

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

A.A. 2022/2023

Sessione di Laurea: luglio 2023

Tesi di Laurea Magistrale

Il ruolo dell'efficiamento energetico per le PMI: opportunità e limiti nel settore industriale



**Politecnico
di Torino**

Relatore:
Professore Salvatore Mancò

Candidato:
Luca Alberghina

Correlatore:
Ing. Francesco Fileti

A mia madre Patrizia e mio fratello Andrea

Abstract

Le vicende geopolitiche e sociosanitarie degli ultimi anni hanno fortemente influenzato l'attuale panorama energetico, ponendo ulteriori difficoltà al processo di decarbonizzazione necessario a contrastare l'emergenza climatica. In particolare, il conflitto tra la Russia e l'Ucraina ha messo in luce la vulnerabilità dell'attuale mix energetico mondiale. L'Italia ha risentito particolarmente della volatilità dei mercati energetici conseguente ai provvedimenti e alle sanzioni associate alla guerra.

La transizione e la sicurezza energetica sono due esigenze che possono trovare l'equilibrio grazie a un fattore sempre più fondamentale: l'efficienza energetica. Questa permette di sfruttare l'energia in modo razionale, riducendo gli sprechi e ottenendo lo stesso risultato grazie a un minore impiego di risorse e una conseguente riduzione dei costi di esercizio.

L'obiettivo dell'elaborato di tesi è stato di mettere in evidenza il ruolo dell'efficienza energetica per le Piccole e Medie Imprese (PMI), parte fondamentale del tessuto economico italiano. Esse hanno risentito particolarmente delle conseguenze del contesto appena descritto e la transizione energetica può rappresentare una grossa sfida.

A tale proposito diventa sempre più importante la sensibilizzazione verso un percorso sostenibile di efficientamento energetico, reso però difficoltoso da numerosi ostacoli. Sono state esaminate due realtà industriali per mezzo della diagnosi energetica, che rappresenta il primo passo verso l'efficientamento energetico.

Le due imprese sono Masterwatt, azienda non obbligata alla realizzazione della diagnosi, specializzata principalmente nella produzione di riscaldatori elettrici ad uso industriale, ed Endura, impresa chimica energivora, specializzata nella produzione di principi attivi e sinergici per insetticidi domestici, fragranze e fine chemicals.

Dalle analisi effettuate sono emerse sia le opportunità che le criticità legate al percorso di efficientamento energetico: da una parte la riduzione dei consumi energetici e dei costi annessi rappresenta un fattore di fondamentale importanza per la competitività delle PMI in un'ottica di transizione energetica; d'altra parte, questo percorso risulta necessario ma messo fortemente a rischio da barriere economico-finanziarie, strutturali e di competenza e conoscenza delle pratiche di gestione energetica.

Indice

1	INTRODUZIONE.....	- 1 -
1.1	Contesto e obiettivi.....	- 1 -
1.2	Struttura.....	- 1 -
2	CONTESTO ENERGETICO E IMPATTO SULLE PMI	- 3 -
2.1	Crisi energetica globale.....	- 3 -
2.1.1	Panoramica sui mercati energetici: PUN e TTF.....	- 3 -
2.1.2	Conseguenze socioeconomiche e politiche.....	- 4 -
2.1.3	Principali provvedimenti normativi italiani	- 7 -
2.2	PMI in Italia	- 10 -
2.3	Impatto della crisi energetica sulle PMI.....	- 13 -
3	PMI ED EFFICIENTAMENTO ENERGETICO	- 17 -
3.1	Rischio transizione per PMI	- 18 -
3.2	Piano di sensibilizzazione all'efficientamento energetico	- 19 -
3.3	Criticità e barriere	- 22 -
3.4	Incentivi e opinione degli stakeholders	- 25 -
4	QUADRO NORMATIVO DELLE DIAGNOSI ENERGETICHE	- 30 -
4.1	Contesto normativo	- 30 -
4.2	Procedura per la realizzazione delle diagnosi energetiche.....	- 32 -
5	CASO STUDIO 1: MASTERWATT	- 39 -
5.1	Descrizione dell'impresa e dei processi.....	- 39 -
5.2	Analisi dei consumi di energia	- 42 -
5.2.1	Energia Elettrica.....	- 44 -
5.2.2	Energia Termica	- 49 -
5.3	Struttura energetica aziendale.....	- 51 -
5.4	Descrizione della strategia di monitoraggio	- 54 -
5.5	Modello elettrico	- 57 -

5.6	Modello termico	- 62 -
5.7	Indicatori di prestazione energetica (EnPI)	- 64 -
5.7.1	EnPI elettrico.....	- 64 -
5.7.2	EnPI Termico	- 66 -
5.8	Identificazione interventi	- 66 -
5.8.1	Interventi gestionali: installazione e gestione del sistema di monitoraggio dei consumi.....	- 67 -
5.8.2	Interventi tecnologici.....	- 69 -
5.9	Riepilogo interventi.....	- 91 -
5.10	Criticità e commenti	- 93 -
5.10.1	Accesso ai finanziamenti: bando Regione Piemonte.....	- 93 -
5.10.2	Importanza del sistema di monitoraggio dei consumi	- 95 -
6	CASO STUDIO 2: ENDURA	- 98 -
6.1	Descrizione dell'impresa e dei processi	- 98 -
6.1.1	IMPIANTO 801	- 102 -
6.1.2	IMPIANTO 802	- 108 -
6.1.3	Produzione.....	- 112 -
6.2	Analisi dei consumi di energia	- 114 -
6.3	Energia Elettrica	- 116 -
6.4	Energia Termica.....	- 119 -
6.5	Struttura energetica aziendale.....	- 121 -
6.6	Descrizione della strategia di monitoraggio	- 124 -
6.7	Modello elettrico	- 128 -
6.8	Modello termico	- 133 -
6.9	Indicatori di prestazione energetica (EnPI).....	- 136 -
6.9.1	EnPI elettrico.....	- 136 -
6.9.2	EnPI Termico	- 137 -
6.10	Identificazione interventi	- 139 -

6.10.1	Interventi gestionali: ottimizzazione del SGE e del monitoraggio.....	- 139 -
6.10.2	Interventi tecnologici.....	- 141 -
6.11	Conclusioni	- 156 -
6.12	Criticità e commenti	- 157 -
6.12.1	Sistema di Gestione dell'Energia ISO 50001.....	- 157 -
7	CONCLUSIONI	- 167 -
8	BIBLIOGRAFIA	- 170 -

1 INTRODUZIONE

1.1 Contesto e obiettivi

L'efficienza energetica assume un ruolo chiave nell'ottica del processo di transizione energetica come risposta alla crisi climatica.

Il percorso di decarbonizzazione è stato fortemente condizionato dalle vicende geopolitiche e sociosanitarie degli ultimi anni, che hanno messo in evidenza la vulnerabilità del mix energetico mondiale e la conseguente volatilità dei mercati.

La sicurezza energetica, intesa come la disponibilità di rifornimenti energetici affidabili a prezzi che si dissociano dalle fluttuazioni dei costi degli approvvigionamenti, può essere garantita dall'efficientamento energetico e dalla promozione di fonti rinnovabili.

L'obiettivo del presente elaborato è di mettere in evidenza il ruolo dell'efficienza energetica per le Piccole e Medie Imprese (PMI), che hanno risentito particolarmente dei fenomeni descritti, e analizzare se, al giorno d'oggi, esse siano pronte e nelle condizioni favorevoli ad un necessario percorso di transizione energetica.

A questo proposito, grazie all'esperienza svolta nell'azienda di consulenza energetica Energon Trade, si sono realizzate delle diagnosi energetiche per due realtà industriali, al fine di identificare le opportunità di risparmio energetico e mettere in luce le criticità e i limiti che possono riscontrare le piccole imprese industriali.

1.2 Struttura

Lo studio si sviluppa su più livelli, identificabili nei vari capitoli come riportato di seguito:

- nel capitolo 2 viene analizzato il contesto energetico e l'impatto che esso ha sulle Piccole e Medie Imprese (PMI);
- nel capitolo 3 viene indagato il ruolo dell'efficientamento energetico e i limiti annessi alle PMI;
- nel capitolo 4 viene introdotto il quadro normativo della diagnosi energetica, primo passo verso l'efficientamento energetico;
- nel capitolo 5 viene riportato il primo caso studio: sono esposti i punti salienti della diagnosi energetica realizzata per l'azienda Masterwatt, media impresa non soggetta all'obbligo di diagnosi energetica;
- nel capitolo 6 vengono presentati i punti chiave della seconda diagnosi energetica, realizzata per l'azienda Endura, media impresa energivora e quindi soggetta a obbligo;

- nel capitolo 7 vengono, infine, riportate le considerazioni effettuate a valle dello studio.

2 CONTESTO ENERGETICO E IMPATTO SULLE PMI

2.1 Crisi energetica globale

Uno dei principali problemi che ci si ritrova ad affrontare nel panorama odierno riguarda l'emergenza climatica. La decarbonizzazione e la transizione energetica sono i principali obiettivi perseguiti per contrastarla.

Gli eventi geopolitici e sociosanitari che hanno interessato il pianeta negli ultimi anni hanno apportato notevoli cambiamenti sul fronte energetico, rallentando oltremodo il perseguimento degli obiettivi prefissati per contrastare la crisi climatica.

La pandemia causata da Covid-19 sviluppatasi nel 2020, ha comportato, tra i vari effetti, una drastica riduzione dei consumi come effetto dei blocchi di produzione, a cui è seguita una rapidissima ripresa.

Nel febbraio del 2022 è, inoltre, scoppiato il conflitto, ancora irrisolto, tra Russia e Ucraina. Questo evento ha causato una vera e propria crisi energetica globale.

2.1.1 Panoramica sui mercati energetici: PUN e TTF

A seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia e delle conseguenze ad essa associate, il prezzo del gas naturale ha raggiunto record storici e, di conseguenza, anche il prezzo dell'energia elettrica ha subito notevoli incrementi.

Le imprevedibili fluttuazioni del mercato energetico hanno significativamente condizionato l'economia di molti Paesi, in particolare l'Italia. In Figura 1 e 2 sono mostrati gli andamenti degli indici di riferimento del mercato energetico italiano degli ultimi mesi, rispettivamente il PUN, *Prezzo Unico Nazionale*, per il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica e il TTF e il PSV per il prezzo del gas naturale che viene importato.

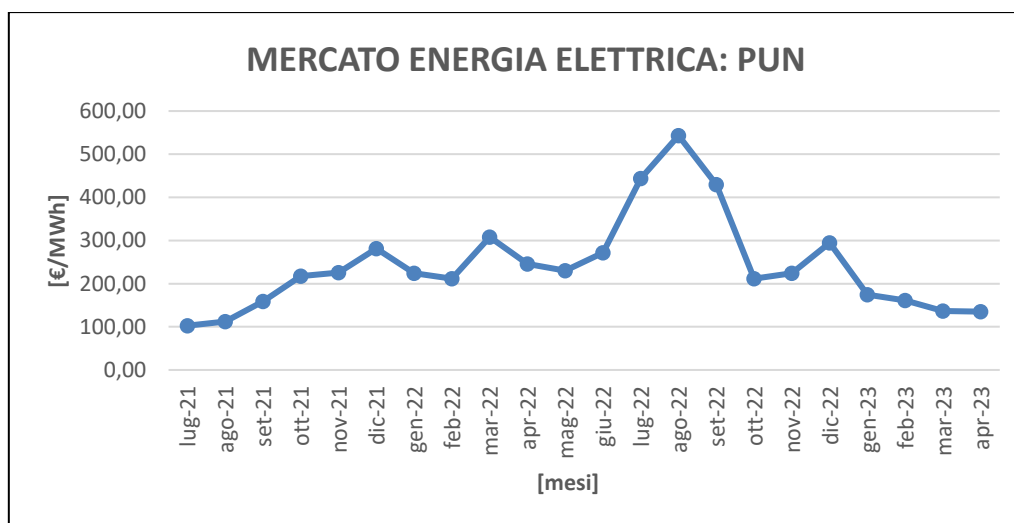


Figura 1 Andamento del Prezzo Unico Nazionale

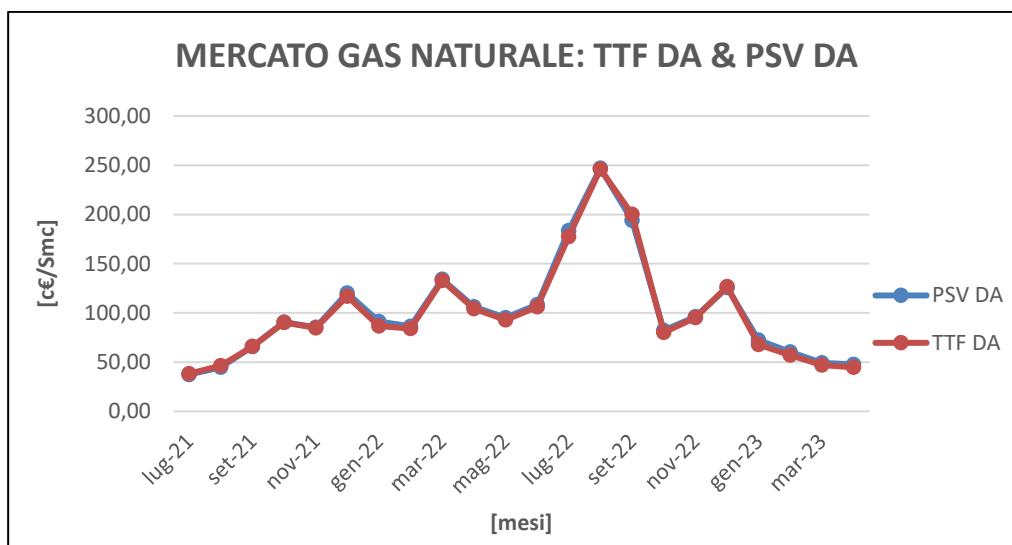


Figura 2 Andamento TTF DA e PSV DA

Risultano evidenti i picchi dei prezzi verificatisi ad agosto 2022, con un certo ritardo rispetto all'inizio del conflitto: 543,15 €/MWh per il PUN e 246,06 c€/Smc per il TTF. Attualmente l'andamento è al ribasso e sembra che i prezzi si stiano assestando verso valori confrontabili con il periodo anteguerra, ma proprio a causa dell'imprevedibilità degli eventi che riguardano il panorama geopolitico, è possibile che si riverifichi un nuovo aumento dei prezzi.

2.1.2 Conseguenze socioeconomiche e politiche

L'attuale crisi energetica presenta alcuni parallelismi con lo shock petrolifero degli anni '70, ma con alcune importanti differenze. Mentre negli anni '70 l'economia globale era fortemente dipendente dal petrolio e in maniera più marginale dal gas, la crisi odierna coinvolge tutti i combustibili fossili. Inoltre, il fenomeno della globalizzazione sviluppatosi negli ultimi anni ha comportato una elevata interconnessione economica tra i vari Paesi del mondo amplificando, così, la magnitudo degli impatti.

A seguito della ripresa economica post-Covid del 2021 ha avuto inizio il rincaro dei prezzi dell'energia. Già da allora la Russia ha iniziato a ridurre le forniture di gas all'Europa e la successiva invasione dell'Ucraina ha aggravato notevolmente la situazione, inducendo la Russia a usare le forniture di gas come arma di guerra. Numerosi Paesi europei hanno dichiarato di voler eliminare del tutto le importazioni di gas russo. In particolare, Stati Uniti, Unione Europea e Regno Unito hanno approvato sanzioni via via crescenti, che possono dividersi in tre macrocategorie¹:

¹ Rapporto Regionale PMI 2022

- congelamento dei beni, divieto di ingresso nei rispettivi Paesi e blocco dello spazio aereo commerciale;
- finanziarie, rivolte alla Banca Centrale Russa ed ai principali enti finanziari;
- commerciali su import ed export.

Esse sono state, con l'avanzare del conflitto, progressivamente inasprite, fino ad arrivare a colpire per la prima volta le importazioni dalla Russia di materie prime energetiche, vietare le attività degli autotrasportatori russi e l'accesso ai porti di navi russe. Le sanzioni stanno avendo un impatto rilevante sull'economia russa ma la loro ricaduta è forte anche sui Paesi che le applicano. A risentire di tale effetto è, in particolar modo, l'Italia per cui la Russia risulta essere un importante mercato di approvvigionamento.

La Russia, infatti, rappresenta il principale Paese esportatore di combustibili fossili al mondo e un fornitore di fondamentale importanza per l'Europa: nel 2021, un quarto dei volumi complessivi dell'energia consumata dall'Unione Europea proveniva dalla Russia².

Per far fronte al razionamento o l'interruzione dell'esportazione delle forniture del gas russo, l'Europa ha deviato le forniture dai tradizionali acquirenti, determinando così un rialzo dei prezzi del gas naturale liquefatto trasportato via mare da Australia, Stati Uniti e Qatar.

A risentire dell'aumento dei prezzi è stato anche il mercato dell'energia elettrica. I prezzi del petrolio hanno subito un forte rialzo a seguito della riconfigurazione delle rotte commerciali internazionali dopo che gli Stati Uniti e tanti Paesi europei hanno dichiarato l'intenzione di dissociarsi dalle forniture di petrolio russe. Molti grandi produttori di petrolio non sono stati in grado di aumentare l'offerta e soddisfare la domanda a causa della mancanza di investimenti negli ultimi anni.

L'aumento dei prezzi dell'energia è stato fortemente incidente per la crescita dei livelli di inflazione, spingendo le famiglie verso la povertà, costringendo alcuni impianti a ridurre o bloccare i loro livelli di produzione perché fortemente dipendenti da essa. Queste dinamiche hanno rallentato la crescita economica indirizzando alcuni Paesi verso una fase di grave recessione. L'Europa si è rivelata vulnerabile in materia di approvvigionamento di gas, essendo dipendente dalla Russia.

Nelle economie emergenti e in via di sviluppo il rincaro delle forniture di energia ha determinato un aumento della povertà e ha frenato il percorso verso una fruizione

² IEA – International Energy Agency

universale dell'energia a prezzi accessibili. Anche nelle economie avanzate, l'aumento dei prezzi ha avuto un impatto sulle famiglie vulnerabili e innescato notevoli tensioni di natura economica, sociale e politica. [2] A tale proposito risulta interessante citare un articolo della prestigiosa rivista britannica *Economist*, secondo cui la crisi energetica potrebbe aver causato il decesso di 68.000 persone nell'ultimo inverno. In Figura 3 è riportato il grafico a cui ci si riferisce, estratto dal suddetto articolo.

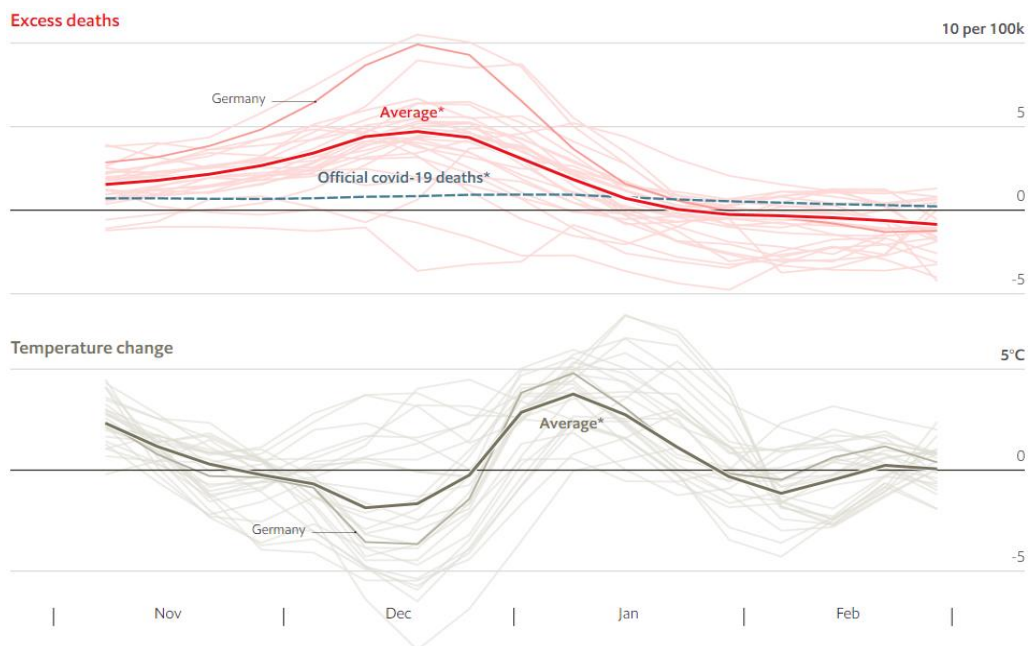


Figura 3 Eccesso dei decessi in Europa nell'inverno 2022-2023³

Secondo questo studio, nell'inverno 2022-2023, le ristrettezze legate alle ingenti bollette e la scelta di molti cittadini di limitare i propri consumi e di esporsi al freddo hanno causato direttamente e indirettamente più morti di quelli dovuti al Covid-19 in tutta Europa. La stima dell' *Economist* si è basata sull'eccesso di mortalità in Europa rispetto agli anni precedenti, non spiegabile con i decessi correlati alla pandemia e alle sue conseguenze sanitarie: i modelli della rivista britannica hanno stimato che la crisi energetica possa aver ucciso mediamente 68.000 persone nell'ultimo inverno su un campione di 150.000 morti in eccesso registrati nel territorio europeo; il numero minimo di morti dirette stimato è di circa 22.000, mentre, contando anche le conseguenze più radicali del caro energia, inclusi gli impatti sul sistema sanitario e sulla diffusione del Covid in ambienti freddi, si arriva ad un massimo di circa 138.000 decessi in eccesso, imputabili in grossa parte all'austerità energetica impostata per sopperire al rincaro dei prezzi a seguito del conflitto tra Russia e Ucraina (circa 60.000 dovuti al

³ Fonte: "The Economist"

Covid-19). L'articolo segnala come ci sia una correlazione diretta tra l'aumento dei prezzi e quello dei decessi: l'aumento di circa il 30% del prezzo medio dell'energia dello scorso inverno è stato correlato ad un aumento della mortalità settimanale di un paese di circa il 2,2%. Da queste analisi risulta evidente come la crisi energetica possa avere dei forti risvolti dal punto di vista sociale, oltre che economico. Superare la logica del prezzo marginale e garantire a prezzi minori l'energia prodotta da rinnovabili o addirittura investire su di esse, con l'aiuto delle Autorità, avrebbe certamente mitigato la situazione.

Molti governi stanno cercando di agevolare i clienti e le imprese tramite aiuti diretti o contenendo i prezzi imposti ai consumatori. Tuttavia, visti gli livelli di inflazione ormai raggiunti in numerosi Paesi e i conseguenti incrementi dei tassi di interesse, le possibilità di attutire l'impatto sono ora ulteriormente ridotte rispetto all'inizio del 2020.

L'Europa ha incrementato le importazioni di gas provenienti da produttori alternativi quali Norvegia, Azerbaigian e Algeria. Diversi Paesi hanno ripreso o incrementato l'uso del carbone per la produzione di energia elettrica e alcuni stanno estendendo la vita utile delle centrali nucleari destinate alla dismissione.

L'invasione dell'Ucraina ha innescato un processo di riesame delle politiche e delle priorità energetiche, mettendo in discussione decenni di decisioni in materia di infrastrutture e investimenti e riorientando profondamente il commercio energetico internazionale. In numerosi Paesi il gas avrebbe dovuto svolgere un ruolo chiave fungendo da "ponte" tra i combustibili fossili più inquinanti e le energie rinnovabili, eppure, la crisi odierna ne ha messo in discussione l'affidabilità. [2]

2.1.3 Principali provvedimenti normativi italiani

Le criticità più rilevanti generate dal conflitto riguardano l'energia: circa un quinto degli acquisti italiani di gas e petrolio è di provenienza russa.⁴ L'impatto delle sanzioni europee e del progressivo razionamento degli approvvigionamenti russi di gas hanno generato rincari sui prezzi dei consumi civili e industriali mai visti prima, inducendo il Governo a introdurre e poi rafforzare misure di contenimento dei prezzi dei vettori energetici, in particolare per le utenze non domestiche. Vengono riportati di seguito i principali provvedimenti normativi introdotti:

- A marzo 2022 è stato pubblicato il D.L. 17/2022 "Decreto Energia" ("Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale,

⁴ Dati Confindustria

per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali”), per compensare cittadini e imprese dei rincari derivanti dalla crisi internazionale in atto sul mercato del gas naturale e dell’energia elettrica;

- Al D.L. 17/2022 è seguito un secondo D.L. n. 21/2022 (“Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi energetica”) per il contrasto della crisi energetica, che ha esteso le misure precedenti, rafforzando i crediti d’imposta a favore delle imprese energivore, non energivore e gasivore, e ne ha introdotte delle nuove. Con questo secondo intervento è stata ampliata la platea dei beneficiari delle misure di mitigazione degli impatti della crisi energetica;
- Successivamente vi è stato un terzo D.L. n. 50/2022 “Decreto Aiuti” (“Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina”), impostato sulle precedenti misure ma caratterizzato da una parziale semplificazione delle procedure autorizzative e dall’individuazione delle aree idonee per l’installazione di impianti di energie rinnovabili;
- è seguito il D.L. n. 80/2022, non convertito in legge ma con validità dei suoi atti, con oggetto “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell’energia elettrica e del gas naturale per il terzo trimestre 2022 e per garantire la liquidità delle imprese che effettuano stoccaggio di gas naturale”. A questo seguono rafforzamenti e proroghe del “Decreto Aiuti”;
- Il D.L. n. 115/2022 “Decreto Aiuti-bis” con oggetto “Misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali”;
- Il D.L. n. 144/2022 “Decreto Aiuti-ter” con oggetto “Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)”;
- Il più recente, il D.L. n. 176/2022 “Decreto Aiuti-quater” con oggetto “Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica.

I decreti hanno introdotto misure per il contenimento dei costi delle bollette energetiche che riguardano in particolar modo [3]:

- Azzeramento degli oneri generali delle bollette elettriche;
- Riduzione dell’IVA (al 5%) e degli oneri generali nel settore del gas;

- Credito d'imposta sulle spese di energia elettrica e gas sia alle imprese energivore e Grandi Imprese che alle Piccole e Medie Imprese, per tutti i settori;
- Possibilità di rateizzare delle bollette;
- Rafforzamento del bonus sociale elettrico e del gas per i clienti domestici economicamente svantaggiati ed in gravi condizioni di salute;
- Riduzione delle accise sui carburanti per il trasporto;
- Bonus per l'utilizzo dei trasporti pubblici;
- Contributo aggiuntivo alla sanità, alle regioni e ai comuni in difficoltà per affrontare la spesa per le utenze di energia elettrica e gas;
- Possibilità per le amministrazioni di impiegare quelle risorse assegnate e non utilizzate del PNRR relative a procedure di affidamento di contratti pubblici, per i medesimi interventi, per far fronte ai maggiori oneri derivanti dall'aumento dei prezzi delle materie prime, dei materiali, delle attrezzature, delle lavorazioni, dei carburanti e dell'energia.

In aggiunta le misure riguardano anche la produzione nazionale di energia da fonti rinnovabili, al fine di aumentarla per diversificare il mix energetico e ridurre le importazioni dall'estero [3]:

- Semplificazioni per l'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici sugli edifici;
- Incentivi per l'impiego in ambito agricolo;
- Misure di semplificazione volte a favorire la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili;
- Classificazione degli impianti di rigassificazione come "strategici, di pubblica utilità, indifferibili e urgenti".

Queste misure, associate alle azioni di diversificazione degli approvvigionamenti di gas (nuovi contratti esteri, aumento dei flussi dai gasdotti mediterranei, navi gasiere e rigassificatori) per eliminare la dipendenza dalle importazioni dalla Russia, potrebbero determinare una riduzione dei prezzi energetici a medio termine, non garantendone, però, una continuità sul lungo termine.

