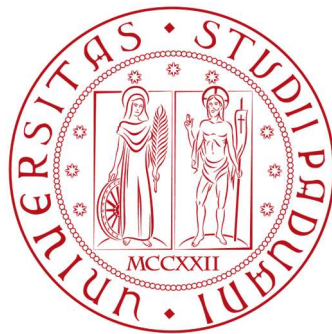


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI
INGEGNERIA INDUSTRIALE

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica



Studio di fattibilità di un impianto cogenerativo in un'azienda manifatturiera

Relatore:
Prof. Arturo Lorenzoni

Laureando:
Alessandro Gardin

Correlatori:
Ing. Alberto Bordignon
Ing. Federico Pandolfo

ANNO ACCADEMICO 2015-2016

Sommario

In questa tesi di laurea si valuta la fattibilità economico-energetica dell'installazione di un impianto cogenerativo di piccola taglia, partendo dai consumi elettrici e termici del committente, e mostrando i risultati ottenuti con varie taglie di macchine cogenerative (motori a combustione interna e microturbine a gas). L'analisi comprende anche i calcoli riguardanti la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

Indice

Introduzione.....	7
Capitolo 1 Cogenerazione: tecnologia ed aspetti normativi	9
1.1 Aspetti tecnologici.....	9
1.2 Aspetti normativi.....	10
1.2.1 Calcolo della produzione da cogenerazione.....	11
1.2.2 Ottenimento della qualifica CAR.....	12
1.2.3 Sistemi Efficienti d’Utenza.....	12
Capitolo 2 Analisi del problema e raccolta dati.....	15
2.1 Richieste e analisi situazione attuale	15
2.1.1 Situazione termica attuale.....	16
2.1.2 Configurazione elettrica.....	17
2.1.3 Nuovo impianto polveri e configurazione termica futura	20
2.2 Raccolta dati	24
2.2.1 Consumi elettrici.....	26
2.2.2 Consumi termici.....	30
2.2.3 Produzione impianti fotovoltaici.....	33
Capitolo 3 Elaborazione dei dati raccolti.....	35
3.1 Fotografia della situazione attuale.....	35
3.2 Situazione futura: inserimento del cogeneratore	37
3.2.1 Logica di funzionamento e calcolo ore di lavoro: inseguimento termico	37
3.2.2 Produzione elettrica	42
3.2.3 Calcolo dei parametri CAR.....	43
3.2.4 Calcolo del VAN e del tempo di ritorno	47
3.2.5 Analisi delle criticità del progetto.....	49
3.2.6 Nuova logica di funzionamento: inseguimento termico con vincolo elettrico.....	50
3.2.7 Analisi dei risultati ottenuti con altre macchine di potenze differenti	54
3.2.8 Microturbine	57
Conclusioni.....	61
Bibliografia.....	63

Introduzione

Il presente lavoro ha come obiettivo quello di analizzare la fattibilità dell'installazione di un impianto di cogenerazione all'interno di Arneg.

Arneg è una realtà industriale che si occupa di progettazione e produzione di impianti frigoriferi industriali quali banchi frigo e vetrine refrigerate.

Il caso di studio riguarda l'analisi della convenienza economica nell'inserire un piccolo impianto di cogenerazione contestualmente al rinnovamento di una parte di azienda (in gestione ad esterni) che si occupa di verniciatura a polveri. Tale rinnovamento riguarda la sostituzione dell'impianto, in particolare dei due forni di cottura attualmente presenti, con un nuovo forno, più efficiente, che accoglierà tutta l'attuale produzione. Il cogeneratore sarà affiancato a dei bruciatori industriali di backup, che dovranno supplire al gap tra la richiesta termica del forno e la produzione di calore dai fumi della macchina.

La tesi è strutturata in tre capitoli. Nel primo saranno presi in esame gli aspetti della normativa italiana sulla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). Nel secondo saranno presentate nel dettaglio tutte le richieste poste dall'azienda che ha richiesto lo studio; saranno poi illustrate le modalità di raccolta dei dati riguardanti i consumi elettrici e termici – questi ultimi, in particolare, solo nelle zone di interesse all'installazione del cogeneratore – e presentati i dati sotto forma di tabelle e grafici. Nel terzo capitolo, infine, saranno riportate le varie analisi energetiche ed economiche effettuate con varie taglie di macchine, e con varie ipotesi di funzionamento.

Capitolo 1

Cogenerazione: tecnologia ed aspetti normativi

Questo capitolo si soffermerà sulla cogenerazione di piccola taglia, con particolare attenzione agli aspetti normativi, secondo i criteri del D.M. 4 agosto 2011.

1.1 Aspetti tecnologici

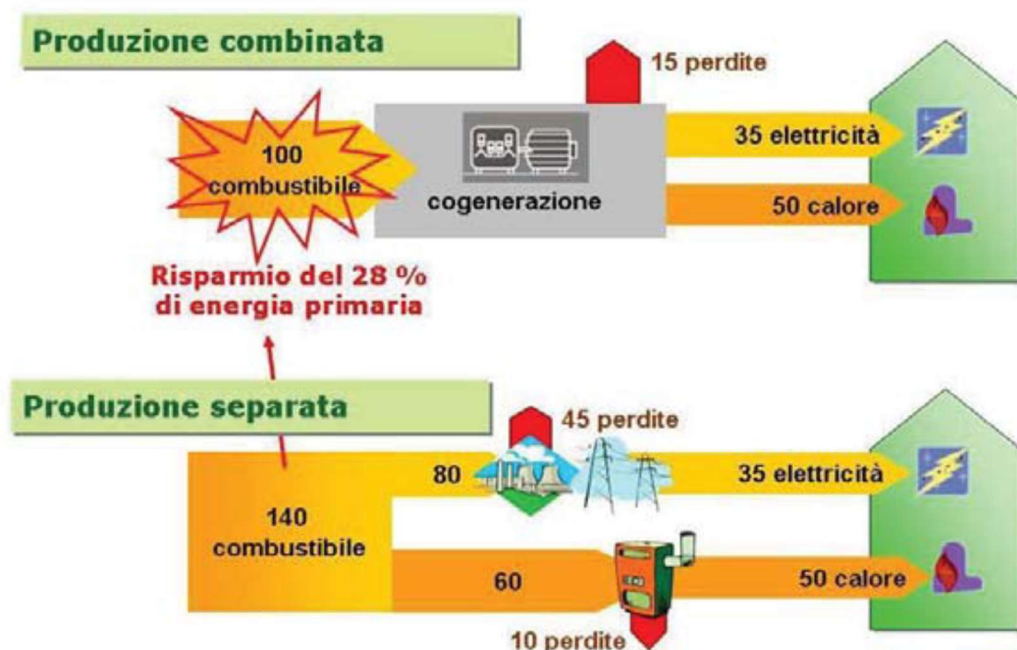


figura 1.1: differenza tra la produzione combinata e separata di energia elettrica e calore utile. Valori di esempio.

Il principio fondamentale su cui si basa la cogenerazione è il seguente: in qualsiasi ciclo termodinamico grazie a cui sia possibile estrarre lavoro meccanico, e quindi energia elettrica, parte del calore deve necessariamente essere ceduto all'ambiente a più bassa temperatura. Nel caso in cui esistesse un'utenza termica che richiede calore a bassa temperatura, si realizzerebbe un processo di cogenerazione, che è la produzione combinata di energia elettrica e termica. A differenza della produzione separata in impianti dedicati, essa permette di sfruttare al meglio il combustibile in ingresso. Le centrali termiche per la produzione di energia elettrica hanno in generale una bassa efficienza – tra il 40 e il 60

per cento¹ – in quanto tutto il calore residuo è ceduto all’ambiente, perché di scarto, non più utile alla produzione di energia elettrica. Tuttavia, vi sono delle realtà in cui tale calore può risultare utile ad esempio per il riscaldamento di zone abitative, o per utilizzi in processi industriali. Gli impianti di produzione combinata permettono di innalzare il rendimento di primo principio a valori superiori all’80 per cento, nei casi migliori. Per essere tale, il calore utile deve essere effettivamente utilizzato: di conseguenza, il luogo di impiego deve trovarsi in prossimità dell’area di produzione, in quanto il trasporto di calore su lunghe distanze può rivelarsi fonte di eccessive perdite.

Con la cogenerazione, si vuole ottenere un risparmio energetico sul consumo di energia primaria, rispetto alla produzione separata termica ed elettrica.

Generalmente la logica di gestione degli impianti cogenerativi di piccola taglia è quella di seguire il carico termico, e utilizzare la rete elettrica come “serbatoio” quando non vi è sufficiente richiesta di potenza da parte dell’utente. Tale logica è certamente influenzata dal livello di remunerazione che si ottiene dalla vendita dell’energia elettrica in rete. Per tale ragione, la piccola cogenerazione è tanto più vantaggiosa quanto l’energia elettrica e termica prodotte sono autoconsumate, e comunque l’eventuale eccedenza di energia elettrica è adeguatamente remunerata. È intuibile, quindi, che non sempre un investimento nell’ambito della cogenerazione può rivelarsi vantaggioso.

1.2 Aspetti normativi

Per il riconoscimento della condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento di un impianto, ci si appoggia al Decreto Ministeriale del 4 agosto 2011, che ha completato il recepimento della Direttiva 2004/8/CE della Comunità Europea, iniziato con il Decreto Legislativo n. 20 del 2007 (attuazione della direttiva 2004/8/CE). I criteri del D.M. 4 agosto 2011 sono validi a partire dal 1 gennaio 2011.

La definizione di cogenerazione riportata nella direttiva europea del 2004 è così riassunta: un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore è un sistema integrato che converte l’energia primaria di una qualsivoglia fonte di energia nella produzione congiunta di energia elettrica e termica, entrambe considerate effetti utili, conseguendo, in generale, un risparmio di energia primaria ed un beneficio ambientale rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia. La produzione deve avvenire in modo sostanzialmente interconnesso implicando un legame tecnico e di mutua dipendenza tra produzione elettrica e utilizzo in forma utile del calore, anche attraverso sistemi di accumulo.

La direttiva introduce il concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), in relazione ad un indice energetico chiamato Primary Energy Saving (PES).

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}}$$

dove:

- $CHP H_{\eta}$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione: è il rapporto

¹ 40% se si parla di centrali a vapore, sino ad arrivare a valori attorno al 60% se si tratta di centrali a ciclo combinato.

tra calore utile H_{CHP} e combustibile di alimentazione F_{CHP} per produrre calore utile ed energia elettrica da cogenerazione;

- $CHP E_\eta$ è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione: è il rapporto tra l'energia elettrica prodotta in regime di cogenerazione E_{CHP} e il combustibile utilizzato (cfr. sopra);
- $Ref H_\eta$ è il rendimento termico di riferimento²;
- $Ref E_\eta$ è il rendimento elettrico di riferimento².

I termini da inserire nella formula del PES sono subordinati ad una serie di criteri volti e a definire i confini fisici del sistema, e a distinguere la potenza cogenerativa (CHP) e non cogenerativa (non CHP).

La normativa qualifica l'unità di cogenerazione sulla base del rendimento di primo principio:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{CHP}}{F}$$

dove:

- E rappresenta la totalità dell'energia elettrica prodotta dalla macchina;
- H_{CHP} è l'energia termica prodotta ed effettivamente utilizzata dal cogeneratore;
- F è il combustibile utilizzato per produrre tutta l'energia elettrica e il calore utile.

Le condizioni su $\eta_{globale}$ imposte dalla normativa sono le seguenti, a seconda della tipologia di macchina:

- turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero di calore, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling, pile a combustibile: $\eta_{globale} \geq 75\%$;
- turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore, turbina a vapore in derivazione e condensazione: $\eta_{globale} \geq 80\%$.

Qualora la macchina in esame non soddisfi tale condizione, è richiesto di calcolare una unità virtuale cogenerativa che lo faccia, e una non cogenerativa, come spiegato nel prossimo paragrafo.

1.2.1 Calcolo della produzione da cogenerazione

Per calcolare il risparmio di energia primaria dell'unità occorre prima determinare l'energia elettrica e il calore prodotti in regime di cogenerazione, come illustrato in figura 1.2. Sono esclusi il combustibile utilizzato ed il calore prodotto in caldaie o bruciatori esterni all'impianto³.

L'unità virtuale CHP è quella che soddisfa il requisito di rendimento globale maggiore o uguale al 75% – 80% per turbine a gas a ciclo combinato e turbine a vapore in derivazione e condensazione – necessario all'ottenimento della qualifica CAR: dato il calore utile H_{CHP} prodotto dalla macchina,

² Non ci si sofferma ora nello spiegare i criteri di calcolo dei rendimenti di riferimento, in quanto illustrati al capitolo 3 nella sezione riguardante i calcoli per la CAR.

³ Infatti, nel caso in esame, i bruciatori di backup del forno non sono conteggiati nei calcoli della CAR.

l'unità virtuale CHP produce una energia elettrica E_{CHP} tale da garantire un rendimento di primo principio pari esattamente al 75%.

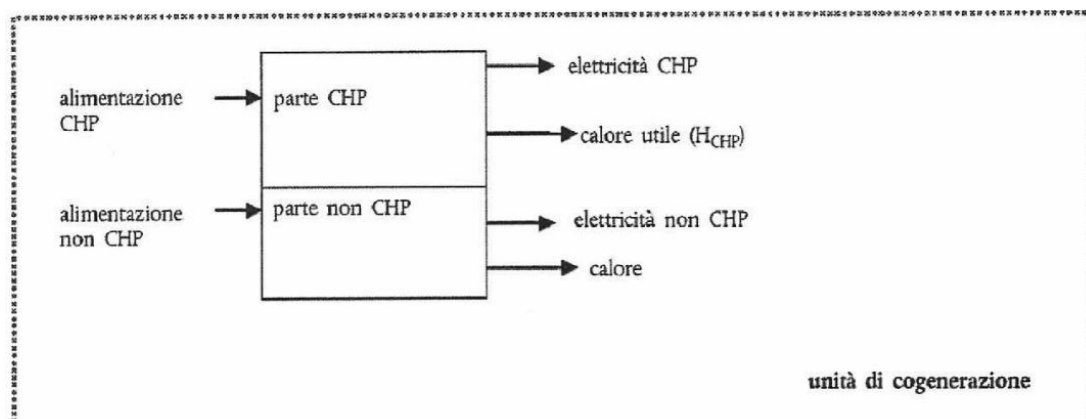


figura 1.2: Parte CHP e non CHP di un impianto di cogenerazione. Fonte: DM 4 agosto 2011.

1.2.2 Ottenimento della qualifica CAR

Il soggetto incaricato di riconoscere gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento è il Gestore Servizi Energetici (GSE).

Per l'ottenimento della qualifica, le unità di cogenerazione devono soddisfare le seguenti condizioni:

Tabella 1.1: requisiti sul PES per l'ottenimento della qualifica CAR; fonte: DM 4 agosto 2011.

Taglia unità	PES
$> 1 MW_e$	$\geq 10\%$
Piccola cogenerazione $> 50 kW_e$ e $\leq 1 MW_e$	$> 0\%$
Micro cogenerazione $\leq 50 kW_e$	$> 0\%$

Nel caso di studio si tratta di piccola cogenerazione: è sufficiente avere un PES positivo per ottenere la qualifica CAR.

I vantaggi derivanti dall'ottenimento della qualifica sono i seguenti:

- priorità di dispacciamento dell'energia elettrica (subito dopo le fonti rinnovabili);
- esenzione delle accise sul gas naturale acquistato per il cogeneratore;
- facilitazioni autorizzative;
- emissione di certificati bianchi (1 CB = risparmio di 1 tep).

1.2.3 Sistemi Efficienti d'Utenza

I Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) sono sistemi di produzione e consumo costituiti da almeno un impianto di produzione e di un'unità di consumo direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato, e collegati alla rete pubblica. L'ottenimento della qualifica comporta il riconoscimento

di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete (autoconsumata), limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema. Ai fini del riconoscimento della qualifica, il sistema dovrà essere caratterizzato da uno o più impianti di produzione di energia elettrica con potenza non superiore ai 20 MW, alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore e con un solo cliente finale.

Per quanto riguarda, in particolare, gli impianti di cogenerazione, le condizioni sine qua non sono le seguenti:

- riconoscimento dello status di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR);
- verifica della condizione $\frac{E_{CHP}}{E} \geq 0,5$ (dove, E_{CHP} è l'energia elettrica da cogenerazione⁴, E è l'energia elettrica totale).

Nei sistemi qualificati, gli oneri di sistema sono dovuti per l'energia elettrica autoconsumata nella misura del 5%.

⁴ In riferimento all'unità virtuale descritta nel paragrafo 1.2.1.

Capitolo 2

Analisi del problema e raccolta dati

Nel seguente capitolo saranno descritte le richieste poste dall'azienda committente, e saranno illustrati i dati raccolti riguardo ai consumi termici ed elettrici delle zone di interesse all'analisi.

2.1 Richieste e analisi situazione attuale

L'area aziendale di interesse di questo lavoro riguarda una zona del complesso industriale Arneg, gestito da una ditta esterna denominata Tecnover, la quale svolge principalmente – per circa il 70 per cento – lavoro commissionato direttamente da Arneg. Si tratta di verniciatura a polveri di varie tipologie di parti metalliche. L'impianto lavora dal lunedì al venerdì, indicativamente dalle 5 del mattino fino alle 20, e qualche sabato. Il processo prevede diverse fasi: i pezzi da verniciare sono trasportati da delle bilancelle attraverso un'area di lavaggio, di asciugatura, di verniciatura e infine di cottura. Sono attualmente presenti due linee di lavoro, con due forni che svolgono ciascuno sia la funzione di cottura, sia quella di asciugatura:

1. forno grande: fattore di carico 0,8 circa;
2. forno piccolo: fattore di carico 0,2 circa.

Il reparto tecnico Arneg ha intenzione di sostituire entrambi i forni della linea polveri con un nuovo impianto più efficiente che accolga il lavoro di entrambe le attuali linee. Per il riscaldamento degli attuali forni sono presenti due bruciatori a gas naturale. Contestualmente al nuovo impianto, si chiede di valutare la convenienza di installare un cogeneratore – si tratterà di un motore a combustione interna, oppure di una microturbina, alimentato a gas naturale – nella stessa area di sostituzione dell'impianto polveri (capannone di Tecnover), che fornisca gran parte del carico termico richiesto dal forno⁵, nonché ad altre aree dislocate all'interno dell'azienda: sostanzialmente, il nuovo forno sarà l'obiettivo principale del cogeneratore, che fornirà il calore eventualmente residuo ad altre aree, descritte nel paragrafo successivo.

Si chiede, quindi, di valutare la quantità di calore utile a riscaldare il forno, e la quantità di acqua calda, se presente, che può essere utilizzata nelle varie aree in cui è possibile farlo; si chiede inoltre di

⁵ Sarà comunque presente un bruciatore, che fornirà la quota restante di energia termica richiesta dal forno, a valle del cogeneratore.

valutare la quantità di energia elettrica prodotta dal cogeneratore, analizzando come andrebbe a modificarsi la quota parte di energia venduta e acquistata dall'azienda; dopodiché è richiesto di analizzare i vari parametri che conferiscono lo status di CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) all'impianto. Infine, valutati i vari flussi monetari, sarà calcolato il VAN (Valore Attuale Netto) e un probabile tempo di ritorno dell'investimento.

2.1.1 Situazione termica attuale

Tralasciando tutte le zone di impianto non rilevanti per questa analisi, ci si soffermerà solamente sulle aree di interesse all'inserimento del cogeneratore.

Arneg e Tecover sono allacciate alla rete gas con due contratti separati.

Attualmente, all'interno dell'area Tecover, oltre ai bruciatori che forniscono aria calda ai due forni, è presente una caldaia a gas naturale da 440 kW, il cui scopo è quello di riscaldare l'acqua per l'area di lavaggio, e gli uffici presenti nello stabile in cui è essa stessa installata. Essa entra in funzione quando la temperatura dell'acqua scende sotto i 62 °C per più di 2 minuti.

