia elettrica prodotta nell'anno	Pg. 89
(3.19)	Energia termica prodotta mensilmente	Pg. 90
(3.20)	Energia termica prodotta nell'anno	Pg. 90
(3.21)	Energia elettrica da integrare mensilmente	Pg. 90
(3.22)	Energia termica da integrare mensilmente	Pg. 89
(3.23)	Energia elettrica da integrare annualmente	Pg. 90
(3.24)	Energia termica da integrare annualmente	Pg. 90
(3.25)	Rendimento globale unità di cogenerazione	Pg. 97
(3.26)	Soddisfacimento del rendimento globale di soglia	Pg. 98
(3.27)	Energia utile	Pg. 98
(3.28)	Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo	Pg. 98
(3.29)	Rapporto tra energia prodotta e calore	Pg. 98
(3.30)	Energia elettrica CHP prodotta	Pg. 98
(3.31)	Energia elettrica NON CHP prodotta	Pg. 98
(3.32)	Combustibile per produzione energia elettrica NON CHP	Pg. 98
(3.33)	Combustibile per produzione energia elettrica CHP	Pg. 98
(3.34)	PES: Primary Energy Saving	Pg. 101
(3.35)	Rendimento elettrico di riferimento	Pg. 102
(3.36)	Indice quota energia immessa	Pg. 103
(3.37)	Indice quota energia autoconsumata	Pg. 103
(3.38)	Costo mensile associato alla produzione cogenerativa	Pg. 104
(3.39)	Costo mensile di acquisto energia elettrica non prodotta	Pg. 105
(3.40)	Costo mensile generazione energia termica non cogenerata	Pg. 105
(3.41)	Costo annuale associato alla produzione cogenerativa	Pg. 105

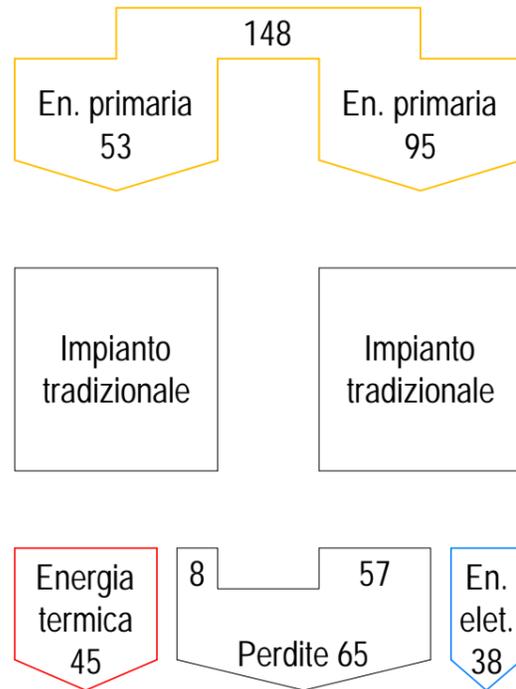
(3.42)	Costo annuale di acquisto energia elettrica non prodotta	Pg. 105
(3.43)	Costo annuale generazione energia termica non cogenerata	Pg. 105
(3.44)	Costo annuale totale energia	Pg. 106
(3.45)	Accisa energia elettrica	Pg. 107
(3.46)	Accisa combustibile	Pg. 111
(3.47)	Oneri di sistema per autoconsumo in media tensione	Pg. 112
(3.48)	Energia risparmiata	Pg. 113
(3.49)	Rendimento medio convenzionale corretto	Pg. 113
(3.50)	Numero di certificati bianchi assegnati all'impianto	Pg. 114
(3.51)	Costo mensile di manutenzione	Pg. 115
(3.52)	Costo annuale di manutenzione	Pg. 115
(3.53)	Flussi di cassa	Pg. 117
(3.54)	Fattore di attualizzazione	Pg. 118
(3.55)	Tasso di interesse reale	Pg. 118
(3.56)	Flussi di cassa attualizzati	Pg. 118
(3.57)	Payback Period	Pg. 119
(3.58)	Payback Period Attualizzato	Pg. 119
(3.59)	ROI: Return On Investment	Pg. 120
(3.60)	TIR: Tasso Interno di Redditività	Pg. 120
(3.61)	VAN: Valore Attuale Netto	Pg. 120
(3.62)	IP: Indice di Profittabilità	Pg. 121