Tra le misure adottate per contrastare l'aumento dei prezzi, l'UE ha introdotto il tetto al prezzo del gas o *Price Cap*, entrato in vigore il 15 febbraio, che non ha avuto un vero e proprio riscontro ma ha funzionato da deterrente per stabilizzare il mercato, senza mai essere realmente attivato: secondo questo meccanismo di correzione del mercato, il tetto massimo viene imposto se il prezzo del gas sul mercato olandese TTF supera i 180

€/MWh per tre giorni lavorativi e se è superiore di 35 €/MWh rispetto al prezzo di riferimento del gas naturale liquido sui mercati globali negli stessi tre giorni. L'Acer, Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia dell'Unione Europea, afferma che il *Price Cap* non abbia avuto impatti significativi diretti e inequivocabili sui mercati energetici: le cause dell'abbassamento dei prezzi vanno ricondotte ai fondamentali del mercato, ossia a una combinazione di clima mite, crescita della generazione elettrica da fonti rinnovabili, riduzione dei consumi di gas soprattutto a livello industriale, forniture di GNL sopra la media. Anzi, rappresenterebbe un rischio dato che i prezzi potrebbero aumentare a causa del fatto che i fornitori di gas potrebbero essere indotti dal *Price Cap* a smettere di vendere futures.

2.2 PMI in Italia

A risentire dell'instabilità del contesto appena descritto, in maniera più o meno accentuata, sono sia le imprese più grandi che quelle più piccole, fino ad arrivare all'utente domestico.

Nel presente elaborato si vuole mettere in evidenza la posizione delle piccole e medie imprese italiane o PMI. Per PMI si intendono le società di micro, piccole e medie dimensioni, ovvero tutte le società con meno di 250 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 50 milioni di euro o un totale di bilancio annuo che non supera i 43 milioni di euro.

In particolare, la Commissione Europea classifica le imprese nel seguente modo:

- Grandi Imprese: aziende con più di 249 dipendenti e oltre 50 milioni di euro di fatturato annuo e/o un attivo maggiore di 43 milioni di euro;
- Medie Imprese: aziende da 50 a 249 dipendenti, un fatturato annuo inferiore ai 50 milioni di euro e/o un attivo inferiore ai 43 milioni;
- Piccole Imprese: aziende da 10 a 49 dipendenti e un fatturato annuo o un attivo inferiori ai 10 milioni di euro;
- Micro Imprese: le aziende con meno di 10 dipendenti e un fatturato o un attivo pari o inferiori ai 2 milioni di euro.

L'aggregato delle micro, piccole e medie imprese costituisce il fulcro del sistema produttivo italiano, contribuendo in modo fondamentale all'economia del Paese. In Figura 4 sono mostrati alcuni dati del 2018 riguardo le PMI in Italia: esse rappresentano il 99,9% del totale delle imprese operanti sull'intero territorio nazionale, generando circa il 67% del fatturato del Paese e contribuendo a impiegare oltre il 78% dei lavoratori. Ecco, quindi, perché le PMI sono la vera e propria struttura portante del sistema produttivo italiano.

Class size	Number of enterprises			Number of persons employed			Value added		
	Italy		EU-28	Italy		EU-28	Italy		EU-28
	Number	Share	Share	Number	Share	Share	Billion €	Share	Share
Micro	3,599,695	94.9%	93.0%	6,719,319	44.9%	29.7%	208.1	28.4%	20.8%
Small	172,324	4.5%	5.9%	3,088,490	20.7%	20.1%	151.8	20.7%	17.6%
Medium-sized	19,226	0.5%	0.9%	1,873,898	12.5%	16.8%	131.0	17.9%	18.0%
SMEs	3,791,245	99.9%	99.8%	11,681,707	78.1%	66.6%	490.9	66.9%	56.4%
Large	3,380	0.1%	0.2%	3,270,222	21.9%	33.4%	242.5	33.1%	43.6%
Total	3,794,625	100.0%	100.0%	14,951,929	100.0%	100.0%	733.3	100.0%	100.0%

Figura 4 Dati su PMI in Italia⁵

Ne consegue che anche dal punto di vista dei consumi energetici l'incidenza delle PMI sia rilevante. Grazie al progetto europeo "LEAP4SME" si ha a disposizione una mappatura dei consumi energetici dei Paesi aderenti all'iniziativa, tra cui l'Italia: questo progetto nasce con l'obiettivo di sostenere gli Stati aderenti nella creazione o nel miglioramento dei programmi energetici nazionali per il settore delle Piccole e Medie Imprese. Il progetto si sviluppa su un orizzonte temporale di tre anni a partire da settembre 2020 ed è coordinato da ENEA (Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile), e coinvolge le Agenzie Energetiche Nazionali dei Paesi aderenti (Portogallo, Austria, Slovacchia, Grecia, Regno Unito, Polonia, Croazia e Malta). Dagli studi effettuati risulta che i consumi energetici più elevati, tra gli Stati aderenti, sono quelli italiani: gli anni di riferimento utilizzati per i calcoli sono dal 2017 al 2019 e si stimano dei consumi energetici compresi tra circa 28 Mtoe e 42 Mtoe in base agli approcci di calcolo utilizzati, con un'incidenza percentuale sul GIC (*Gross inland energy consumption*, consumi totali per la fornitura energetica per tutte le attività sul territorio, esclusi i bunker internazionali marittimi) rispettivamente del 18% e 27%. [13]

Il consumo energetico delle PMI, seppur poco considerevole a livello singolo, risulta notevole globalmente. A livello europeo, secondo le stime dell'IEA, il consumo energetico delle PMI risulta essere almeno il 13% dei consumi energetici globali ed è pari a circa un terzo del consumo energetico del settore industria e servizi.

Inoltre, tra le PMI italiane spiccano anche circa 2.300 PMI energivore: per imprese energivore si intendono quelle che hanno consumi elevati di energia elettrica, con una forte incidenza sul proprio fatturato; in particolare, ogni anno i nomi degli energivori italiani (PMI e non) vengono pubblicati negli elenchi del portale energivori della CSEA (Cassa Servizi Energetici e Ambientali). Dal Decreto Legislativo 21/12/2017 i requisiti per essere energivori sono di avere dei consumi energetici maggiori o uguali a 1 GWh ed essere caratterizzati da un indice di intensità elettrica su VAL superiore al 20%

⁵ Fonte: "2019 SBA Fact Sheet – Italy – Commissione Europea"

(l'indice di intensità elettrica è il rapporto tra VAL, Valore Aggiunto Lordo, e costo sostenuto per l'energia elettrica), oltre che appartenere ad uno dei settori merceologici compresi negli allegati 3 e 5 delle Linee Guida UE ed essere contestualmente iscritta agli elenchi definitivi pubblicati ogni anno della CSEA.

Le figure seguenti indicano i prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale nel 2021 per i consumatori industriali: entrambi i grafici mostrano come, al diminuire dei consumi energetici, il costo specifico per kWh e per Smc aumenti notevolmente. Le classi di consumo non identificano la classificazione delle imprese presentata dalla Commissione Europea, ma tendenzialmente gli scaglioni con i consumi energetici più bassi riguardano le PMI, al netto di qualche eccezione (PMI energivore).

In conclusione, si osserva come tali distribuzioni dei costi vadano ad aggravare l'impatto della crisi energetica sulle PMI.

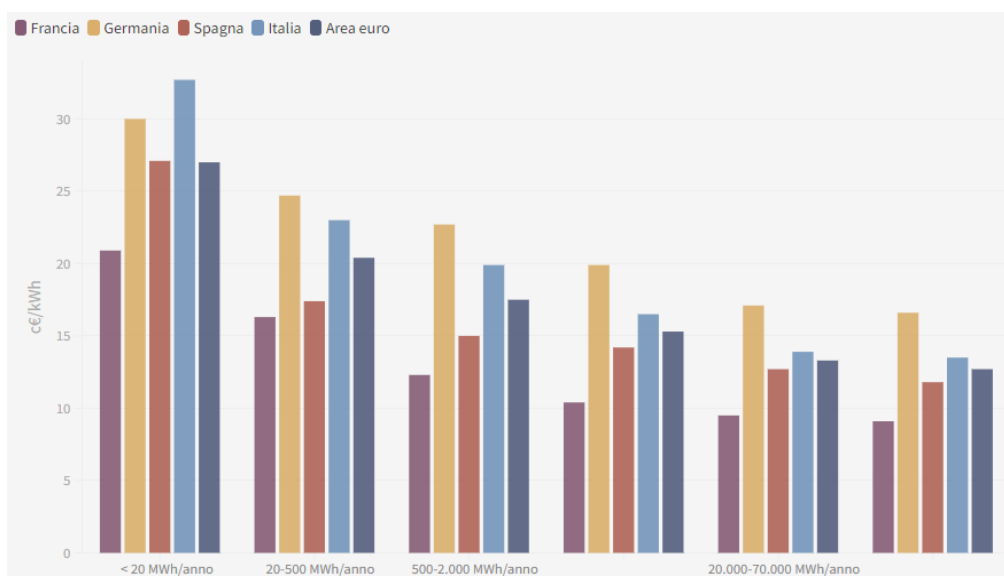


Figura 5 Prezzi finali 2021 dell'energia elettrica per i consumi industriali (UE e Area Euro)⁶

Per quanto riguarda l'energia elettrica si nota, inoltre, come l'Italia abbia i valori più elevati di costo specifico in Europa, ad eccezione della Germania per quanto riguarda i consumi superiori a 20 MWh/anno. Rispetto alla media europea, invece, i piccoli imprenditori pagano mediamente il 15% in più.

⁶ Fonte: "ARERA, elaborazione su dati Eurostat, Relazione annuale 2022"

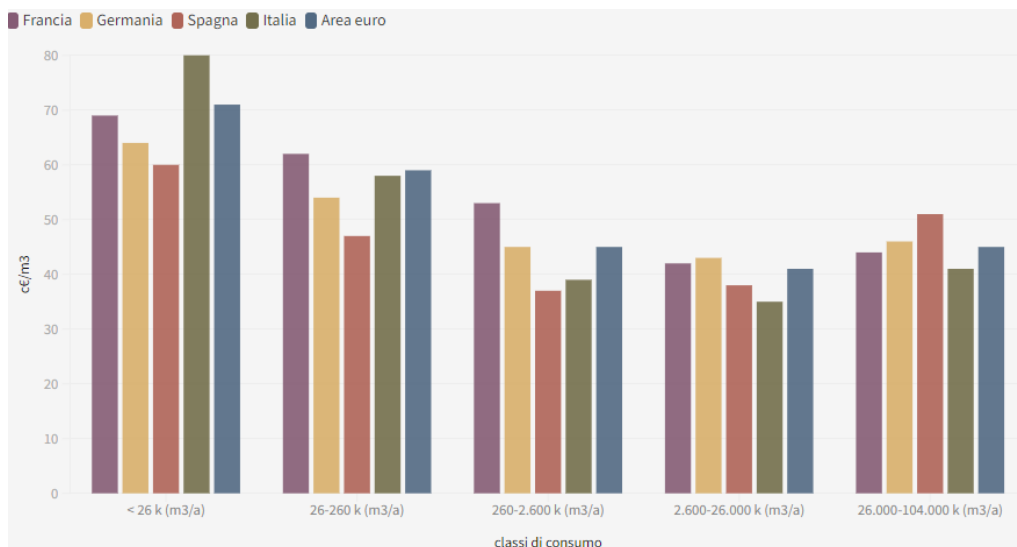


Figura 6 Prezzi finali 2021 al lordo delle imposte del gas naturale per i consumatori industriali (UE e Area Euro)⁵

Per quanto concerne i consumi di gas naturale si evidenzia come i costi specifici siano i più alti per utenze industriali con consumi minori di 26.000 Smc/anno in Italia. Questi dati dimostrano come le PMI siano le imprese meno agevolate, su cui gravano i costi specifici maggiori.

In merito alle tariffe dell'energia elettrica, ad aver aumentato la differenza di costi tra piccole e grandi imprese, ha contribuito l'entrata in vigore, dal primo gennaio 2018, della riforma degli energivori. Come spiega la Cgia (Confartigianato industriale), questa novità legislativa prevede un costo agevolato dell'energia elettrica per le grandi industrie azzerando la voce 'Oneri e Imposte', ridistribuendola a carico di tutte le altre categorie di imprese escluse dalle agevolazioni.

Questo gap si è leggermente ridotto a seguito delle misure introdotte dal Governo Draghi nella seconda parte del 2021.

Per quanto riguarda il gas, invece, il divario tariffario è dovuto al fatto che tutte le Grandi Imprese ricevono dai fornitori delle offerte personalizzate in base alle proprie necessità.

Dunque, il peso dei consumi è determinante per ricevere dal fornitore una tariffa vantaggiosa, possibilità che alle piccole imprese è preclusa. Va ricordato, infatti, che nel mercato libero le offerte di prezzo possono interessare solo la componente energia mentre le altre voci di spesa - trasporto, oneri di sistema, etc. - sono stabilite dall'Autorità per l'Energia e sono uguali per tutti i fornitori.

2.3 Impatto della crisi energetica sulle PMI

La forte volatilità dei mercati potrebbe togliere slancio alla traiettoria di rilancio di molti settori colpiti dalla pandemia. La destabilizzazione del quadro internazionale in

seguito al conflitto russo-ucraino potrebbe condizionare negativamente le prospettive di ripresa delle PMI italiane, dopo la significativa crescita registrata nel corso del 2021. A seguito di quanto detto, risulta interessante presentare alcuni risultati del rapporto *Cerved PMI* [14], documento annuale dedicato all'analisi delle Piccole e Medie Imprese italiane e al loro stato di salute economico e finanziario. Il conflitto russo-ucraino e l'intensificazione dello shock energetico hanno innescato una serie di mutamenti sul piano geopolitico e macroeconomico. Cerved ha proiettato i bilanci delle PMI nel biennio 2022-23 sulla base di due scenari: baseline e worst. Gli elementi chiave che differenziano gli andamenti nei due scenari sono legati al conflitto, all'evoluzione della crisi energetica, alla capacità di implementare in modo efficace il PNRR e al grado di restrizione della politica monetaria della BCE. Nello scenario baseline si assume una stabilizzazione di questi elementi, mentre nello scenario worst le ipotesi negative sono portate agli estremi: irrigidimento delle tensioni belliche, interruzione dei flussi di gas dalla Russia, inefficace implementazione del PNRR e impatti del maggior costo del debito su domanda e produzione a causa della salita dei tassi, scenario che effettivamente sembra ad oggi verificato. Nello scenario baseline si prevede una crescita dei fatturati reali anche nel 2023, mentre nell'ipotesi più pessimistica si assiste a un'inversione di tendenza con la flessione di ricavi e margini lordi. Le previsioni fanno emergere tendenze diverse in base alla diversa esposizione allo shock energetico. Cerved ha suddiviso le PMI italiane in tre cluster di impatto in base all'esposizione verso eventuali blocchi del gas russo:

- impatto diretto, ovvero sui clienti/settori direttamente dipendenti dal gas per la produzione;
- impatto indiretto, sui clienti/settori dipendenti da imprese soggette ad impatti di primo livello;
- impatto sistemico, imprese impattate dagli effetti sistemici, out of scope rispetto alla simulazione.

Per le PMI che subiranno in modo diretto (11 mila) e indiretto (71 mila) lo stop delle forniture si prevedono trend di redditività lorda e ROE nettamente inferiori rispetto al resto delle PMI. I margini lordi del 2022 evidenziano un calo del 24,1% per le PMI direttamente impattate dallo shock energetico e del 14,2% per quelle impattate in modo indiretto. Diversamente, le restanti aziende, nonostante il peggioramento delle condizioni sistemiche, continuerebbero ad incrementare le marginalità. A subire gli impatti maggiori dal blocco del gas russo sarebbero soprattutto i settori legati alla

lavorazione dei metalli e i materiali per l'edilizia per il grande volume di energia impiegato nei loro processi produttivi.

Anche la quota di PMI che chiudono il bilancio in perdita mostra una dinamica divergente nei tre cluster d'impatto come mostrato nella figura seguente.

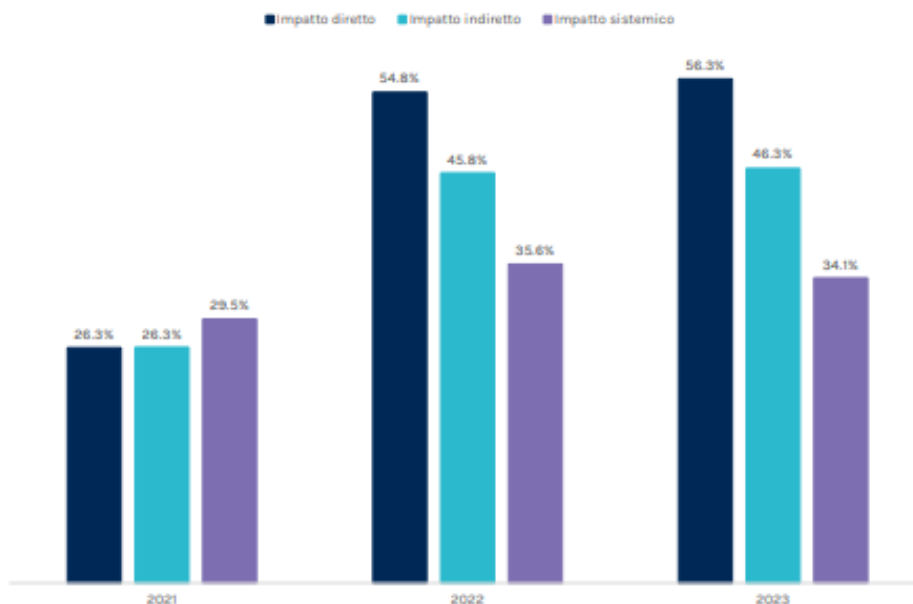


Figura 7 Quota di imprese in perdita per classe di impatto BCE⁷

A prescindere dal tipo di impatto, si nota che nel biennio 2022/2023 le percentuali delle quote di impresa in perdita aumentano notevolmente.

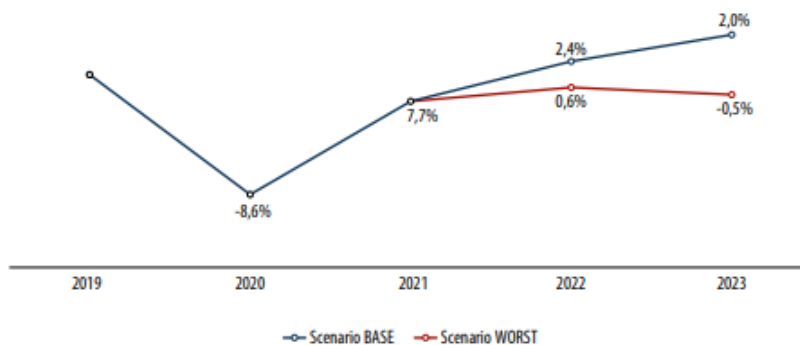


Figura 8 Andamento del fatturato delle PMI 2019-2023⁸

Come si vede dalla Figura 8, nello scenario peggiore la dinamica di ripresa dei ricavi delle PMI potrebbe subire un netto arresto, per effetto di una scarsa crescita nel 2022

⁷ Fonte: "Rapporto Cerved PMI 2022"

⁸ Fonte: "Rapporto Regionale PMI 2022"

(+ 0,6 %) e di una contrazione nel 2023 (- 0,5%) rispetto ai valori del 2019, allontanando il recupero dei valori persi durante la pandemia.

Infine, è utile segnalare che Cerved ha inoltre simulato gli impatti dei possibili scenari climatici disegnati dalla BCE sulle PMI italiane, per proiettare i bilanci delle imprese al 2050. In base a quanto ipotizzato e rilevato, le PMI italiane avrebbero bisogno di circa 135 miliardi di euro di investimenti per raggiungere gli obiettivi dettati dalla BCE in un'ottica di transizione energetica.

3 PMI ED EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

Le politiche ambientali sono state accusate di aver contribuito al recente aumento dei prezzi dell'energia. In realtà, una maggiore offerta di fonti energetiche pulite avrebbe protetto i consumatori dal rialzo dei prezzi dei combustibili.

Gli eventi geopolitici degli ultimi due anni e la conseguente volatilità dei mercati energetici hanno evidenziato le vulnerabilità dell'attuale mix energetico mondiale, ponendo una forte attenzione sulle debolezze riguardanti l'accessibilità dell'approvvigionamento energetico globale. La transizione e la sicurezza energetica sono di necessaria importanza e non può esserci una vera transizione senza che l'approvvigionamento energetico sia garantito ad un prezzo accessibile.

Queste due esigenze possono trovare l'equilibrio grazie a un fattore sempre più fondamentale: l'efficientamento energetico. Esso può garantire la sicurezza energetica, sia a lungo che a breve termine, sotto il profilo dei costi, riducendo la domanda complessiva e la dipendenza dalle importazioni di energia. Le prospettive sulle transizioni energetiche mondiali sono strettamente correlate al percorso di efficientamento energetico, fattore chiave per garantire un futuro sicuro dal punto di vista climatico, supportato da energie rinnovabili. L'incremento dell'efficienza energetica nei comparti produttivi risulta essere uno dei capisaldi per raggiungere una quasi totale decarbonizzazione dell'economia al 2050. Ad oggi l'industria è ancora responsabile del 20% delle emissioni di gas a effetto serra dell'UE ed è necessario un cambio nella gestione dei processi produttivi, da un modello di tipo lineare ad uno circolare, e nella produzione, distribuzione ed uso dell'energia, con particolare attenzione all'uso efficiente e razionale della stessa. [3]

Il principio dell'*Energy Efficiency First* (EE1st) è stabilito dall'articolo 2, punto 18, del regolamento UE 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima: è necessario tenere conto nelle decisioni di pianificazione energetica, di politica e di investimento, le misure di efficienza energetica in termini di consumi e quindi costi, volte a rendere più efficienti la domanda e la fornitura di energia, in particolare per mezzo di risparmi negli usi finali, iniziative di gestione della domanda e una maggiore efficienza nella conversione, trasmissione e distribuzione di energia⁹. La stima del potenziale di risparmio energetico deve rappresentare il primo passo in qualsiasi decisione relativa all'energia, considerando i benefici che le azioni attuate possono comportare. Il ruolo delle Regioni e degli enti locali risulta centrale nella

⁹ Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, 2021/C 373/01

definizione e realizzazione di misure di efficienza energetica, date le diverse caratteristiche che i territori presentano, in modo da perseguire obiettivi più ambiziosi nel percorso di decarbonizzazione.

3.1 Rischio transizione per PMI

Il rischio di transizione è associato ai costi connessi al processo di adeguamento delle PMI verso un sistema economico sostenibile dal punto di vista ambientale in un'ottica di zero emissioni¹⁰. Il rischio può essere associato a molteplici fenomeni, come l'adozione di politiche ambientali molto stringenti (ad esempio sulle emissioni), la realizzazione di investimenti necessari alla riduzione dei consumi energetici o alla necessità di un adeguamento alle innovazioni del progresso tecnologico. A questo proposito, Cerved ha sviluppato un modello per stimare l'esposizione delle PMI ai rischi connessi al processo di transizione [6]. Le classi di rischio sono:

- “molto alto” e “alto”: comprendono i settori più esposti, in cui le imprese dovranno effettuare ingenti investimenti e/o sostenere costi molto rilevanti per l'allineamento ai requisiti di sistema a zero emissioni nette, ad esempio le attività legate all'estrazione, lavorazione e commercializzazione di combustibili fossili, destinate a un abbandono graduale della produzione o i settori dell'industria pesante e della filiera agricola, sottoposte a una regolamentazione molto stringente che impone investimenti ingenti;
- “medio”: comprendono settori in cui le imprese dovranno effettuare investimenti significativi e/o sostenere costi rilevanti per la riduzione dell'impatto ambientale e l'allineamento ai requisiti di un sistema a zero emissioni nette, come la gran parte delle attività manifatturiere;
- “trascurabile”: comprendono settori in cui gli investimenti in sostenibilità non rappresentano variabili strategiche e un impatto complessivamente non significativo, come i servizi alle imprese e alle famiglie o anche il settore delle costruzioni, per cui la riqualificazione energetica rappresenta un'opportunità più che un rischio;
- “green”: comprendono settori in cui le attività delle imprese sono già oggi in linea con i requisiti di un sistema a zero emissioni, come smaltimento dei rifiuti e distribuzione di elettricità e gas.

¹⁰ Definizione BCE “Guida sui rischi climatici e ambientali. Aspettative di vigilanza in materia di gestione dei rischi e informativa”, novembre 2020

In Figura 9 vengono mostrate le stime di Cerved relative alla distribuzione del rischio di transizione per le PMI nel 2022 (non vengono prese in considerazione le micro).

	Imprese		Addetti		Debiti finanziari	
	Numero	%	Numero	%	Valore	%
Rischio Molto Alto	1.169	0,8%	14.644	0,3%	2.479.575	1,0%
Rischio Alto	15.099	9,8%	464.668	10,6%	42.008.806	16,1%
Rischio medio	50.295	33,0%	1.493.507	34,6%	90.695.590	35,3%
Rischio trascurabile	85.070	55,1%	2.298.371	52,6%	119.740.895	45,5%
Green	1.994	1,3%	79.538	1,8%	5.333.268	2,1%
Italia	153.627		4.350.727		260.258.134	

Figura 9 Distribuzione del rischio di transizione: imprese, addetti, debiti finanziari¹¹

Circa il 10% delle PMI risulta essere a rischio di transizione alto e molto alto, mentre addirittura il 33% risulta essere a rischio medio, determinando un numero di addetti pari a circa il 35% rispetto alla totalità delle piccole e medie imprese e un debito finanziario del 35%.

3.2 Piano di sensibilizzazione all'efficientamento energetico

Nelle politiche per contrastare i cambiamenti climatici, le PMI hanno un ruolo fondamentale reso complesso dal fatto che il contenimento dei consumi energetici deve coordinarsi con la produttività e competitività delle imprese, fortemente influenzata dalla volatilità dei prezzi dell'energia, come visto nel capitolo precedente. Esiste una stretta relazione tra competitività ed efficienza energetica delle imprese: abbattere i costi dell'energia per rendere l'impresa più competitiva. Efficienza energetica per le imprese significa ottenere gli stessi prodotti e servizi con meno energia e quindi minor impatto ambientale e minori costi.

Lo strumento principe per la prospettiva di efficientamento energetico è la diagnosi energetica, procedura sistematica volta a fornire un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o di servizi pubblici o privati, volta ad individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici¹². Per le imprese essa costituisce il primo passo nello sviluppo di un piano di energy management aziendale. Gli audit energetici svolgono un ruolo cruciale nella decisione delle imprese di

¹¹ Fonte: "Rapporto Regionale PMI 2022"

¹² Definizione D.Lgs. 115/2008

procedere al miglioramento dell'efficienza energetica. Da alcune stime del 2019 dell'*European Investment Bank*, le probabilità di investire in misure di efficienza energetica sono mediamente 1,5 volte maggiori per le imprese con una diagnosi energetica rispetto a chi non ne ha una, come mostrato nell'istogramma seguente.

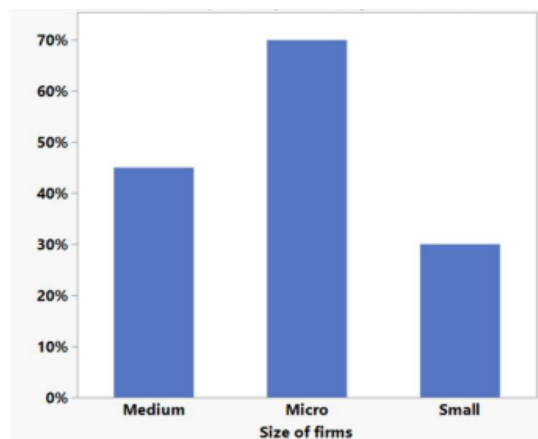


Figura 10 Effetti della diagnosi energetica sulla probabilità di investire in efficientamento energetico¹³

Bisogna ricordare che le PMI energivore e le Grandi Imprese hanno l'obbligo di diagnosi energetica con cadenza quadriennale. A testimonianza dei buoni risultati della diagnosi energetica e degli interventi di efficientamento energetico ad essa connessi, vengono mostrati in Figura 11 alcuni dati percentuali sui risparmi di energia primaria per le imprese soggette all'obbligo e che quindi possono testimoniare effettivamente i risparmi conseguiti.