All'interno di Arneg è presente una caldaia a biomassa da 480 kW che utilizza cippato proveniente da un cippatore alimentato dai pallet di scarto dell'intero complesso, che altrimenti dovrebbero essere smaltiti, comportando una spesa non indifferente. Il calore prodotto da questa caldaia a biomassa viene stoccato in un serbatoio da 14 000 litri, mantenuto ad una temperatura di 80 °C (tale valore rappresenta la soglia di spegnimento della caldaia). Il calore è utilizzato per circa il 95% dalle presse presenti nello stesso capannone in cui è posizionato il serbatoio e da altre utenze in Arneg. Nei primi mesi del 2015 è stata installata una tubazione che collega il serbatoio della caldaia a biomassa, con quello interno alla caldaia a gas naturale presente in Tecover, citata pocanzi. In questo modo, il calore che fino a prima del 2015 veniva fornito all'area di lavaggio da parte della caldaia a gas, viene ora ceduto dal serbatoio sito in Arneg. Il sistema di controllo delle valvole è automatico, ed entra in azione quando la temperatura del serbatoio della caldaia a biomassa è superiore a 72 °C, tranne nella fascia oraria compresa tra le 6.30 e le 8 del lunedì, e tra le 7.30 e le 8 dal martedì al venerdì⁶. Di conseguenza, la caldaia a gas naturale in Tecover lavora per solo 2 200 ore/anno, con una media di consumo di circa 10 m³/ora, per un totale di circa 22 000 m³. Le accensioni di questa caldaia sono anche talvolta dovute ad interventi di manutenzione e pulizia della caldaia a biomassa. Non sarà per tali ragioni considerata nei calcoli. Affiancata alla caldaia a biomassa, è presente una caldaia di backup a gas naturale direttamente allacciata al serbatoio da 14 000 litri sito in Arneg, la quale interviene solo in caso di fermo (ad esempio per manutenzione) della prima⁷. Essa si accende solo quando la temperatura del serbatoio scende sotto i 65 °C per più di 8 minuti: questa logica di funzionamento fa sì che in caso di stop della caldaia a biomassa non accada che la caldaia di backup funzioni per vendere calore a Tecover, la cui caldaia è ben più efficiente.

⁶ I blocchi orari garantiscono una maggior sicurezza nell'approvvigionamento del calore alle presse nelle fasce orarie più critiche, ossia quelle che ne consentono il preriscaldamento.

⁷ I consumi di tale caldaia sono molto bassi: 4 200 m³/anno (circa 200 ore di funzionamento).

In un'altra area del complesso aziendale, il magazzino materie prime, sono presenti due ulteriori zone di interesse all'analisi: trattasi di un reparto verniciatura a liquido, e del reparto ricerca e sviluppo. Il primo è costituito da due forni di verniciatura con aria di ricircolo e aria di rinnovo mantenute rispettivamente a 60 e 25 °C da due bruciatori a gas naturale da 200 kW; il secondo richiede calore a 55 °C prelevato da un serbatoio da 2 000 litri di acqua calda, per tutto l'anno, 7 giorni su 7. Attualmente, queste due zone sono separate termicamente da quanto descritto in precedenza.

In figura 2.1 è presente uno schema a blocchi che riassume quanto esplicitato in questo paragrafo. I collegamenti in blu possono rappresentare linee di approvvigionamento gas, oppure flussi termici sotto forma di aria o acqua calda.

2.1.2 Configurazione elettrica

Anche dal punto di vista elettrico, Arneg e Tecover dispongono di due contratti separati. Il complesso è allacciato alla rete elettrica in media tensione, e dispone di diverse cabine di trasformazione in bassa tensione, come illustrato in figura 2.2.

Lo schema mette in evidenza anche i vari impianti fotovoltaici presenti sui tetti dei capannoni appartenenti al complesso aziendale, tutti allacciati in bassa tensione.

Come detto, vi è separazione negli impianti elettrici di Arneg e Tecover. Dal momento che il fotovoltaico è autoconsumato solo da Arneg, e tutta la parte prodotta e non consumata dall'azienda viene ceduta in rete.

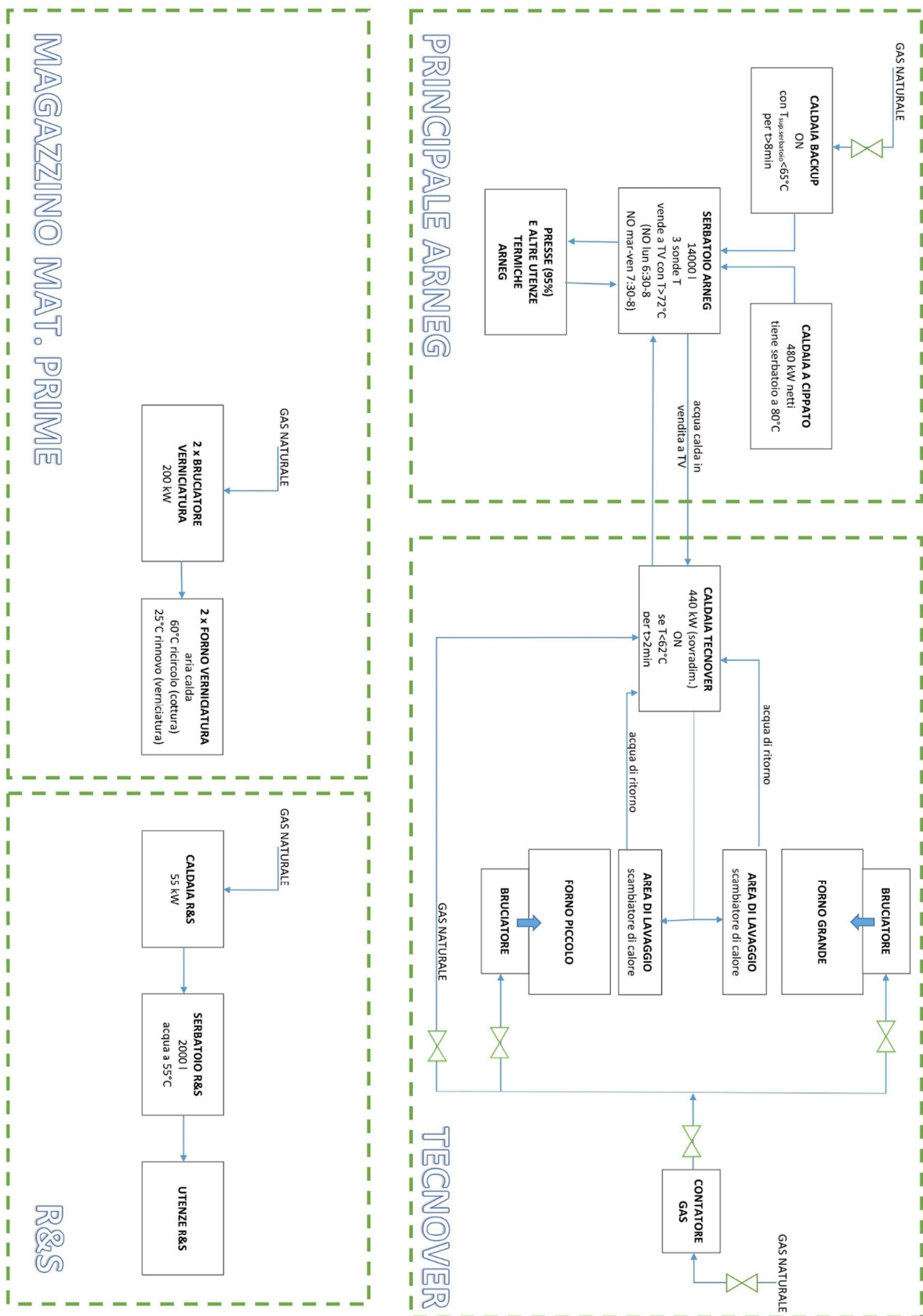


figura 2.1: Schema a blocchi termico attuale.

2.1.3 Nuovo impianto polveri e configurazione termica futura

Il nuovo impianto – a differenza di quello attuale, che accoglie i pezzi da essiccare e da polimerizzare nella stessa area – avrà due aree distinte di asciugatura e cottura, adiacenti l'una all'altra.

Le specifiche sulle potenze, le temperature e le portate d'aria richieste sono riportate nella Tabella 2.1. Le potenze indicate sono valori di picco, quando il forno è a pieno carico⁸.

Tabella 2.1: Temperature, potenze e portate richieste dal nuovo forno

Area forno	T [°C]	P [kW _{ter}]	Aria ricircolo [m ³ /h]	Aria rinnovo [m ³ /h]
Cottura	180 ÷ 200	250	30 000	1 100
Asciugatura	110 ÷ 120	150	25 000	1 500

Il nuovo impianto avrà due bruciatori di backup – uno per l'area di cottura, e uno per quella di asciugatura – che entreranno in funzione in caso di fermo del cogeneratore, e comunque per integrarne la produzione. I fumi del cogeneratore passeranno per un primo scambiatore di calore e cederanno il primo salto di temperatura all'aria di ricircolo in uscita dal forno di cottura; entreranno poi nello scambiatore di calore dell'area di essiccamento, alla cui aria cederanno la restante parte di calore. Sia il flusso di ricircolo del forno di cottura, sia quello del forno di asciugatura, entreranno in due successivi scambiatori, per ottenere la restante parte di calore (non fornita dal cogeneratore) dai due bruciatori a gas naturale. Saranno presenti per entrambe le zone due scambiatori di recupero del calore dall'aria di scarto, per una potenza complessiva di circa 100 kW⁹. I fumi di scarico del cogeneratore e dei bruciatori saranno espulsi attraverso la stessa canna fumaria. L'azienda sta valutando assieme al fornitore dell'impianto polveri la possibilità fornire il calore al forno di asciugatura direttamente tramite i fumi di scarico del cogeneratore, bypassando il ΔT di un eventuale scambiatore di calore, e riducendo la contropressione lato fumi; dal momento che non vi è alcuna garanzia di poterlo fare, per ragioni cautelative, nei calcoli, sarà data per assunta la presenza dello scambiatore fumi aria per l'area di asciugatura, con conseguente ΔT di scambio termico. Il ricircolo dell'aria è mantenuto da due ventilatori per ciascuna area – uno di riserva all'altro – le cui portate sono mantenute costanti, indipendentemente dalla variazione del carico: 30 000 m³/h lato cottura e 25 000 m³/h lato asciugatura. In figura 2.3 è riportato un probabile layout della sola parte forno del nuovo impianto polveri¹⁰.

L'azienda ha intenzione di collegare il serbatoio di accumulo da 14 000 litri della caldaia a cippato – già collegato con una tubazione al capannone di Tecnover per l'acqua di lavaggio dell'impianto

⁸ I valori di potenza indicati sono comunque inferiori (circa il 50%) di quelli per cui il forno sarà dimensionato. Questo per accogliere eventuali incrementi futuri nella produzione di materiale verniciato. Attualmente, i valori riportati sono i maggiormente verosimili.

⁹ Per ragioni cautelative non saranno presi in considerazione nei calcoli.

¹⁰ Le potenze e le temperature riportate negli scambiatori di calore aria/fumi del cogeneratore (ad oggi non ancora dimensionati) non hanno rilevanza perché solamente ipotizzati dal fornitore dell'impianto polveri.

attualmente presente (e che sarà comunque sfruttata per il nuovo impianto) – alle due aree ad oggi a sé stanti descritte nel paragrafo 2.1.1, ossia il reparto ricerca e sviluppo e quello di verniciatura a liquido, tramite una tubazione di circa 90 metri. Rimuovendo la pompa nel collegamento con Tecover (pur mantenendo la valvola di separazione), si verrebbe a creare un unico “collettore” tra serbatoio e tubazione, predisponendo il tutto all’allacciamento della parte di acqua calda fornita dal cogeneratore¹¹ e creando in questo modo un unico circuito di acqua calda a 80-90 °C che permetta di sfruttare al meglio il calore laddove è richiesto in un determinato momento della giornata.

La caldaia a biomassa è sfruttata principalmente d’inverno, periodo in cui le presse richiedono la maggior quantità di calore, mentre d’estate lavora a carico ridotto. Per questo motivo, l’acqua calda del cogeneratore, anche in previsione di allacciare l’area di verniciatura a liquido e il reparto R&S, potrà essere sfruttata principalmente nei mesi invernali.

Lo schema a blocchi in figura 2.4 illustra quanto descritto¹².

Il cogeneratore sarà installato nel capannone di Tecover, dove sorgerà il nuovo impianto polveri. L’ipotesi più probabile di collegamento elettrico e alla rete gas, sarà effettuato ai contatori di Arneg; l’energia elettrica sarà utilizzata da Arneg; l’energia termica per il forno polveri sarà venduta a Tecover¹³, mentre la parte di acqua calda sarà immessa nel serbatoio da 14000 litri in Arneg. La logica di funzionamento sarà ad inseguimento termico del forno polveri, con eventuali modifiche, di cui si discuterà nel prossimo capitolo.

¹¹ Questo solo nel caso di scelta di un motore a combustione interna (una microturbina fornisce calore solo attraverso i fumi di scarico).

¹² È importante tenere presente che la figura è un semplice schema: non ha quindi la pretesa di evidenziare l’effettiva dislocazione delle aree e dei collegamenti, così come l’effettiva presenza di valvole o tubazioni di ritorno.

¹³ Come già avviene per l’acqua calda di lavaggio, proveniente dal serbatoio della caldaia a biomassa, e in piccola parte integrata dalla caldaia a gas naturale presente in Tecover.

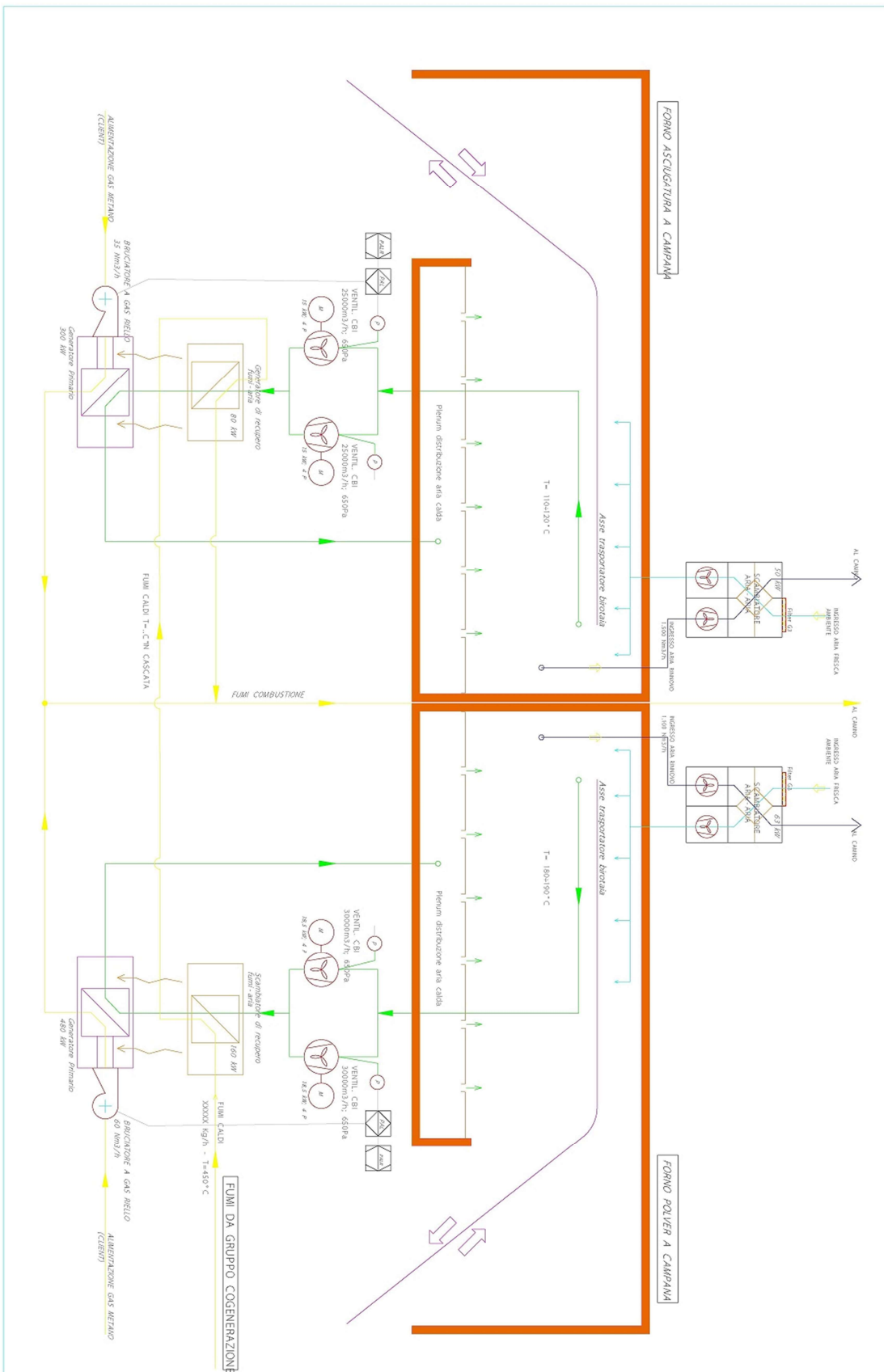


figura 2.3: layout nuovo forno polveri.

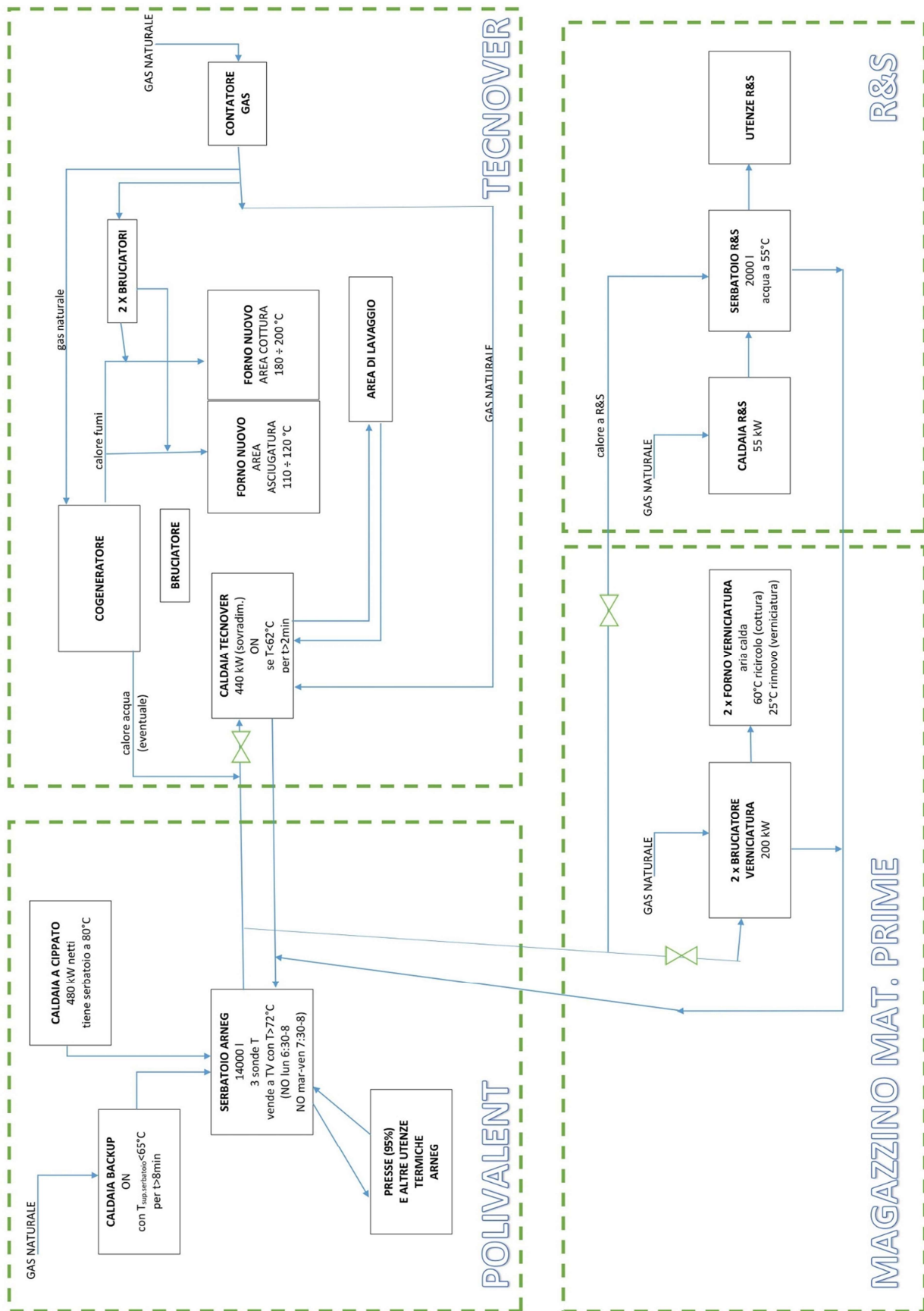


figura 2.4: schema a blocchi termico futuro.