Allegati

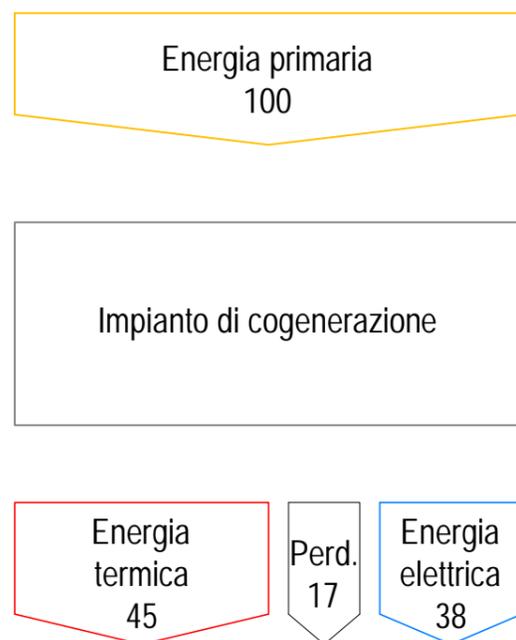
I presenti allegati rappresentano concettualizzazioni semplificate utilizzate come materiale a sostegno della presentazione effettuata.

- Allegato I: La cogenerazione
- Allegato II: Schema concettuale di integrazione impiantistica