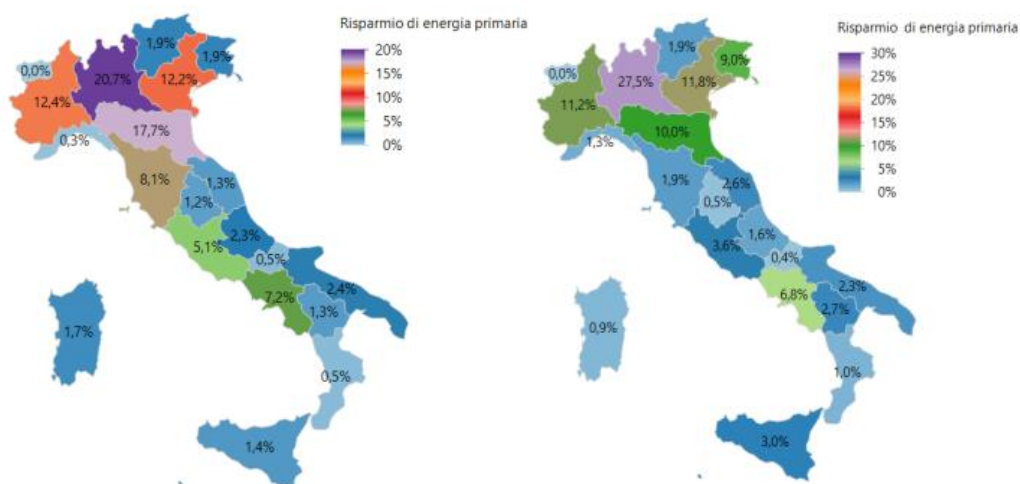


Figura 11 Risparmi di energia primaria per regione: a sx GI e GI energivore; a dx PMI energivore¹⁴

¹³ Fonte: "Rielaborazione ENEA da European Investment Bank, 2019"

Nei capitoli successivi verranno dettagliate la normativa e le procedure di riferimento, nell'ottica di presentazione delle due diagnosi energetiche sviluppate, casi studio e parte centrale del presente elaborato.

Per meglio comprendere e commentare il rapporto attuale tra l'efficientamento energetico e le PMI è importante citarne il riferimento normativo, ovvero il decreto legislativo 14 luglio 2020 n.73 (attuazione della direttiva UE 2018/2002). Esso apporta delle importanti modifiche al decreto legislativo 4 luglio 2014 n.102, decreto alla base della regolamentazione delle diagnosi energetiche, che recepisce in Italia la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica. Di particolare rilievo è l'articolo 8 comma 10 ter: "L'ENEA, entro il 31 gennaio, per ciascuno degli anni dal 2021 al 2030, elabora e sottopone all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico un programma annuale di sensibilizzazione e assistenza alle piccole e medie imprese per l'esecuzione delle diagnosi energetiche presso i propri siti produttivi e per la realizzazione degli interventi di efficientamento energetico proposti nelle diagnosi stesse". Questa modifica prevede quindi un programma annuale di sensibilizzazione alle diagnosi energetiche e agli interventi di efficientamento energetico ad esse collegati, gestito da ENEA in qualità di Agenzia Nazionale Efficienza Energetica, e rivolto principalmente alle PMI che non sono soggette all'obbligo di diagnosi.

La volontà di sensibilizzare in merito a questi aspetti evidenzia la consapevolezza dell'importanza di procedere nella direzione di ottimizzazione e gestione dei consumi energetici per le realtà più piccole.

Il programma previsto dal Piano di Sensibilizzazione, partito nel 2022, si basa su eventi e campagne di formazione ed informazione diffusi sul territorio, sul supporto tecnico alle PMI e a tutti gli stakeholder interessati (EGE, ESCo, professionisti iscritti agli ordini, consulenti aziendali) per la conduzione di diagnosi energetiche e sulla realizzazione di strumenti idonei. Anche il progetto *LEAP4SME*, citato precedentemente, è coordinato da ENEA e fa parte del piano di sensibilizzazione, focalizzandosi sulle politiche da adottare per l'implementazione di audit energetici nelle PMI. Il programma strutturato da ENEA ed approvato dal MITE prevede le seguenti attività:

- a) Organizzazione della campagna di formazione/informazione e di sensibilizzazione sull'efficienza energetica per le PMI;
- b) Predisposizione e realizzazione di strumenti di supporto all'efficienza energetica per le PMI. [3]

¹⁴ "L'efficienza energetica nei settori economici: diagnosi obbligatorie e attività per le PMI", Marcello Salvio, ENEA

A conferma del punto b, si segnala un tool informatico disponibile online gratuitamente sviluppato da ENEA, in collaborazione con la Scuola di ingegneria dell'Università della Basilicata, denominato *ATENEA4SME*. Si tratta di uno strumento recentemente presentato per facilitare la redazione delle diagnosi energetiche nelle piccole e medie imprese. Gli obiettivi del tool sono molteplici: sensibilizzare alla rendicontazione dei consumi energetici; fornire uno strumento di analisi dei consumi energetici e valutare gli investimenti; fornire una base dati sui consumi energetici nelle PMI grazie alla maggiore realizzazione di diagnosi volontarie da inviare ad ENEA, che amplia così database e statistiche per stimare benchmark di settore. [21]

Tale strumento potrà risultare una risorsa molto utile ma una figura professionale e competente in ambito energetico rimane comunque necessaria affinché le potenzialità del tool siano sfruttate.

3.3 Criticità e barriere

La consapevolezza dei limiti e delle criticità per quanto riguarda l'avvicinamento delle PMI all'ottica di gestione ed efficientamento energetico ha reso necessario il processo di sensibilizzazione precedentemente discusso.

La scarsa conoscenza e l'assenza di strumenti utili alla realizzazione delle diagnosi energetiche sono tra i maggiori ostacoli alla diffusione dell'efficienza energetica nel comparto produttivo italiano delle PMI. Le barriere presenti sono di varia natura. Uno dei maggiori ostacoli è quello relativo alle problematiche economico-finanziarie, perché nella maggior parte dei casi le PMI non dispongono delle risorse finanziarie per investire in efficienza energetica né hanno un facile accesso al credito per realizzare adeguate campagne di misura e interventi di efficientamento. Altro aspetto molto importante è la mancanza di competenze, dovuta generalmente ad una scarsa professionalizzazione del personale tecnico all'interno delle PMI, attento più agli aspetti di processo e produttivi delle proprie attività che all'ambito energetico. Infine, altrettanto importante, è la scarsa conoscenza di strumenti utili per le imprese atti a favorire la realizzazione di audit energetici e l'implementazione degli interventi individuati negli stessi. [3]

Le attività del progetto europeo *LEAP4SME*, "Linking Energy Audit Policies to enhance and support SMEs towards energy efficiency", si sono incentrate anche sull'analisi del mercato delle diagnosi energetiche e sull'identificazione delle barriere che esistono per le PMI in Europa nell'esecuzione delle stesse e nell'attuazione degli interventi di efficienza energetica in esse identificati. Le barriere analizzate sono state suddivise in quattro categorie principali: economiche, burocratiche, organizzative e altre barriere. È

stato valutato il loro impatto in funzione della taglia di impresa, come mostrato in Figura 12. La designazione di "impegnativo", "moderatamente impegnativo" o "non impegnativo" è stata determinata in base alle opinioni medie di tutti i partner del progetto. [3]

Barriers	Size of SME		
	Micro	Small	Medium
Access to finance	Challenging – providing guarantee for accessing credit e.g., microloans	Moderately challenging	Not challenging – more likely to have financial reserves. Internal departments that manage business finances
Energy consumption data	Moderately challenging – usually simple energy consumption data / locally accessed	Moderately challenging – may not receive metered consumption	Challenging – more complex organisational consumption
Lack of resource (finance, time, expertise)	Challenging	Challenging	Moderately challenging
Energy efficiency opportunities	Challenging	Challenging	Moderately challenging

Figura 12 Impatto delle barriere sulle diverse dimensioni di PMI¹⁵

Le PMI di dimensioni più ridotte possono avere meno risorse finanziarie da investire in misure di efficienza, mentre le PMI più grandi possono avere processi di approvazione degli investimenti ma essere meno dinamiche in termini di incorporazione di pratiche innovative data la maggiore complessità organizzativa.

In una fase come quella attuale, caratterizzata da una forte incertezza sugli scenari energetici futuri, i limiti strutturali delle PMI appaiono evidenti e rischiosi. Risulta necessario agire con interventi diversificati dedicati al sostegno della competitività delle Piccole e Medie Imprese, vero motore per la ripresa del Paese. Infatti, le imprese più grandi sono, mediamente, anche più innovative e più capaci di affrontare percorsi di efficientamento energetico; l'irrobustimento delle PMI deve essere il motivo conduttore delle politiche di sviluppo. Tra le varie criticità la più rilevante resta quella della piccola dimensione e, soprattutto, dell'organizzazione spesso familiare, la struttura finanziaria squilibrata, l'eccessiva chiusura ai capitali esterni, una limitata capacità di accesso al credito e la limitata apertura internazionale.

Non sempre le misure legislative adottate sono state sufficienti a contenere gli effetti della crisi energetica e a sostenere la ripresa delle piccole realtà. Inoltre, una notevole

¹⁵ Fonte: "LEAP4SME D2.3. Energy audits market overview and main barriers to SMEs"

criticità è legata alla sostenibilità e alla digitalizzazione delle PMI, rispetto al quale sono necessarie misure straordinarie, ma anche strutturali, che le accompagnino nella transizione energetica e ambientale. Oggigiorno, qualsiasi percorso di crescita non può più prescindere dal tema della sostenibilità. Proporre un modello di business sostenibile è un mezzo che permette al meglio di collocare sul mercato prodotti e servizi. Tuttavia, il problema è che le PMI, come emerso, hanno dei limiti strutturali che possono ostacolare l'accesso ai fondi: informazioni difficilmente reperibili (in termini di tempo e di costi) ed ostacoli burocratici ed amministrativi sono solo due esempi. Anche accedere alle opportunità che il PNRR mette a disposizione o partecipare ad una procedura di gara è complicato dalle incertezze riguardanti tempistiche e procedure, da lotti troppo grandi per imprese piccole, nonché della propensione da parte della Pubblica Amministrazione a privilegiare il criterio del prezzo più basso in luogo della qualità dell'offerta. Per tali motivi, gli interventi di snellimento burocratico e semplificazioni sarebbero auspicabili per tutto il sistema produttivo ma in particolar modo per le PMI.

Un' ulteriore criticità attiene alla trasparenza e tempestività dell'informazione. Le imprese, soprattutto quelle meno strutturate, richiedono un quadro di dettaglio completo e costantemente aggiornato delle opportunità in essere e ciò spesso non si verifica. [18]

In Figura 13 è riportato un sondaggio del progetto europeo LEAP4SME, con focus sulle risposte italiane, per cui 62 figure tra Organizzazioni Pubbliche e Private, Associazioni di categoria, Università, ESCO ed esperti hanno dato il loro parere su quanto siano rilevanti per le PMI gli aspetti descritti precedentemente, in ottica diagnosi energetica e conseguente efficientamento: per la maggior parte, le voci incentivi, auditor qualificati e formazione sugli argomenti risultano essere quelle più rilevanti per accompagnare le PMI.

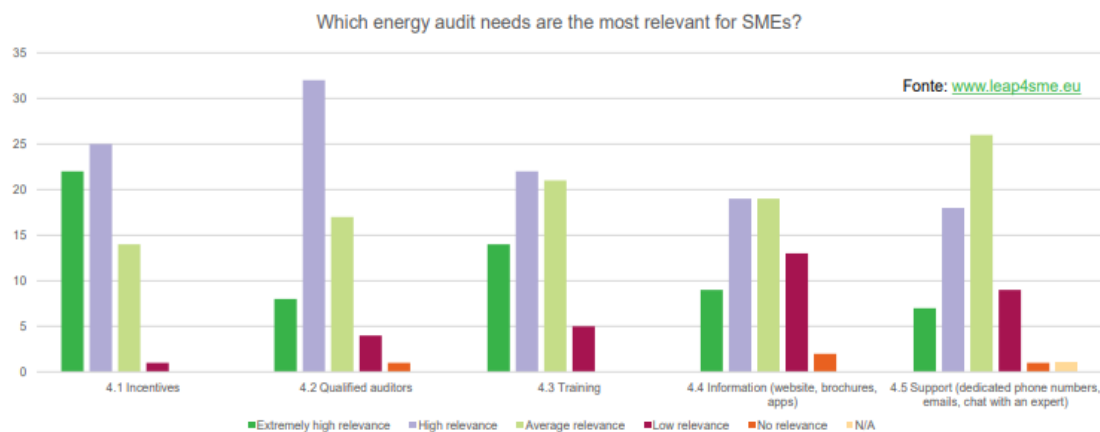


Figura 13 Sondaggio LEAP4SME sulla rilevanza delle barriere al percorso di audit energetico per le PMI¹⁶

3.4 Incentivi e opinione degli stakeholders

Oltre alle misure adottate per contrastare gli effetti del conflitto, vanno citati anche i seguenti incentivi statali che, prescindendo dalle congetture riguardanti il mercato energetico, vanno nella direzione dell'efficienza energetica, dell'innovazione e delle fonti rinnovabili:

- Meccanismo dei Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica (TEE), definito dal D.M. 28 dicembre 2012;
- Detrazioni Fiscali per la riqualificazione e il recupero del patrimonio edilizio, come Superbonus, Ecobonus, Sismabonus, Bonus Facciate e Bonus Casa;
- Conto Termico, che incentiva interventi per l'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni;
- Decreto FER o Decreto Rinnovabili, il cui meccanismo di aste e registri per la promozione di energie rinnovabili è ancora in attuazione, in particolare dal 31 maggio al 30 giugno 2023 sarà aperta la dodicesima gara che metterà a disposizione degli operatori la potenza non assegnata nelle precedenti fasi;
- Fondo nazionale efficienza energetica FNEE, istituito dall'articolo 15 del D.Lgs 102/2014 e disciplinato dal DM 21 dicembre 2017: fondo che sostiene la realizzazione di interventi finalizzati a garantire il raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica, in linea con quanto previsto dal Protocollo di Kyoto, attraverso la concezione di garanzie e l'erogazione di finanziamenti agevolati;

¹⁶ Fonte: "LEAP4SME"

- Piano Nazionale Transizione 4.0 (in sostituzione dei precedenti Impresa 4.0 e Industria 4.0): credito d'imposta per investimenti in beni strumentali per supportare e incentivare le imprese in un'ottica di Industria 4.0 e di digitalizzazione dei processi produttivi, promuovendo investimenti in ricerca e sviluppo, transizione e innovazione tecnologica;
- Bandi regionali, incentivano regionalmente l'uso delle fonti rinnovabili e l'efficientamento energetico (in particolare verrà presentato il bando della Regione Piemonte d'interesse per uno dei casi studio proposti).

Di seguito vengono elencati anche alcuni incentivi che riguardano esclusivamente le PMI:

- Beni strumentali "Nuova Sabatini", l'agevolazione sostiene gli investimenti per acquistare o acquisire in leasing macchinari, attrezzature, impianti, beni strumentali ad uso produttivo e hardware, nonché software e tecnologie digitali;
- Investimenti Sostenibili 4.0, misura a sostegno di nuovi investimenti imprenditoriali innovativi e sostenibili, chiuso a fine maggio 2023 per esaurimento delle risorse finanziarie;
- Fondo di Garanzia PMI, mezzo con cui l'UE e lo Stato italiano supportano imprenditori e professionisti con difficoltà ad accedere al credito perché impossibilitati a presentare garanzie sufficienti ad ottenere un finanziamento;
- Le Startup e PMI innovative godono di un quadro di riferimento dedicato in materie come la semplificazione amministrativa, il mercato del lavoro, le agevolazioni fiscali, il diritto fallimentare.

Nel marzo del 2023, dopo un susseguirsi di eventi geopolitici, sanitari e burocratici che ne hanno rallentato la realizzazione, è stato notificato all'UE il decreto FER 2, ancora non ufficializzato. Tale decreto, in continuità con il FER 1, andrà a stabilire gli incentivi per realizzare impianti geotermici, a biomasse, a biogas, solare termodinamico ed eolico offshore in attuazione del D.Lgs 199/2021, recepimento della Direttiva Europea RED II.

Il progetto *LEAP4SME* ha coinvolto organizzazioni, agenzie nazionali e locali, associazioni imprenditoriali, autorità locali e associazioni industriali con lo scopo di definire una serie di proposte di policy e raccomandazioni per l'attuazione di programmi e servizi di diagnosi energetica per le PMI. Il coinvolgimento di policy maker e delle associazioni imprenditoriali è avvenuto attraverso indagini, conferenze e

incontri indirizzati ad analizzare in modo specifico ostacoli e fattori necessari per un efficace sviluppo delle politiche di efficienza energetica per le PMI. È stato inoltre realizzato un sondaggio indirizzato agli stakeholders che ha permesso di fornire il loro punto di vista in merito alle principali barriere: sono pervenute 148 risposte che coprono tutti i paesi delle agenzie partner di *LEAP4SME*, con un buon equilibrio tra risposte da soggetti pubblici (42%) e privati (40%, associazioni e organizzazioni). Come mostrato in Figura 14 l'opinione generale è che sia gli incentivi per l'efficienza energetica che le politiche relative alle diagnosi energetiche per le PMI non siano adeguati. L'opinione sullo stato degli incentivi all'efficienza energetica per le PMI è apparsa mediamente più negativa da parte delle organizzazioni private che da parte di quelle pubbliche. [3]

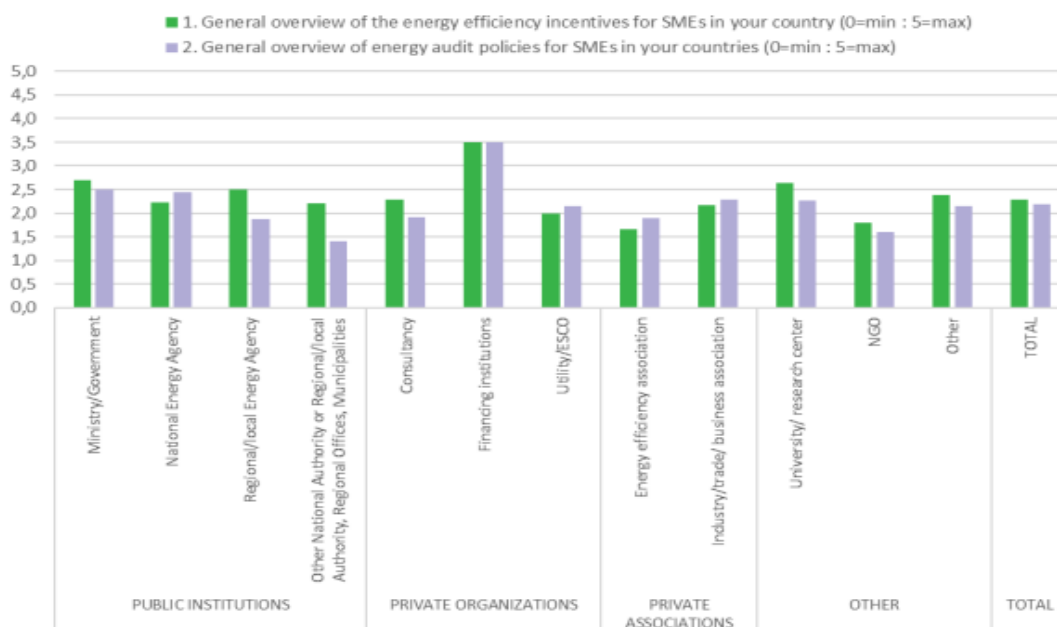


Figura 14 Sondaggio "Assessment of Energy Audits and Efficiency policy barriers and needs in SMEs"¹⁷

Il superamento delle barriere informative è stato considerato molto importante sia dalle istituzioni pubbliche che dai privati. I benefici più evidenti sono risultati essere la riduzione dei costi energetici, la riduzione delle emissioni di gas serra, la riduzione dei costi di manutenzione e funzionamento e l'aumento della competitività tecnologica. Inoltre, la maggior parte degli intervistati ritiene che le PMI sostenute nello sviluppo di una diagnosi debbano attuare almeno una delle misure individuate. Tuttavia, più della metà di queste risposte ritiene che l'implementazione dovrebbe essere obbligatoria solo quando l'azienda sia stata sostenuta finanziariamente. [3] Ma, come detto, una

¹⁷ Fonte: " LEAP4SME D3.2, Report on SMEs characterization to address an effective policy development"

delle principali barriere sulla strada dell'efficientamento energetico per le PMI riguarda proprio l'accesso ai finanziamenti.

Relativamente all'ambito normativo, la revisione di alcune norme relative alle misure di incentivazione, che spesso necessitano di ulteriori provvedimenti esplicativi, comporta tempi più dilatati per sviluppare un'offerta finanziaria. Risulta rilevante la necessità di integrare meccanismi di supporto pubblico definendo modalità chiare per accesso a schemi di incentivazione e strumenti di garanzia.

Infine, il settore bancario evidenzia l'opportunità di sviluppare progetti finalizzati a creare competenze tecniche sul territorio necessarie quando si parla di efficienza energetica e parallelamente lavorare sul piano informativo. Nello specifico, sarebbero utili strutture sul territorio che possano esercitare il ruolo di supporto fornendo consulenza per far comprendere all'utenza le potenzialità legate alle operazioni di efficientamento energetico degli edifici, e le diverse forme di sostegno (incentivi, iniziative, etc.) messe a disposizione dall'Europa e dall'Italia, affiancando prioritariamente le PMI.

La cattiva gestione e la vulnerabilità di alcuni incentivi statali, come ad esempio tutte le criticità conseguenti alle detrazioni fiscali, mettono in evidenza i limiti di natura tecnica e burocratica di alcune misure statali, a prescindere dalla dimensione delle imprese, complicando così ulteriormente la situazione.

Nel contesto descritto può risultare fondamentale il ruolo del consulente energetico riguardo le criticità e le barriere facilmente riscontrabili. Da una parte il consulente energetico ha l'obiettivo di favorire una sempre maggiore sensibilità ai temi legati alla sostenibilità: il processo di informazione e la valutazione di progetti di efficienza energetica utili ad incrementare la competitività delle PMI, rende quest'ultime favorevoli e predisposte ad un percorso che vada nella direzione di transizione energetica. L'attitudine da parte delle PMI consapevoli delle opportunità presenti deve far fronte spesso però a delle barriere di carattere finanziario, come visto precedentemente. L'apertura all'efficientamento energetico delle PMI si scontra così con una burocrazia complessa che limita l'avvicinamento da parte delle piccole realtà, che riscontrano difficoltà nell'accedere alle forme di sostegno statali. L'efficienza della pubblica amministrazione e la rimozione di tutti quegli ostacoli burocratici che, anche quando esistono strumenti ed incentivi adeguati, ne rallentano i possibili effetti positivi, restano determinanti.

In conclusione, se da un lato la figura del consulente energetico si propone come una soluzione per le PMI che vorrebbero effettuare una diagnosi energetica, consapevoli

dei benefici di questa, dall'altro deve far fronte alle criticità sia finanziarie che tecniche. Queste ultime sono una conseguenza di una pregressa non ottimale gestione energetica, causata sia dall'aver trascurato la contabilizzazione dei propri consumi sia dall'assenza di consapevolezza dell'utilità di strumenti che hanno come obiettivo l'ottimizzazione delle performance energetiche.

4 QUADRO NORMATIVO DELLE DIAGNOSI ENERGETICHE

L'attività di diagnosi energetica è il primo passo verso l'efficientamento di un qualsiasi processo produttivo o stabilimento. In questo capitolo verranno brevemente descritti il contesto normativo di riferimento e le procedure tecniche seguite per la realizzazione. Tali informazioni risultano utili perché alla base dei lavori di diagnosi svolti per gli stabilimenti industriali oggetto di analisi: i punti salienti dei citati casi studio verranno riportati nei capitoli seguenti, con l'obiettivo di fare emergere le criticità ma anche le opportunità per le PMI.

La diagnosi energetica consiste nell'elaborazione di una panoramica dettagliata del processo/stabilimento, capace di caratterizzare in modo quanto più chiaro ed univoco le attività svolte al suo interno in termini di utilizzo dell'energia e delle grandezze economiche coinvolte.

Tramite la diagnosi è possibile evidenziare in primo luogo l'entità dei consumi generali, in termini di energia e costi sostenuti; in secondo luogo, si mettono in evidenza i settori e le attività produttive più energivore, per andare poi ad approfondire, in un terzo step, le indagini energetiche ed economiche negli ambiti in cui risiedono maggiori possibilità di risparmio. Tramite la diagnosi, inoltre, si giunge alla definizione di indici di prestazione energetica (EnPI) attraverso i quali si riescono a collocare gli stabilimenti in esame in un contesto di comparazione con insediamenti produttivi di simile natura e, contemporaneamente, a fornire un modello previsionale attraverso cui stimare l'entità dei futuri consumi energetici.

La diagnosi energetica si pone l'obiettivo di fornire un inquadramento generale delle modalità di utilizzo dell'energia e delle relative opportunità di miglioramento, implementabili sia dal punto di vista gestionale che tecnologico.

4.1 Contesto normativo

La Direttiva Europea 2006/32/CE, recepita in Italia tramite il D.Lgs. 115/2008, non prevede obblighi giuridicamente vincolanti per gli Stati membri ma rappresenta il primo passo verso obiettivi di risparmio energetico nazionali, per cui gli Stati membri assicurano la disponibilità di sistemi di diagnosi energetica volti a promuovere l'efficienza energetica.

La Direttiva 2012/27/ UE sull'efficienza energetica, entrata in vigore nel dicembre 2012, ha imposto agli Stati membri di definire obiettivi nazionali indicativi in materia di efficienza energetica al fine di garantire che l'UE raggiungesse il suo obiettivo principale di ridurre il consumo energetico del 20 % entro il 2020. La Direttiva ha introdotto una

serie di misure vincolanti per aiutare gli Stati membri a raggiungere tale obiettivo, come l'obbligo di diagnosi per le grandi imprese europee; inoltre, ha stabilito norme giuridicamente vincolanti per gli utenti finali e i fornitori di energia ed ha imposto agli Stati membri dell'Unione di pubblicare i loro piani d'azione nazionali per l'efficienza energetica ogni tre anni.

Con il Decreto Legislativo n° 102 del 4 luglio 2014, l'Italia ha recepito la Direttiva 2012/27/UE sull'Efficienza Energetica. L'art. 8 definisce che i soggetti obbligati a svolgere diagnosi energetiche entro il 5 dicembre 2015 (e successivamente ogni 4 anni) presso i propri siti produttivi sono le grandi imprese (condizione da verificarsi per due anni consecutivi precedenti all'anno di diagnosi) e le imprese a forte consumo di energia (iscritte nell'elenco annuale presso la Cassa Servizi Energetici ed Ambientali precedente all'anno di diagnosi), le quali definizioni attualmente in vigore sono state presentate nel capitolo precedente. Il vincolo decade se l'azienda possiede un sistema di gestione dell'energia conforme alle norme ISO 50001 e EN ISO 14001, con annesso audit energetico realizzato rispettando le specifiche del decreto. Le diagnosi energetiche devono essere conformi ai requisiti dell'allegato 2 del decreto.