Come è intuibile dallo schema, le cabine indicate con le sigle PUN e PUF non sono utilizzate, infatti i consumi sono nulli (nonostante l'immagine riporti i consumi istantanei relativi al momento esatto in cui è stata estratta l'immagine, non è solamente un caso che nelle due cabine menzionate non vi sia assorbimento di potenza).

I dati raccolti dei consumi elettrici riguardano quindi le cabine indicate nello schema con le sigle PBT, PVT e PPV, e quelli della cabina situata in Tecnover (TV).

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, dei quattro installati, solo tre sono, ad oggi, allacciati e funzionanti: di questi tre sono stati raccolti i dati (MMP, TV e FV).

Per quanto riguarda i consumi di gas, sono stati raccolti i seguenti dati:

1. bruciatore del forno grande di verniciatura a polveri (Tecnover)
2. bruciatori del reparto verniciatura a liquido (magazzino materie prime Arneg)
3. caldaia del reparto ricerca e sviluppo di Arneg.

I dati raccolti presentavano due diverse problematiche, spiegate di seguito, che sono state risolte con l'aiuto dell'ufficio gestione impianti (che si occupa tra le altre cose di monitorare i consumi dell'intero complesso, e che ha garantito allo scrivente l'accesso al sistema di raccolta dati). Gli errori nei dati sono nella maggior parte dei casi dovuti a temporanee disconnessioni dei misuratori dalla rete di comunicazione, o per interventi di manutenzione.

1. **Lacune:** specialmente nei dati dei consumi elettrici, e in misura minore anche nei consumi di gas e nella produzione fotovoltaica; nei casi migliori si trattava di "buchi" di un quarto d'ora, di mezzogiornate, giorni interi, fino ad arrivare ad una lacuna di diversi mesi nei dati raccolti per uno dei tre trasformatori. Le varie lacune sono state individuate confrontando la successione dei quarti d'ora associati ai dati raccolti con una corretta: evidenziando le incongruenze tra i due valori di tempo si sono individuate e corrette le lacune. I "buchi" fino a un massimo di un'ora sono stati colmati mediando i consumi ai confini della lacuna¹⁵; le lacune riguardanti più ore sono state colmate prendendo i dati da un giorno della settimana analogo (lavorativo, se la lacuna riguarda un giorno lavorativo, festivo in caso contrario); infine, per quanto riguarda la lacuna di svariati mesi nei consumi elettrici citata pocanzi, i dati sono stati assunti uguali a quelli dell'anno precedente¹⁶.
2. **Picchi anomali:** valori troppo alti e inverosimili di produzione nel fotovoltaico; sono stati individuati impostando delle soglie massime nel foglio di calcolo, e mediati con i valori adiacenti.

Le tabelle ottenute risultavano estremamente estese: più di 35000 righe per ogni cabina o utenza gas analizzata; si è reso per tale ragione necessario ridurre la quantità di valori, anche perché non particolarmente utile allo scopo del lavoro, aumentando il passo da 15 minuti a 1 ora, e riducendo quindi le

¹⁵ Ad esempio, se nello stesso giorno si rileva dal BMS un consumo relativo ad una cabina di 600 kW alle 15:00 e di 700 kW alle 15:45, i valori per le 15:15 e per le 15:30 sono ottenuti dalla media dei due esterni, ossia 650 kW.

¹⁶ Naturalmente, si è tenuto in considerazione lo slittamento dovuto ai giorni della settimana rispetto alle date, allineando i valori in base all'anno di analisi.

righe a 8760; il valore orario è stato ottenuto mediando la potenza elettrica o il consumo di gas ora per ora.

2.2.1 Consumi elettrici

Si riportano ora i consumi elettrici complessivi, mantenendo però separate Arneg e Tecover. I consumi di Arneg comprendono quindi quelli dei tre trasformatori con valori non nulli riportati in verde in figura 2.5. I consumi raccolti, relativi come detto al periodo tra l'1/10/2014 e il 30/9/2015, sono assunti validi anche per i calcoli futuri, cioè con l'inserimento del cogeneratore. Tutti i valori di consumo sono al lordo della produzione fotovoltaica (si tratta quindi di potenza assorbita dalle utenze, non necessariamente dalla rete elettrica).

2.2.1.1 Consumi elettrici Arneg

Non è di interesse riportare i consumi Arneg distinguendo i vari misuratori da cui sono stati raccolti; di seguito sono presentati dei grafici riassuntivi.

I consumi elettrici totali dell'intero complesso, esclusi quelli di Tecover, riportati nel paragrafo successivo, ammontano a 2,97 GWh.

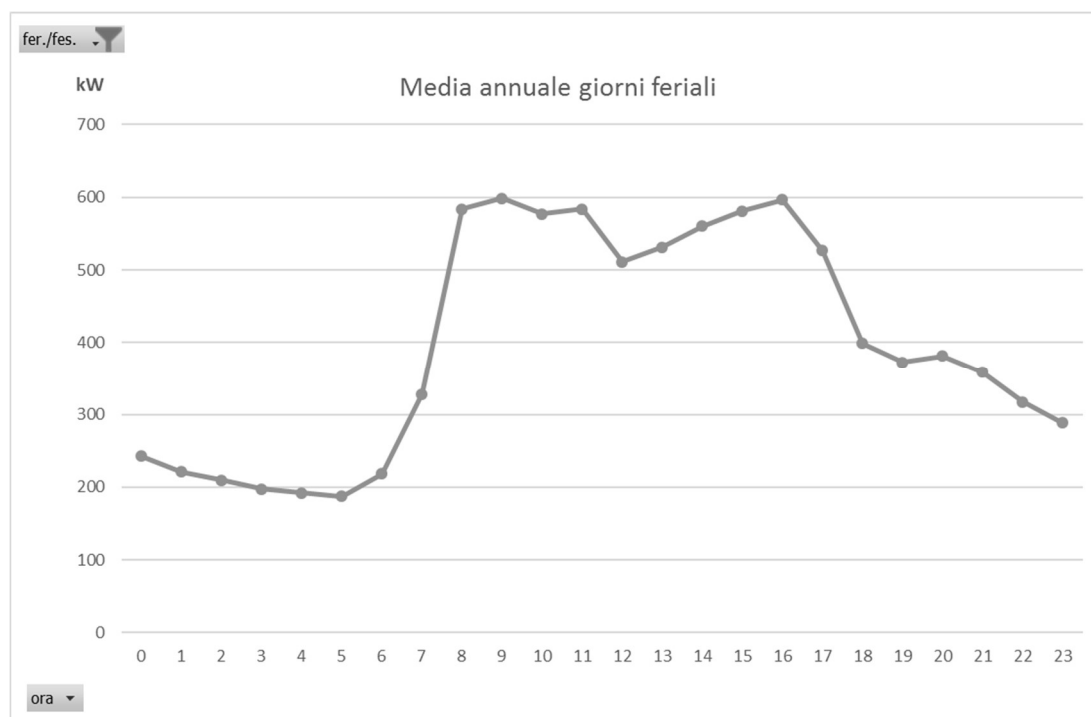


figura 2.6: consumi elettrici Arneg: media giorni feriali (dal lunedì al venerdì).

È importante notare (cfr. figura 2.6) che nelle ore notturne i consumi elettrici non scendono molto, risultando in una curva di carico maggiormente piatta. Il consumo notturno è dovuto principalmente alla presenza di alcuni macchinari che funzionano anche durante la notte, per circa 60÷80 kW; altri 25 kW circa sono assorbiti dall'illuminazione interna, ricircolo della schiumatura, standby dell'ufficio; inoltre, la carica dei carrelli elevatori richiede circa 10 kW, l'illuminazione esterna circa 8 kW,

la presenza di server mantenuti accesi circa 15 kW; i compressori, infine, assorbono circa 3÷4 kW. Il leggero picco alle ore 20 è dovuto al maggior assorbimento di potenza da parte dei caricabatteria dei carrelli elevatori.

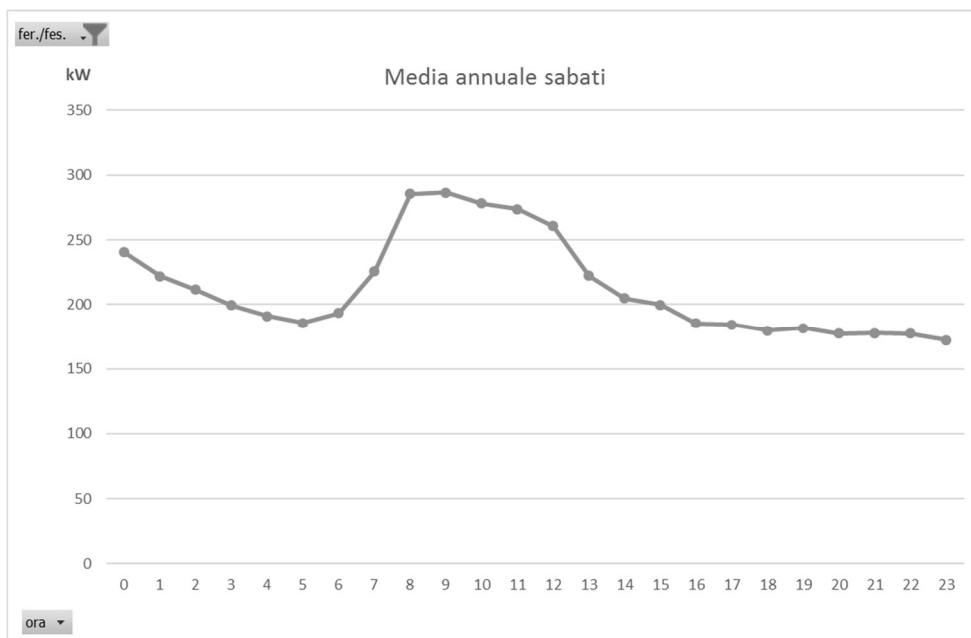


figura 2.7: consumi elettrici Arneg: media sabati.

La media ottenuta nei sabati è dovuta al fatto che in svariate occasioni l'officina continua a lavorare dal venerdì sera, fino alle 16 circa del sabato, e alla carica dei carrelli elevatori (che giustifica anche i consumi della domenica, assieme ad illuminazione, ed altre utenze di cui non si entra nel dettaglio).

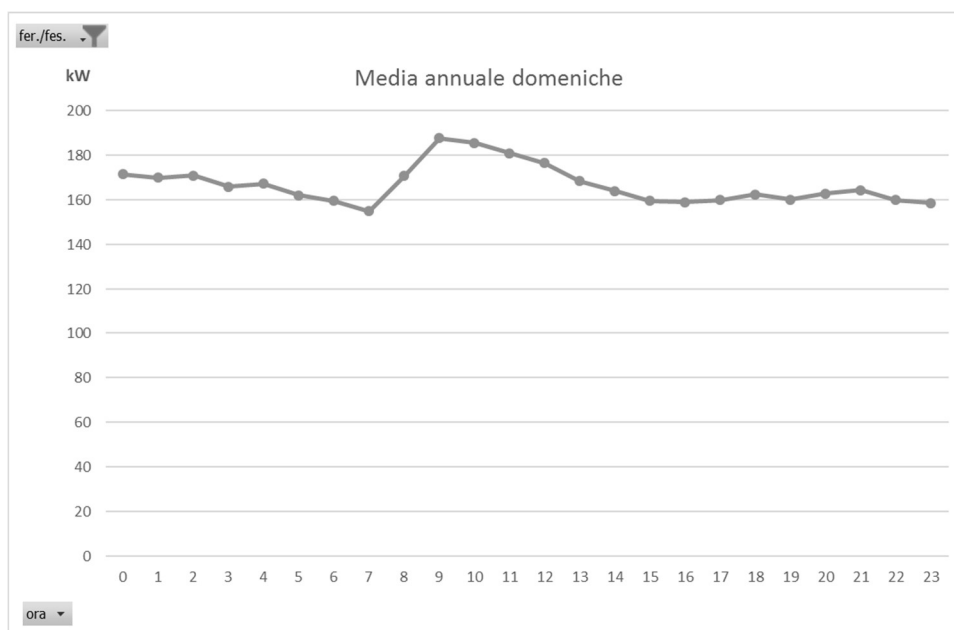


figura 2.8: consumi elettrici Arneg: media domeniche.

2.2.1.2 Consumi elettrici Tecover

I consumi dell'area Tecover nel periodo analizzato sono pari a 663 MWh. Di seguito alcuni grafici rappresentativi.

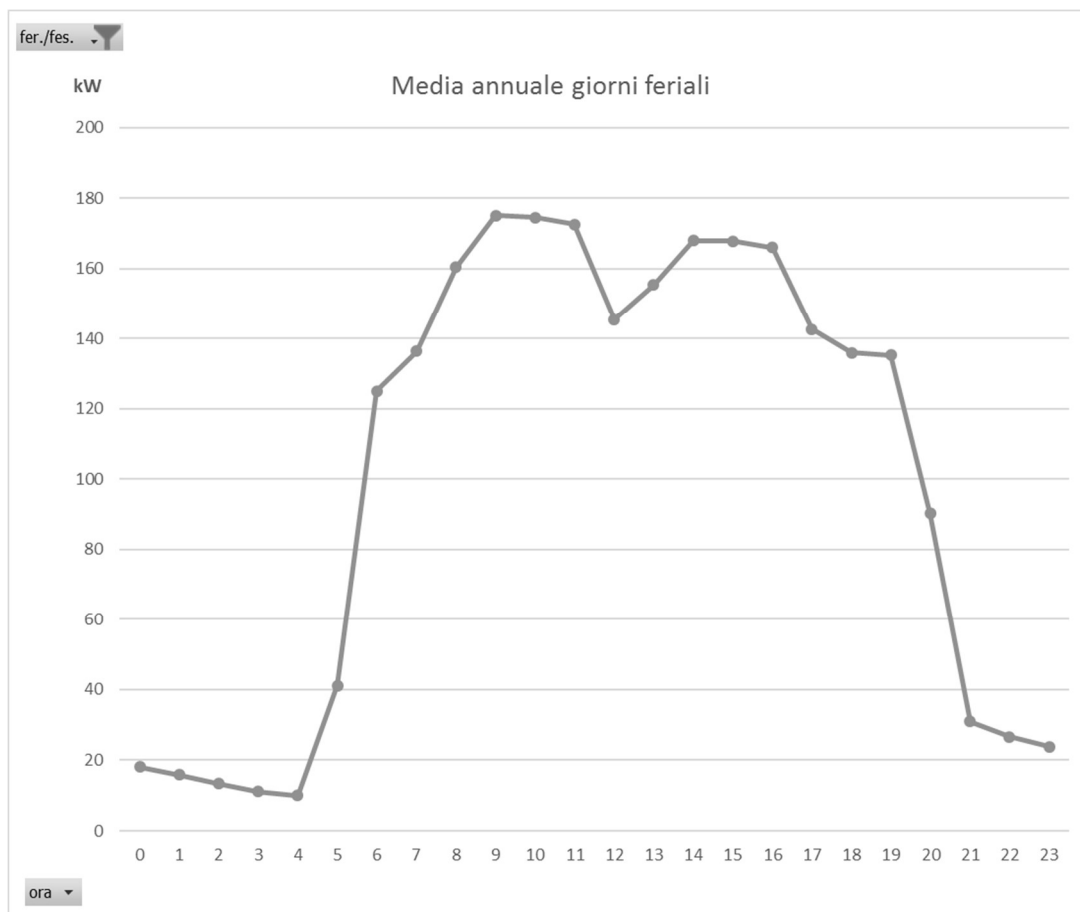


figura 2.9: consumi elettrici Tecover: media giorni feriali (dal lunedì al venerdì).

Come si può vedere dalle figure, mediamente, l'area Tecover inizia il lavoro la mattina alle 5, per staccare alle 20, con un piccolo calo attorno alle 12, non dovuto ad uno stacco dell'impianto polveri, che assorbe la maggior parte della potenza elettrica. Il grafico dei sabati conferma il fatto che l'impianto polveri lavora anche qualche prefestivo; la domenica è sempre in fermo: i valori sono estremamente bassi. Il picco di potenza medio nei giorni feriali si aggira attorno ai 170 kW.

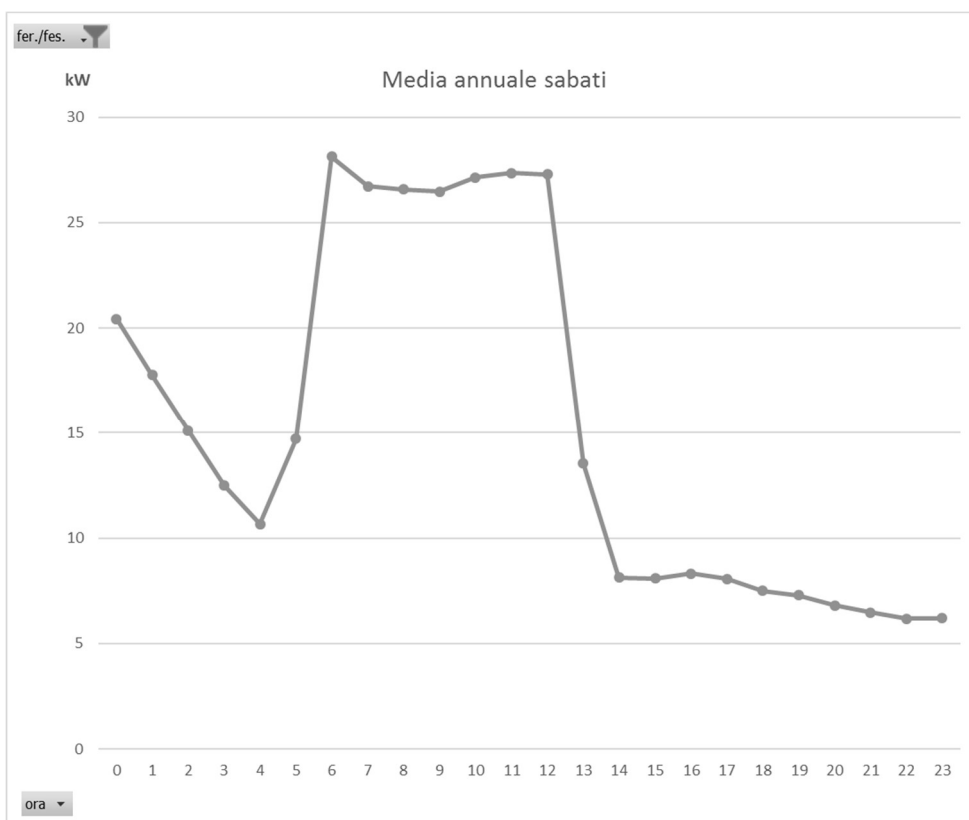


figura 2.10: consumi elettrici Tecover: media sabati.

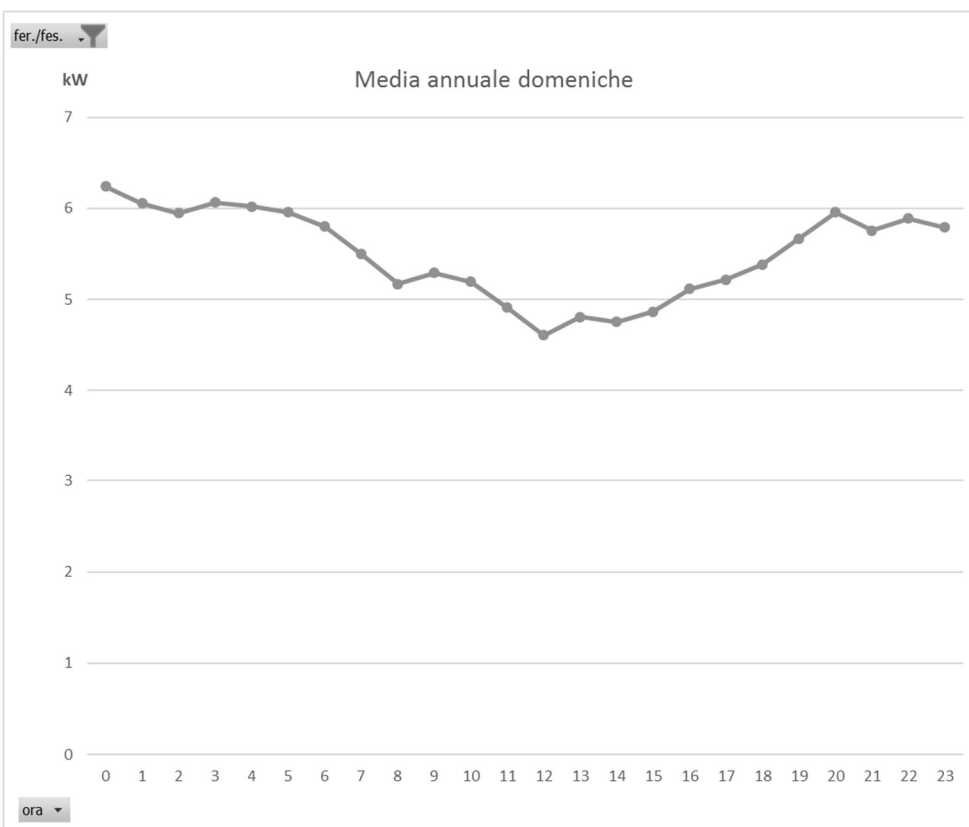


figura 2.11: consumi elettrici Tecover: media domeniche.