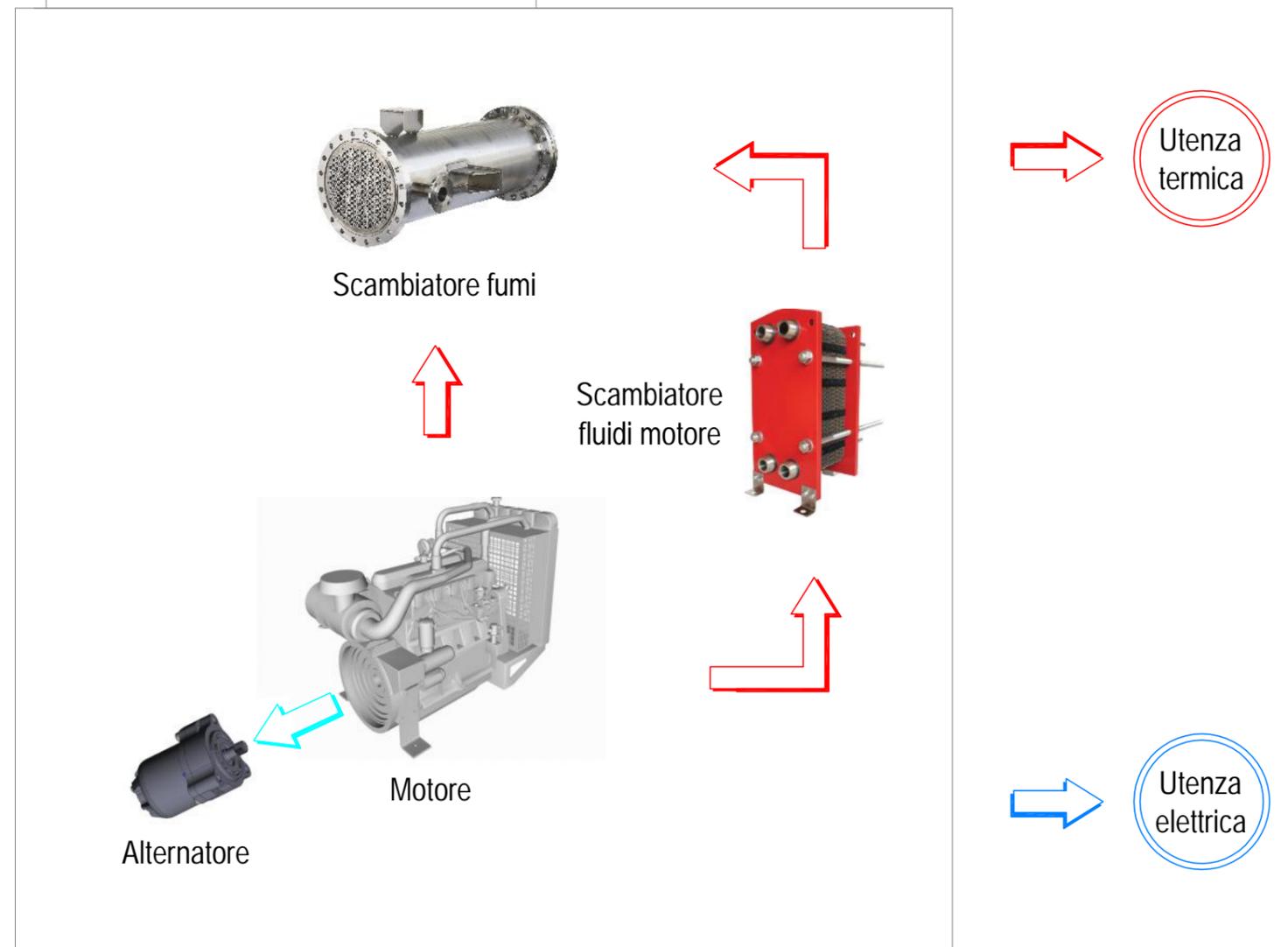
PRODUZIONE SEPARATA



COGENERAZIONE



Cogeneratore



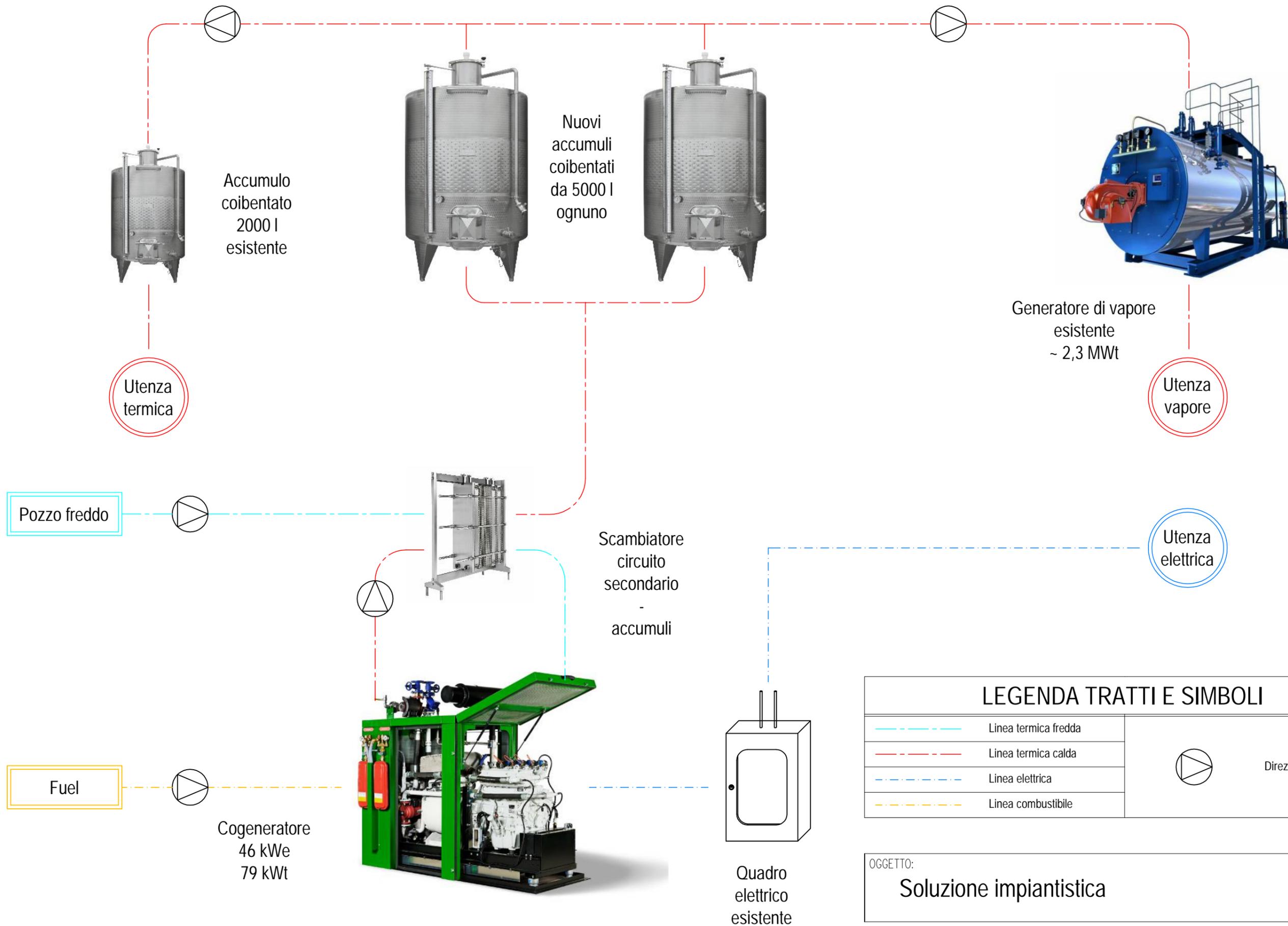
Fuel

LEGENDA COLORI

	Energia Termica		Energia Meccanica
	Energia Elettrica		Combustibile

OGGETTO:

Principi alla base della cogenerazione



LEGENDA TRATTI E SIMBOLI	
	Linea termica fredda
	Linea termica calda
	Linea elettrica
	Linea combustibile
	Direzione flussi

OGGETTO:
Soluzione impiantistica