Il D.lgs. n° 141 del 18 luglio 2016 integra il decreto precedente, apportando delle correzioni come la revisionata definizione di Grande Impresa e l'obbligatorietà della redazione esclusivamente da soggetti certificati quali ESCO, EGE e Auditor rispettivamente accreditati in base alle norme UNI CEI 11352, UNI CEI 11339 e UNI CEI EN 16247-5.

Il D.M. 21/12/2017 riformula la definizione di impresa energivora, catalogate tali quelle con consumo annuo di energia elettrica maggiore o uguale a 1 GWh (in precedenza 2,4 GWh).

Nel gennaio 2018 il Parlamento europeo ha provveduto ad aggiornare la direttiva 27/2012, con il motto «L'efficienza energetica al primo posto» come uno dei principi fondamentali dell'Unione dell'energia, volto a garantire un approvvigionamento energetico sicuro, sostenibile, competitivo e a prezzi accessibili nell'UE. Infatti, con la Direttiva 2018/27/UE la Commissione ha proposto un obiettivo ambizioso del 30 % in materia di efficienza energetica entro il 2030. Per il periodo 2021-2030, ogni Stato membro è chiamato a elaborare un piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) di durata decennale, in cui illustri come intende raggiungere i suoi obiettivi di efficienza energetica per il 2030.

Con il Decreto Legislativo n°73 del 14 luglio 2020 vengono recepite le modifiche e gli adeguamenti predisposti dalla menzionata Direttiva, ed è in questo aggiornamento che

viene posta importanza al percorso di sensibilizzazione per le PMI descritto nel capitolo precedente.

4.2 Procedura per la realizzazione delle diagnosi energetiche

La norma tecnica europea UNI CEI EN 16247 è di riferimento per la redazione di diagnosi energetiche. Essa stabilisce quali sono i requisiti minimi e fornisce indicazioni per effettuare diagnosi energetiche con l'intento di sostenere le imprese dell'Unione Europea nel rispettare gli obiettivi posti dalla direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica. La serie di norme si suddivide in cinque parti:

- UNI CEI EN 16247-1 che definisce quali sono i requisiti minimi generali di una diagnosi;
- UNI CEI EN 16247-2 che definisce quali sono i requisiti specifici delle diagnosi per gli edifici;
- UNI CEI EN 16247-3 che definisce quali sono i requisiti specifici delle diagnosi per cui l'uso di energia è dovuto al processo;
- UNI CEI EN 16247-4 che definisce quali sono i requisiti specifici delle diagnosi per il settore dei trasporti;
- UNI CEI EN 16247-5 che definisce quali siano le competenze dell'auditor energetico.

In particolare, le norme 1 e 3 sono quelle d'interesse per gli studi del presente elaborato e nel seguito del paragrafo verranno descritte brevemente le linee guida di riferimento per la redazione delle diagnosi energetiche di processi produttivi industriali.

I requisiti che la diagnosi deve avere sono quelli di precisione, completezza, rappresentatività, tracciabilità, utilità e verificabilità. In Figura 15 è presentato lo schema tipico del processo di audit energetico che porta alla stesura del documento finale di diagnosi.

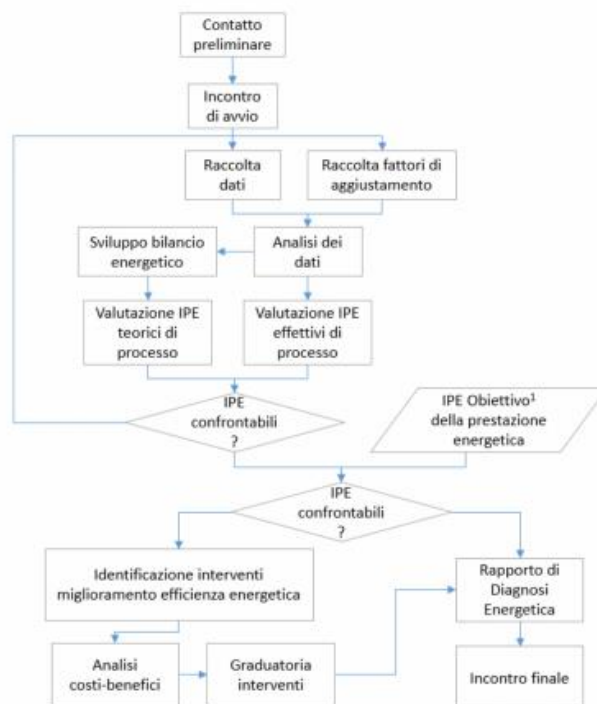


Figura 15 Schema esecuzione diagnosi energetica secondo la EN 16247-3¹⁸

Le imprese multi-sito devono effettuare le diagnosi su un numero di siti sufficientemente rappresentativo, in modo da realizzare un modello reale della prestazione energetica dell'intera azienda; le linee guida proposte da ENEA, in conformità da quanto richiesto dai decreti legislativi e dalle norme tecniche, ha proposto un metodo di clusterizzazione per individuare i siti da sottoporre all'audit. L'azienda soggetta all'obbligo deve elencare tutti i siti produttivi di proprietà, ad esclusione di quelli ad uso residenziale, e per ciascuno di essi indicare il consumo annuo energetico (Ci), riportando i valori in energia primaria consumata (tep). Sono da considerare tutti i vettori energetici, compresi quelli prodotti in loco. Si definisce il consumo totale annuo (Ctot) come la somma di tutti i consumi dei singoli siti produttivi. La diagnosi dovrà essere svolta per tutti quegli impianti in cui $C_i > C_{obb}$, dove C_{obb} è pari a 10.000 tep per il settore industriale. Una prima selezione viene fatta escludendo tutti quei siti il cui fabbisogno sia inferiore ai 100 tep, a patto che la somma di questi esclusi sia minore del 20% del fabbisogno totale del gruppo (Ctot). Per i restanti stabilimenti, si procederà con la clusterizzazione per fasce di consumo, rappresentata in Figura 16 per le imprese industriali. Per ogni fascia, la percentuale

¹⁸ Fonte: "La Diagnosi Energetica ai sensi dell'Art. 8 del D.Lgs. 102/2014 e s.m.i., Linee Guida e Manuale Operativo ENEA"

indica la quota di siti da sottoporre a diagnosi, scelti arbitrariamente dall'azienda stessa. Il massimo numero di siti da sottoporre a diagnosi è pari a 100.

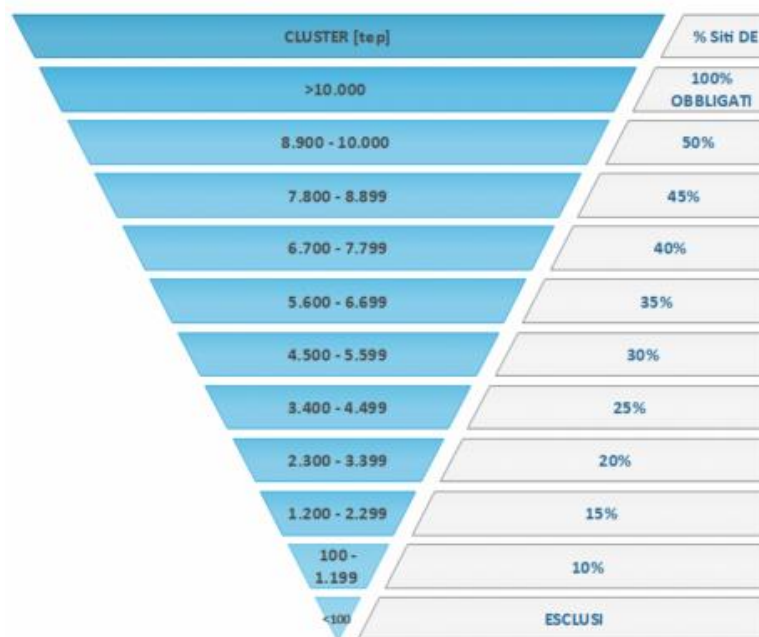


Figura 16 Fasce di campionamento per obbligo di DE per imprese industriali¹³

Determinato il numero di siti da sottoporre a diagnosi, quest'ultima viene strutturata nel seguente modo:

- Dati riguardanti il redattore della diagnosi;
- Dati del sito produttivo;
- Periodo di riferimento e unità di misura;
- Consumi energetici;
- Processo aziendale;
- Metodo raccolta dati;
- Descrizione/proposta del sistema di monitoraggio;
- Modelli energetici;
- Calcolo e confronto degli indicatori di prestazione energetici;
- Individuazione dei possibili interventi di efficientamento energetico.

Inoltre, la guida operativa ENEA per le diagnosi prescrive una divisione dell'azienda in diverse parti, o aree funzionali. La struttura energetica aziendale è costruita relativamente a ogni vettore energetico acquistato e utilizzato nel sito in esame e ha lo scopo di suddividere i consumi annui del vettore tra le diverse utenze presenti nel sito stesso. La schematizzazione della struttura energetica aziendale è mostrata nella figura seguente e l'organizzazione si distingue tra:

- Livello A - caratterizzato dalla descrizione dei dati generali dell'azienda e consumi complessivi del sito;
- Livello B - identificazione dei vettori energetici V_j che entrano in azienda, tramite i contatori fiscali;
- Livello C - suddivide il vettore V_j nelle macroaree funzionali omogenee:
 1. *Attività principali*, ovvero quelle che rappresentano il core business aziendale. Nella realtà industriale essa consisterà in tutte le attività del processo produttivo e che portano alla produzione del prodotto finale;
 2. *Servizi ausiliari*, comprendente le attività caratterizzate dalla trasformazione del vettore energetico in ingresso in altrettanti vettori energetici diversi che non concorrono in maniera diretta alla produzione del prodotto finale ma sono a servizio delle attività principali (es. produzione di aria compressa a partire dall'energia elettrica);
 3. *Servizi generali*, comprendente tutti i servizi non legati alle attività principali e che si svolgono in maniera indipendente dalle stesse (es. illuminazione e riscaldamento).
- Livello D - individua la struttura di ogni area funzionale caratterizzandone le diverse linee di produzione, reparti, macchinari.

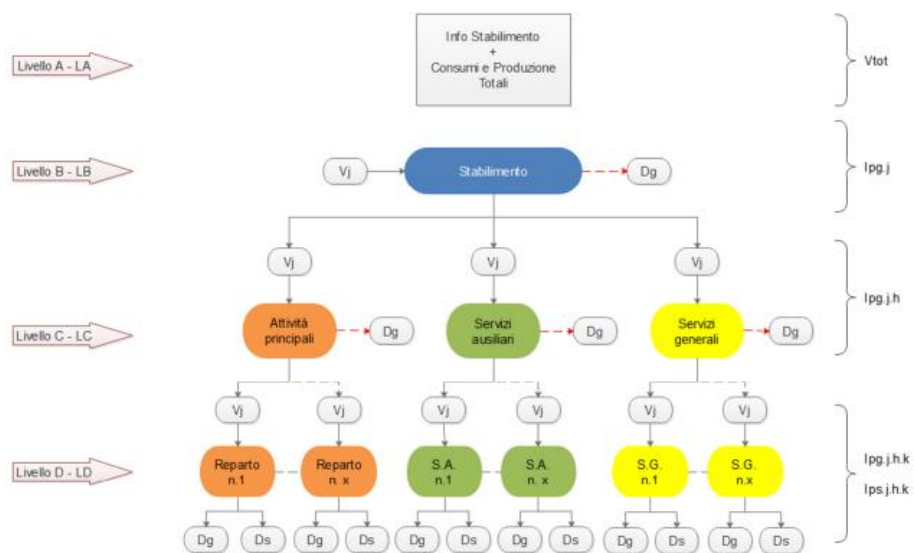


Figura 17 Schematizzazione struttura energetica aziendale¹³

Dopo aver presentato i consumi energetici, è fondamentale relazionarli alla produzione dell'azienda. Questo accorgimento permette di mettere in luce il reale comportamento energetico (baseline), in termini di consumo energetico per unità di prodotto uscente. L'indice così ottenuto rappresenta un valore specifico di consumo, detto indice di performance energetica (EnPI), che tiene conto dell'entità dei consumi ed allo stesso tempo dei volumi di beni gestiti, con lo scopo di evidenziare eventuali punti deboli nel processo produttivo, a cui successivamente si risponderà con proposte di miglioramento.

Occorre calcolare un indice globale di performance che permetta di collocare lo stabilimento su una graduatoria energetica, di cui fanno parte tutti gli stabilimenti produttivi simili a quello in esame presenti nel paese ed obbligati ad eseguire la diagnosi energetica. Tale indice permette un confronto di prestazioni tra stabilimenti simili e servirà a definire un livello medio di efficienza del comparto produttivo italiano, sulla base del quale decretare quali stabilimenti sono energeticamente efficienti o meno. Oltre a un indice di performance energetica globale è utile anche associare ad ogni area funzionale e, se possibile, anche a livello inferiore D, un indice di performance dedicato con i consumi specifici dell'area o linea produttiva.

Inoltre, è possibile valutare eventuali indici di performance specifici a livello di area funzionale, se si rapportano i consumi dell'area di riferimento rispetto alla sua produzione specifica invece che a quella generale.

Inoltre, per tutte le aziende che rientrano nell'obbligo di redazione di diagnosi energetica, in occasione della prima non è obbligatorio possedere o installare un sistema di misure dedicato, ai fini della raccolta dati. I soggetti obbligati devono però obbligatoriamente adottare un sistema di monitoraggio dei vettori energetici oggetto di analisi, implementando così il piano di monitoraggio a supporto della seconda diagnosi energetica e successive. L'obiettivo è di rendere affidabili, passando dalla stima alla misura, gli indicatori di prestazione energetica, in modo da individuare benchmark affidabili e analizzare nel modo più veritiero i consumi aziendali, per un'accurata implementazione di eventuali interventi d'efficienza.

Nel caso di imprese multi-sito, solo una parte dei siti obbligati alla realizzazione di una diagnosi deve implementare obbligatoriamente un sistema di monitoraggio, secondo la clusterizzazione in Figura 18, per un massimo di 50 siti.

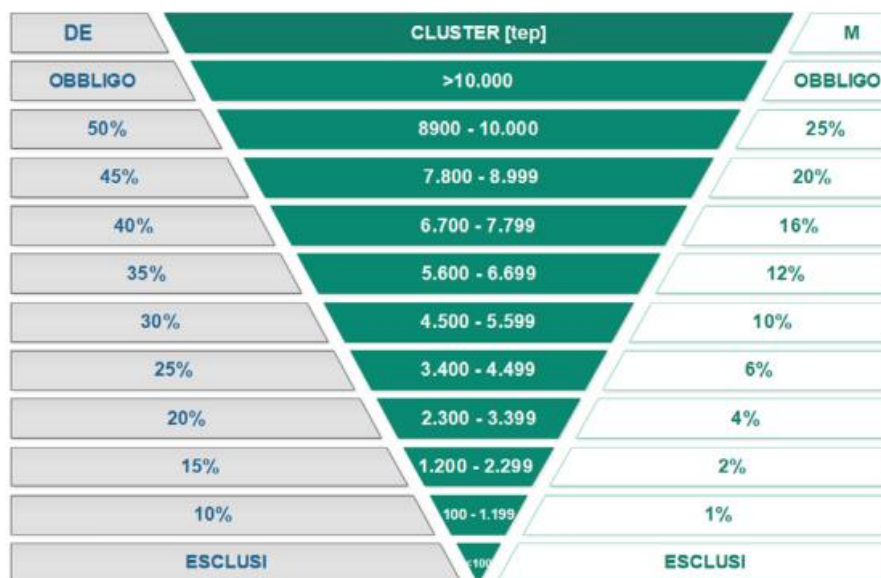


Figura 18 Percentuali dei siti da monitorare per il settore industriale¹³

Inoltre, sono state definite delle soglie minime di copertura per i dati misurati. Il livello di copertura dei consumi misurati sul totale dipende dal consumo totale del sito e si differenzia in base alle diverse aree funzionali, dato che bisogna fornire dati di monitoraggio a livello C per ogni vettore energetico. Per i siti industriali si applicano le percentuali indicate in Figura 19.

Consumo anno di riferimento (tep/anno)		Attività principali	Servizi Ausiliari	Servizi Generali
>10.000		85%	50%	20%
8.900	10.000	80%	45%	20%
7.800	8.899	75%	40%	20%
6.700	7.799	70%	35%	20%
5.600	6.699	65%	30%	20%
4.500	5.599	60%	25%	10%
3.400	4.499	55%	20%	10%
2.300	3.399	50%	15%	10%
1.200	2.299	45%	10%	5%
100	1.199	40%	5%	5%

Figura 19 Soglie percentuali di copertura dei piani di monitoraggio¹³

Qualora non fosse possibile attuare la misurazione a livello delle aree funzionali, è possibile applicare un approccio di tipo “bottom-up”, ricavando quindi le misure del livello “C” come somma dei dati misurati dal livello sottostante, il livello “D”, misurando le singole macchine più energivore per soddisfare ugualmente le percentuali di monitoraggio richieste. I vettori energetici che hanno un consumo totale che incide per

meno del 10% sull'intero consumo di stabilimento vengono esclusi dal monitoraggio, a patto che la somma di tutti questi vettori eventualmente esclusi non sia superiore al 10% del consumo totale del sito. Per ciascun vettore, si considerano ai fini del monitoraggio esclusivamente le aree funzionali che pesano più del 10% del consumo totale dello specifico vettore.

I siti che risultano essere soggetti, per la prima volta, all'obbligo di DE nel corso dell'anno "n" devono possedere un sistema di monitoraggio che consenta di rispettare le percentuali di copertura, che risulti attivo dal 01/01/n+3 in modo da avere a disposizione i dati di monitoraggio per la redazione della successiva diagnosi

Le misure possono essere effettuate mediante campagne di misura, scegliendo in modo rappresentativo la durata minima, o, meglio, tramite l'installazione permanente di strumenti di misura. Per quanto riguarda la tecnologia di strumenti ammessa, che essi siano misuratori già esistenti o nuovi misuratori, devono essere conformi agli standard internazionali di riferimento; vi è la possibilità di fare anche misure indirette a patto che vengano adoperate metodologie di calcolo consolidate e accessibili nella letteratura tecnica.

5 CASO STUDIO 1: MASTERWATT

5.1 Descrizione dell'impresa e dei processi

La società Masterwatt S.r.l. è una Media Impresa: secondo i dati del 2022, risulta avere 64 dipendenti e un fatturato annuo inferiore ai 50 milioni di euro. L'azienda non è soggetta all'obbligo di diagnosi energetica: le opportunità di tale strumento sono state colte dalla società con il duplice scopo di identificare interventi di efficientamento energetico e contestualmente partecipare al bando d'incentivazione "Efficienza energetica ed energie rinnovabili nelle imprese" del *Programma Regionale Piemonte F.E.S.R. 2021/2027*, che promuove investimenti per la riduzione dei consumi e delle correlate emissioni inquinanti attraverso la razionalizzazione dei cicli produttivi, l'utilizzo efficiente dell'energia e la produzione di energia da fonti rinnovabili per autoconsumo.

L'azienda Masterwatt S.r.l. (codice ATECO 27.90.03), con sede a Pianezza (TO), è specializzata principalmente nella produzione di riscaldatori elettrici ad uso industriale. Gli stabilimenti industriali in via Collegno 31 e via Novara 8 sono stati sottoposti a diagnosi energetica: entrambi sono costituiti da un capannone industriale, con annessi uffici amministrativi. Il sito produttivo in via Collegno 31 si estende su una superficie di circa 2.500 mq coperti mentre quello in via Novara 8 si estende su una superficie di circa 1.700 mq. Di seguito verrà attenzionato lo stabilimento in via Collegno 31, caratterizzato da consumi energetici superiori, mentre per lo stabilimento in via Novara 8 verranno evidenziati solo determinati aspetti.

Nello stabilimento in via Collegno 31 avviene la realizzazione dei riscaldatori elettrici. La costruzione parte da tubo, perni, polvere di ossido di magnesio e filo in nickel cromo, utili alla realizzazione degli elementi riscaldanti corazzati. In seguito alla costruzione degli elementi riscaldanti vi sono fasi di assemblaggio e saldatura degli elementi sui diversi supporti (supporti filettati, flangiati e/o canali) in modo da fornire un prodotto interfacciabile al processo del cliente. Completa la costruzione una custodia contatti elettrici per proteggere le parti in tensione. A corredo del riscaldatore, Masterwatt S.r.l. fornisce anche recipienti in pressione saldati da loro e quadri elettrici di gestione e controllo della potenza dei riscaldatori da loro progettati e testati, ma non assemblati. Queste attività di carpenteria metallica pesante vengono svolte nello stabilimento in via Novara 8.

Le attività svolte nello stabilimento in via Collegno 31 possono essere descritte tramite i seguenti processi:

1. Costruzione dell'elemento riscaldante:
 - a) Costruzione spirale e saldatura perni;
 - b) Taglio tubi;
 - c) Riempimento (tubo, spirale, perni, ossido);
 - d) Laminazione (riduzione di diametro, compattazione e centratura spirale);
 - e) Ricottura (passaggio in forno a 1050 °C per eliminare l'incrudimento dovuto alla laminazione);
 - f) Collaudo intermedio;
 - g) Raddrizzatura ed intestatura e piegatura (opzionale);
 - h) Alettatura e successiva piegatura (opzionale), in alternativa alla sola piegatura;
 - i) Finitura con boccole o cavi (opzionale);
 - j) Essiccazione e sigillatura;
 - k) Collaudo finale.
2. Assemblaggio e saldatura degli elementi riscaldanti ai diversi supporti;
3. Passaggio in forno di essiccazione (una notte a 170 °C) per togliere l'umidità dagli elementi non ancora sigillati in quanto la polvere di ossido di magnesio è igroscopica;
4. Collaudo idrostatico e sigillatura;
5. Realizzazione dei collegamenti elettrici;
6. Saldatura custodia contatti elettrici (eventuale verniciatura esterna) e collaudo elettrico dell'insieme;
7. Montaggio del riscaldatore nel recipiente in pressione (opzionale);
8. Prova idraulica riscaldatore con recipiente in pressione (opzionale).

Le attività svolte nello stabilimento di via Novara 8 riguardano principalmente la costruzione dei recipienti in pressione e dei quadri elettrici. In particolare, se si fornisce anche il recipiente in pressione parallelamente alla costruzione del riscaldatore elettrico vengono eseguite le seguenti operazioni:

1. Preparazione dei semilavorati mediante macchina a taglio plasma con testa indexata;
2. Puntatura del recipiente in pressione, delle flange e dei raccordi;
3. Saldatura del recipiente in pressione;
4. Collaudo idraulico con riscaldatore e controlli non distruttivi;
5. Eventuale verniciatura e/o coibentazione.

Se si fornisce anche il quadro elettrico di gestione e controllo parallelamente alla costruzione del riscaldatore si eseguono le seguenti operazioni:

1. Ricezione del quadro elettrico semi-cablato da fornitore esterno;
2. Installazione dispositivi di controllo;
3. Taratura dei software tramite programmazione PLC e termoregolatori;
4. Collaudo funzionale in bianco o a piena potenza con carichi simulati.



Figura 20 Foto di alcuni processi dello stabilimento in via Collegno 31

Per entrambi gli stabilimenti risulta utile misurare la produzione in numero di pezzi, in particolare considerando un numero di elementi riscaldanti equivalenti prodotti, in modo da avere un valore di produzione più omogeneo dato che i pezzi costruiti si differenziano tra loro. Nel 2022, anno di riferimento della diagnosi energetica, in via Collegno 31 sono stati prodotti 53.269 pezzi totali mentre in via Novara 8 16.332 pezzi. Avendo a disposizione soltanto i livelli di produzione annuali, la produzione mensile è stata stimata dall'azienda stessa, grazie alla conoscenza del processo produttivo: la contabilizzazione mensile precisa ed affidabile della produzione è un elemento indispensabile ai fini di molte analisi energetiche ed è necessario adempiere a questa mancanza.



Figura 21 Produzione Masterwatt: resistori elettrici industriali

5.2 Analisi dei consumi di energia

Nel presente paragrafo si presenta una descrizione dei consumi energetici dell'azienda, suddivisi per tipo di vettore energetico: Gas Naturale (GN) ed Energia Elettrica (EE) per lo stabilimento di via Collegno 31 e Pellet ed Energia Elettrica (EE) per lo stabilimento in via Novara 8.

I vettori termici sono usati solamente a scopo di riscaldamento, mentre l'energia elettrica alimenta i macchinari produttivi, gli impianti ausiliari e generali. In Figura 22 è illustrata la ripartizione dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (espressi in tep) di via Collegno 31.

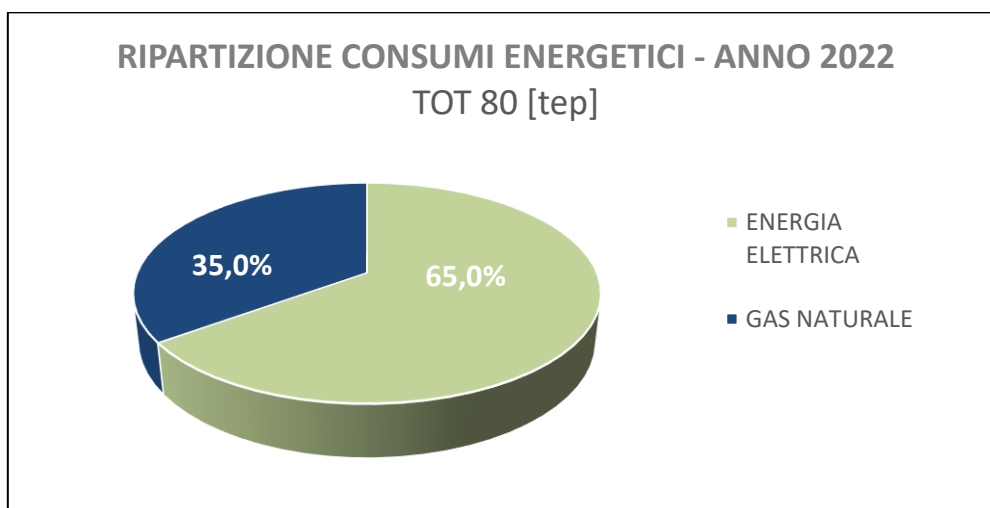


Figura 22 Riepilogo dei consumi di energia primaria 2022 [via Collegno 31]

Il computo dei consumi totali è stato ricavato facendo riferimento ad un potere calorifico del gas naturale GN e del pellet pari a:

$$PCI_{GN} = 10 \text{ kWh}/m^3$$

$$PCI_{pellet} = 4,6 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

La conversione in Tonnellate Equivalenti di Petrolio o tep per il Gas Naturale vale:

$$1 Sm^3 = 8,360 \cdot 10^{-4} tep$$

Per il pellet si è passati dai kg ai kWh tramite il potere calorifico inferiore e si sono convertiti i kWh termici di combustibile ottenuti tramite il fattore di conversione che vale:

$$1 kWh_t = 0,086 \cdot 10^{-3} tep$$

Per l'energia elettrica vale:

$$1 kWh_e = 0,187 \cdot 10^{-3} tep$$

L'energia da GN è stata calcolata dalle fatture gas fornite e moltiplicando il valore trovato (Sm^3) per il potere calorifico inferiore del combustibile. I consumi di energia elettrica sono dati direttamente in kWh nelle bollette elettriche fornite, e quindi il computo è stato ottenuto mediante semplice somma dei valori mensili a consuntivo.

Si può notare come i consumi di energia primaria siano principalmente associati all'energia elettrica.

In Figura 23 è riportata la ripartizione dei costi imponibili sostenuti a livello annuale per l'approvvigionamento di energia, dal quale si può avere una idea dei flussi monetari coinvolti nell'aspetto energetico dello stabilimento.