2.2.2 Consumi termici

In questa sezione saranno presentati i consumi di gas naturale delle sole utenze di interesse all'insediamento del cogeneratore, cioè il forno polveri grande in Tecover, il reparto ricerca e sviluppo e il reparto verniciatura a liquido (questi ultimi entrambi in Arneg).

Per quanto riguarda gli ultimi due citati, essi sono di interesse per la parte acqua calda del cogeneratore (se si parla di un motore a combustione interna), considerando la futura installazione della tubazione che collegherà i due reparti al serbatoio da 14 000 litri della caldaia a cippato. È da tenere in considerazione nell'analisi il fatto che la caldaia a cippato è quasi completamente dedicata alle presse nel periodo invernale, mentre lavora a carico ridotto nel periodo estivo; di conseguenza, il contributo dell'acqua calda fornibile dal cogeneratore potrà essere – con buona approssimazione – utilizzato solo nel periodo che va da novembre ad aprile.

2.2.2.1 Forno polveri grande Tecover

I consumi di gas naturale del forno grande attuale sono gli unici significativi per i calcoli successivi che simulano l'inserimento del cogeneratore assieme al nuovo forno che sostituirà i due attualmente installati. Questo perché si assume che i consumi di gas del nuovo forno – che accoglierà il lavoro dei due attuali, ma più efficiente – saranno pari a quelli del solo forno grande attuale.

Il forno ha consumato nell'anno di analisi una quantità di gas naturale pari a 113 000 m³.

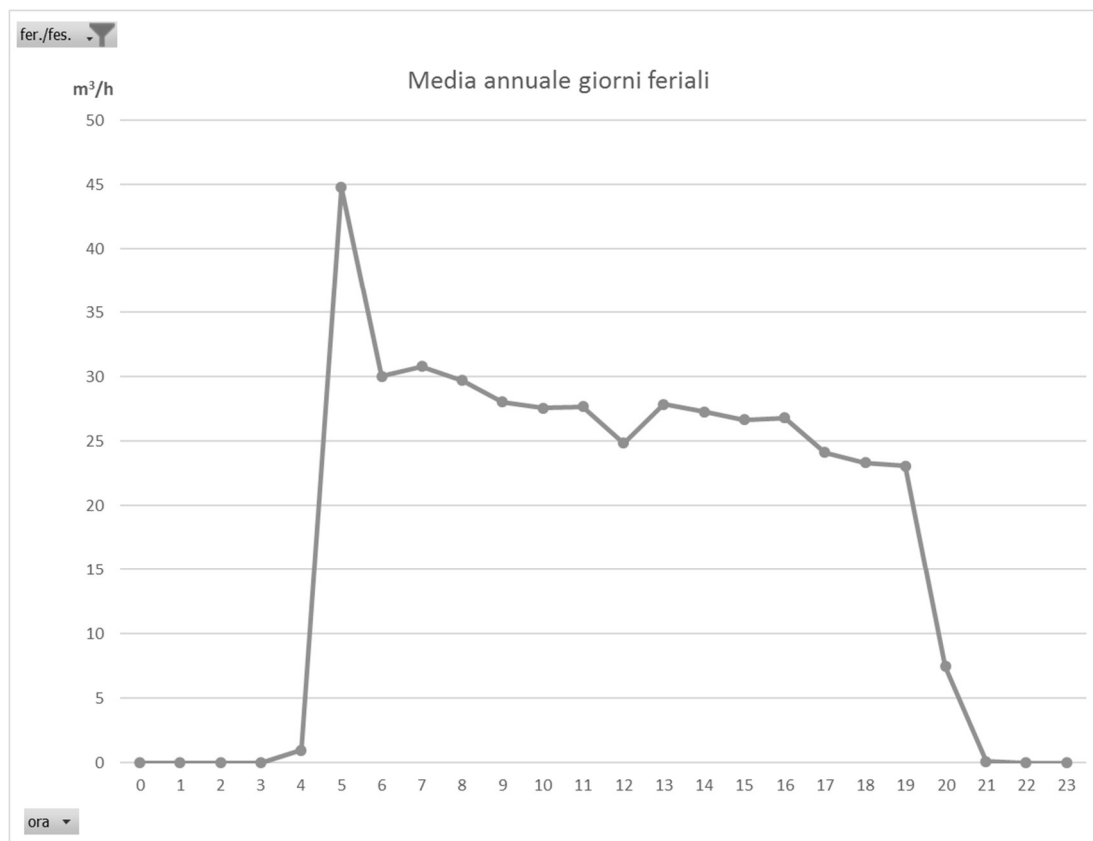


figura 2.12: consumi termici: media giorni feriali (dal lunedì al venerdì) forno grande Tecover.

Come si può vedere dal grafico, è sempre presente un picco alle 5 del mattino, momento in cui il forno inizia a essere preriscaldato, per accogliere i pezzi da asciugare e cuocere; dopodiché, i consumi si mantengono pressoché costanti, fino all'orario di spegnimento, alle 20. Non si ritiene significativo mostrare la media dei consumi dei sabati, né delle domeniche, perché poco interessanti. Si tenga solamente presente, come già spiegato precedentemente, che l'area Tecnover continua a lavorare anche qualche sabato¹⁷.

2.2.2.2 Forni verniciatura a liquido Arneg

Si riportano ora i consumi del forno di verniciatura che si trova nel magazzino materie prime di Arneg. Ricordando quanto detto in precedenza, esso richiede aria di rinnovo a 25 °C durante la fase di verniciatura, e aria di ricircolo a 60 °C durante quella di asciugatura della vernice. I consumi totali di gas naturale per quest'area nell'anno di analisi sono di 11 800 m³: considerando un rendimento del bruciatore del 90%, la potenza termica richiesta è pari a 100 MWh¹⁸. Il grafico seguente rappresenta le medie giornaliere (dal lunedì al venerdì), del solo periodo invernale, perché il solo di interesse all'inserimento del cogeneratore (motivi già spiegati in precedenza).

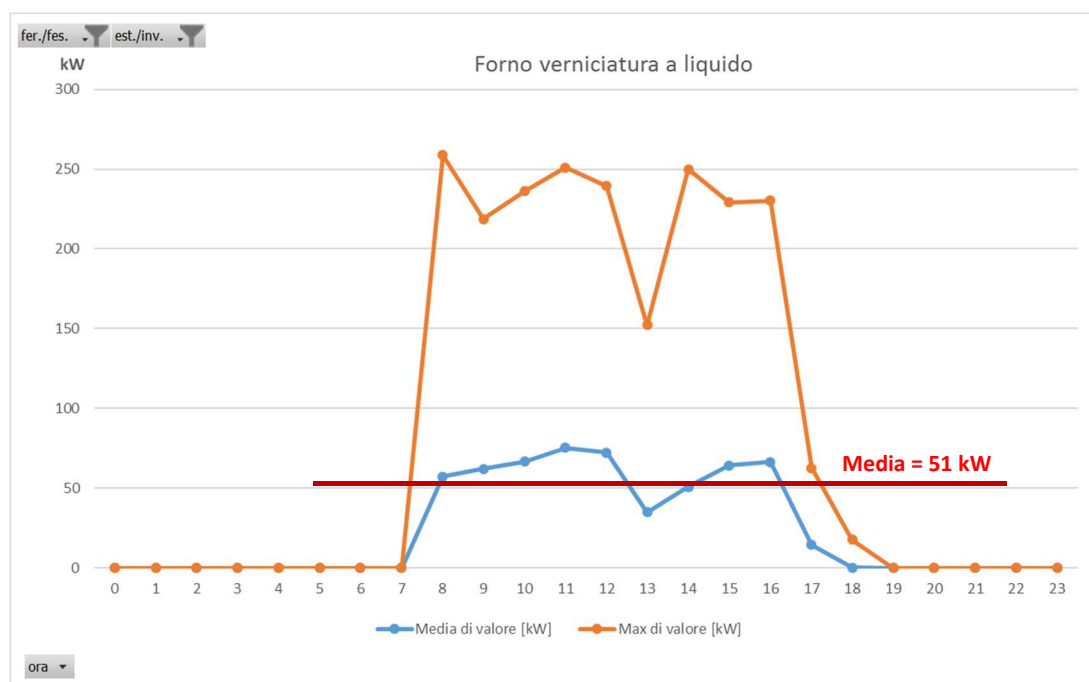


figura 2.13: forno verniciatura a liquido: energia termica media e massima netta richiesta; giorni feriali (lunedì-venerdì), periodo invernale (novembre-aprile).

Dal momento che il reparto verniciatura a liquido lavora all'interno dell'intervallo temporale in cui funziona anche il forno polveri in Tecnover, in una logica di inseguimento termico del cogeneratore, risulta corretto considerare nei calcoli la potenza media nelle ore di funzionamento. Essa è pari a 51

¹⁷ Ne si terrà certamente conto nell'analisi della produzione del cogeneratore.

¹⁸ PCI gas naturale pari a 9,4 kWh/Sm³, rendimento caldaia 90%.

kW¹⁸. È un' approssimazione ragionevole, in quanto a questa utenza termica contribuirà comunque anche la caldaia a biomassa, di conseguenza non è possibile prevedere quale sarà la potenza esattamente fornibile dal cogeneratore; per queste ragioni, non risulta significativo seguire la variabilità oraria e giornaliera dei consumi, per svolgere i calcoli, bensì la media.

2.2.2.3 Reparto ricerca e sviluppo Arneg

Il reparto ricerca e sviluppo ha una richiesta di calore variabile, distribuita tutto l'anno, di acqua calda, che preleva da un serbatoio da 2000 litri, ad una temperatura costante di 55 °C. Attualmente, il serbatoio è riscaldato da una caldaia a gas naturale da 55 kW. Il consumo complessivo nell'anno di analisi è stato di 12 270 m³.

Ai dati ricavati dal BMS si è dovuto applicare un fattore correttivo di 1,5 (indicato dall'ufficio che se ne occupa), per via di una non corretta taratura negli strumenti di misura.

Si riportano ora degli esempi di consumi di gas dell'area: grafici orari della terza settimana di alcuni mesi.

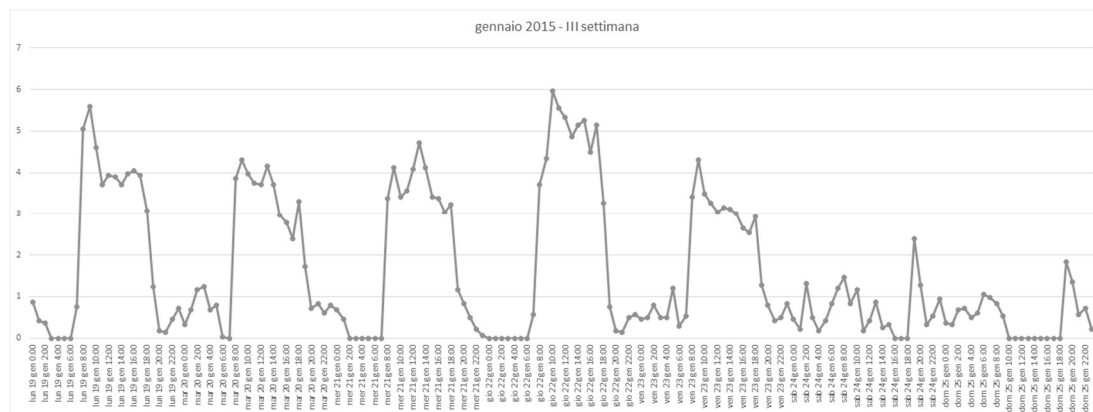


figura 2.14: R&S: consumi di gas (u.d.m.: m³) - terza settimana di gennaio 2015.

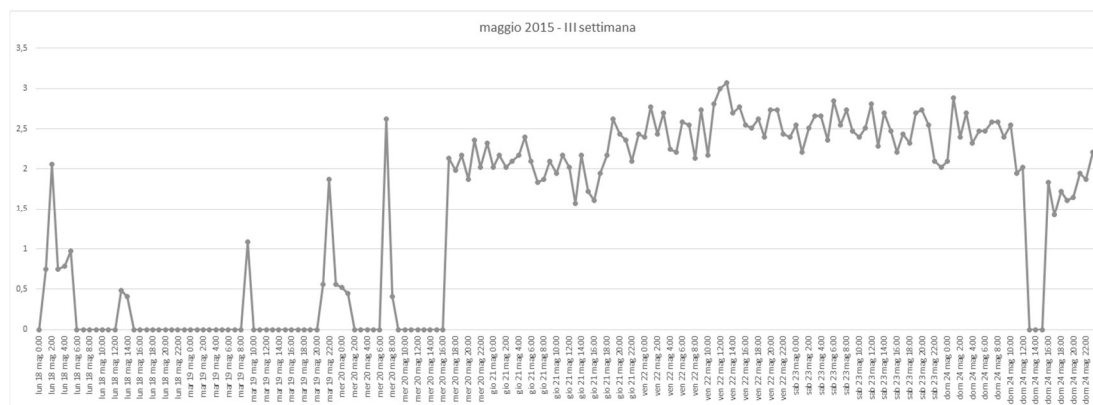


figura 2.15: R&S: consumi di gas (u.d.m.: m³) - terza settimana di maggio 2015.

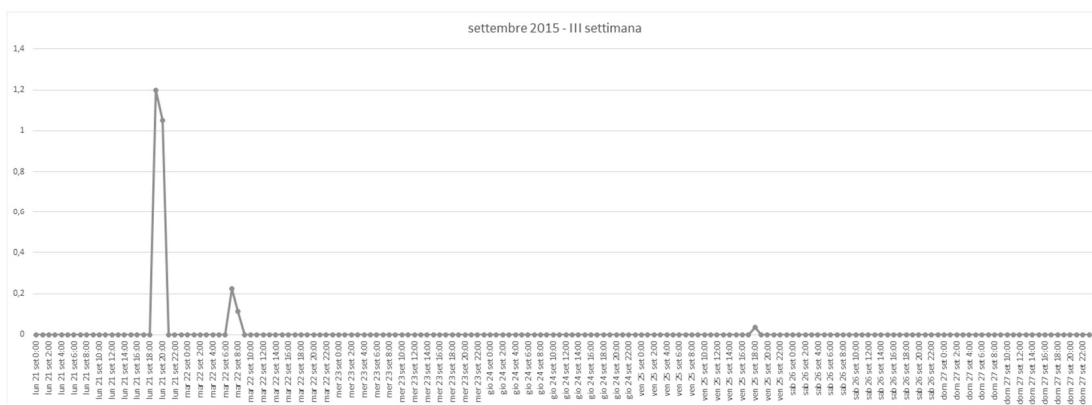


figura 2.16: R&S: consumi di gas (u.d.m.: m³) - terza settimana di settembre 2015.

Come si può osservare dai grafici, la terza settimana di gennaio presenta consumi maggiormente marcati nei giorni feriali; la terza di maggio, invece, dal mercoledì fino alla domenica compresi, anche se circa dimezzati rispetto a gennaio; infine, la terza di settembre è quasi sempre a consumi nulli. Chiaramente, non è possibile determinare a priori un probabile andamento futuro, in quanto il reparto R&S lavora ad orari sempre diversi, e non prevedibili. È senz'altro, però, osservabile che nel periodo invernale (di interesse per l'analisi) la richiesta è maggiore. Conseguentemente, nei calcoli, sarà presa in considerazione la richiesta media oraria invernale (novembre-aprile), che è pari a 21,35 kW¹⁹, derivante da un valore di consumo medio invernale di gas naturale di 2,52 m³/h.

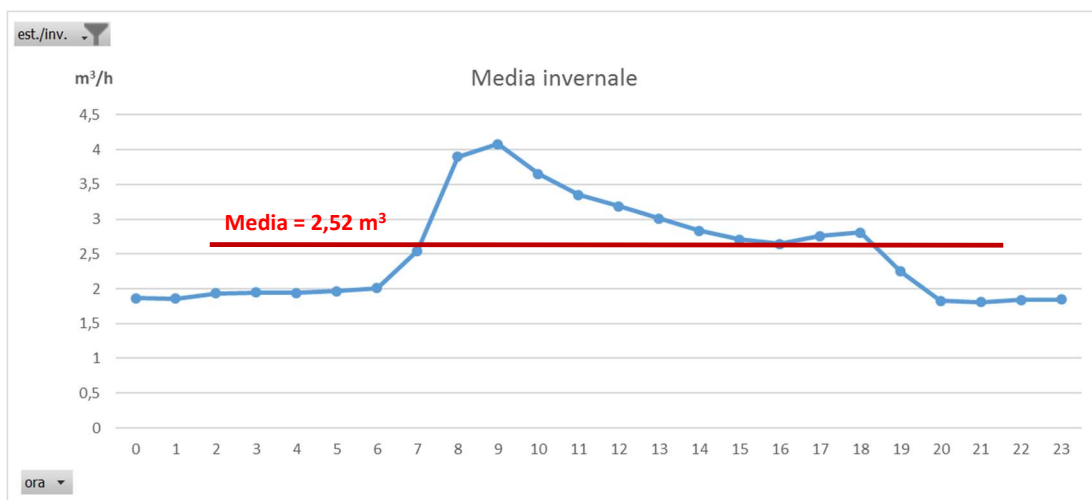


figura 2.17: R&S: media invernale consumi.

2.2.3 Produzione impianti fotovoltaici

Come per i consumi elettrici, i dati sulla produzione dei tre impianti fotovoltaici al momento funzionanti è stata effettuata separatamente per ognuno di essi. Il motivo di tale approccio è lo stesso.

I tre impianti sono indicati nella pianta in figura 2.2 con le sigle FV MMP (Magazzino Materie Prime), FV TV (Tecover) e FV (l'impianto più grande). Le potenze di picco dei singoli impianti sono

¹⁹ Calcolata considerando un PCI di 9,4 kWh/Sm³ e un rendimento di caldaia del 90%.

le seguenti:

- FV: 767,25 kW_p;
- FV TV: 210,0 kW_p;
- FV MMP: 364,32 kW_p.

La curva di produzione è quella classica a campana di un impianto fotovoltaico, con i massimi raggiunti attorno alle 13, e valori nulli nelle ore notturne. Il grafico di figura 2.18 rappresenta il giorno medio durante tutto il periodo di analisi.

Dal momento che l'andamento della produzione fotovoltaica annua, con le proprie variabilità, è sostanzialmente sempre la stessa (a meno di una riduzione progressiva dell'efficienza dei pannelli), possiamo ritenere valida la produzione analizzata per i calcoli "futuri" a cogeneratore installato, spiegati nel prossimo capitolo.

La produzione complessiva dell'anno in esame ammonta a 1,46 GWh.