Dall'analisi delle fatture di gas ed energia elettrica relative al 2022 sono risultati i seguenti costi unitari medi per lo stabilimento in via Collegno 31:

$$C_{EE} = 0,389 \text{ €/kWh} \quad C_{GN} = 1,106 \text{ €/Sm}^3 = 0,111 \text{ €/kWh}_t$$

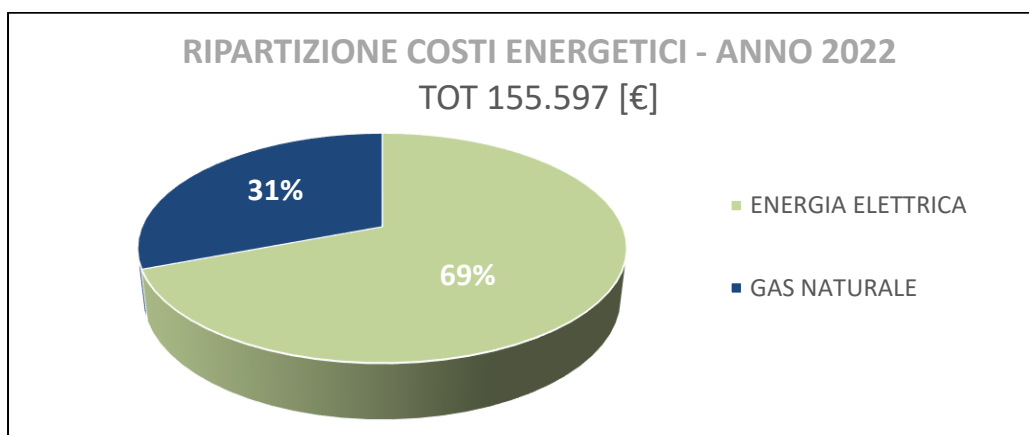


Figura 23 Ripartizione spesa annuale per l'energia nel 2022 [via Collegno 31]

Dall'analisi delle fatture di pellet ed energia elettrica relative al 2022 sono risultati i seguenti costi unitari medi per lo stabilimento in via Novara 8:

$$C_{EE} = 0,408 \text{ €/kWh} \quad C_{pellet} = 0,300 \text{ €/kg} = 0,065 \text{ €/kWh}$$

Si nota che il contributo elettrico al costo complessivo sia più rilevante nei confronti di quello termico, ciò è dovuto all'elevato costo unitario dell'energia elettrica.

Nelle Tabelle 1 e 2 si propone una sintesi dei consumi e relativi costi delle risorse energetiche impiegate.

CONSUMI ENERGETICI			CONSUMO			COSTO		COSTO Specifico
			kWh	tep	%	€	%	€/kWh
TOT			610.321	80	100.0%	155.597	100.0%	0,255
LB	1	ENERGIA ELETTRICA	276.931	52	65.0%	107.609	69.2%	0,389
LB	2	GAS NATURALE	333.390	28	35.0%	47.988	30.8%	0,144

Tabella 1 Dati di sintesi dei consumi dell'anno 2022 [via Collegno 31]

CONSUMI ENERGETICI			CONSUMO			COSTO		COSTO Specifico
			kWh	tep	%	€	%	€/kWh
TOT			162.211	21	100.0%	31.948	100.0%	0,197
LB	1	ENERGIA ELETTRICA	62.345	12	57.6%	25.435	79.6%	0,408
LB	2	PELLET	99.866	9	42.4%	6.513	20.4%	0,065

Tabella 2 Dati di sintesi dei consumi dell'anno 2022 [via Novara 8]

5.2.1 Energia Elettrica

In Figura 24 si propongono gli istogrammi con i consumi annuali di energia elettrica dal 2019 al 2022 per lo stabilimento in via Collegno 31.

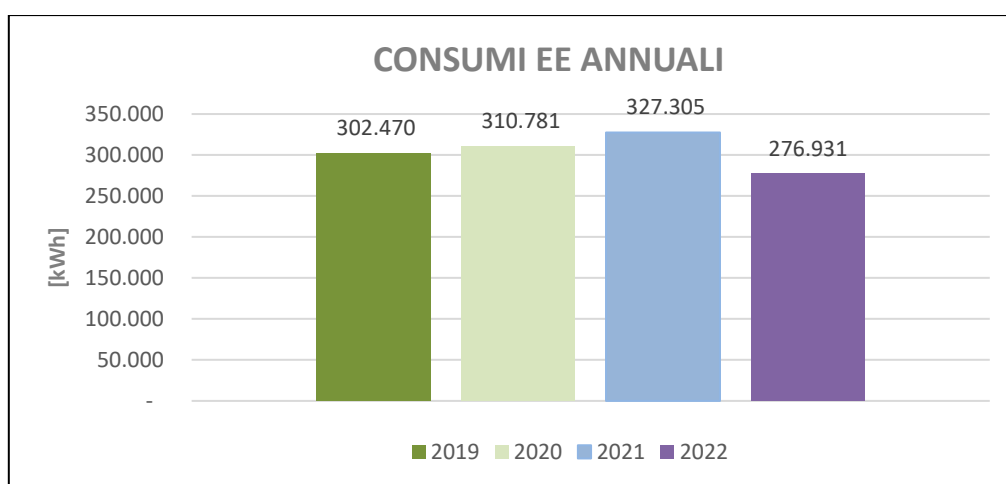


Figura 24 Consumi annuali di energia elettrica dal 2019 al 2022 [via Collegno 31]

Si può notare un consumo in leggera crescita nei primi tre anni, che si assesta comunque su un valore costante attorno ai 300.000 kWh. Si riscontra una sensibile diminuzione dei consumi nell'anno 2022, anno oggetto della diagnosi.

Nelle figure seguenti si diagrammano gli andamenti su base mensile dei consumi di energia elettrica; da questi si può avere una visione più dettagliata dell'entità dei consumi.

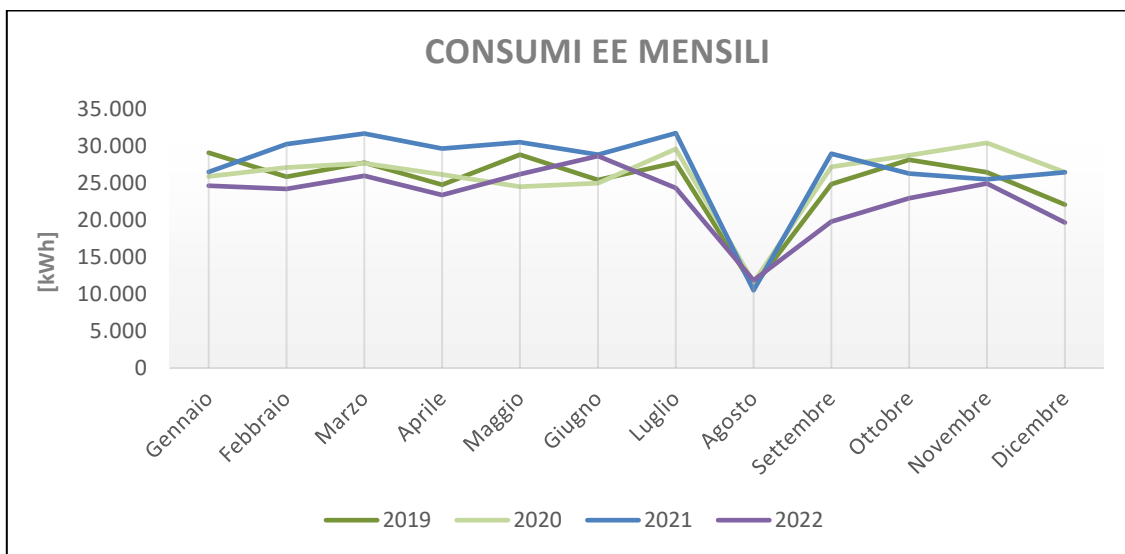


Figura 25 Consumi elettrici mensili dal 2019 al 2022 [via Collegno 31]

Si nota un profilo di consumo pressoché piatto nel corso dell'anno, con un picco minimo nel mese di agosto, dovuto principalmente alla chiusura estiva dello stabilimento; l'andamento è speculare per i quattro anni considerati e i consumi di energia elettrica assumono valori tendenzialmente compresi tra i 25.000 e 30.000 kWh durante il corso dell'anno.

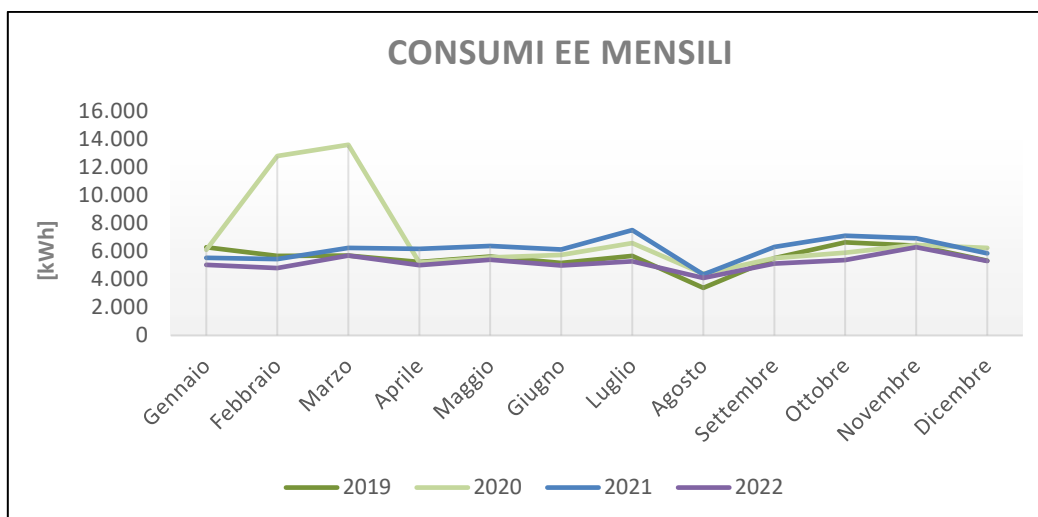


Figura 26 Consumi elettrici mensili dal 2019 al 2022 [via Novara 8]

Si nota un profilo di consumo pressoché piatto nel corso dell'anno, con un leggero decremento nel mese di agosto, dovuto principalmente alla chiusura estiva dello stabilimento; l'andamento è speculare per i quattro anni considerati e i consumi di energia elettrica assumono valori tendenzialmente compresi tra i 5.000 e 6.000 kWh durante il corso dell'anno. L'unico andamento in controtendenza riguarda i mesi di febbraio e marzo 2020, per cui si ha un deciso incremento dei consumi elettrici, che vanno oltre i 13.000 kWh.

In Tabella 3 si propongono i dati di sintesi della fornitura elettrica per l'anno di riferimento 2022: si mette in evidenza l'energia elettrica prelevata nel corso dell'anno secondo le fasce orarie, gli importi sostenuti per la fornitura e il prezzo medio su base mensile (tale prezzo è al netto dell'IVA, rappresenta quindi il "costo industriale").

CONSUMI ENERGIA ELETTRICA [kWh _e] - ANNO 2022							IMPONIBILE [€/mese]	PMP [€/kWh]
MESE	F1	F2	F3	P	FP	TOT		
Gennaio	12.346	4.372	7.963	13.220	11.461	24.681	€ 8.020	0,324
Febbraio	12.360	4.302	7.574	13.220	11.016	24.236	€ 7.349	0,303
Marzo	13.375	4.472	8.183	14.269	11.761	26.030	€ 10.597	0,407
Aprile	11.483	4.248	7.685	12.333	11.083	23.416	€ 7.812	0,333
Maggio	12.927	4.722	8.570	13.871	12.348	26.219	€ 8.213	0,313
Giugno	12.885	5.576	10.233	14.000	14.694	28.694	€ 10.361	0,361
Luglio	11.976	4.408	7.990	12.858	11.516	24.374	€ 13.737	0,563
Agosto	5.709	2.023	4.131	6.114	5.749	11.863	€ 7.948	0,670
Settembre	10.921	2.918	5.965	11.505	8.299	19.804	€ 10.810	0,545
Ottobre	11.241	4.456	7.274	12.132	10.839	22.971	€ 6.857	0,298
Novembre	12.397	4.523	8.049	13.302	11.667	24.969	€ 7.981	0,319
Dicembre	9.348	3.457	6.869	10.039	9.635	19.674	€ 7.924	0,402
TOT	136.968	49.477	90.486	146.863	130.068	276.931	€ 107.609	0,389
	49.5%	17.9%	32.7%	53.0%	47.0%	100.0%		

Tabella 3 Dati di consumo energia elettrica 2022 [via Collegno 31]

Il distributore ha reso disponibile i prelievi di energia attiva medi quarti orari per l'anno 2022, rendendo possibile la rappresentazione dei diagrammi di carico giornalieri; poiché l'energia non è altro che l'integrale nel tempo della potenza prelevata, è lecito affermare che l'energia consumata in un'ora corrisponda alla potenza media prelevata nella stessa ora. La domanda di energia elettrica richiesta dagli stabilimenti non è costante, si ha un andamento variabile nei giorni dell'anno, della settimana e nell'arco della giornata lavorativa stessa. Nelle figure seguenti si analizzano i profili dei consumi energetici medi orari di una settimana, suddivisi giorno per giorno.

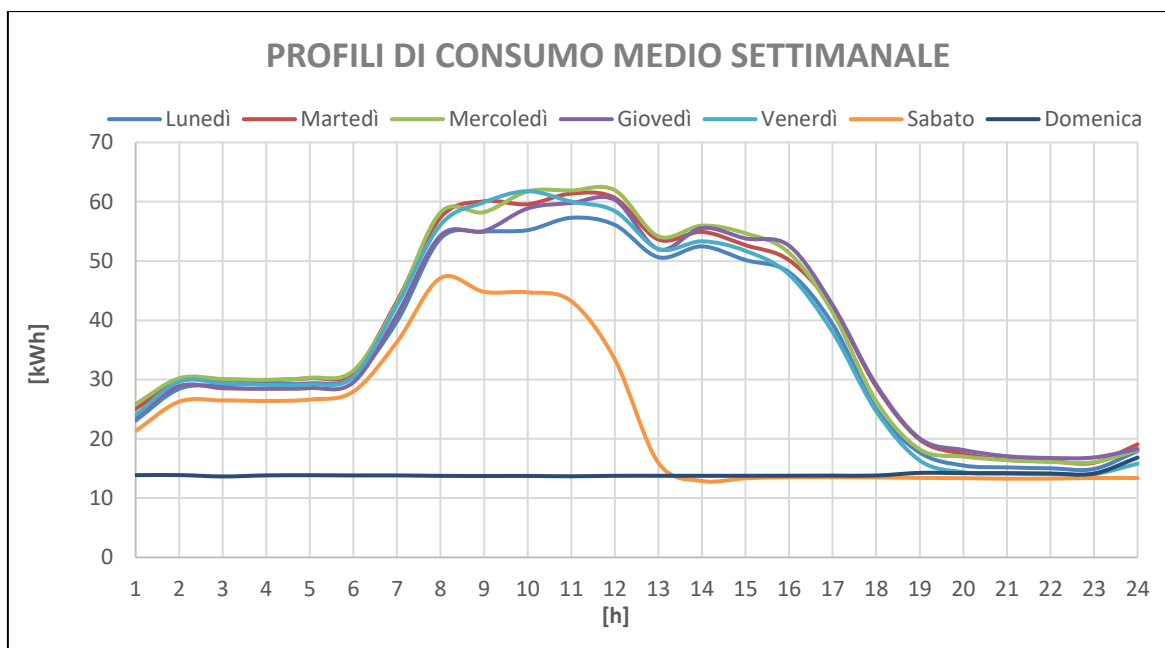


Figura 27 Profili di consumo medio settimanale 2022 [via Collegno 31]

Si osservano i profili dei cinque giorni lavorativi, pressoché simili con picchi tra i 50 e i 60 kW nel pieno della giornata. Nelle ore notturne vi è una differenza: si distingue infatti un carico base di circa 15 kW nelle ore finali della giornata, mentre cresce a circa 30 kW nelle prime ore della giornata, presumibilmente per l'accensione di alcuni macchinari. Sabato è un giorno di transizione in cui la potenza segue lo stesso andamento dei giorni lavorativi, raggiungendo un valore compreso tra i 40 e i 50 kW nella mattina, per poi scendere fino a raggiungere il carico di base domenicale di circa 15 kW.

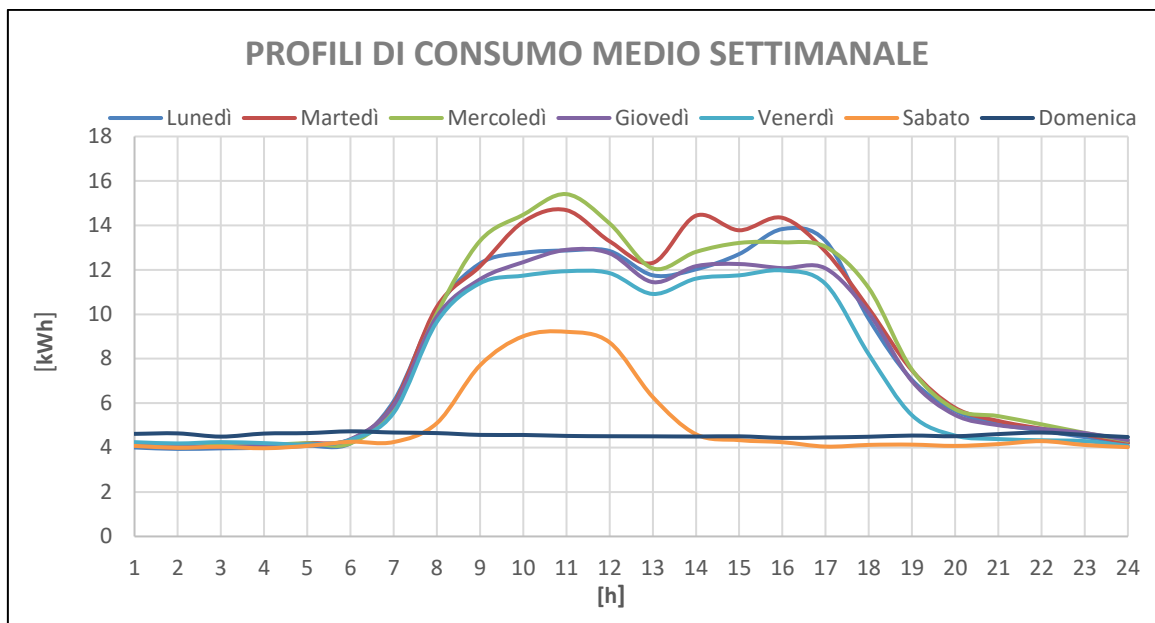


Figura 28 Profili di consumo medio settimanale 2022 [via Novara 8]

Anche lo stabilimento in via Novara 8 segue la tendenza descritta per lo stabilimento di via Collegno 31, ovviamente con consumi inferiori viste le attività svolte.

In Figura 29 e 30, in cui sono raffigurati i profili di carico giornaliero medi, si confronta la potenza media annuale prelevata su intervalli orari di un giorno “tipo” con i valori di potenza massimi registrati nelle stesse ore del giorno nel corso dell’anno. I diagrammi mostrano che il prelievo istantaneo massimo è caratterizzato da picchi sensibilmente superiori alla potenza mediamente impegnata (circa il doppio in via Collegno 31 ed estremamente più alti in via Novara 8). Tale comportamento è attribuibile all’uso di macchinari caratterizzati da correnti di spunto elevate o alla contemporaneità di utilizzo degli stessi.

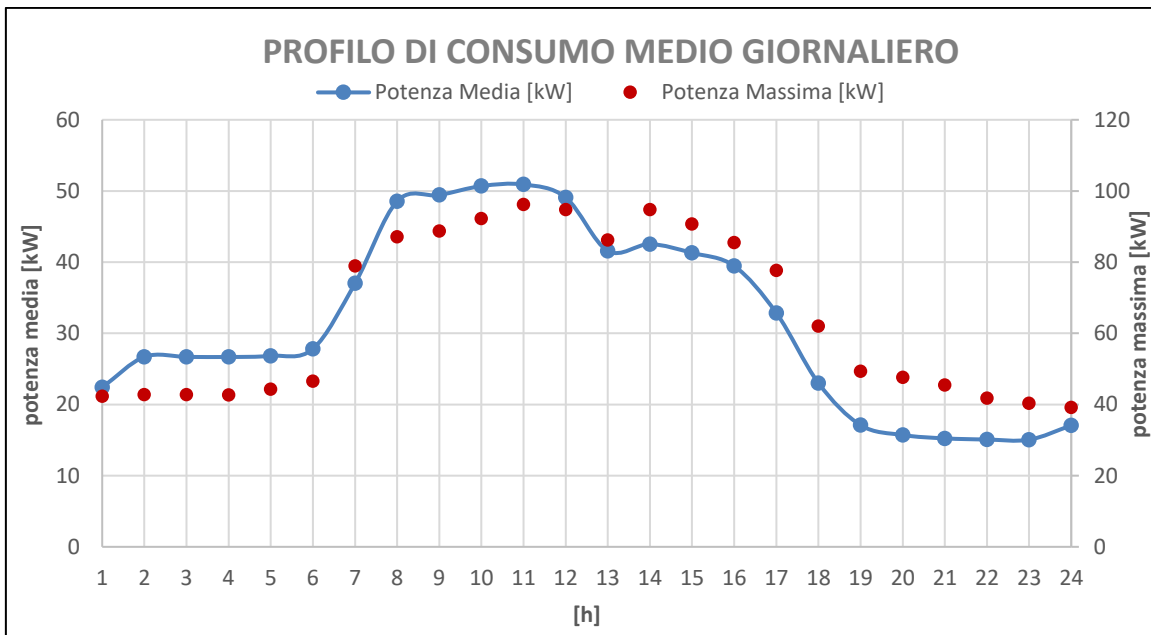


Figura 29 Profilo di consumo medio giornaliero e potenza massima [via Collegno 31]

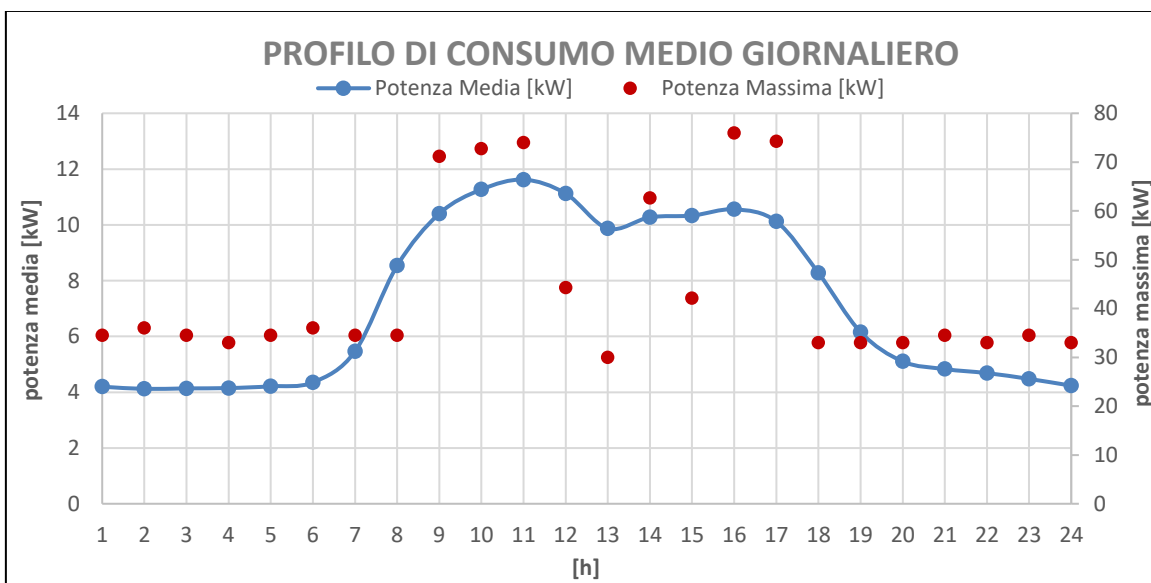


Figura 30 Profilo di consumo medio giornaliero e potenza massima [via Novara 8]

5.2.2 Energia Termica

I vettori energetici che rappresentano il consumo di energia termica sono legati al contributo del gas naturale per lo stabilimento in via Collegno 31 e a quello del pellet per quanto riguarda lo stabilimento in via Novara 8.

In Figura 31 si mostrano i consumi di gas naturale dal 2019 al 2022.

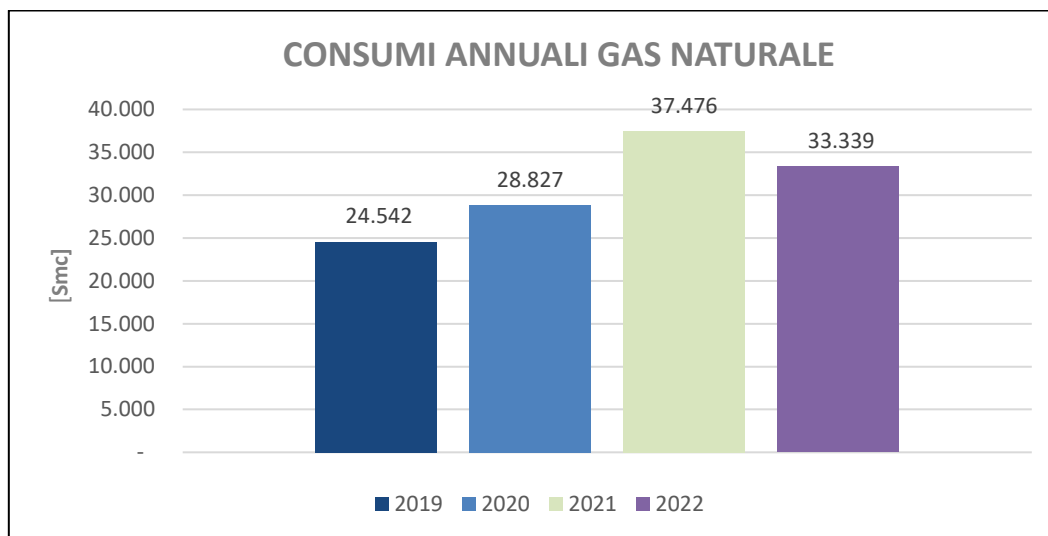


Figura 31 Consumi annuali di gas naturale dal 2019 al 2022 [via Collegno 31]

Si nota che il consumo di gas naturale ha avuto un trend in crescita dal 2019 fino al 2021, per poi avere una diminuzione nell'anno d'analisi, ovvero il 2022, presumibilmente per l'intervento di coibentazione del tetto che ha ridotto le dispersioni termiche verso l'esterno. Nel diagramma in Figura 32 si evidenziano i consumi di gas su base mensile.

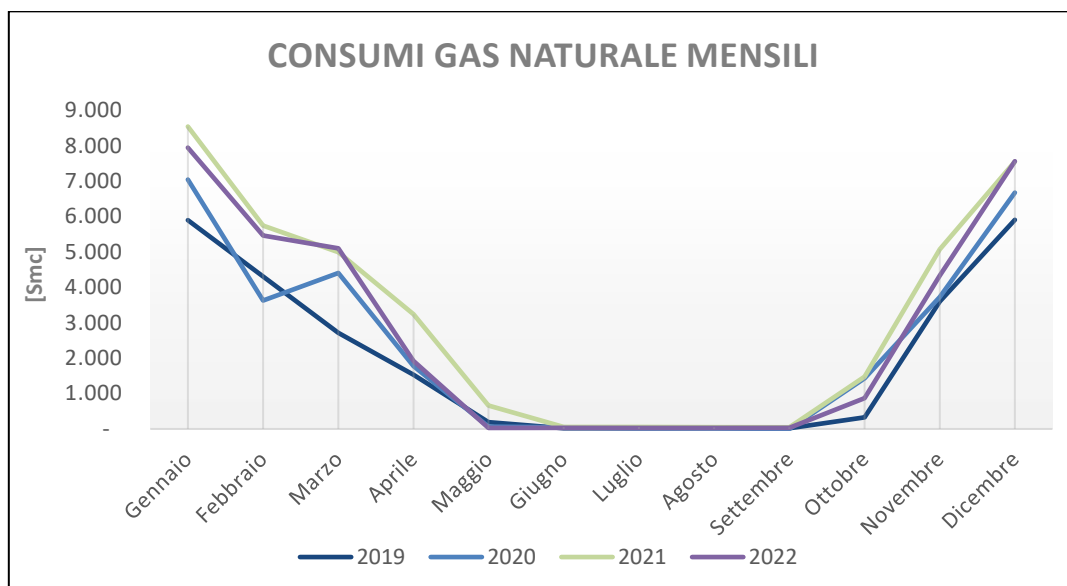


Figura 32 Andamento consumi mensili di gas naturale dal 2019 al 2022 [via Collegno 31]

È facilmente riscontrabile un profilo di consumo classico per un'utenza solo riscaldamento, con consumi maggiori nei mesi invernali e una sensibile riduzione, se non azzeramento, nei mesi estivi. I profili dei quattro anni sono simili per quanto riguarda l'andamento della curva ed evidenziano i livelli di consumo descritti nella figura precedente.

In Tabella 4 si propongono i dati di sintesi della fornitura mensile di gas naturale per l'anno di riferimento 2022: la tabella mette in evidenza i consumi di gas naturale, i relativi costi imponibili, l'energia termica calcolata con il PCI presentato precedentemente e i prezzi unitari. Tutti questi valori derivano da consumi di GN stimati, dato che il fornitore non ha effettivamente effettuato la misura.

MESE	CONSUMO [Sm ³]	IMPONIBILE [€]	ENERGIA TERMICA [kWh _t]	PREZZO UNITARIO [€/Sm ³]
Gennaio	7.944	€ 11.117	79.440	1,399
Febbraio	5.466	€ 6.229	54.660	1,140
Marzo	5.098	€ 8.440	50.980	1,655
Aprile	1.916	€ 2.603	19.160	1,359
Maggio	31	€ 122	310	3,924
Giugno	30	€ 125	300	4,156
Luglio	31	€ 143	310	4,622
Agosto	31	€ 162	310	5,225
Settembre	30	€ 145	300	4,839
Ottobre	867	€ 1.126	8.670	1,299
Novembre	4.334	€ 6.020	43.340	1,389
Dicembre	7.561	€ 11.756	75.610	1,555
TOT	33.339	€ 47.988	333.390	1,439

Tabella 4 Dati di consumo gas naturale 2022 [via Collegno 31]

5.3 Struttura energetica aziendale

I vari reparti e le aree funzionali dell'azienda si possono ricondurre agli schemi in Figura 33 e 34, nei quali si sono schematizzate la struttura energetica aziendale al fine di identificare, per competenza funzionale, le aree caratteristiche del sistema produttivo che influenzano il comportamento energetico.

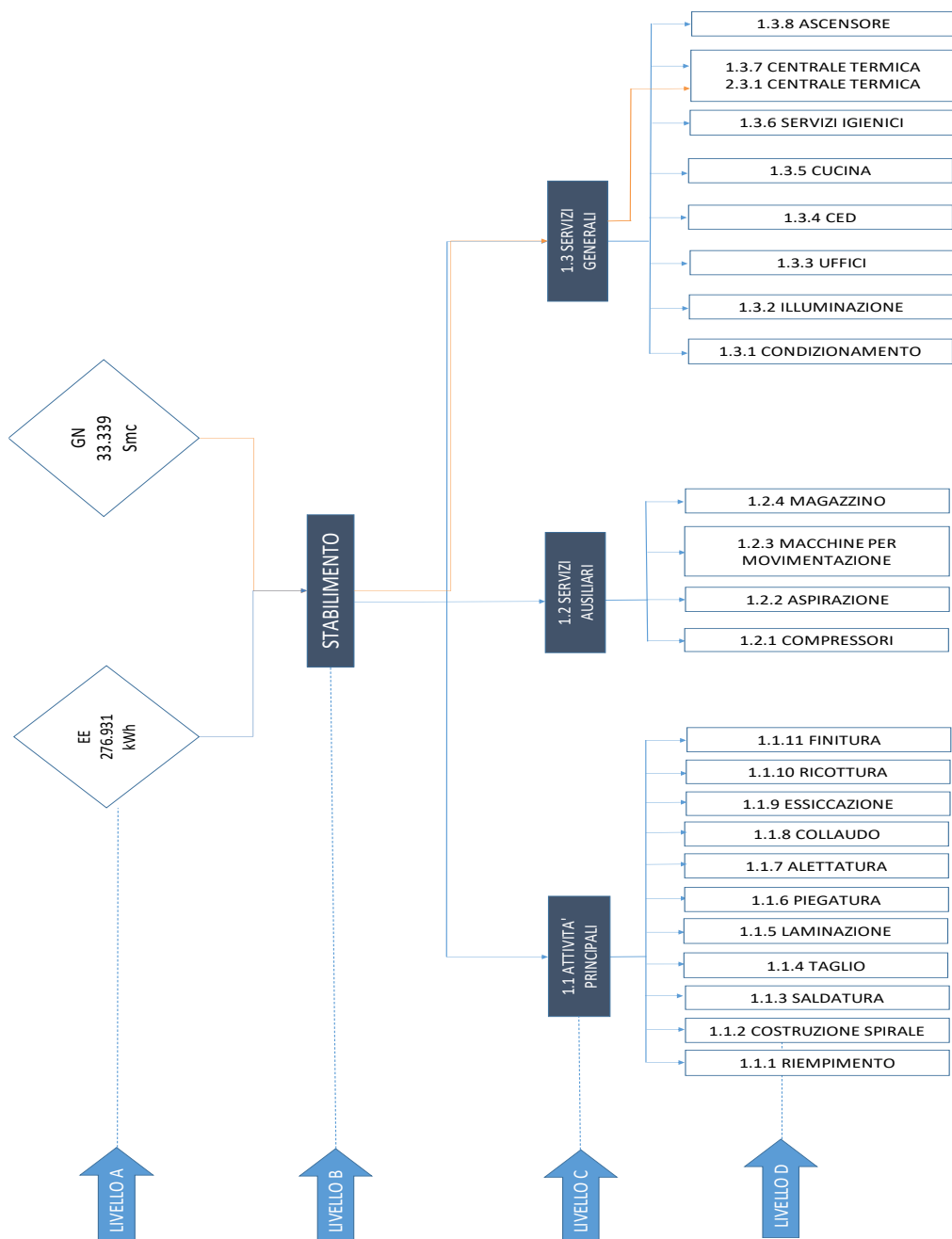


Figura 33 Struttura energetica aziendale [via Collegno 31]

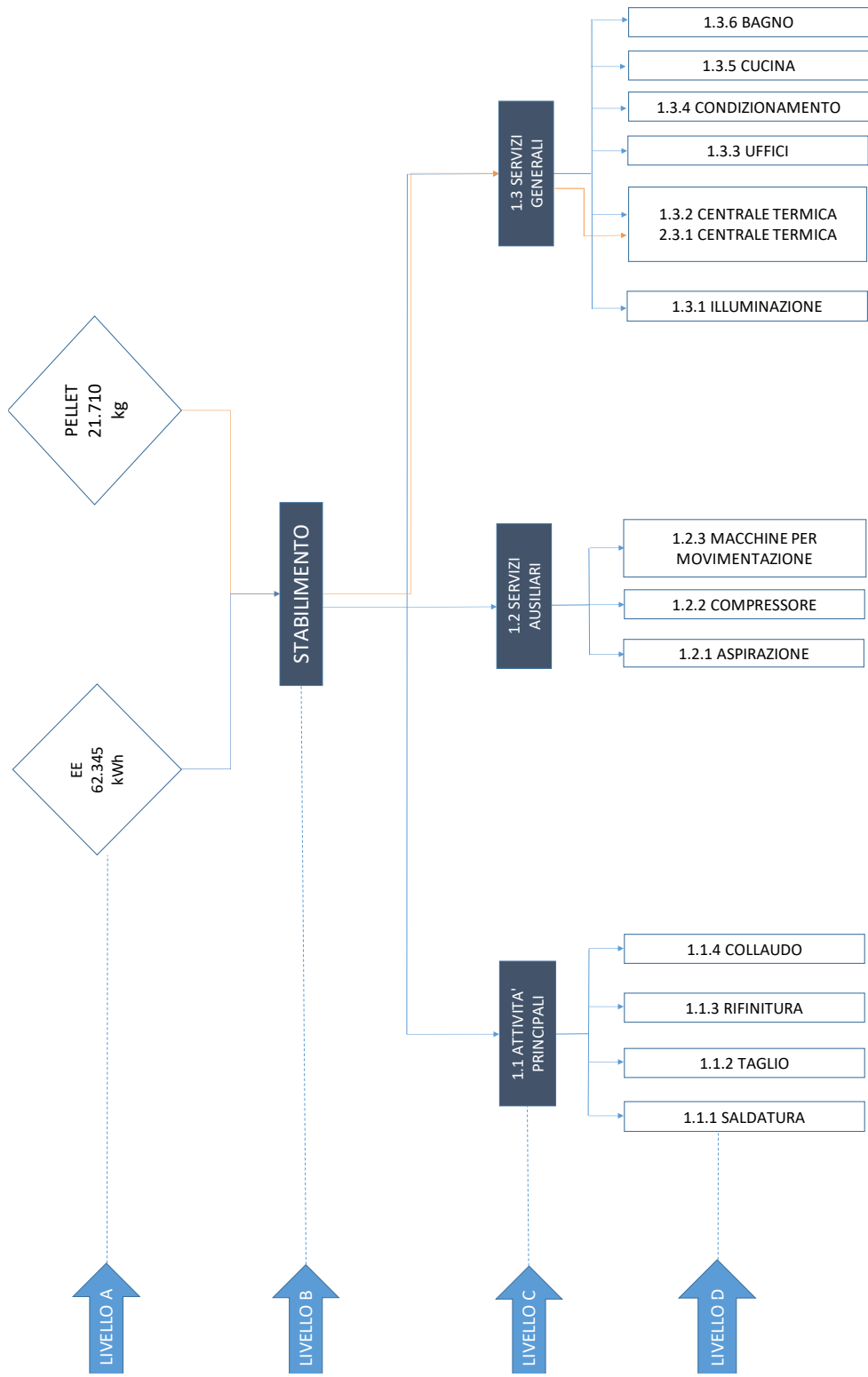


Figura 34 Struttura energetica aziendale [via Novara 8]

5.4 Descrizione della strategia di monitoraggio

Non essendo presenti dei sistemi di misura dedicati, le varie grandezze sono state calcolate; dal sopralluogo in azienda si è ricavato il numero di giorni annuali di funzionamento di ogni reparto dell'impianto.

A partire dal censimento dei macchinari - con relativa potenza di targa (caso elettrico) o portata nominale di gas (caso termico) e ore giornaliere di funzionamento - si è ipotizzato, sulla base dell'esperienza pregressa e del sopralluogo in azienda, un fattore di carico $0 \leq f \leq 1$ che tiene conto della regolazione del macchinario e del funzionamento a valori intermedi di potenza.

Si valuta quindi il consumo energetico annuale di ogni macchinario o sotto-impianto. Dall'analisi della documentazione e dal sopralluogo in azienda, ciascun macchinario è stato assegnato alla corrispondente area funzionale; si può quindi pervenire al consumo energetico di ciascuna area funzionale, e da qui risalire ai consumi del gruppo produttivo e ancora ai consumi dell'intero impianto. A questo punto si dovrà ottenere un consumo confrontabile con il valore ricavato dalle bollette.

Risulta chiaro che il monitoraggio non sarà obbligatorio per l'azienda in esame, dato che la stessa diagnosi energetica non è richiesta dalla legge. Il presente paragrafo si pone però l'obiettivo di dare una linea guida sulla possibile strategia di monitoraggio da adottare, dato che, a prescindere dagli obblighi, il monitoraggio dei dati e dei consumi risulta essere fondamentale ai fini della gestione energetica e conseguentemente dei consumi e dei costi ad essi annessi.

Nello specifico, gli stabilimenti Masterwatt in esame, con 80 e 20 tep (dati 2022), si posizionano al di sotto dell'ultimo scaglione di monitoraggio (100 -1199 tep), confermando il fatto di non averne obbligo. Nel caso in cui si volesse adottare comunque una strategia di monitoraggio per i motivi citati precedentemente, si consiglia di conseguire le coperture indicate nell'ultimo scaglione, il più vicino ai siti in esame: il 40% delle attività principali, il 5% per i servizi ausiliari e il 5% per i servizi generali. I vettori energetici soggetti al monitoraggio all'interno dello stabilimento sarebbero l'energia elettrica e il gas naturale.

Di seguito, si propone una tabella riepilogativa delle utenze elettriche da monitorare per i due stabilimenti, scelte e suggerite tra le più energivore dello stabilimento, con i relativi consumi stimati, e successivamente una sintesi della previsione delle percentuali di monitoraggio che si potrebbero raggiungere con la campagna di installazione proposta, confrontate con quelle minime indicate precedentemente.

Ovviamente qualora vi sia la possibilità tecnica, sarà possibile monitorare il quadro elettrico relativo alle utenze qui sottoindicate.

MACCHINARI	N. UTENZE da MONITORARE	CONSUMO Stimato 2022 [kWh]	POTENZA TOT [kW]
ATTIVITA' PRINCIPALI	3	77.868	68
SALDATURA	1	11.088	22
Robot di saldatura	1	11.088	22
ESSICCAZIONE	1	17.640	20
Forno di essiccazione resistenze MASTERWATT	1	17.640	20
RICOTTURA	1	49.140	26
Forno di ricottura CIEFFE	1	49.140	26
SERVIZI AUSILIARI	1	13.230	15
COMPRESSORI	1	13.230	15
COMPRESSORE Pneumofore A20.8 VS15	1	13.230	15
SERVIZI GENERALI	1	12.936	5,6
ILLUMINAZIONE	1	12.936	5,6
ILLUMINAZIONE	1 (14 unità)	12.936	5,6

Tabella 5 Proposta utenze elettriche da monitorare [via Collegno 31]

AREA FUNZIONALE	CONSUMO [kWh]	MISURATO [kWh]	COPERTURA [%]	% NORMATIVA
ATTIVITA' PRINCIPALI	169.382	77.868	46%	40%
1.1.1 RIEMPIMENTO	10.080	-	0%	
1.1.2 COSTRUZIONE SPIRALE	998	-	0%	
1.1.3 SALDATURA	40.793	11.088	27%	
1.1.4 TAGLIO	4.828	-	0%	
1.1.5 LAMINAZIONE	15.677	-	0%	
1.1.6 PIEGATURA	9.206	-	0%	
1.1.7 ALETTATURA	5.082	-	0%	
1.1.8 COLLAUDO	9.765	-	0%	
1.1.9 ESSICCAZIONE	18.522	17.640	95%	
1.1.10 RICOTTURA	49.140	49.140	100%	
1.1.11 FINITURA	5.292	-	0%	
SERVIZI AUSILIARI	33.705	13.230	39%	5%
1.2.1 COMPRESSORI	13.230	13.230	100%	
1.2.2 ASPIRAZIONE	2.835	-	0%	
1.2.3 MACCHINE PER MOVIMENTAZIONE	10.290	-	0%	
1.2.4 MAGAZZINO	7.350	-	0%	
SERVIZI GENERALI	76.575	12.936	17%	5%
1.3.1 CONDIZIONAMENTO	29.084	-	0%	
1.3.2 ILLUMINAZIONE	31.492	12.936	41%	
1.3.3 UFFICI	8.203	-	0%	
1.3.4 CED	1.764	-	0%	
1.3.5 CUCINA	1.953	-	0%	
1.3.6 SERVIZI IGIENICI	189	-	0%	
1.3.7 CENTRALE TERMICA	3.812	-	0%	
1.3.8 ASCENSORE	79	-	0%	
TOTALE	279.662	104.034	37%	

Tabella 6 Riepilogo percentuali monitoraggio EE proposto per area funzionale [via Collegno 31]

MACCHINARI	N. UTENZE da MONITORARE	CONSUMO Stimato 2022 [kWh]	POTENZA TOT [kW]
ATTIVITA' PRINCIPALI	3	10.206	27
SALDATURA	3	10.206	27
Stazione di SALDATURA TEKNOSALD	3	10.206	27
SERVIZI AUSILIARI	1	7.875	7,5
COMPRESSORI	1	7.875	7,5
COMPRESSORE Pneumofore T10	1	7.875	7,5
SERVIZI GENERALI	3	19.404	9,24
ILLUMINAZIONE	3	19.404	9,24
ILLUMINAZIONE campata 1	1 (56 unità)	6.468	3,08
ILLUMINAZIONE campata 2	1 (56 unità)	6.468	3,08
ILLUMINAZIONE campata 3	1 (56 unità)	6.468	3,08

Tabella 7 Proposta utenze elettriche da monitorare [via Novara 8]

AREA FUNZIONALE	CONSUMO [kWh]	MISURATO [kWh]	COPERTURA [%]	% NORMATIVA
ATTIVITA' PRINCIPALI	14.729	10.206	69%	40%
1.1.1 SALDATURA	10.568	10.206	97%	
1.1.2 TAGLIO	3.065	-	0%	
1.1.3 RIFINITURA	340	-	0%	
1.1.4 COLLAUDO	756	-	0%	
SERVIZI AUSILIARI	18.883	7.875	42%	5%
1.2.1 ASPIRAZIONE	4.824	-	0%	
1.2.2 COMPRESSORE	8.051	7.875	98%	
1.2.3 MACCHINE PER MOVIMENTAZIONE	6.008	-	0%	
SERVIZI GENERALI	33.395	19.404	58%	5%
1.3.1 ILLUMINAZIONE	21.156	19.404	92%	
1.3.2 CENTRALE TERMICA	1.709	-	0%	
1.3.3 UFFICI	3.276	-	0%	
1.3.4 CONDIZIONAMENTO	5.753	-	0%	
1.3.5 CUCINA	1.355	-	0%	
1.3.6 SERVIZI IGIENICI	147	-	0%	
TOTALE	67.007	37.485	56%	

Tabella 8 Riepilogo percentuali monitoraggio EE proposto per area funzionale [via Novara 8]

Adottando le soluzioni di monitoraggio proposte, l'azienda rientrerà nei limiti imposti dalla legge per l'ultimo scaglione tep per quanto riguarda il vettore energia elettrica. Le stesse considerazioni vanno fatte anche per il vettore gas naturale, ma dato che le uniche utenze termiche fanno capo alla sola area funzionale "Centrale Termica", il contatore generale di stabilimento (PDR), è sufficienti a monitorare il 100% dei consumi

di questo vettore energetico. L'unica utenza termica dello stabilimento in via Novara 8 riguarda la caldaia a pellet, per cui basterebbe un misuratore dell'energia termica per monitorare il 100% dei consumi di tale vettore energetico.

5.5 Modello elettrico

Di seguito si schematizzano le strutture energetiche individuate per gli stabilimenti oggetto di diagnosi secondo le linee guida ENEA in riferimento al vettore energia elettrica.

- Via Novara 8

MODELLO ELETTRICO			
Tipologia attività	Consumo elettrico [kWh/anno]	% consumo totale	Tipo dato
ATTIVITA' PRINCIPALI	14.729	21,98%	
1.1.1 SALDATURA	10.568	15,77%	Stimato
1.1.2 TAGLIO	3.065	4,57%	Stimato
1.1.3 RIFINITURA	340	0,51%	Stimato
1.1.4 COLLAUDO	756	1,13%	Stimato
SERVIZI AUSILIARI	18.883	28,18%	
1.2.1 ASPIRAZIONE	4.824	7,20%	Stimato
1.2.2 COMPRESSORE	8.051	12,02%	Stimato
1.2.3 MACCHINE PER MOVIMENTAZIONE	6.008	8,97%	Stimato
SERVIZI GENERALI	33.395	49,84%	
1.3.1 ILLUMINAZIONE	21.156	31,57%	Stimato
1.3.2 CENTRALE TERMICA	1.709	2,55%	Stimato
1.3.3 UFFICI	3.276	4,89%	Stimato
1.3.4 CONDIZIONAMENTO	5.753	8,59%	Stimato
1.3.5 CUCINA	1.355	2,02%	Stimato
1.3.6 SERVIZI IGIENICI	147	0,22%	Stimato
TOTALE	67.007	100 %	Stimato

Tabella 9 Identificazione attività modello elettrico [via Novara 8]

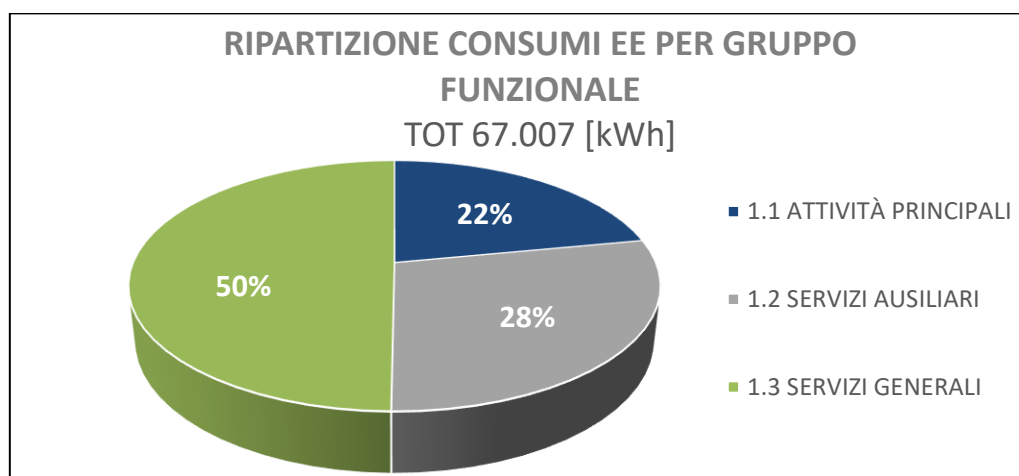


Figura 35 Ripartizione consumi modello elettrico [via Novara 8]

Dal grafico in Figura 35 risulta evidente che il gruppo funzionale più incidente a livello di consumi di energia elettrica sia quello dei servizi generali.

Sotto la voce relativa alle attività principali troviamo le aree produttive peculiari che caratterizzano la produzione dell'azienda, come mostra la Figura 36.

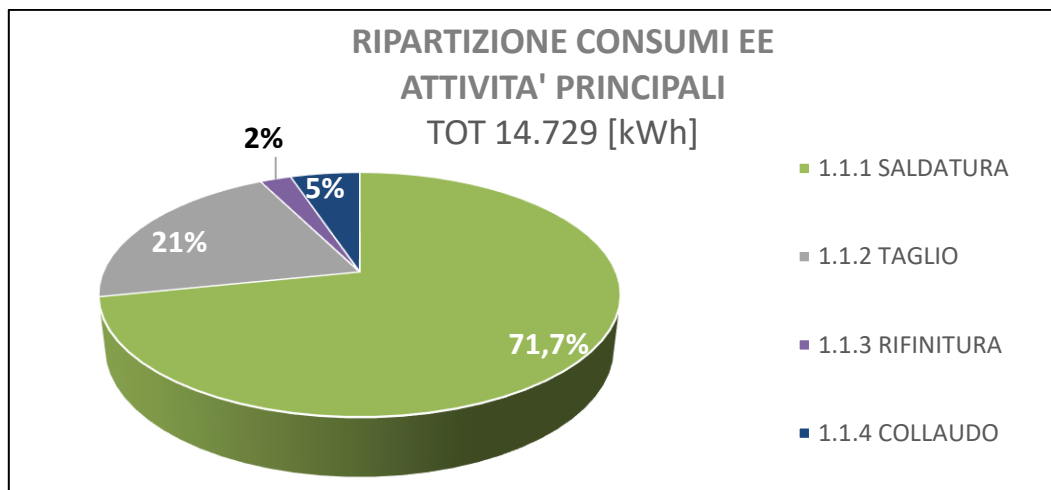


Figura 36 Ripartizione consumi energia elettrica tra le attività principali [via Novara 8]

La maggioranza dei consumi delle attività principali è attribuibile al reparto saldatura (71,7%); tra gli altri gruppi più energivori si segnala il reparto taglio (21%) e il collaudo (5%).

I servizi ausiliari sono a supporto delle attività principali e comprendono la produzione di aria compressa (reparto composto da 1 compressore datato 2001 alimentato da motore elettrico a numero di giri fisso e dal relativo essiccatore d'aria compressa), l'aspirazione e i macchinari funzionali alla movimentazione. In Figura 37 si nota come i consumi dei servizi ausiliari siano equamente distribuiti nei tre sottogruppi citati prima, con l'utenza dei compressori che risulta essere la più energivora, raggiungendo complessivamente il 43% dei consumi legati ai servizi ausiliari alla produzione.

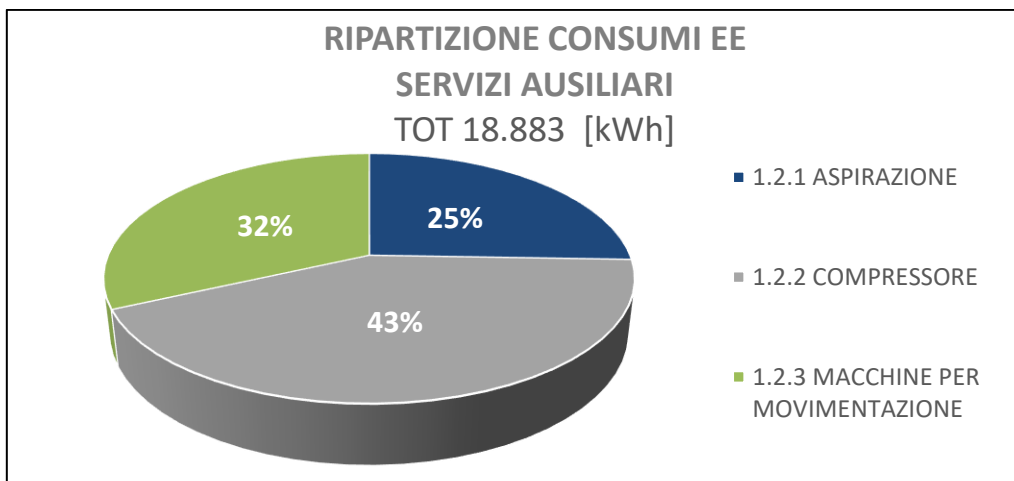


Figura 37 Ripartizione consumi energia elettrica tra i servizi ausiliari [via Novara 8]

I servizi generali sono quelli comuni all'intero stabilimento che non incidono direttamente sui fabbisogni della produzione. In questa analisi includono l'illuminazione, gli apparecchi elettrici funzionali alla centrale termica, agli uffici amministrativi, al condizionamento, alla cucina e ai servizi igienici. Il grafico in Figura 38 mostra che la quasi totalità dei consumi dei servizi generali sia legata all'illuminazione con il 63%, segue il condizionamento (17%).