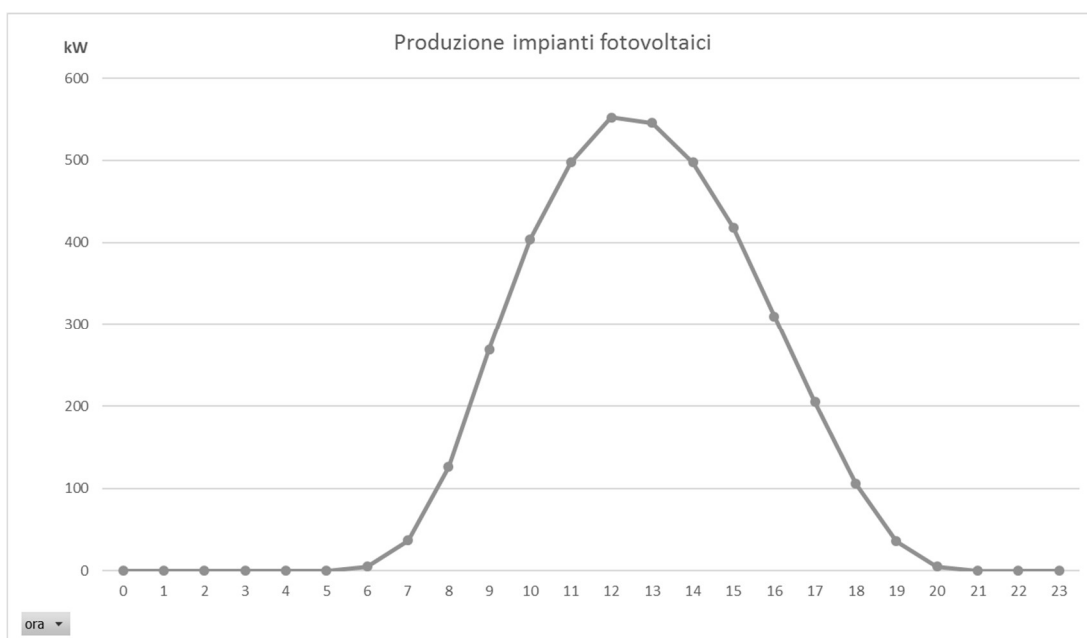


figura 2.18: impianti fotovoltaici Arneg: produzione media giornaliera.

La fase di raccolta dati si conclude con quanto riportato in questo capitolo. I calcoli effettuati nel prossimo utilizzano i dati orari del consumo elettrico e termico del forno polveri, così come quelli della produzione fotovoltaica; i consumi dell'area verniciatura a liquido sono valori medi annuali delle sole ore di funzionamento; infine, la richiesta termica del reparto ricerca e sviluppo è costituita da una semplice media oraria dei consumi di tutto l'anno.

Capitolo 3

Elaborazione dei dati raccolti

In questo capitolo sarà presentata innanzitutto una fotografia degli attuali consumi elettrici e termici delle aree interessate; successivamente sarà simulata la situazione futura di inserimento del cogeneratore, con varie logiche di funzionamento, e con macchine di taglie e tipologie diverse.

3.1 Fotografia della situazione attuale

Come si è visto nel capitolo precedente, il consumo totale di Arneg nell'anno di analisi ammonta a 2,97 GWh; la produzione del fotovoltaico è di 1,46 GWh²⁰. Confrontando il netto ora per ora tra la produzione e il consumo è stato possibile ricavare la quantità di energia elettrica acquistata, venduta e autoconsumata²¹.

Tabella 3.1: consumi, produzione, acquisto, vendita e autoconsumo Arneg, situazione attuale (impianti fotovoltaici).

Consumi	Produzione	Acquisto	Vendita	Autoconsumo
2,97 GWh	1,46 GWh	1,92 GWh	413,49 MWh	1,05 GWh

L'autoconsumo attuale di Arneg è del 71,8% della produzione, l'autonomia elettrica è del 35,4%.

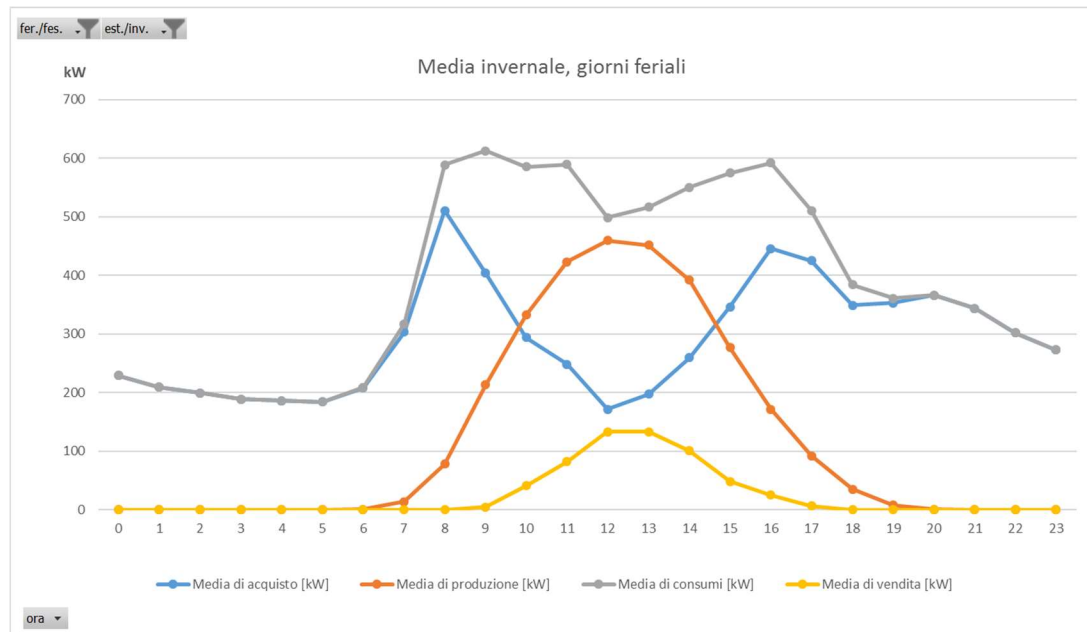


figura 3.1: consumi, produzione, acquisto e vendita (Arneg): media oraria invernale (novembre-aprile), giorni feriali

²⁰ I consumi elettrici di Tecover non sono inclusi, in quanto l'area è elettricamente separata da Arneg.

²¹ Differenza tra produzione del fotovoltaico e vendita in rete.

feriali (lunedì-venerdì).

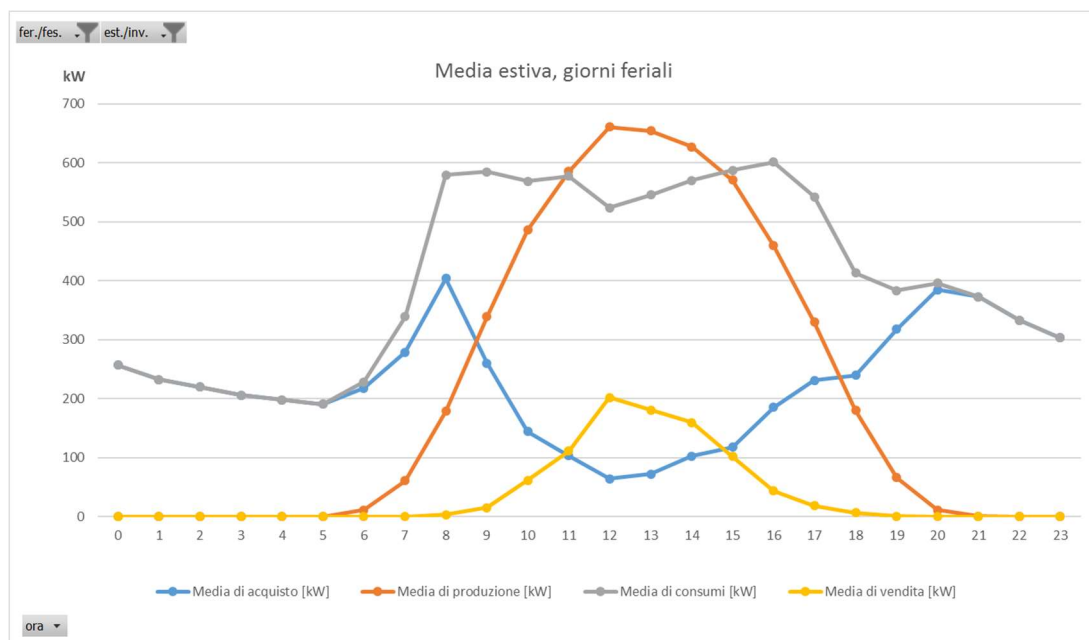


figura 3.2: consumi, produzione, acquisto e vendita (Arneg): media oraria estiva (maggio-ottobre), giorni feriali (lunedì-venerdì).

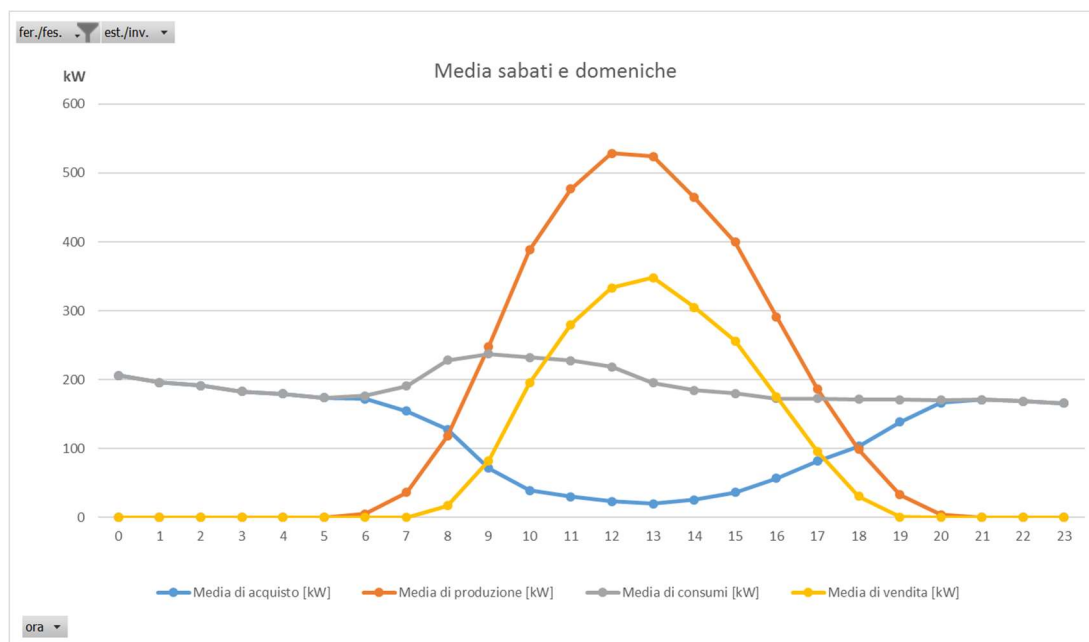


figura 3.3: consumi, produzione, acquisto e vendita (Arneg): media oraria sabati e domeniche.

Come si vede dai grafici, la percentuale di autoconsumo, e quindi di autonomia, è più marcata nei mesi estivi, in cui la produzione del fotovoltaico raggiunge valori più alti (mentre i consumi rimangono pressoché gli stessi).

Tecover ha consumato nell'anno di analisi 663,14 MWh_{elettrici}; tale valore è ininfluente nei calcoli futuri, a meno di allacciare elettricamente il cogeneratore alla ditta.

Il consumo di gas del forno ammonta a 115 230 m³.

Tabella 3.2: riepilogo situazione attuale (ante-cogeneratore).

	Valore	Flusso monetario ²²
Acquisto energia elettrica	1,92 GWh	- 287,88 k€
Vendita energia elettrica	413,49 MWh	+20,67 k€
Gas acquistato forno polveri	115 231 m ³	-39,18 k€

La tabella sopra riportata contiene un riepilogo della situazione attuale, con cui si andranno a confrontare le situazioni post-cogeneratore. In questo prospetto non è incluso il gas acquistato per la zona di verniciatura a liquido e R&S, perché sarà direttamente conteggiato come un risparmio (mancato acquisto) nella fase successiva. Il flusso di cassa netto è pari a -306,39 k€.

3.2 Situazione futura: inserimento del cogeneratore

In questa sezione saranno presentati i risultati dell'inserimento del cogeneratore, con diverse logiche di funzionamento. Il primo risultato sarà esposto seguendo tutti i passaggi nei calcoli e nei ragionamenti; delle analisi successive saranno presentati direttamente i risultati, a meno di modifiche attuate per ottenerli, opportunamente descritte.

Si prenderà in considerazione nel ripercorrere i calcoli effettuati il modello REC2 400 G di Enerblu. Si tratta di un motore a combustione interna a ciclo otto a gas naturale; i dettagli tecnici di interesse all'analisi sono riportati in Tabella 3.3. Esso regola la propria potenza a gradini (100% - 75% - 50%).

Tabella 3.3: scheda tecnica Enerblu REC2 400 G. Fonte: <http://www.enerblu-cogeneration.com/>.

Potenza elettrica nominale	400 kW _e
Consumo gas 100% carico	109,2 Sm ³ /h
Consumo gas 75% carico	83,3 Sm ³ /h
Consumo gas 50% carico	58,5 Sm ³ /h
Temperatura fumi	410 °C
Potenza termica acqua 80°C 100% carico	290 kW _t
Portata fumi 100% carico	2194 kg/h

3.2.1 Logica di funzionamento e calcolo ore di lavoro: inseguimento termico

La logica di funzionamento maggiormente optabile nel caso di studio è quella dell'inseguimento

²² Prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica di 0,15 €/kWh; prezzo medio di vendita di 0,05 €/kWh. Prezzo medio gas naturale: 0,34 €/Sm³. Fonte: Arneg.

termico, dal momento che l'obiettivo principale del cogeneratore è quello di fornire calore al nuovo forno polveri in Tecover.

Dati alla mano dei consumi di gas del forno grande attuale, assunti validi per il nuovo impianto²³, si è potuto calcolare il numero delle ore di funzionamento del cogeneratore, a partire dai consumi di gas del forno attuale. Dai consumi di gas si è passati alla richiesta termica in termini di potenza, richiesta per il calcolo delle ore, considerando un rendimento del bruciatore del 90%, e un potere calorifico inferiore del gas naturale di 9,4 Sm³/h.

3.2.1.1 Calcolo della potenza termica sfruttabile dei fumi

La potenza termica dei fumi riportata in scheda tecnica si riferisce ad acqua a 80 °C, di conseguenza non rilevante per i calcoli di questo lavoro, in quanto il calore richiesto dai forni è ad una temperatura di 200 °C. È evidente come le potenze termiche ricavabili dai fumi, che escono a 140 °C, siano ridotte rispetto a quanto indicato in scheda tecnica; nel caso in esame, è riportato un valore di 222 kW_t di calore ricavabile dai fumi sotto forma di acqua a 80 °C. È stato quindi necessario calcolare la potenza effettivamente scambiata con le due aree del forno al 100%, al 75% e al 50% del carico.

Ricordando quanto mostrato in figura 2.1, i fumi del cogeneratore entreranno in cascata prima nello scambiatore dell'area di cottura, che richiede calore a 180÷200 °C, e in quello dell'area di asciugatura, che richiede calore a 110÷120 °C. I fumi entrano nel primo scambiatore a 410 °C, ed escono a 220 °C; alla stessa temperatura entrano nel secondo, ed escono a 140°C²⁴. Considerando che il c_p dei fumi alla temperatura media del caso in esame è di 1,1 kJ/(kg*K), e la portata dell'aria in kg/s, le potenze scambiate sono:

$$P_{cottura} = \dot{m}c_p(T_{in,c} - T_{out,c}) = 0,609 * 1,1 * (410 - 220) = 127,37 \text{ kW}$$

$$P_{asciugatura} = \dot{m}c_p(T_{in,a} - T_{out,a}) = 0,609 * 1,1 * (220 - 140) = 53,63 \text{ kW}$$

$$P_{totale} = P_{cottura} + P_{asciugatura} = 181,01 \text{ kW}$$

Con questi valori di potenza, tenendo in considerazione i valori delle due portate volumetriche d'aria, 30 000 m³/h in cottura e 25 000 m³/h in asciugatura, non variabili con il carico, si hanno diversi incrementi di temperatura "conferiti" ai due flussi d'aria, a seconda della richiesta termica. Passando per i valori di densità dell'aria alle due temperature medie (0,745 e 0,950 kg/m³), si ricavano le portate di massa: 6,21 kg/s e 6,60 kg/s. I valori di ΔT sono i seguenti: 18,65 °C lato cottura e 7,39 °C lato asciugatura.

Per i calcoli al 75% e al 50% del carico, si procede in modo analogo, tenendo presente che la temperatura dei fumi in uscita dal cogeneratore rimane la medesima, a differenza delle portate, che devono perciò essere ricavate (non sono riportate in scheda tecnica): sono state ottenute proporzionalmente ai consumi di gas della macchina (noti):

²³ Il forno nuovo avrà le aree di cottura e asciugatura distinte, a differenza dell'impianto attuale; di conseguenza si sono potute svolgere le analisi soltanto sulla richiesta globale del forno, non potendo separare i dati raccolti a simulare le due nuove zone distinte.

²⁴ Considerando un ΔT minimo di 20°C.

$$\dot{m}_{fumi,75\%} = \dot{m}_{fumi,100\%} \frac{\dot{m}_{gas,75\%}}{\dot{m}_{gas,100\%}} = 1675,162 \text{ kg/h}$$

$$\dot{m}_{fumi,50\%} = \dot{m}_{fumi,100\%} \frac{\dot{m}_{gas,50\%}}{\dot{m}_{gas,100\%}} = 1176,434 \text{ kg/h}$$

La tabella seguente mostra le potenze ottenute ai tre carichi:

Tabella 3.4: prospetto delle potenze ottenibili dai fumi di scarico; CHP: Enerblu REC2 400 G.

Carico	$P_{cottura} [kW_{ter}]$	$P_{asciugatura} [kW_{ter}]$	$P_{tot} [kW_{ter}]$
100%	127,37	53,63	181,01
75%	97,25,28	40,95	138,20
50%	68,30	28,76	97,06

Va sottolineato che i dati dei consumi attuali del forno sono valori complessivi, mentre il nuovo impianto disporrà di due distinte aree di asciugatura e cottura. Di conseguenza, il confronto tra richiesta del forno (valori attuali) e il calore disponibile dal cogeneratore ai vari carichi di lavoro sarà sempre effettuato con la potenza complessiva calcolata agli scambiatori, indipendentemente da quelle che saranno le singole richieste delle due aree.

3.2.1.2 Inseguimento termico del cogeneratore: calcolo ore di funzionamento

Note le potenze termiche effettive ai vari livelli di carico, è possibile calcolare il numero esatto di ore di funzionamento, in base alla potenza termica richiesta dal forno polveri. È stato calcolato il livello di carico del cogeneratore, ora per ora, secondo i seguenti criteri²⁵:

1. se $P_{richiesta} > P_{CHP,100\%} \Rightarrow$ CHP al 100% del carico;
2. se $P_{richiesta} < P_{CHP,100\%}$ e $P_{richiesta} > P_{CHP,75\%} \Rightarrow$ CHP al 75% del carico;
3. se $P_{richiesta} < P_{CHP,75\%}$ e $P_{richiesta} > P_{CHP,50\%} \Rightarrow$ CHP al 50% del carico;
4. se $P_{richiesta} < P_{CHP,50\%} \Rightarrow$ CHP spento.

Con questa logica, il numero di ore di funzionamento è quello riportato nella tabella seguente:

Tabella 3.5: numero di ore di funzionamento ai vari livelli di carico; CHP: Enerblu REC2 400 G.

Carico	Ore
100%	3 062
75%	299
50%	121

Complessivamente il cogeneratore è acceso per 3 482 ore. I grafici seguenti mostrano visivamente la modalità di funzionamento ad inseguimento termico. Si può notare che non cambia sostanzialmente la produzione termica del cogeneratore tra febbraio ed agosto, se non per qualche ora in più in modulazione. L'energia termica utile totale dai fumi del cogeneratore ammonta a 607,30 MWh, che

²⁵ Sono da intendersi tutte potenze termiche; la percentuale, invece, si riferisce alla potenza elettrica nominale (400 kW).

corrisponde ad una quantità di gas non consumata dal bruciatore – o dai bruciatori, al plurale, se ci riferisce al forno nuovo – pari a 71 785 m³.

Di seguito, due settimane esemplificative (giorni lavorativi) del funzionamento del cogeneratore, rispetto alla richiesta termica.