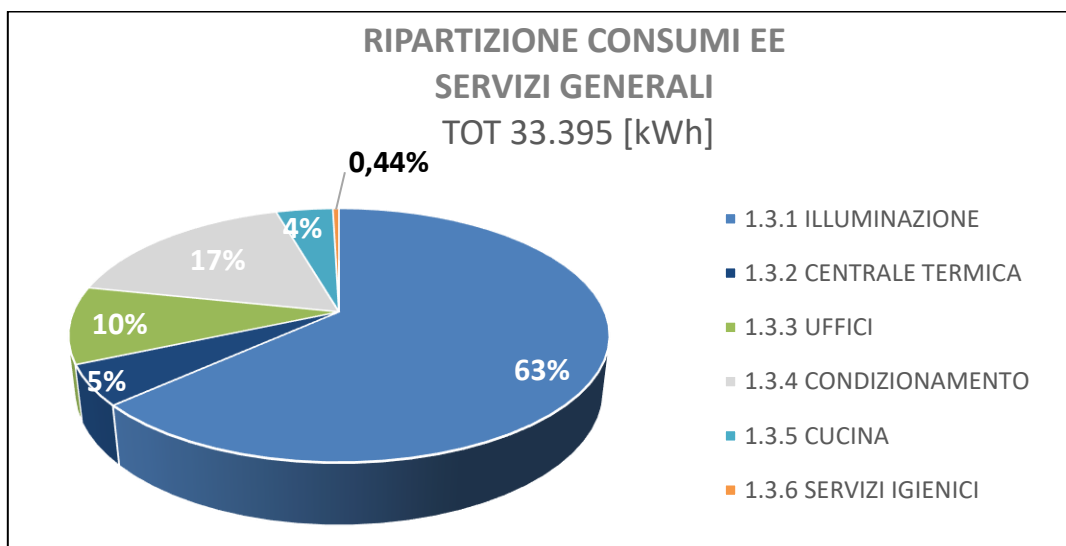


Figura 38 Ripartizione consumi energia elettrica tra i servizi generali [via Novara 8]

- Via Collegno 31

MODELLO ELETTRICO			
Tipologia attività	Consumo elettrico [kWh/anno]	% consumo totale	Tipo dato
ATTIVITA' PRINCIPALI	169.382	60,57%	
1.1.1 RIEMPIMENTO	10.080	3,60%	Stimato
1.1.2 COSTRUZIONE SPIRALE	998	0,36%	Stimato
1.1.3 SALDATURA	40.793	14,59%	Stimato
1.1.4 TAGLIO	4.828	1,73%	Stimato
1.1.5 LAMINAZIONE	15.677	5,61%	Stimato
1.1.6 PIEGATURA	9.206	3,29%	Stimato
1.1.7 ALETTATURA	5.082	1,82%	Stimato
1.1.8 COLLAUDO	9.765	3,49%	Stimato
1.1.9 ESSICCAZIONE	18.522	6,62%	Stimato
1.1.10 RICOTTURA	49.140	17,57%	Stimato
1.1.11 FINITURA	5.292	1,89%	Stimato
SERVIZI AUSILIARI	33.705	12,05%	
1.2.1 COMPRESSORI	13.230	4,73%	Stimato
1.2.2 ASPIRAZIONE	2.835	1,01%	Stimato
1.2.3 MACCHINE PER MOVIMENTAZIONE	10.290	3,68%	Stimato
1.2.4 MAGAZZINO	7.350	2,63%	Stimato
SERVIZI GENERALI	76.575	27,38%	
1.3.1 CONDIZIONAMENTO	29.084	10,40%	Stimato
1.3.2 ILLUMINAZIONE	31.492	11,26%	Stimato
1.3.3 UFFICI	8.203	2,93%	Stimato
1.3.4 CED	1.764	0,63%	Stimato
1.3.5 CUCINA	1.953	0,70%	Stimato
1.3.6 SERVIZI IGIENICI	189	0,07%	Stimato
1.3.7 CENTRALE TERMICA	3.812	1,36%	Stimato
1.3.8 ASCENSORE	79	0,03%	Stimato
TOTALE	279.662	100%	Stimato

Tabella 10 Identificazione attività modello elettrico [via Collegno 31]

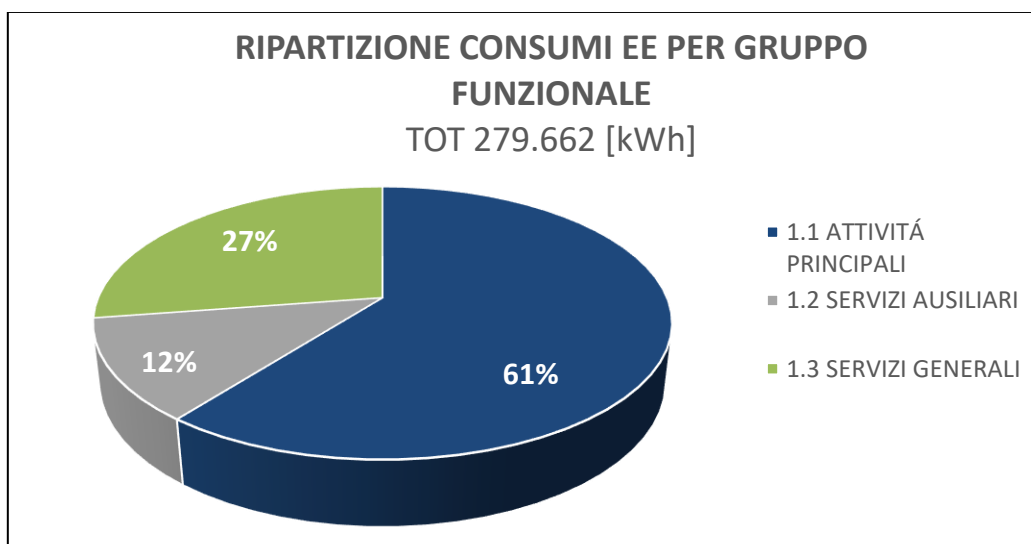


Figura 39 Ripartizione consumi modello elettrico [via Collegno 31]

A differenza dell'altro stabilimento, il grafico in Figura 39 evidenzia che il gruppo funzionale più incidente a livello di consumi di energia elettrica è quello delle attività principali.

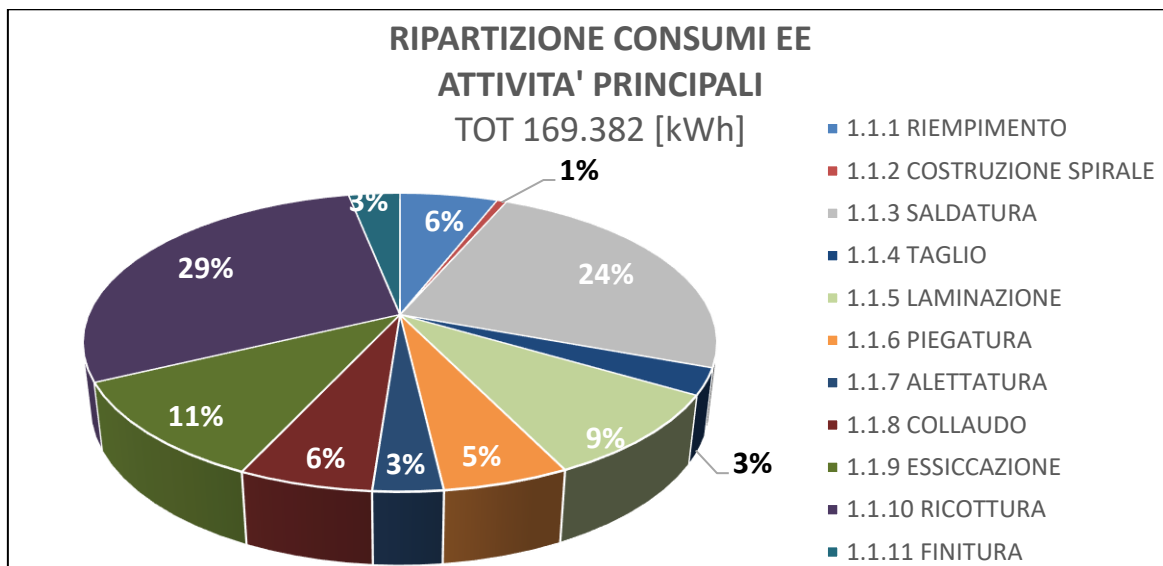


Figura 40 Ripartizione consumi energia elettrica tra le attività principali [via Collegno 31]

Dalla Figura 40 si nota come la maggioranza dei consumi delle attività principali sia attribuibile al reparto ricottura (29%), costituito dal forno di ricottura CIEFFE, macchinario più energivoro dello stabilimento; tra gli altri gruppi più energivori si segnalano il reparto saldatura (24%), costituito da molteplici macchinari, l'essiccazione (11%) e la laminazione (9%).

I servizi ausiliari comprendono la produzione di aria compressa (reparto composto da 1 compressore di nuova installazione alimentato da motore elettrico a numero di giri variabile), l'aspirazione, i macchinari funzionali alla movimentazione e i consumi legati al magazzino. In Figura 41 si nota che la maggior parte dei consumi dei servizi ausiliari siano allocabili al compressore (39%) e ai macchinari ausiliari alla movimentazione (31%).

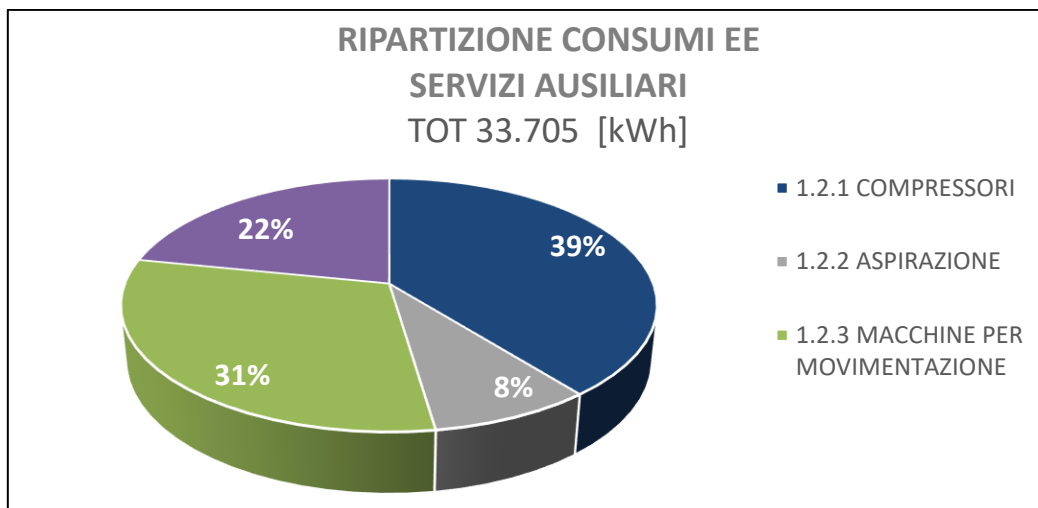


Figura 41 Ripartizione consumi energia elettrica tra i servizi ausiliari [via Collegno 31]

In questo stabilimento i servizi generali includono l'illuminazione, il CED, l'ascensore, gli apparecchi elettrici funzionali alla centrale termica, agli uffici amministrativi, al condizionamento, alla cucina e ai servizi igienici. Il grafico in Figura 42 mostra che la quasi totalità dei consumi dei servizi generali sia legata al condizionamento (include anche il condizionamento della sala server) e all'illuminazione, rispettivamente con il 38% e 41% del totale dei consumi generali.

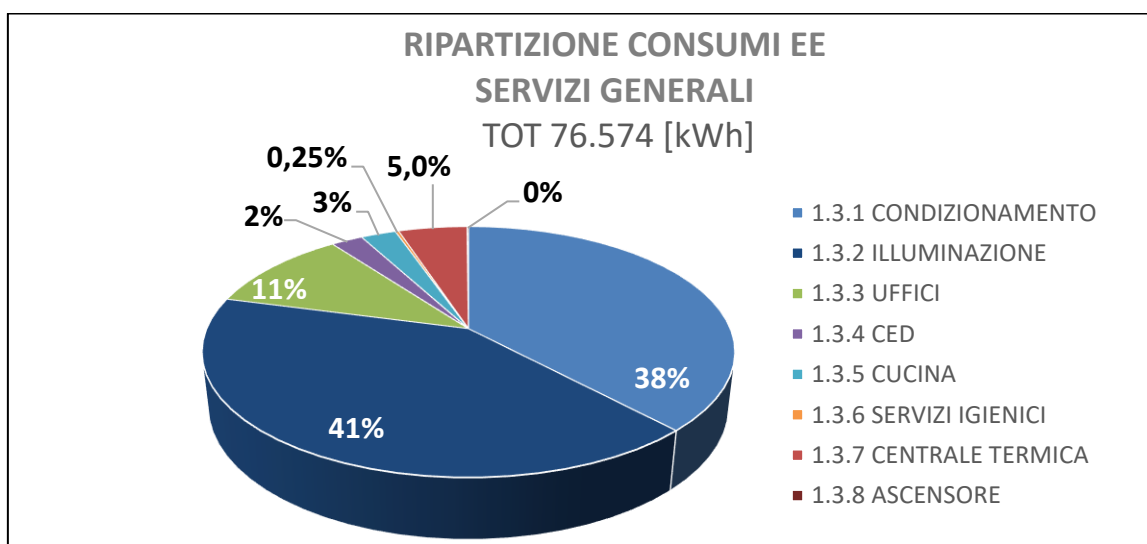


Figura 42 Ripartizione consumi energia elettrica tra i servizi generali [via Collegno 31]

5.6 Modello termico

Di seguito si schematizzano le strutture energetiche individuate per gli stabilimenti oggetto di diagnosi in riferimento al vettore energia termica.

MODELLO TERMICO				
Tipologia attività	Consumo termico [kWh]	Consumo Gas [Smc]	% consumo totale	Tipo dato
SERVIZI GENERALI	345.385	34.538	100,00%	
2.3.1 CENTRALE TERMICA	345.385	34.538	100,00%	Calcolato

Tabella 11 Identificazione attività modello termico [via Collegno 31]

Il gas metano acquistato è adibito alle sole caldaie della centrale termica; all'interno della centrale termica esso è utilizzato per scaldare acqua, al fine di riscaldamento invernale dello stabilimento e degli uffici tramite aerotermi. In particolare sono presenti tre caldaie: due caldaie murali da 26 kW destinate al riscaldamento degli uffici e una da 386 kW per l'insediamento produttivo.

MODELLO TERMICO				
Tipologia attività	Consumo termico [kWh]	Consumo Pellet [kg]	% consumo totale	Tipo dato
SERVIZI GENERALI	97.581	21.213	100,00%	
2.3.1 CENTRALE TERMICA	97.581	21.213	100,00%	Calcolato

Tabella 12 Identificazione attività modello termico [via Novara 8]

Il pellet acquistato è adibito alle due caldaie della centrale termica da 48 kW l'una; all'interno della centrale termica esso è utilizzato per scaldare acqua, per il riscaldamento invernale dello stabilimento e degli uffici tramite pavimento radiante. La conferma dell'utilizzo dei vettori termici esclusivamente ai fini di riscaldamento viene fornita dalla forte correlazione statistica tra i consumi di gas naturale o pellet con il driver climatico Gradi Giorno, come presentato nell'analisi di regressione lineare delle Figure 43 e 44.

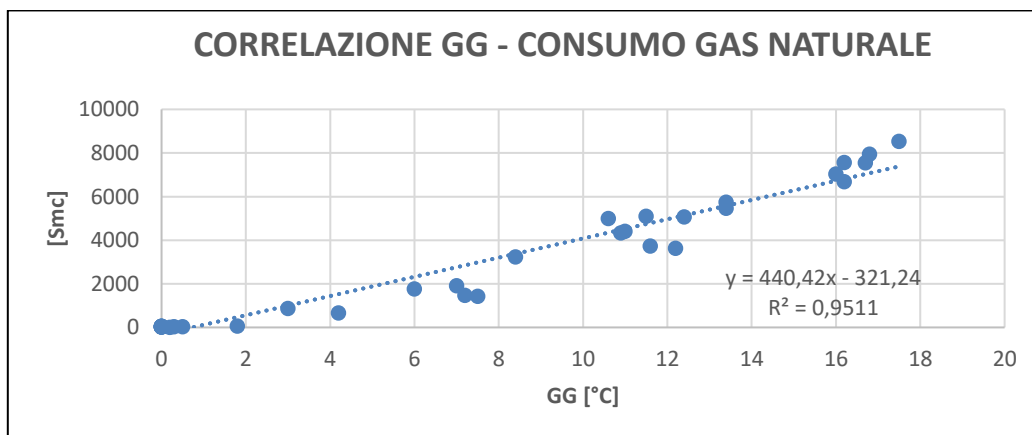


Figura 43 Correlazione tra consumi di gas naturale [Smc] e Gradi Giorno [°C] - via Collegno 31

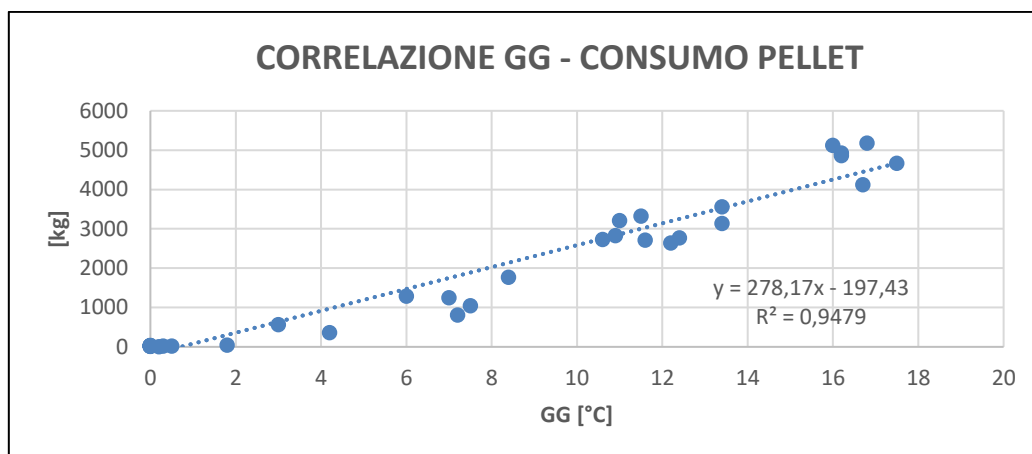


Figura 44 Correlazione tra consumi di pellet [kg] e Gradi Giorno [°C] - via Novara 8

5.7 Indicatori di prestazione energetica (EnPI)

Dopo aver presentato i consumi assoluti di stabilimento è fondamentale relazionarli alla produzione dell'azienda. Questo accorgimento permette di mettere in luce il reale comportamento energetico (baseline), in termini di kWh consumato per unità di prodotto uscente. L'indice così ottenuto rappresenta un valore specifico di consumo, detto indice di performance energetica (EnPI), che tiene conto dell'entità dei consumi ed allo stesso tempo dei volumi di beni gestiti, con lo scopo di evidenziare eventuali punti deboli nel processo produttivo o nell'utilizzo delle risorse, a cui successivamente si risponderà con proposte di miglioramento.

Si è quindi definito un indice globale a livello di stabilimento, in termini di kWh per pezzo prodotto; similmente si avrà un indice per ciascuno dei tre gruppi funzionali e infine, a un livello ancora inferiore, un indice per ciascuna delle aree funzionali. Anche in questo caso è necessario separare la componente elettrica da quella termica.

La definizione dell'indice EnPI è la stessa per ogni livello: esso è calcolato dividendo i consumi misurati per la corrispondente produzione.

5.7.1 EnPI elettrico

Inizialmente si prende in considerazione il vettore energia elettrica, che costituisce la maggior parte dei consumi di stabilimento.

Il driver su cui si concentra l'attenzione è la produzione, in numero equivalente di pezzi prodotti.

Sebbene alcune aree funzionali non siano caratterizzate da produzione diretta, tale parametro è stato ritenuto il solo in grado di caratterizzare correttamente le prestazioni dello stabilimento. Di seguito si propone lo schema elaborato con i risultati numerici ottenuti per entrambi gli stabilimenti.

LIVELLO	CODICE	SETTORE	EnPI Generale	EnPI Specifico	EnPI Riferimento
			Energia Elettrica Assorbita per Unità Lavorata Totale	Energia Assorbita per Unità Prodotta/Lavorata Specifica	BAT o Benchmark
LB	1	ENERGIA ELETTRICA	5,1987 [kWh/pezzi]		N/D
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	3,1797 [kWh/pezzi]		N/D
LD	1.1.1	RIEMPIMENTO	0,1892 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.2	COSTRUZIONE SPIRALE	0,0187 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.3	SALDATURA	0,7658 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.4	TAGLIO	0,0906 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.5	LAMINAZIONE	0,2943 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.6	PIEGATURA	0,1728 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.7	ALETTATURA	0,0954 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.8	COLLAUDO	0,1833 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.9	ESSICCAZIONE	0,3477 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.10	RICOTTURA	0,9225 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.11	FINITURA	0,0993 [kWh/pezzi]		N/D
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	0,6327 [kWh/pezzi]		N/D
LD	1.2.1	COMPRESSORI	0,2484 [kWh/pezzi]		N/D
	1.2.2	ASPIRAZIONE	0,0532 [kWh/pezzi]		N/D
	1.2.3	MACCHINEPERMOVIMENTAZIONE	0,1932 [kWh/pezzi]		N/D
	1.2.4	MAGAZZINO	0,1380 [kWh/pezzi]		N/D
LC	1.3	SERVIZI GENERALI	1,4375 [kWh/pezzi]		N/D
LD	1.3.1	CONDIZIONAMENTO	0,5460 [kWh/pezzi]		N/D
	1.3.2	ILLUMINAZIONE	0,5912 [kWh/pezzi]		N/D
	1.3.3	UFFICI	0,1540 [kWh/pezzi]		N/D
	1.3.4	CED	0,0331 [kWh/pezzi]		N/D
	1.3.5	CUCINA	0,0367 [kWh/pezzi]		N/D
	1.3.6	SERVIZI IGIENICI	0,0035 [kWh/pezzi]		N/D
	1.3.7	CENTRALE TERMICA	0,0716 [kWh/pezzi]		N/D
	1.3.8	ASCENSORE	0,0015 [kWh/pezzi]		N/D

Tabella 13 Indici di prestazione energia elettrica [via Collegno 31]

LIVELLO	CODICE	SETTORE	EnPI Generale	EnPI Specifico	EnPI Riferimento
			Energia Elettrica Assorbita per Unità Lavorata Totale	Energia Assorbita per Unità Prodotta/Lavorata Specifica	BAT o Benchmark
LB	1	ENERGIA ELETTRICA	3,8174 [kWh/pezzi]		N/D
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	0,9019 [kWh/pezzi]		N/D
LD	1.1.1	SALDATURA	0,6471 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.2	TAGLIO	0,1877 [kWh/pezzi]		N/D
	1.1.3	RIFINITURA	0,0208 [kWh/pezzi]		N/D
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	1,1562 [kWh/pezzi]		N/D
LD	1.2.1	ASPIRAZIONE	0,2954 [kWh/pezzi]		N/D
	1.2.2	COMPRESSORE	0,4930 [kWh/pezzi]		N/D
	1.2.3	MACCHINEPERMOVIMENTAZIONE	0,3679 [kWh/pezzi]		N/D
LC	1.3	SERVIZI GENERALI	2,0447 [kWh/pezzi]		N/D
LD	1.3.1	ILLUMINAZIONE	1,2953 [kWh/pezzi]		N/D
	1.3.2	CENTRALE TERMICA	0,1046 [kWh/pezzi]		N/D

1.3.3	UFFICI	0,2006 [kWh/pezzi]	N/D
1.3.4	CONDIZIONAMENTO	0,3523 [kWh/pezzi]	N/D
1.3.5	CUCINA	0,0829 [kWh/pezzi]	N/D
1.3.6	SERVIZI IGIENICI	0,0090 [kWh/pezzi]	N/D

Tabella 14 Indici di prestazione energia elettrica [via Novara 8]

Per molti degli indici non è stato possibile risalire a condizioni di riferimento; pertanto, si ritiene opportuno tenere come baseline, quale punto di partenza per futuri miglioramenti da attuare tramite un processo virtuoso continuo, gli indici costruiti in questa fase.

5.7.2 EnPI Termico

In questo paragrafo si prende in considerazione l'energia termica derivante dalla combustione del gas naturale e del pellet. I ragionamenti fatti sono analoghi a quelli esposti nel paragrafo precedente.

Si passa anche dal calcolo dell'indice generale considerando le informazioni relative ai consumi termici ed alla produzione in pezzi prodotti del 2022.

LIVELLO	CODICE	SETTORE	EnPI Generale	EnPI Specifico	EnPI Riferimento
			Energia Termica Assorbita per Unità Lavorata Totale	Energia Termica Assorbita per Unità Prodotta/Lavorata	BAT o Benchmark
LB	2	GAS NATURALE	6,4838 [kWh/pezzi]		N/D
LC	2.3	SERVIZI GENERALI	6,4838 [kWh/pezzi]		N/D
LD	2.3.1	CENTRALE TERMICA	6,4838 [kWh/pezzi]		N/D

Tabella 15 Indici di prestazione energetica gas naturale [via Collegno 31]

LIVELLO	CODICE	SETTORE	EnPI Generale	EnPI Specifico	EnPI Riferimento
			Energia Termica Assorbita per Unità Lavorata Totale	Energia Termica Assorbita per Unità Prodotta/Lavorata	Enpi Diagnosi precedente
LB	2	PELLET	5,9748 [kWh/pezzo]		N/D
LC	2.3	SERVIZI GENERALI	5,9748 [kWh/pezzo]		N/D
LD	2.3.1	CENTRALE TERMICA	5,9748 [kWh/pezzo]		N/D

Tabella 16 Indici di prestazione energetica pellet [via Novara 8]

5.8 Identificazione interventi

Nel presente paragrafo vengono riportate le principali aree di intervento, emerse a seguito delle analisi precedenti, su cui poter agire con proposte di miglioramento energetico sia di carattere tecnologico sia in termini gestionali.

Gli interventi proposti e le relative valutazioni tecnico-economiche sono stati valutati grazie alle informazioni disponibili a livello di consumi generali e alle informazioni tecniche forniteci sul campo dal personale incaricato.

Sarà dunque necessario un approfondimento tecnico impiantistico, affinando i calcoli con la misurazione dei parametri effettivi caratteristici delle macchine, per valutare nel dettaglio il grado di fattibilità economica.

Tutti gli interventi sono stati valutati al medesimo costo di energia elettrica e/o energia termica, in particolare la media dei costi specifici degli ultimi quattro anni, in modo da rendere più veritiera possibile tale valutazione, cercando di svincolarsi il più possibile dalle fluttuazioni dei mercati.

5.8.1 Interventi gestionali: installazione e gestione del sistema di monitoraggio dei consumi

Per interventi gestionali si intendono l'insieme delle azioni volte a diminuire e razionalizzare i consumi energetici con pratiche che non agiscono direttamente sui macchinari ma che ne ottimizzano il funzionamento attraverso un controllo indiretto. Il controllo può avvenire tramite attività più virtuose attuate da parte del personale addetto o tramite sistemi di misura in telegestione che permettano il monitoraggio istantaneo dei componenti più energivori del sistema produttivo.

Attualmente gli stabilimenti analizzati non sono caratterizzati dal monitoraggio puntuale della produzione. Per i vettori energetici i rilevamenti non sono effettuati oppure in certi casi avvengono con frequenza molto alta, da cui deriva una scarsa disponibilità di dati di fondamentale importanza per una diagnosi precisa ed affidabile.

Per queste ragioni, per il solo vettore energia elettrica, il quale è risultato essere quello più significativo, si consiglia l'installazione di strumenti che effettuino letture con frequenza oraria, o almeno giornaliera, al fine di comprendere meglio i profili operativi degli stabilimenti e di poter quindi effettuare una analisi più attendibile, almeno per le utenze segnalate nei paragrafi precedenti; per i vettori termici, come detto, risulterebbe ridondante l'installazione di ulteriori misuratori in quanto questi sono consumati solamente nelle centrali termiche, risultando così sufficiente il solo contatore generale di stabilimento.

Un sistema di monitoraggio di tal fatta permetterebbe di fare considerazioni precise riguardo ad eventuali interventi che si vogliono attuare per migliorare l'efficienza globale di stabilimento ed ai risparmi derivanti da tali interventi. Di seguito viene analizzato tale intervento per i due stabilimenti.