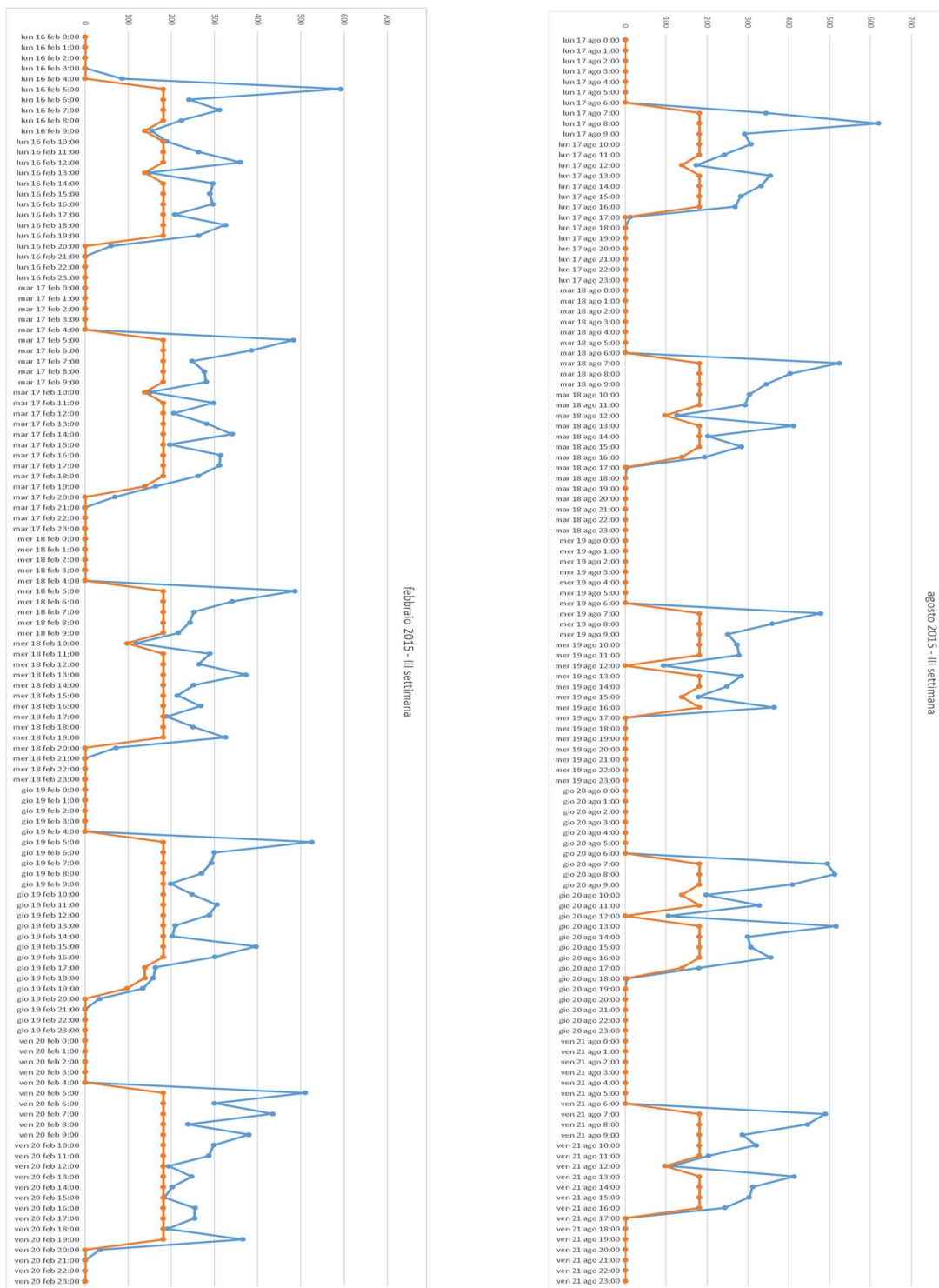


figura 3.4: III settimana dei mesi di agosto e febbraio. Richiesta forno e produzione cogeneratore; u.d.m.: [kW]. Legenda: blu = richiesta forno; arancione = produzione cogeneratore. CHP: Enerblu REC2 400 G.

3.2.1.3 Integrazione potenza mancante

Dal momento che il cogeneratore, come è ben visibile dai due grafici, copre sostanzialmente il carico di base, è necessario integrare la richiesta del forno polveri con i bruciatori. Il calcolo è stato effettuato ora per ora, sulla base della differenza tra la potenza richiesta e quella fornita dal cogeneratore:

$$\dot{m}_{gas,int} = \frac{(P_{richiesta} - P_{CHP})}{\eta_{bruciatore} PCI_{gas}}$$

Complessivamente, sono richiesti 43 446 m³ di gas naturale, che corrispondono ad un costo di 14,77 k€.

3.2.1.4 Calcolo del calore sfruttabile dall'acqua di raffreddamento

Il motore a combustione interna in esame fornisce a pieno carico 290 kW termici dall'acqua di raffreddamento. È necessario calcolare, sulla base dei dati raccolti dalle zone di verniciatura a liquido e ricerca e sviluppo, quanto di questo calore è effettivamente sfruttabile.

È occorso innanzitutto calcolare la potenza termica disponibile ai carichi parziali: per fare ciò si è considerata la variazione in una macchina analoga, di taglia maggiore, e, proporzionalmente, si sono ricavati i dati per la macchina in esame:

- $P_{acqua,75\%} = 0,75 P_{acqua,100\%} = 217,5 kW_{ter}$;
- $P_{acqua,50\%} = 0,4 P_{acqua,100\%} = 116 kW_{ter}$.

Questi valori sono stati incrociati con le richieste medie nette nei mesi invernali dei due reparti, che sommate sono pari a 72,35 kW. Con questa macchina, risultano sempre minori della potenza disponibile, che perciò deve essere in parte dissipata, secondo questo prospetto:

- 100% del carico → $P_{acqua,diss} = 217,65 kW_{ter}$;
- 75% del carico → $P_{acqua,diss} = 145,15 kW_{ter}$;
- 50% del carico → $P_{acqua,diss} = 43,65 kW_{ter}$.

Questa è la prima criticità che presenta lo studio, in quanto crea problemi nel rientro dei parametri CAR e SEU, di cui si parlerà più avanti.

Il risparmio di gas conseguito con il parziale sfruttamento dell'acqua calda del cogeneratore²⁶ ammonta a 13 606 m³, corrispondenti ad un risparmio annuo di 4,63 k€.

3.2.1.5 Calcolo consumi cogeneratore e rendimento termico medio

I consumi di gas del cogeneratore sono quelli riportati in scheda tecnica, ai vari carichi. Ora per ora sono stati calcolati i valori di energia primaria assorbita dal cogeneratore: sommati per tutto l'anno risultano in un totale di 3 440,86 MWh. Il rendimento termico medio è il seguente:

$$\bar{\eta}_{termico} = \frac{\text{energia termica utilizzata}}{\text{energia primaria}} = 21,00\%$$

²⁶ Calcolato considerando un rendimento di caldaia del 90%.

3.2.2 Produzione elettrica

Una volta ricavato il regime di funzionamento del cogeneratore, si sono incrociati i dati di potenza elettrica prodotta, in base al carico, ora per ora con i dati dei consumi elettrici Arneg e di produzione degli impianti fotovoltaici. L'energia elettrica prodotta complessivamente dal cogeneratore è pari a 1 338,70 MWh. Il rendimento elettrico lordo medio è il seguente:

$$\bar{\eta}_{el, lordo} = \frac{\text{energia elettrica lorda prodotta}}{\text{energia primaria}} = 38,91\%$$

Considerando un consumo degli ausiliari di 10 kW per ogni ora di funzionamento, indipendentemente dal carico, si ottiene un valore di energia elettrica netta prodotta di 1303,88 MWh²⁷. Il rendimento elettrico netto medio è:

$$\bar{\eta}_{el, netto} = \frac{\text{energia elettrica lorda prodotta}}{\text{energia primaria}} = 37,89\%$$

La differenza tra la somma della potenza del cogeneratore e del fotovoltaico e la potenza assorbita da Arneg dà i valori di acquisto e vendita dell'energia elettrica, ora per ora:

$$P_{diff} = P_{CHP} + P_{FV} - P_{assorbita}$$

Sommando tutti i valori positivi si ottiene l'energia elettrica venduta, sommando quelli negativi si ottiene quella acquistata. Con la differenza tra l'energia elettrica venduta post-cogeneratore appena calcolata, e l'energia elettrica venduta prima (solo fotovoltaico), si ottiene l'energia venduta dal solo cogeneratore, nell'ipotesi che la prima ad essere autoconsumata sia quella del fotovoltaico, secondo quanto illustrato dal grafico in figura 3.5. L'area evidenziata in verde è la parte di energia prodotta dal cogeneratore – al netto degli ausiliari – che viene autoconsumata, e quindi non più acquistata dalla rete; l'area in rosso rappresenta, invece, la parte ceduta. Qui si ha la seconda importante criticità dell'analisi, in quanto l'energia venduta viene prodotta con un rendimento elettrico non molto elevato, e venduta a solo 5 c€/kWh: tale problematica è parzialmente risolta in seconda analisi, ma di questo si parlerà più avanti.

Tabella 3.6: autoconsumo e vendita energia elettrica del cogeneratore; CHP: Enerblu REC2 400 G.

Energia autoconsumata dal CHP al netto degli ausiliari (area verde figura 3.5)	753,26 MWh
Energia consumata dagli ausiliari	34,82 MWh
Energia elettrica venduta dal CHP (area rossa figura 3.5)	550,62 MWh

I valori di energia elettrica acquistata e venduta da Arneg si modificano come segue:

Tabella 3.7: energia elettrica acquistata e venduta post cogeneratore; CHP: Enerblu Rec2 400 G.

Acquisto	1165,96 MWh	174,89 k€	-39,25%
Vendita	964,11 MWh	48,21 k€	+133,16%

²⁷ Consumo totale degli ausiliari = 34,82 MWh.

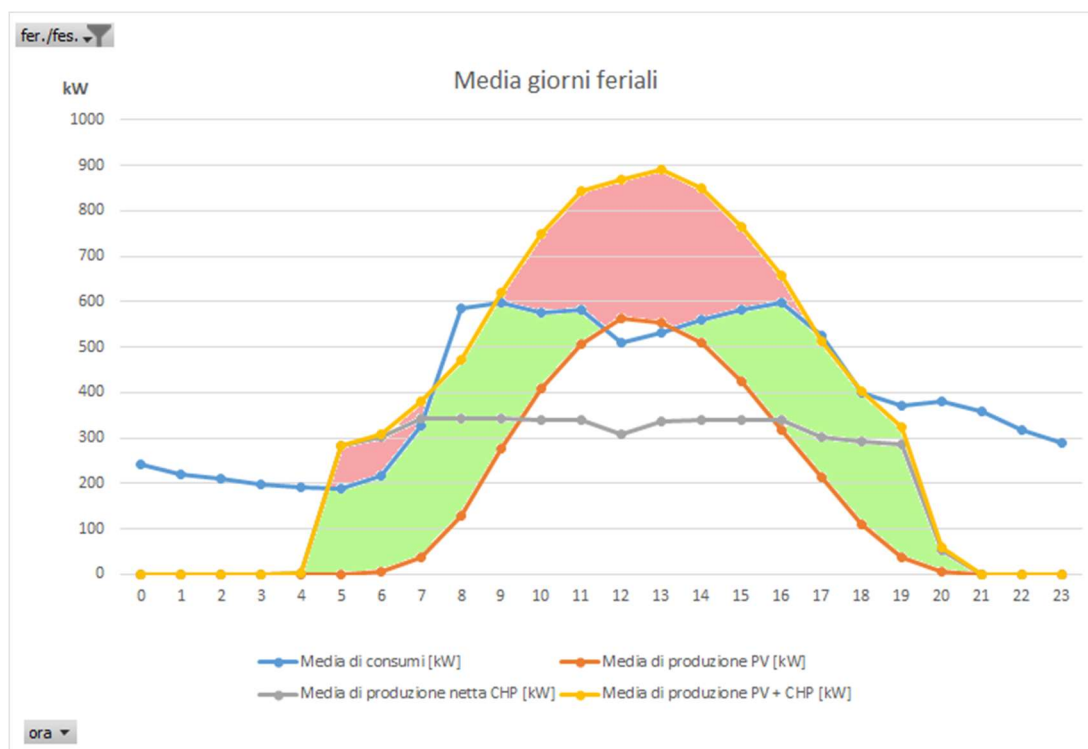


figura 3.5: media giorni feriali: consumi e produzione fotovoltaico e cogeneratore; CHP Enerblu REC2 400 G, inseguimento termico del forno polveri. Area verde: autoconsumo CHP; area rossa: vendita CHP.

3.2.3 Calcolo dei parametri CAR

Per poter essere certificato Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), un impianto di questa taglia, sia che si tratti di motore a combustione interna, sia che si tratti di microturbina a gas, deve avere un *Primary Energy Saving (PES)* positivo. Inoltre, affinché l'unità sia considerata completamente cogenerativa, deve avere un rendimento di primo principio $\eta_{globale} > 75\%$; in caso contrario, deve essere calcolata un'unità virtuale con tale caratteristica.

Tutti i calcoli della CAR vanno fatti a consuntivo, a termine di ogni anno di esercizio dell'impianto, che perciò ottiene la qualifica di anno in anno, con i relativi benefici che ne conseguono. I calcoli seguenti, tuttavia, sono chiaramente a preventivo, e quindi costituiscono di fatto solo una stima di quelli che potranno essere i calcoli reali.

3.2.3.1 Parametri iniziali necessari al calcolo, e rendimento di primo principio

La seguente tabella raccoglie i dati, già ricavati nei paragrafi precedenti, necessari ai calcoli per la CAR.

Tabella 3.8: parametri iniziali CAR.

Parametro	Simbolo	Valore	u.d.m.
Ore di funzionamento		3482	h
Energia termica prodotta ²⁸	H_{CHP}	722,41	MWh
Energia elettrica lorda	E	1338,70	MWh
Energia del combustibile	F	3440,86	MWh

Il rendimento di primo principio è dato dalla somma dell'energia elettrica prodotta e termica utilizzata, divisa per l'energia primaria proveniente dal combustibile:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{CHP}}{F} = 59,90\%$$

Il valore di rendimento ottenuto – il quale non è altro che la somma del rendimento elettrico medio e di quello termico – risulta inferiore al 75% minimo necessario affinché tutta l'unità sia considerata cogenerativa. In questo caso, la normativa richiede che la macchina venga divisa in due unità virtuali: una cogenerativa, che, dato il calore utile prodotto, ha una potenza elettrica tale per cui il rendimento di primo principio risulti pari al 75%, e su cui si baseranno tutti i ragionamenti successivi riguardanti la CAR; una non cogenerativa, che produce la parte di energia elettrica rimanente.

3.2.3.2 Calcolo unità virtuale

La parte di energia elettrica necessaria a soddisfare la condizione di esistenza della macchina virtuale è data dalla seguente equazione:

$$E_{CHP} = H_{CHP} * C_{eff}$$

Il valore di C_{eff} è dato dalla seguente formula:

$$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp,E}}{0,75 - \eta_{non\ chp,E}} = 1,08$$

dove

$$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E}{F} = 38,91\%$$

da cui risulta

$$E_{CHP} = 778,69\ MWh$$

$$E_{non\ chp} = E - E_{CHP} = 560,01\ MWh$$

Infine, l'energia del combustibile CHP e non CHP è la seguente:

$$F_{non\ chp,E} = \frac{E_{non\ chp}}{\eta_{non\ chp,E}} = 1439,39\ MWh$$

$$F_{CHP} = F - F_{non\ chp,E} = 2001,47\ MWh$$

3.2.3.3 Calcolo del PES

Ai fini del calcolo del PES è necessario conoscere i rendimenti elettrico e termico di riferimento,

²⁸ Si intende solo l'energia termica prodotta dal cogeneratore effettivamente utilizzata da qualche utenza.

ricavabili dalla normativa, da confrontare con i rendimenti elettrico e termico dell'unità cogenerativa virtuale, riportati di seguito:

- $CHP H_{\eta} = 36,09\%$
- $CHP E_{\eta} = 38,91\%$

Per quanto riguarda il rendimento termico di riferimento, esso va calcolato a partire dai rendimenti di riferimento per la parte acqua calda e per la parte fumi, che nel caso in esame (combustibile: gas naturale) sono²⁹:

- rendimento termico di rif., acqua calda = 90%; energia acqua calda = 115,11 MWh;
- rendimento termico di rif., gas di scarico = 82%; energia fumi = 607,30 MWh.

Il rendimento termico di riferimento è la media pesata delle due parti: risulta $CHP H_{\eta} = 83,27\%$.

Il rendimento elettrico di riferimento va calcolato considerando la zona climatica e il livello di tensione di allacciamento alla rete elettrica. Il valore iniziale da correggere, come nel caso precedente scelto in base al tipo di combustibile, è 53%³⁰. Ad esso va sommata la correzione data dalla zona climatica³¹, che nel caso in esame (Veneto) è di +0,369 punti percentuali. Infine, vanno applicati i fattori correttivi³² legati alle perdite evitate sulla rete: si tratta di due valori, da pesare in base all'energia elettrica autoconsumata – lorda, cioè comprensiva del consumo degli ausiliari – e venduta; in questo caso (utente allacciato in media tensione), i valori sono i seguenti:

- fattore per autoconsumo = 0,914; energia autoconsumata lorda = 788,08 MWh;
- fattore per vendita = 0,935; energia elettrica venduta = 550,62 MWh.

Il rendimento elettrico di riferimento risulta:

$$Ref E_{\eta} = (val. \text{iniz.} + \text{correz}_{\text{clima}}) * \frac{\text{fattore}_{\text{auto}} * E_{\text{auto}} + \text{fattore}_{\text{vendi}} * E_{\text{vendita}}}{E_{\text{vendita}} + E_{\text{auto}}} = 49,24\%$$

Dati questi valori, il PES è calcolato nel seguente modo:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} = 17,59\%$$

Tale valore, conferisce la qualifica di CAR all'impianto.

3.2.3.4 Calcolo del numero di certificati bianchi

Per il calcolo dei certificati bianchi è necessario partire dal calcolo dell'energia primaria risparmiata RISP producendo contestualmente l'energia elettrica e il calore utile, rispetto alla produzione separata, per la sola unità virtuale. Ai fini del calcolo, le parti di energia elettrica autoconsumata e immessa in rete, a differenza dei valori utilizzati per il PES, sono solo quelle del funzionamento in regime CAR³³. I rendimenti elettrico e termico di riferimento sono calcolati a partire da valori differenti rispetto

²⁹ Fonte: Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea, Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015, allegato II.

³⁰ Fonte: cfr. nota 299, allegato I.

³¹ Fonte: cfr. nota 29, allegato III.

³² Fonte: cfr. nota 29, allegato IV.

³³ A partire da E_{CHP} , si sottrae la parte di energia elettrica autoconsumata, se minore; il residuo, se presente, corrisponde a quella venduta; se l'energia autoconsumata è maggiore di E_{CHP} , allora quest'ultima costituisce la sola

a quelli utilizzati per il calcolo del PES:

- si parte dal rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano (0,46), da correggere per le perdite di rete evitate con gli stessi coefficienti utilizzati per il PES, ma riferendosi ai valori in regime CAR³³; risulta $\eta_{e\ rif} = 0,914 * 0,46 = 42,04\%$;
- a partire dal rendimento medio convenzionale del parco di produzione termica italiano (0,82 per l'utilizzo dei gas di scarico, 0,90 per l'acqua calda), si calcola, come nel caso del PES, la media pesata; risulta $\eta_{t\ ri} = 83,27\%$.

Il risparmio di energia primaria conseguito risulta pari a:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{e\ rif}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{t\ rif}} - F_{CHP} = 718,119 \text{ MWh}$$

Il coefficiente di armonizzazione K, necessario al calcolo, è pari a 1,4 per la quota di potenza elettrica fino a 1 MW, in questo studio mai superata³⁴.

Il numero di certificati bianchi ottenuto è il seguente:

$$C. B. = RISP * 0,086 * K = 86,462$$

corrispondenti a 8 646 €.

3.2.3.5 Calcolo defiscalizzazione gas naturale

Uno dei vantaggi dell'ottenimento della CAR è la defiscalizzazione del gas acquistato per il cogeneratore. Il seguente prospetto illustra le accise per il gas naturale. Il prezzo finale ottenuto per il gas defiscalizzato è calcolato a partire dal prezzo medio comunicato da Arneg, attualmente pagato in bolletta. Le categorie si riferiscono alla parte di energia elettrica autoconsumata³⁵ e ceduta in rete.

Tabella 3.9: prospetto prezzi gas naturale, con accise defiscalizzate. Fonte: AEEG.

Categoria	Accisa [€/Sm ³]	Prezzo finale [€/Sm ³]
Tariffa non agevolata	0,007499	0,34
Defiscalizzazione autoconsumo	0,00013479	0,33263579
Defiscalizzazione vendita	0,0004493	0,3329503

Non tutto il gas associato all'energia elettrica autoprodotta e venduta è soggetto a defiscalizzazione. Definito il parametro GAS/E come il rapporto tra il gas consumato dal cogeneratore in [Sm³] e l'energia elettrica prodotta in [kWh], viene defiscalizzato solamente il gas corrispondente al rapporto soglia $(GAS/E)_{soglia} = 0,22$. In questo caso, $GAS/E = 0,27$, di conseguenza il gas defiscalizzato è calcolato come segue:

$$gas\ defiscalizzato\ autoconsumo = E_{auto} * (GAS/E)_{soglia} = 173\ 378\ Sm^3$$

energia autoconsumata in regime CAR.

³⁴ Il valore di K è legato alla potenza in regime CAR, data dal rapporto tra energia elettrica prodotta in regime CAR e ore di funzionamento. In questo caso, tale rapporto risulta pari a 223,6 kW.

³⁵ Energia elettrica lorda, comprensiva del consumo degli ausiliari.

$$\text{gas defiscalizzato vendita} = E_{\text{venduta}} * \left(\frac{GAS}{E}\right)_{\text{soglia}} = 121\,135 \text{ Sm}^3$$

Il gas non defiscalizzato è, ovviamente, la quantità residua non inclusa nei due valori appena calcolati. La seguente tabella riassume le quantità di gas con il relativo costo totale.

Tabella 3.10: costi del gas naturale consumato dal cogeneratore; CHP: Enerblu REC2 400 G.

Categoria	Quantità [Sm ³]	Prezzo [k€]
Gas defiscalizzato autoconsumo	173 378	57,67
Gas defiscalizzato vendita	121 135	40,33
Gas non defiscalizzato	71 535	24,32
Totale	366 049	122,33

Il costo totale del gas in assenza di defiscalizzazione sarebbe stato di 124,46 k€, ovvero di 2,13 k€ più alto: 1,71% in meno non è un grosso risparmio.

3.2.3.6 Calcolo oneri di sistema e accise sull'autoconsumo elettrico

Gli oneri di sistema sono un costo da calcolare sulla base dell'energia elettrica prodotta e autoconsumata, al netto degli ausiliari. Nel caso in esame, essa ammonta a 753,26 MWh. Il costo degli oneri di sistema vale 55 €/MWh; l'ottenimento della qualifica SEU (Sistema Efficiente d'Utenza) consente di pagarne solo il 5%, ovvero 2,75 €/MWh. Condizioni necessarie ad ottenere la qualifica per un impianto cogenerativo sono le seguenti:

- conseguimento della CAR;
- rapporto $\frac{E_{CHP}}{E} \geq 0,5$.

In questo caso risulta $\frac{E_{CHP}}{E} = 0,58$, valore molto vicino al limite. Questo è un altro punto critico dell'analisi. Il costo degli oneri di sistema risulta quindi pari a 2,07 k€.

Le accise sull'energia elettrica autoconsumata sono di 12,5 €/MWh, il che porta ad un costo totale di 9,42 k€.

3.2.3.7 Calcolo costi O&M

Questa ultima sezione non ha molto a che vedere con i parametri CAR e le valutazioni successive, ma viene riportata ora, perché costituisce l'ultima voce di costo, a completare i calcoli.

Risulta ragionevole ipotizzare dei costi di *operation & maintenance* di 13 €/MWh; il costo totale ammonta a 17,40 k€.

3.2.4 Calcolo del VAN e del tempo di ritorno

Per la macchina in esame non si ha un valore certo del costo di investimento, che però si può ragionevolmente³⁶ ipotizzare pari a circa 300 000 €.

³⁶ Proporzionalmente al costo ottenuto da preventivo per una macchina da 236 kW_e nominali della stessa azienda produttrice.

3.2.4.1 Riepilogo movimenti di cassa e calcolo flusso annuale netto

La seguente tabella riassume tutte le voci di costo e le entrate finora analizzate.

Tabella 3.11: riepilogo flussi di cassa annuali; CHP: Enerblu REC2 400 G.

Descrizione	Entrate [k€]	Uscite [k€]
Acquisto energia elettrica		174,89
Vendita energia elettrica	48,21	
Gas acquistato per CHP (defiscalizzato e non)		122,33
Gas acquistato per integrazione bruciatori		14,77
Gas risparmiato per verniciatura e R&S	4,63	
Oneri di sistema autoconsumo		2,07
Accise energia elettrica autoconsumata		9,42
O&M		17,40
Certificati bianchi	8,65	
TOTALE	61,48	340,88

Il risparmio annuo conseguibile – ottenuto dalla differenza tra flusso netto futuro e attuale (cfr. Tabella 3.2) – con l’installazione del cogeneratore Enerblu REC2 400 G ammonta a 26 980 €, una cifra che, come si vedrà, porta a tempi di ritorno troppo lunghi per rendere accettabile l’investimento, anche in relazione alle varie criticità sottolineate in precedenza.

3.2.4.2 Calcolo del VAN

Il Valore Attuale Netto definisce il valore attuale di una serie di flussi di cassa futuri, tenendo conto dei costi opportunità, ossia le mancate entrate derivanti dall’uso alternativo delle risorse finanziarie.

$$VAN = -C_0 + \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1+c)^k}$$

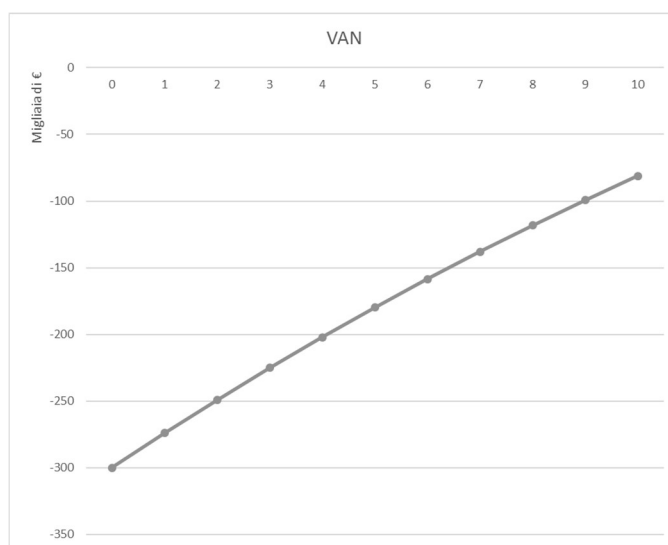
con:

- C_0 = investimento iniziale;
- C_k = flusso di cassa all’anno k ;
- c = tasso di sconto.

L’investimento è generalmente accettato se il VAN a vita intera, nel caso in esame 10 anni, è positivo. La seguente tabella mostra i vari termini della sommatoria.

Tabella 3.12: calcolo VAN per Enerblu REC2 400 G, inseguimento termico.

Anno	Flusso [€]	VAN [€]
0	-300 000	-300 000
1	25 945	-274 055
2	24 947	-249 107
3	23 988	-225 119
4	23 065	-202 054
5	22 178	-179 876
6	21 325	-158 551
7	20 505	-138 046
8	19 716	-118 330
9	18 958	-99 372
10	18 229	-81 143



Risulta un VAN di -81 143 €. Il tempo di ritorno dell'investimento, cioè il numero di anni necessari a portare a 0 il VAN, si calcola come segue:

$$\text{tempo di ritorno} = \frac{\ln\left(1 - \frac{C_0}{C_k} c\right)}{\ln\left(\frac{1}{1+c}\right)} = 15 \text{ anni}$$

Chiaramente l'investimento in oggetto non conviene, in quanto per ripagarsi richiederebbe 15 anni, un tempo decisamente eccessivo.

3.2.5 Analisi delle criticità del progetto

Come detto, il progetto presenta diverse criticità.

In primo luogo, la quantità di calore utilizzata rispetto a quella disponibile è abbastanza bassa. Per quanto riguarda la richiesta del forno, essa è di calore fino ad un minimo di 120 °C; considerando un ΔT di 20 °C, i fumi vengono raffreddati fino a solo 140 °C. Per quanto riguarda l'acqua calda, la potenza termica disponibile è molto maggiore di quella richiesta: considerando la media sulle ore di accensione del cogeneratore, la potenza disponibile è di 278 kW, mentre quella richiesta è di soli 33 kW. La conseguenza diretta di questo fatto è che, in particolare per quanto riguarda la parte acqua calda, il gas risparmiato per il reparto verniciatura e R&S è molto poco rispetto al potenziale fornito dal cogeneratore (solo 13 600 m³ corrispondenti a 4 630 €); inoltre, l'unità virtuale cogenerativa calcolata per la CAR è molto piccola, di conseguenza non solo si ottengono pochi certificati bianchi (86,5, corrispondenti a 8 650 €), ma si mette anche a rischio il rientro nella SEU, in quanto il rapporto E/E_{CHP} risulta assai prossimo alla soglia di 0,5 (nel caso esaminato è di 0,58). Trattandosi di calcoli a preventivo,

questo fatto rappresenta una grossa criticità, in quanto può portare a dover pagare l'intero ammontare degli oneri di sistema: in questo caso, con sistema SEU gli oneri ammontano a 2 070 €; in caso di non riconoscimento aumentano a 41 430 €, sbilanciando completamente la fattibilità dell'impianto, già poco conveniente.

Un altro punto critico è la grossa quantità di energia elettrica ceduta in rete, che avviene in particolare tra le 9 e le 16. La grossa cessione avviene per la presenza del fotovoltaico, il quale massimizza la produzione in quelle ore, arrivando già di per sé a vendere tra le 11 e le 13 (cfr. figura 3.5). L'intervento del cogeneratore aggiunge uno zoccolo che porta a cedere in rete molta più energia elettrica, che però, essendo acquistata dal gestore ad una tariffa media molto bassa (5 c€/kWh), non comporta un rientro economico tale da compensare il maggior dispendio di gas che si ha per far funzionare il cogeneratore, rispetto al gas che si acquisterebbe, in minor quantità, per integrare la richiesta del forno polveri se il cogeneratore non fosse attivo in quelle ore.

Alle citate problematiche sull'utilizzo troppo scarso del calore, in particolare a bassa temperatura, non vi è purtroppo soluzione, allo stato attuale. Per quanto riguarda, invece, il problema dell'eccessiva vendita di energia elettrica scarsamente remunerata, è stata fatta una seconda analisi in cui, in cascata all'inseguimento termico del forno polveri, si è monitorata anche la vendita di energia elettrica del cogeneratore. Se ne discute nel prossimo paragrafo.

3.2.6 Nuova logica di funzionamento: inseguimento termico con vincolo elettrico

La logica di inseguimento termico fin qui portata avanti consente, certamente, il massimo sfruttamento della producibilità del cogeneratore, in relazione alla richiesta termica del forno polveri, ma non tiene conto della bassissima remunerazione dell'energia elettrica necessariamente ceduta in rete nelle ore di maggior produzione dei già presenti impianti fotovoltaici.

Il nuovo metodo di analisi pone una soglia di potenza elettrica massima cedibile in rete, che pone un vincolo alla scelta del carico di lavoro del cogeneratore. Il numero delle ore di accensione è così calcolato, ora per ora:

1. in base alla richiesta termica del forno polveri, viene scelto un carico di lavoro del cogeneratore, come nel caso precedente;
2. data la potenza elettrica prodotta al carico scelto, viene calcolata la potenza elettrica venduta dal cogeneratore, nel seguente modo:
 - a. se la potenza elettrica iniziale è assorbita e maggiore della potenza del cogeneratore al carico scelto, va sottratta alla potenza del cogeneratore:
$$P_{el,prodotta,CHP} + P_{el,assorbita} = P_{el,venduta,CHP};$$
 - b. se la potenza elettrica iniziale è già di per sé ceduta (positiva), allora
$$P_{el,prodotta,CHP} = P_{el,venduta,CHP};$$
3. se $P_{el,venduta,CHP} > P_{el,soglia}$, allora viene scelto il carico di lavoro subito inferiore del

cogeneratore, e si ripete la procedura dal punto 2, fino a che risulta soddisfatto il vincolo (in caso, anche spegnendo la macchina).

Il diagramma di flusso di figura 3.6 riassume graficamente quanto spiegato in questo paragrafo.

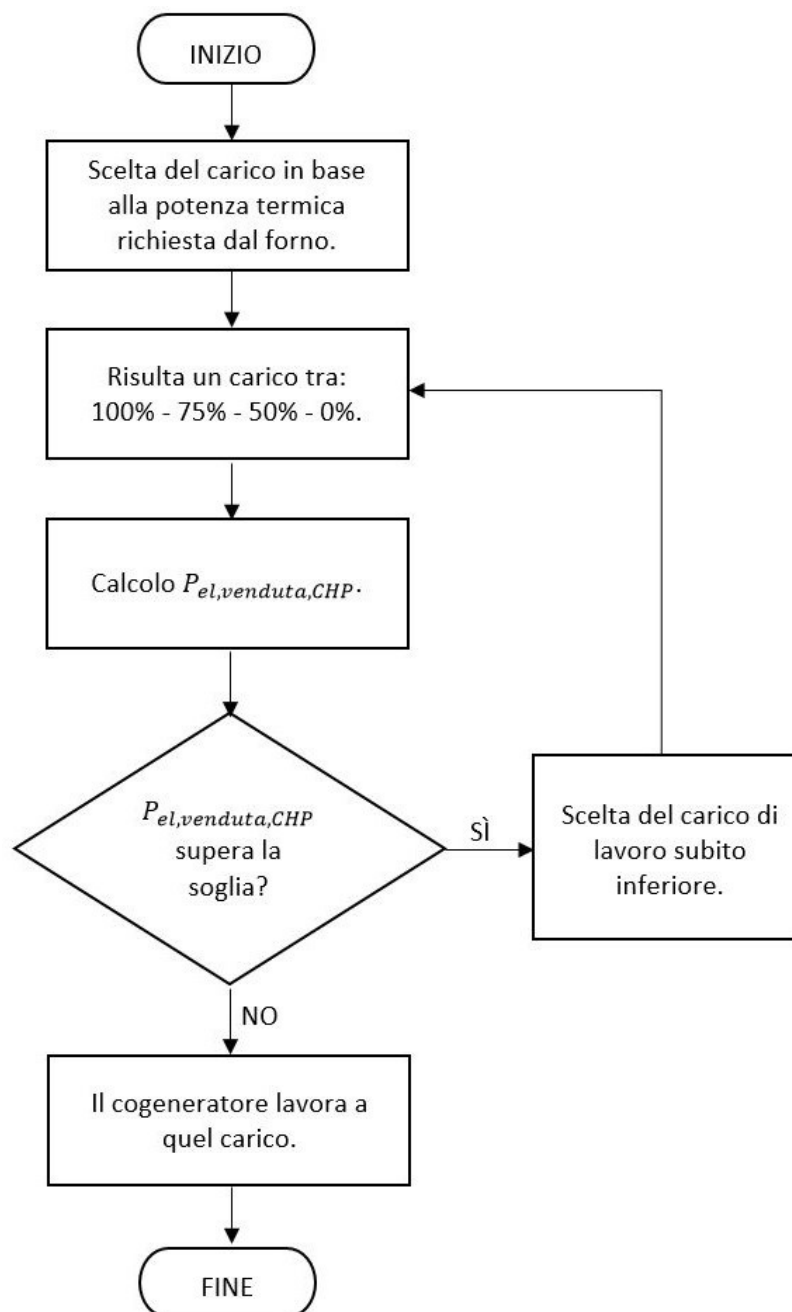


figura 3.6: diagramma di flusso della logica di inseguimento termico con soglia sulla potenza elettrica venduta.

Il maggior guadagno non si ottiene ponendo a 0 la soglia, bensì esiste un ottimo compromesso, evidenziato nel seguente grafico, corrispondente ad un limite di potenza elettrica venduta pari a 80 kW, per la macchina in esame.

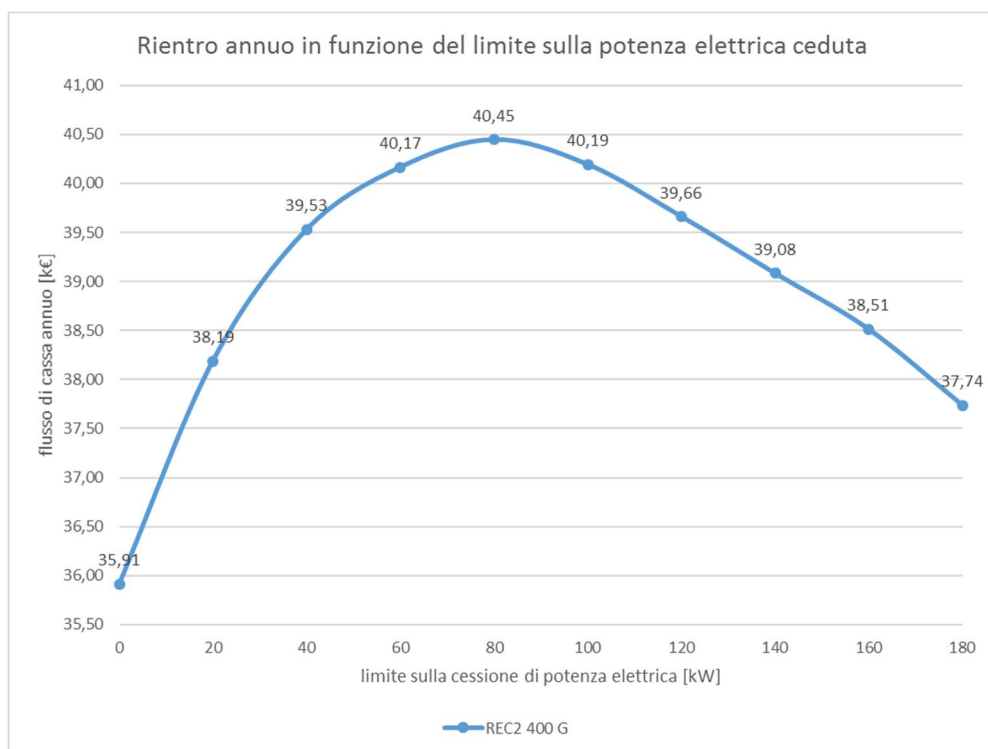


figura 3.7: andamento del rientro annuo in funzione della soglia sulla cessione elettrica impostata; CHP: Enerblu REC2 400 G.

3.2.6.1 Energia elettrica venduta e riduzione dei consumi di gas

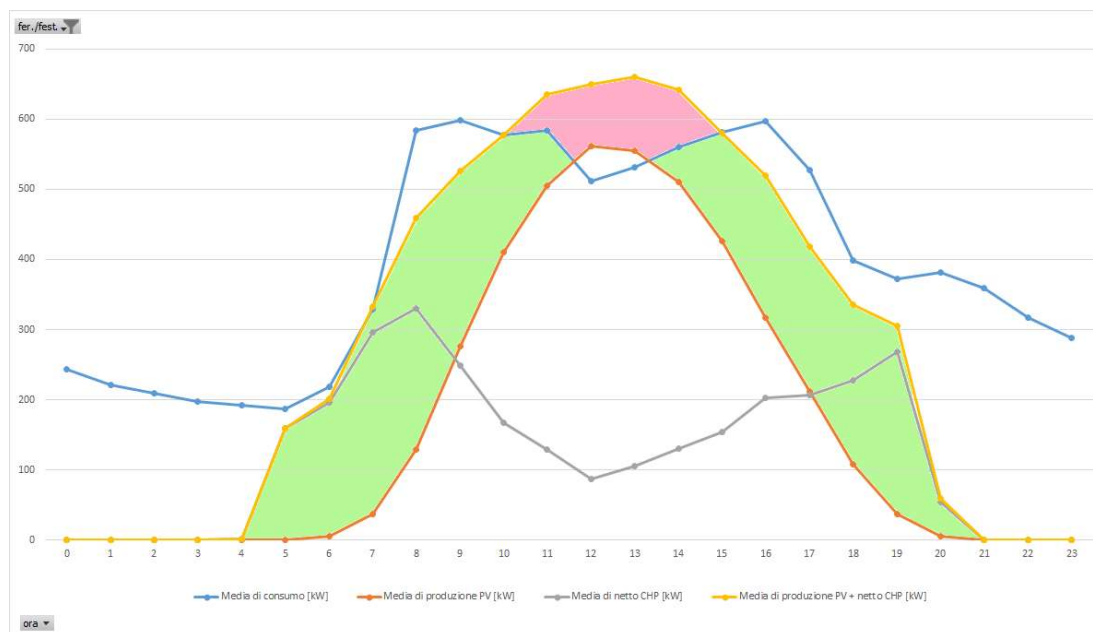


figura 3.8: media giorni feriali: consumi, produzione fotovoltaico e cogeneratore; CHP Enerblu REC2 400 G, inseguimento termico con soglia sulla potenza elettrica venduta. Area verde: autoconsumo CHP; area rossa: vendita CHP.

L'area rossa, cioè l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore e ceduta in rete, è molto meno marcata rispetto a quella risultante dall'inseguimento termico puro (cfr. figura 3.5), mentre quella autoconsumata è pressoché la stessa di prima (area verde).

La seguente tabella illustra i valori economici che maggiormente sono influenzati dalla nuova logica di lavoro.

Tabella 3.13: voci maggiormente influenzate dall'imposizione della soglia sulla vendita di energia elettrica. CHP: Enerblu REC2 400 G.

Descrizione	Nuovo valore [€]	% variazione
Vendita energia elettrica del cogeneratore	2 280	- 91,70%
Vendita energia elettrica totale (PV + CHP)	22 960	+ 11,05%
Consumo gas naturale cogeneratore	74 840	- 38,82%
Consumo gas naturale bruciatori per integrazione	24 250	+ 64,14 %

Il PES, in questo caso, risulta del 17,63%, con un rapporto $E/E_{CHP} = 0,60$, leggermente meno a rischio del caso precedente. Il numero di certificati bianchi è pari a 53,68, corrispondenti a 5 368 €.

Complessivamente il flusso di cassa annuo ammonta a 40,45 k€, corrispondente al 49,90% in più rispetto al valore precedente.

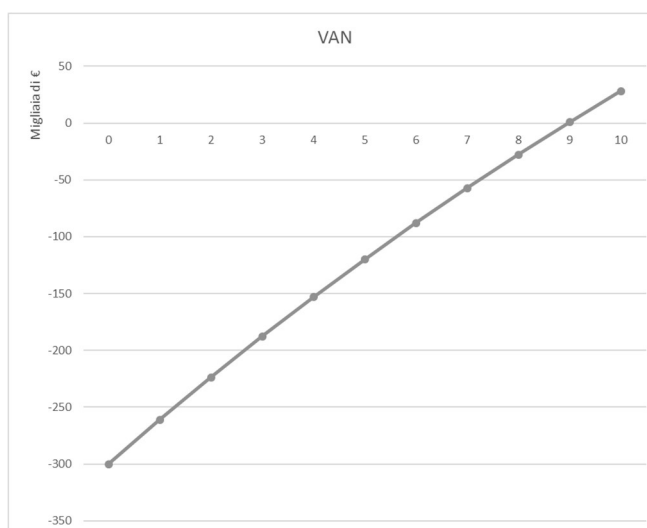
3.2.6.2 Calcolo del VAN

Il valore attuale netto a 10 anni, in questo caso, risulta positivo, anche se non molto elevato:

$VAN = 28\,067\text{ €}$; *tempo di ritorno = 8,97 anni.*

Tabella 3.14: calcolo VAN per Enerblu REC2 400 G, inseguimento termico, con soglia sulla potenza elettrica ceduta.

Anno	Flusso [€]	VAN [€]
0	-300 000	-300 000
1	38 892	-261 108
2	37 396	-223 712
3	35 958	-187 754
4	34 575	-153 179
5	33 245	-119 934
6	31 966	-87 967
7	30 737	-57 231
8	29 555	-27 676
9	28 418	742
10	27 325	28 067



L'investimento risulta maggiormente conveniente, ma comunque non attuabile, per via dei tempi di ritorno troppo lunghi. Inoltre, la bontà dello studio dipende molto dalle assunzioni fatte, ad esempio sui costi di O&M, o sul costo dell'investimento, in quanto solamente ipotizzati, di conseguenza un margine così ridotto non garantisce la sicurezza necessaria a rendere certamente conveniente l'installazione.

3.2.7 Analisi dei risultati ottenuti con altre macchine di potenze differenti

Dati gli svantaggiosi risultati ottenuti con una macchina da 400 kW elettrici, le analisi successive riguardano macchine di taglia più piccola, in quanto un incremento di potenza non coprirebbe l'aumento di costi conseguente. Le analisi e i conti effettuati sono i medesimi già visti in precedenza: la logica di funzionamento continua ad essere ad inseguimento termico con limite sulla potenza elettrica ceduta in rete, in quanto si è rivelata essere la più conveniente. Saranno quindi riportati solamente i risultati ottenuti per ogni altra macchina scelta.

I cogeneratori analizzati sono entrambi di Enerblu:

1. REC2 300 G: $P_{el,nom} = 309 \text{ kW}$;
2. REC2 240 G: $P_{el,nom} = 236 \text{ kW}$.

3.2.7.1 Schede tecniche

Tabella 3.15: schede tecniche Enerblu REC2 300 G e REC2 240 G. Fonte: <http://www.enerblu-cogeneration.com/>.

Parametro	REC2 300 G	REC2 240 G	u.d.m.
Potenza elettrica nominale	309	236	kW
Consumo gas 100% carico	86,1	69,8	Sm ³ /h
Consumo gas 75% carico	69,3	55,9	Sm ³ /h
Consumo gas 50% carico	48,1	41,4	Sm ³ /h
Temperatura fumi	480	570	°C
Potenza termica acqua 80°C 100% carico	267	236	kW
Portata fumi 100% carico	1319	879	kg/h

3.2.7.2 Scelta dell'ottimo limite di potenza elettrica ceduta in rete

La soglia ottima sulla potenza elettrica ceduta in rete si è dimostrata non essere la stessa, per macchine differenti:

- REC2 300 G: $P_{el,soglia} = 60 \text{ kW}$;
- REC2 240 G: $P_{el,soglia} = 40 \text{ kW}$.

Il seguente grafico illustra la variazione del flusso di cassa annuo per le tre macchine a confronto.

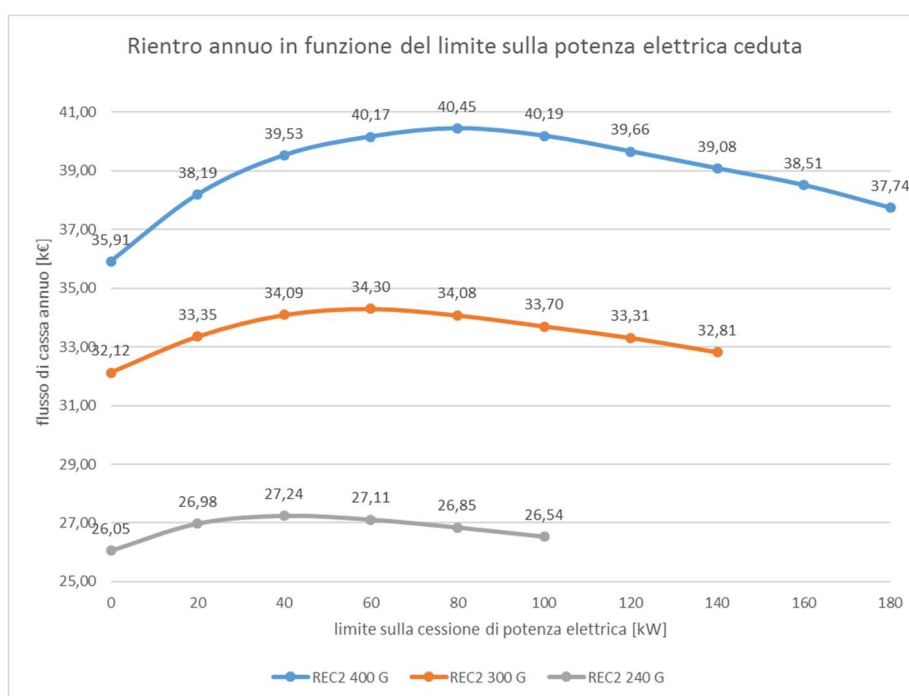


figura 3.9: andamento del rientro annuo in funzione della soglia sulla cessione elettrica impostata, per le macchine finora analizzate.

3.2.7.3 PES e flussi di cassa

La seguente tabella mostra i risultati conseguiti nei calcoli per la CAR.

Tabella 3.16: parametri CAR per Enerblu REC2 300 G e REC2 240 G.

Parametro		REC2 300 G	REC2 240 G	u.d.m.
Ore di funzionamento		2585	2646	h
Energia termica prodotta	H_{CHP}	416,24	386,01	MWh
Energia elettrica prodotta	E	707,92	582,04	MWh
Energia del combustibile	F	1894,35	1640,99	MWh
Rendimento di primo principio	$\eta_{globale}$	59,34%	58,99%	
C efficace (E_{CHP}/H_{CHP})	C_{eff}	0,99	0,90	
Energia elettrica CHP	E_{CHP}	413,36	346,34	MWh
Energia combustibile CHP	F_{CHP}	1106,12	976,47	MWh
Rendimento termico CHP	$CHP H_{\eta}$	37,63%	39,53%	
Rendimento elettrico CHP	$CHP E_{\eta}$	37,37%	35,47%	
Rendimento termico di riferimento	$Ref H_{\eta}$	85,84%	86,01%	
Rendimento elettrico di riferimento	$Ref E_{\eta}$	48,82%	48,80%	
Primary Energy Saving	PES	16,93%	15,71%	
Risparmio di energia primaria	$RISP$	373,52	306,75	MWh
Numero di certificati bianchi	$C.B.$	44,97	36,93	
Rapporto E_{CHP}/E	E_{CHP}/E	0,58	0,60	

Tabella 3.17: entrate e uscite annue per Enerblu REC2 300 G e REC2 240 G.

Descrizione	Entrate [k€]		Uscite [k€]	
	REC2 300 G	REC2 240 G	REC2 300 G	REC2 240 G
Acquisto energia elettrica			189,57	206,05
Vendita energia elettrica	22,01	21,18		
Acquisto gas per cogeneratore			67,37	58,41
Acquisto gas per integrazione bruciatori			26,29	27,57
Risparmio di gas per verniciatura e R&S	3,84	3,91		
Oneri di sistema sull'autoconsumo			1,80	1,50
Accise sull'autoconsumo			8,19	6,82
O&M			9,20	7,57
Certificati bianchi	4,50	3,69		
TOTALE	30,34	28,77	302,43	307,92

I flussi di cassa annui, netti, dal confronto con la situazione attuale sono i seguenti:

- REC2 300 G: 34 300 €;
- REC2 240 G: 27 240 €.

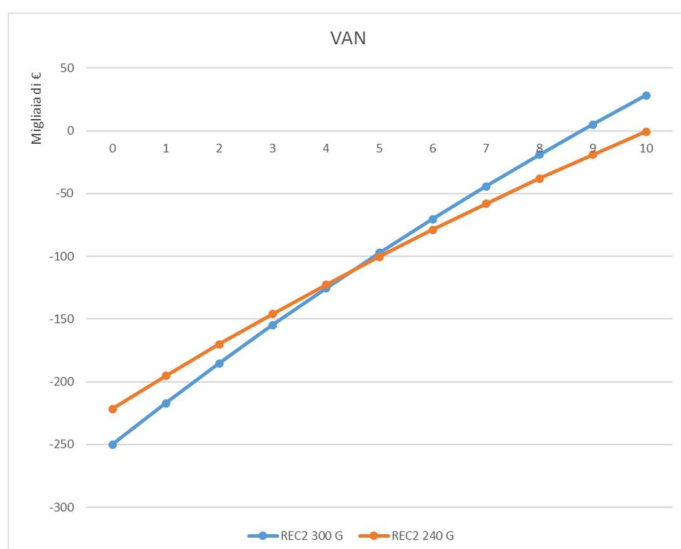
3.2.7.4 Calcolo del VAN

I costi di investimento delle due macchine sono i seguenti:

- REC2 300 G: 250 000 € (stimato);
- REC2 240 G: 221 500 € (da preventivo di Enerblu).

Tabella 3.18: flussi di cassa attualizzati e VAN per Enerblu REC2 300 G e REC2 240 G.

y	REC2 300 G		REC2 240 G	
	Flusso [€]	VAN [€]	Flusso [€]	VAN [€]
0	-250 000	-250 000	-221 500	-221 500
1	32 980	-217 020	26 193	-195 307
2	31 712	-185 308	25 186	-170 121
3	30 492	-154 817	24 217	-145 904
4	29 319	-125 497	23 286	-122 619
5	28 191	-97 306	22 390	-100 229
6	27 107	-70 199	21 529	-78 700
7	26 065	-44 134	20 701	-58 000
8	25 062	-19 072	19 905	-38 095
9	24 098	5 026	19 139	-18 956
10	23 171	28 198	18 403	-553



Il VAN risulta:

- REC2 300 G: 16 714 €;
- REC2 240 G: -9 995 €.

I tempi di ritorno risultano:

- REC2 300 G: 9,2 anni.
- REC2 240 G: 10,6 anni.

Anche in questi due ultimi casi è lampante la non convenienza nell'installazione, in particolare per la seconda delle due macchine analizzate in questo paragrafo, per cui il valore attuale netto risulta addirittura

negativo. In ogni caso, a differenza dell'ultima macchina analizzata, i costi di investimento delle altre due prese in considerazione sono valori ipotizzati, e quindi passibili di variazioni più o meno considerevoli.

3.2.8 Microturbine

All'interno dello studio, sono state portate avanti anche delle analisi con delle microturbine, in particolare con la Capstone C200, da 200 kW_e di potenza nominale.

Tabella 3.19: scheda tecnica micro turbina Capstone C200; fonte: <http://www.ibtgroup.it/>.

Potenza elettrica nominale	200 kW _e
Consumo gas 100% carico	63,2 Sm ³ /h
Consumo gas 75% carico	48,4 Sm ³ /h
Consumo gas 50% carico	33,2 Sm ³ /h
Temperatura fumi	280 °C
Potenza termica acqua 80°C 100% carico	0 kW _t
Portata fumi 100% carico	4788 kg/h

Le tre differenze che si notano subito rispetto ad un motore a combustione interna³⁷ sono le seguenti:

- temperatura dei fumi allo scarico ridotti di circa il 50%;
- portata dei fumi circa 6 volte più grande;
- nessuna potenza termica proveniente dal circuito di raffreddamento, che non è presente.

La diretta conseguenza del calo della temperatura, non sufficientemente compensato dall'aumento di portata, è una minor quantità di calore nello scambiatore dell'aria di cottura, rispetto a quello di asciugatura: in questo caso, al 100% del carico, si hanno 88 e 117 kW_t.

³⁷ Rispetto ad un motore a combustione interna di medesima potenza elettrica nominale.

Il mancato risparmio di gas per le aree di verniciatura a liquido e R&S è abbastanza irrilevante nel risultato complessivo dal momento che nei casi precedenti era di poco conto.

La logica di funzionamento impostata è la stessa che si è rivelata più vantaggiosa anche nei casi precedenti: la soglia ottimale sulla vendita di energia elettrica in rete è in questo caso di 50 kW_e.

3.2.8.1 Parametri CAR

Tabella 3.20: parametri CAR per microturbina Capstone C200.

Parametro		valore	u.d.m.
Ore di funzionamento		2611	h
Energia termica prodotta	H_{CHP}	490,18	MWh
Energia elettrica prodotta	E	476,05	MWh
Energia del combustibile	F	1421,76	MWh
Rendimento di primo principio	$\eta_{globale}$	67,97%	
C efficace (E_{CHP}/H_{CHP})	C_{eff}	0,81	
Energia elettrica CHP	E_{CHP}	395,33	MWh
Energia combustibile CHP	F_{CHP}	1180,67	MWh
Rendimento termico CHP	$CHP H_{\eta}$	41,52%	
Rendimento elettrico CHP	$CHP E_{\eta}$	33,48%	
Rendimento termico di riferimento	$Ref H_{\eta}$	84,00%	
Rendimento elettrico di riferimento	$Ref E_{\eta}$	48,80%	
Primary Energy Saving	PES	15,28%	
Risparmio di energia primaria	$RISP$	357,37	MWh
Numero di certificati bianchi	$C.B.$	43,03	
Rapporto E_{CHP}/E	E_{CHP}/E	0,83	

Interessante è osservare il parametro per la SEU, che è di 0,83: ben più istante dalla soglia minima, rispetto ai casi precedenti.

3.2.8.2 Flussi di cassa e VAN

I flussi di cassa sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 3.21: entrate e uscite annue per microturbina Capstone C200.

Descrizione	Entrate [k€]	Uscite [k€]
Acquisto energia elettrica		221,93
Vendita energia elettrica	21,19	
Gas acquistato per CHP (defiscalizzato e non)		50,65
Gas acquistato per integrazione bruciatori		19,48
Oneri di sistema autoconsumo		1,21
Accise energia elettrica autoconsumata		5,50
O&M		6,19
Certificati bianchi	4,30	
TOTALE	25,49	304,95

Dal confronto con la situazione attuale, il flusso di cassa annuo netto risulta pari a 26 920 €.

Il costo dell'investimento, anche in questo caso ipotizzato³⁸, è ben più alto in relazione alla potenza elettrica di targa: 300 000 €.

Tabella 3.22: flussi di cassa attualizzati e VAN per microturbina Capstone C200.

Anno	Flusso [€]	VAN [€]
0	-300 000	-300 000
1	25 887	-274 113
2	24 891	-249 222
3	23 934	-225 289
4	23 013	-202 276
5	22 128	-180 148
6	21 277	-158 871
7	20 459	-138 412
8	19 672	-118 741
9	18 915	-99 826
10	18 188	-81 638

Il VAN a 10 anni risulta di -81 638 €, da cui consegue un tempo di ritorno di oltre 15 anni. Per questi motivi, la scelta di una microturbina in questo caso di studio sembra essere decisamente poco conveniente, principalmente per i troppo elevati costi di investimento.

³⁸ Questa volta da un incaricato IBT, azienda che si occupa della fornitura e dell'installazione di microturbine della Capstone.

Conclusioni

Dai risultati ottenuti, si è visto come un'installazione di questo tipo non sia conveniente in un contesto come quello analizzato nel presente lavoro. In particolare, le ridotte ore di funzionamento, spesso a carico ridotto per la presenza degli impianti fotovoltaici che rendono le richieste termica ed elettrica non contemporanee, portano ad avere rientri annui troppo bassi per poter compensare l'investimento in tempi brevi. Nei casi dei motori a combustione interna, poi, lo scarso utilizzo dell'acqua calda a disposizione comporta un margine troppo ristretto dalla soglia di ottenimento della certificazione SEU, mettendo maggiormente a rischio l'investimento, in caso di pagamento di tutti gli oneri di sistema sull'autoconsumo.

Tuttavia, sono presenti degli sviluppi futuri che possono rendere l'investimento nuovamente interessante. Una volta ottenuti i dati separati per la parte cottura ed asciugatura del nuovo forno, è possibile dimensionare una macchina di taglia minore, che soddisfi le richieste di una sola delle due aree, potendo funzionare sempre a pieno carico, anche dal punto di vista elettrico. L'installazione più appetibile potrebbe essere per l'area di asciugatura, in quanto sarebbe possibile utilizzare direttamente i fumi di scarico all'interno del forno, eliminando scambiatori di calore e conseguenti ΔT di scambio termico. Il cogeneratore sarebbe in questo caso allacciato elettricamente a Tecover, eliminando il problema della sovrapposizione col fotovoltaico, e quindi dell'eccessiva vendita; la macchina potrebbe seguire senza problemi la richiesta del forno, ed essendo di taglia più piccola, adattarsi ai minori consumi elettrici della sola area Tecover. Anche la produzione di acqua calda sarebbe più bassa, e quindi accumulabile tranquillamente nel serbatoio, oppure utilizzata direttamente per il lavaggio dei pezzi da polimerizzare, riducendo il transito di acqua calda dal serbatoio in Arneg verso Tecover. Una volta note le richieste certe dell'area di asciugatura del nuovo impianto sarà possibile scegliere la giusta taglia per il cogeneratore.

Bibliografia

- [1] *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana*, Decreto 5 settembre 2011

- [2] *Ministero dello Sviluppo Economico*, Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)

- [3] *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della commissione del 12 ottobre 2015

- [4] *GSE*, Guida alla qualifica dei sistemi SEU e SEESEU

- [5] *Sito web*: GSE – Gestore Servizi Energetici; <http://www.gse.it/>

- [6] *Sito web*: Ministero dello Sviluppo Economico; <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/>

- [7] *Sito web*: Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico; <http://www.autorita.energia.it/>