1. Stabilimento via Collegno 31

Si ritiene che il sistema di controllo e la gestione attenta, che porti altresì ad implementare un SGE secondo la normativa ISO 50001, consentirebbe di raggiungere un risparmio mediamente identificabile nel 5% dei consumi complessivi del sito produttivo.

L'investimento complessivo, comprensivo del software di acquisizione e dei misuratori proposti, è quantificabile in 9.000 €, portando alla seguente analisi dei costi-benefici:

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]		Cumulata attualizzata
	Consumi EE [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa EE + M&O [€]	Annuali	Attualizzati	
0	-	-	€ -	-	€ 9.000	€ -	-€ 9.000	-€ 9.000	-€ 9.000
1	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.722	-€ 6.278
2	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.630	-€ 3.648
3	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.541	-€ 1.106
4	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.455	€ 1.349
5	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.372	€ 3.721
6	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.292	€ 6.013
7	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.215	€ 8.228
8	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.140	€ 10.367
9	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 2.067	€ 12.435
10	276.931	-	€ 66.350	263.084	€ 500	€ 63.533	€ 2.818	€ 1.997	€ 14.432

VAN

Tabella 17 Valutazione economica investimento SGE

INVESTIMENTO	[€]	9.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	3
	[%]	3,3%*
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	2.818
	[%]	1,8%*
PBT	[anni]	3,19
TIR	[%]	24%
VAN	[€]	14.432
VAN/I	[-]	1,60
TASSO SCONTO	[%]	4%

* rispetto al totale di stabilimento

Tabella 18 Sintesi investimento SGE

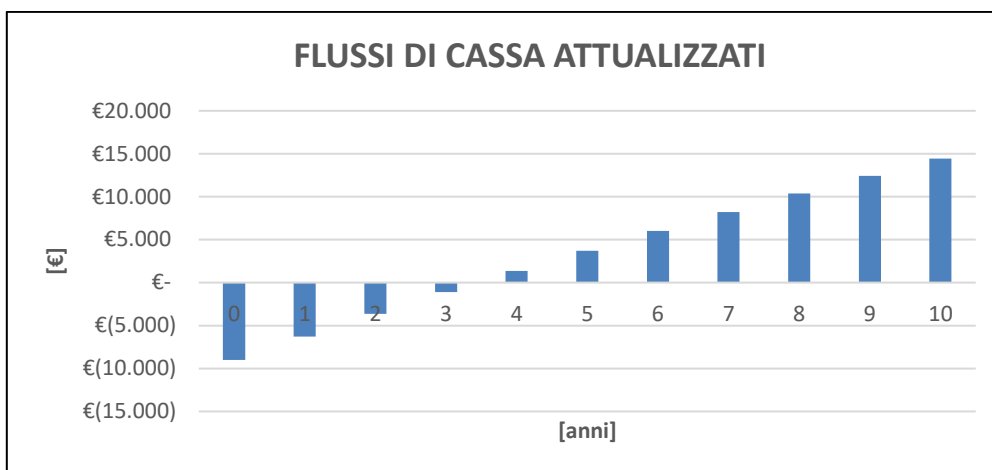


Figura 45 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per SGE

2. Stabilimento via Novara 8

Anche in questo caso il sistema di controllo e gestione dell'energia consentirebbe di raggiungere un risparmio mediamente identificabile nel 5% dei consumi complessivi del sito produttivo. Tuttavia, quantificata una spesa di circa 7.000 €, si ritiene che l'investimento non sia soddisfacente dal punto di vista economico, con un ritorno dell'investimento di molti anni a causa dell'incidenza dei costi fissi rispetto a quelli variabili e quindi al potenziale risparmio conseguito. Non viene riportata dunque la valutazione tecnico-economica dell'intervento, suggerendo comunque che, se possibile, un sistema di gestione energetica comporta una buona riduzione dei consumi e dei costi, permettendo il continuo monitoraggio dei macchinari più energivori ed evitando sprechi.

5.8.2 Interventi tecnologici

5.8.2.1 Illuminazione a LED

I Led sono sempre più utilizzati in ambito illuminotecnico in sostituzione di alcune sorgenti di luce tradizionali. Il loro utilizzo nell'illuminazione industriale, solitamente in sostituzione di lampade fluorescenti compatte, ha raggiunto notevoli risultati grazie alle tecniche innovative sviluppate sul campo, garantendo l'illuminazione ottimale e una bassa spesa energetica.

Dal punto di vista illuminotecnico i LED hanno anche altri vantaggi, come la durata, che arriva fino a 50.000 ore di funzionamento, i costi di manutenzione e sostituzione ridotti, luce priva di componenti UV e IR, flessibilità di installazione, etc.

1. Stabilimento via Collegno 31

Nello specifico, lo stabilimento di via Collegno 31 è dotato di corpi illuminanti tradizionali come fari alogeni a campana e plafoniere quadrate neon. Le lampade hanno un tempo medio di utilizzo annuale differente in relazione alla loro ubicazione, per un valore medio che va dalle 2300 alle 2500 ore all'anno.

L'intervento di efficientamento energetico che si vuole proporre consiste nel sostituire circa 77 lampade di diversa natura, con lo stesso numero di equivalenti tecnologie LED con simile flusso luminoso, garantendo quindi lo stesso effetto utile in ambiente: secondo la norma UNI-EN 12461, in ambito di lavorazioni industriali bisogna garantire mediamente in ambiente circa 300 lm/m² per avere un illuminamento ottimale. Considerando la planimetria complessiva dello stabilimento, un'illuminazione ottimale sarebbe quindi di circa 750.000 lm totali. I corpi illuminanti da sostituire sono stati identificati tra quelli più energivori, installati in maggior numero e di tipologia più obsoleta. Sostituendo questi con i LED, si garantisce il livello di illuminazione ottimale citato prima, in aggiunta alle lampade che non prevedono una sostituzione. In particolare, la Tabella 19 riporta le attuali lampade che potrebbero essere sostituite con l'alternativa proposta.

CORPI ILLUMINANTI PRESENTI	Quantità (n° punti luce)	Potenza TOT [kW]	Consumo EE [kWh/anno]	ALTERNATIVA LED	Lumen TOT	Potenza TOT [kW]	Consumo EE [kWh/anno]
<i>Faro a campana 400 W</i>	14	5,6	12.936	<i>Faro LED 200W</i>	420.000	2,8	6.468
<i>Faro a campana 250 W</i>	17	4,25	9.818	<i>Faro LED 100W</i>	170.000	1,7	7.854
<i>Faro a campana 220 W</i>	8	1,76	4.251	<i>Faro LED 100W</i>	80.000	0,8	1.932
<i>Plafoniera Neon 33 W</i>	38	1,25	3160	<i>Tubi LED 8W</i>	30.400	0,3	766

Tabella 19 Proposta di sostituzione dei corpi illuminanti presenti con tecnologia a LED

Oltre al minor consumo di energia elettrica, i LED consentirebbero di ridurre i costi di manutenzione per la sostituzione delle lampade, avendo una vita utile circa 3 volte superiore rispetto le fluorescenti; con queste ipotesi si ottiene la seguente valutazione tecnico-economica.

	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]		Cumulata attualizzata
	Consumi EE [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa EE [€]	Annuali	Attualizzati	
0	-	-	€ -	-	€ 4.470	-	€ -4.470	€ -4.470	-4.470,00 €
1	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 3.546	-923,69 €
2	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 3.410	2.486,23 €
3	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 3.279	5.765,00 €
4	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 3.153	8.917,66 €
5	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 3.031	11.949,07 €
6	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 2.915	14.863,88 €
7	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 2.803	17.666,58 €
8	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 2.695	20.361,49 €
9	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 2.591	22.952,75 €
10	30.164	€ 655	€ 7.227	17.020	€ 116	€ 4.078	€ 3.688	€ 2.492	25.444,34 €

VAN

Tabella 20 Valutazione economica investimento RELAMPING

INVESTIMENTO	[€]	4.470
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	2
	[%]	3,09%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	3.688
	[%]	2,37
PBT	[anni]	1,21
TIR	[%]	75%
VAN	[€]	25.444
VAN/I	[-]	5,69
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 21 Sintesi investimento RELAMPING

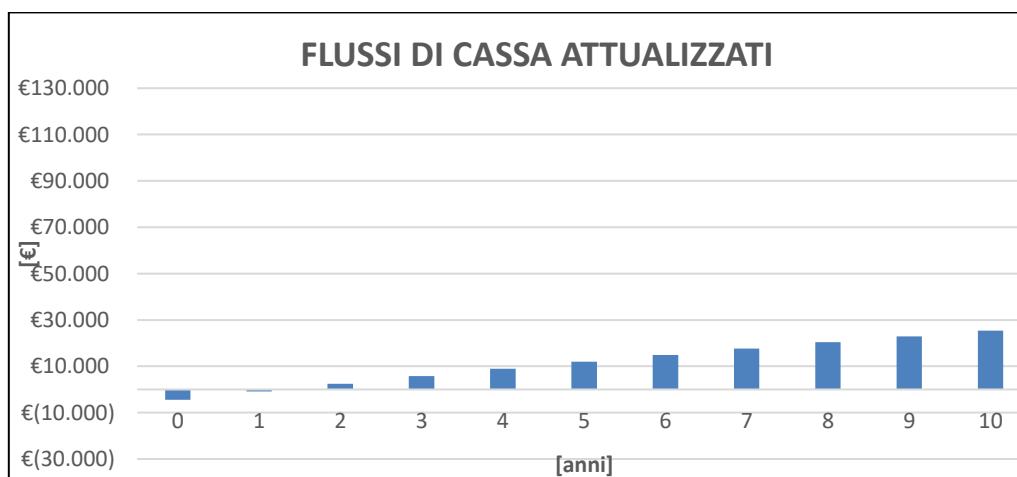


Tabella 22 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per intervento di RELAMPING

2. Stabilimento via Novara 8

Lo stabilimento di via Novara 8 è dotato principalmente di corpi illuminanti tradizionali quali plafoniere neon. Le lampade hanno un tempo medio di utilizzo annuale di 2100 ore all'anno. L'intervento di efficientamento energetico che si vuole proporre consiste

nel sostituire circa 60 lampade, con lo stesso numero di equivalenti tecnologie LED con simile flusso luminoso, garantendo quindi lo stesso effetto utile in ambiente: secondo la norma UNI-EN 12461, un'illuminazione ottimale per lo stabilimento in questione sarebbe di circa 510.000 lm totali. In particolare, la Tabella 23 riporta le attuali lampade che potrebbero essere sostituite con l'alternativa proposta.

CORPI ILLUMINANTI PRESENTI	Quantità (n° punti luce)	Potenza TOT [kW]	Consumo EE [kWh/anno]	ALTERNATIVA LED	Lumen TOT	Potenza TOT [kW]	Consumo EE [kWh/anno]
Plafoniera Neon 4x55 W	42	9,24	19.404	Plafoniera LED 100W	504.000	4,2	8.820
Plafoniera Neon 33 W	18	0,6	1.247	Tubi LED 8W	14.400	0,15	302

Tabella 23 Proposta di sostituzione dei corpi illuminanti presenti con tecnologia a LED

Si ottiene la seguente valutazione tecnico-economica.

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]		
	Consumi EE [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa EE [€]	Annuali	Attualizzati	Cumulata attualizzata
0	-	-	€ -	-	€ 3.300	€ -	-€ 3.300	-€ 3.300	-3.300,00 €
1	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 3.422	122,05 €
2	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 3.290	3.412,49 €
3	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 3.164	6.576,37 €
4	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 3.042	9.618,56 €
5	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 2.925	12.543,75 €
6	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 2.813	15.356,42 €
7	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 2.704	18.060,92 €
8	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 2.600	20.661,40 €
9	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 2.500	23.161,86 €
10	20.651	€ 510	€ 5.623	9.122	€ 90	€ 2.484	€ 3.559	€ 2.404	25.566,15 €

VAN

Tabella 24 Valutazione economica investimento RELAMPING

INVESTIMENTO	[€]	3.300
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	2
	[%]	10,65%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	3.559
	[%]	11%
PBT	[anni]	0,93
TIR	[%]	100%
VAN	[€]	25.566
VAN/I	[-]	7,75
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 25 Sintesi investimento RELAMPING

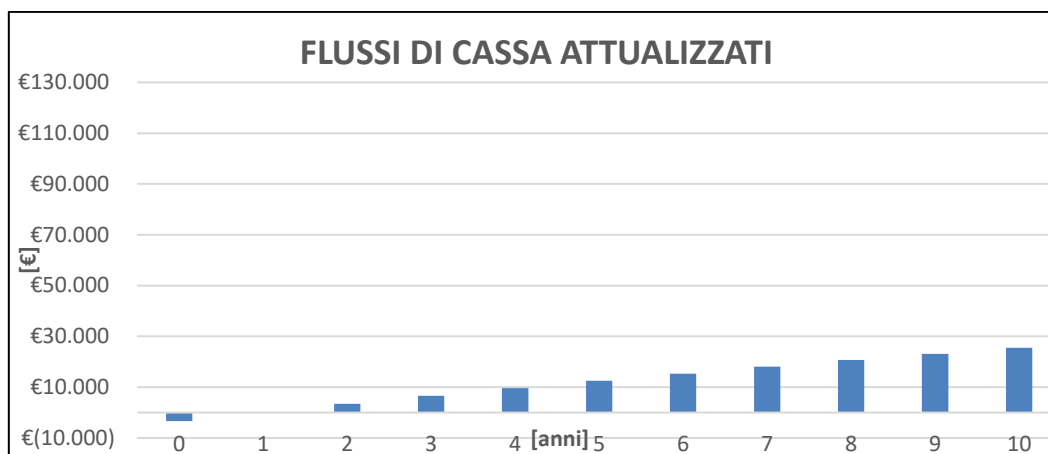


Tabella 26 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per intervento di RELAMPING

5.8.2.2 Fotovoltaico

La tecnologia dei pannelli fotovoltaici permette di trasformare l'energia contenuta nella radiazione solare direttamente in energia elettrica. Per questo scopo vengono sfruttati specifici materiali, i quali, se opportunamente trattati, generano un flusso di corrente elettrica quando sono colpiti dalla radiazione solare (effetto fotovoltaico).

1. Stabilimento di via Collegno 31

Le analisi riportate in seguito si basano sui consumi elettrici corrispondenti al POD IT001E04175819; a seguito di queste ultime, si propone come intervento di efficienza l'installazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Vista la disponibilità di circa 800 m² di superficie coperta da utilizzare come supporto per i pannelli, in progetto si è prevista la loro posa per un totale di circa 725 m², tramite apposite strutture di alluminio. Il sovraccarico generato sul solaio non supererà i 12 kg/mq.

In merito all'impianto, si è scelto di installare un sistema fotovoltaico di potenza pari a 149,96 kWp (n. 326 moduli JAM72S20-460-MR da 460 Wp in silicio policristallino da 2 mq di superficie ciascuno), per una stima di energia annuale prodotta pari a circa 170 MWh e una producibilità media annua complessiva di circa 1.157 kWh/kWp, dati ottenuti dalle simulazioni ricavate dal portale europeo PVGIS in relazione all'ubicazione dello stabilimento e all'inclinazione di progetto. Si ipotizza che tutta l'energia prodotta venga auto consumata se il fabbisogno energetico in fascia F1, lasso temporale per cui solitamente si ha irraggiamento solare e quindi produzione da FV, sia superiore alla produzione da fotovoltaico, altrimenti l'energia elettrica prodotta in eccesso viene immessa in rete: non avendo considerato momentaneamente la possibilità di accumulo, affinché l'energia prodotta dal fotovoltaico venga auto consumata

totalmente, è necessario che ci sia la contemporaneità tra produzione e fabbisogno e questo può avvenire solo in fascia F1. Secondo queste ipotesi verrebbe immessa in rete circa il 32% dell'energia prodotta da fotovoltaico, come mostrato in Tabella 27.

MESE	Fabbisogno utenza [kWh]	Fabbisogno F1 [kWh]	Produzione FV [kWh]	Energia auto consumata [kWh]	Energia immessa in rete [kWh]
Gennaio	24.681	12.346	6.859	6.859	0
Febbraio	24.236	12.360	9.007	9.007	0
Marzo	26.030	13.375	14.800	13.375	1.425
Aprile	23.416	11.483	17.647	11.483	6.164
Maggio	26.219	12.927	20.748	12.927	7.821
Giugno	28.694	12.885	22.053	12.885	9.168
Luglio	24.374	11.976	23.508	11.976	11.532
Agosto	11.863	5.709	20.570	5.709	14.861
Settembre	19.804	10.921	15.497	10.921	4.576
Ottobre	22.971	11.241	10.544	10.544	0
Novembre	24.969	12.397	6.534	6.534	0
Dicembre	19.674	9.348	5.745	5.745	0
TOT	276.931	136.968	173.511	117.964	55.547
					32%

Tabella 27 Bilancio di quota auto consumata e immessa in rete della produzione di EE da FV

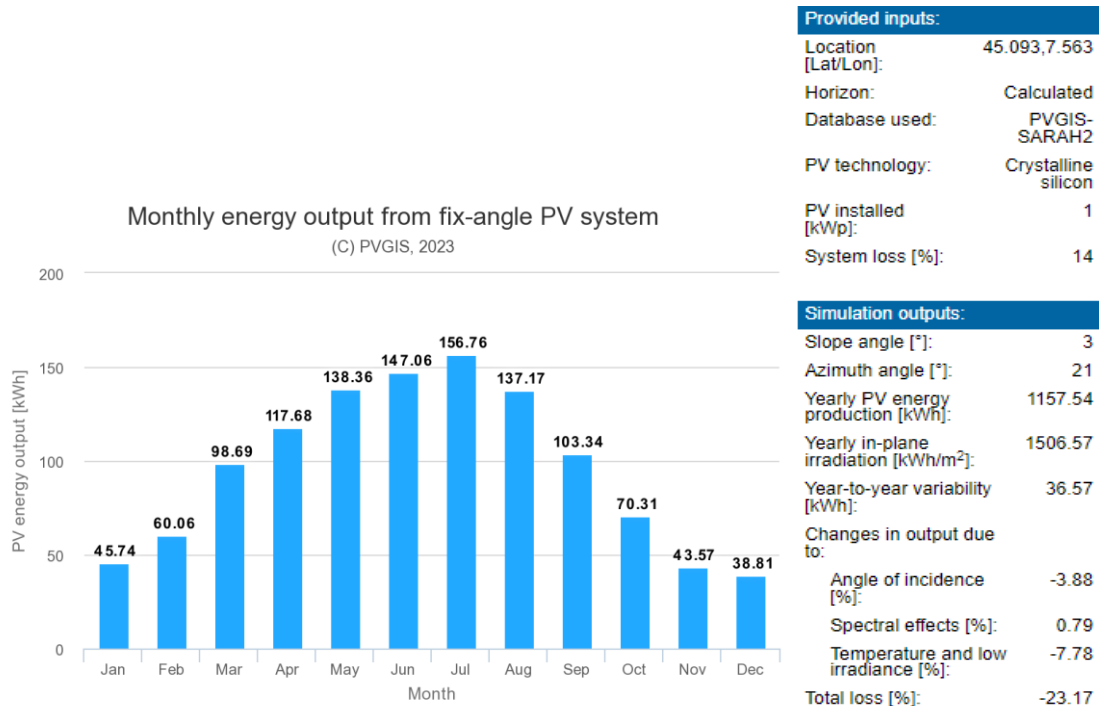


Figura 46 Risultati statistici impianto FV (simulazione da PVGIS per impianto da 1kWp)

Il business plan dell'impianto è stato sviluppato con un costo specifico dell'energia elettrica pari a 0,240 €/kWh per la quota in autoconsumo, pari alla media degli ultimi quattro anni, come detto inizialmente, mentre si è utilizzato un costo specifico pari a 0,044 €/kWh per la quota di energia immessa in rete, prezzo minimo per il ritiro dedicato imposto dal GSE nel 2023; per apprezzare il beneficio economico dovuto a questo intervento si mostrano i flussi di cassa per il tempo di esercizio dell'impianto fotovoltaico, ovvero 25 anni. L'energia prodotta ed il costo di manutenzione ordinaria sono stati calcolati tenendo conto della degradazione temporale dei pannelli, si è tenuto conto anche della manutenzione straordinaria ipotizzata ogni 5 anni. Il costo di investimento stimato è comprensivo dell'acquisto e dell'installazione dell'impianto. Di seguito si riportano i risultati dell'analisi economica.

anno	Situazione Post-Intervento				Flussi di cassa [€]		
	Energia auto consumata [kWh]	Energia immessa in rete [kWh]	Ricavi totali [€]	Investimento + M&O [€]	Annuali	Attualizzati	Cumulata attualizzata
0	-	-	-	179.952 €	-179.952 €	-179.952 €	-179.952 €
1	117.964	55.547	30.707 €	1.500 €	29.208 €	28.084 €	-151.868 €
2	117.138	55.158	30.492 €	1.530 €	28.963 €	26.778 €	-125.090 €
3	116.318	54.772	30.279 €	1.560 €	28.719 €	25.531 €	-99.559 €
4	115.504	54.389	30.067 €	1.591 €	28.476 €	24.341 €	-75.218 €
5	114.696	54.008	29.856 €	4.622 €	25.234 €	20.741 €	-54.478 €
6	113.893	53.630	29.647 €	1.656 €	27.992 €	22.122 €	-32.355 €
7	113.096	53.255	29.440 €	1.689 €	27.751 €	21.089 €	-11.267 €
8	112.304	52.882	29.234 €	1.723 €	27.511 €	20.102 €	8.836 €
9	111.518	52.512	29.029 €	1.757 €	27.272 €	19.161 €	27.997 €
10	110.737	52.144	28.826 €	4.791 €	24.035 €	16.237 €	44.234 €
11	109.962	51.779	28.624 €	1.828 €	26.796 €	17.406 €	61.640 €
12	109.192	51.417	28.424 €	1.865 €	26.559 €	16.589 €	78.229 €
13	108.428	51.057	28.225 €	1.902 €	26.323 €	15.809 €	94.038 €
14	107.669	50.699	28.027 €	1.940 €	26.087 €	15.065 €	109.103 €
15	106.915	50.344	27.831 €	4.978 €	22.853 €	12.690 €	121.792 €
16	106.167	49.992	27.636 €	2.018 €	25.618 €	13.678 €	135.470 €
17	105.424	49.642	27.443 €	2.059 €	25.384 €	13.032 €	148.501 €
18	104.686	49.294	27.251 €	2.100 €	25.151 €	12.415 €	160.917 €
19	103.953	48.949	27.060 €	2.142 €	24.918 €	11.827 €	172.744 €
20	103.225	48.607	26.871 €	5.184 €	21.687 €	9.898 €	182.641 €
21	102.503	48.267	26.682 €	2.228 €	24.454 €	10.731 €	193.373 €
22	101.785	47.929	26.496 €	2.273 €	24.223 €	10.221 €	203.594 €
23	101.073	47.593	26.310 €	2.318 €	23.992 €	9.734 €	213.328 €
24	100.365	47.260	26.126 €	2.365 €	23.761 €	9.270 €	222.598 €

25	99.663	46.929	25.943 €	2.412 €	23.531 €	8.827 €	231.425 €
----	--------	--------	----------	---------	----------	---------	------------------

VAN

Tabella 28 Valutazione economica installazione FV

INVESTIMENTO	[€]	179.952
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	22
	[%]	28%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	29.208
	[%]	19%
PBT	[anni]	7,60
TIR	[%]	10%
VAN (25 anni)	[€]	231.425
VAN/I	[-]	1,29
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 29 Sintesi economica installazione FV

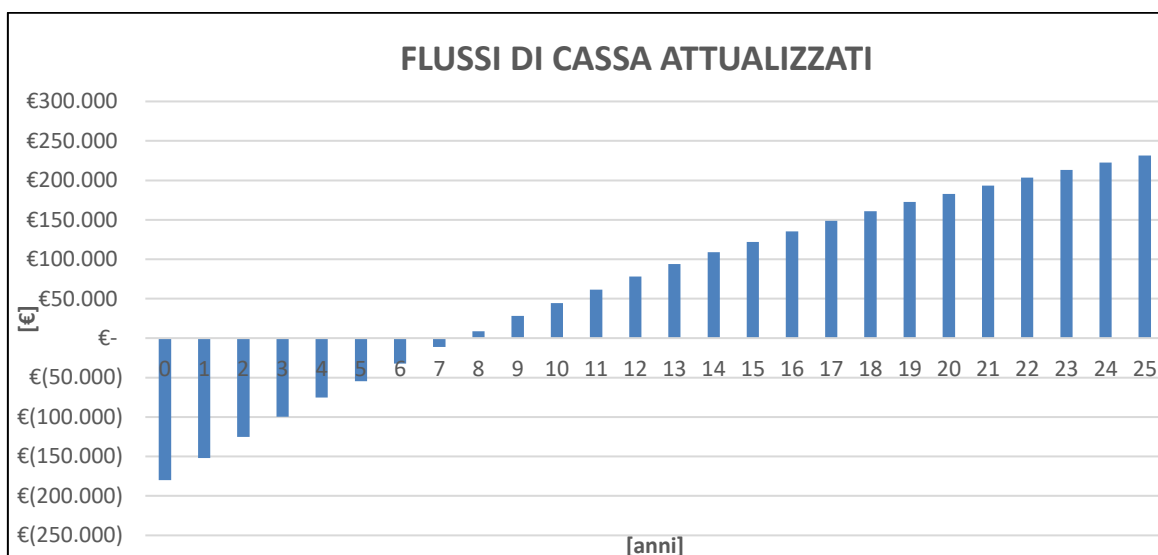


Figura 47 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per installazione FV

2. Stabilimento via Novara 8

Le analisi riportate in seguito si basano sui consumi elettrici corrispondenti al POD IT001E00229591; a seguito di queste ultime, si propone anche in questo caso come intervento di efficienza l'installazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Vista la disponibilità di circa 420 m² di superficie coperta da utilizzare come supporto per i pannelli, in progetto si è prevista la loro posa per un totale di circa 340 m², tramite apposite strutture di alluminio. Il sovraccarico generato sul solaio non supererà i 12 kg/mq.

In merito all'impianto, si è scelto di installare un sistema fotovoltaico di potenza pari a 70,84 kWp (n. 154 moduli JAM72S20-460-MR da 460 Wp in silicio policristallino da 2 mq di superficie ciascuno), per una stima di energia annuale prodotta pari a circa 82 MWh e una producibilità media annua complessiva di circa 1.157 kWh/kWp, dati ottenuti dalle simulazioni ricavate dal portale europeo PVGIS in relazione all'ubicazione dello stabilimento e all'inclinazione di progetto. Le considerazioni sulle quote di energia auto consumata e immessa in rete fatte per l'impianto descritto in precedenza valgono anche in questo caso. Secondo queste ipotesi verrebbe immessa in rete circa il 59% dell'energia prodotta da fotovoltaico, come mostrato in Tabella 30.

MESE	Fabbisogno utenza [kWh]	Fabbisogno F1 [kWh]	Produzione FV [kWh]	Energia auto consumata [kWh]	Energia immessa in rete [kWh]
Gennaio	5.017	2.671	3.240	2.671	569
Febbraio	4.799	2.703	4.254	2.703	1.551
Marzo	5.683	3.243	6.992	3.243	3.749
Aprile	5.014	2.491	8.336	2.491	5.845
Maggio	5.390	3.028	9.801	3.028	6.773
Giugno	4.990	2.842	10.418	2.842	7.576
Luglio	5.289	2.724	11.105	2.724	8.381
Agosto	4.094	2.026	9.717	2.026	7.691
Settembre	5.116	2.869	7.321	2.869	4.452
Ottobre	5.375	2.885	4.980	2.885	2.095
Novembre	6.284	3.315	3.086	3.086	0
Dicembre	5.294	2.883	2.714	2.714	0
TOT	62.345	33.680	81.965	33.282	48.682
					59%

Tabella 30 Bilancio di quota auto consumata e immessa in rete della produzione di EE da FV

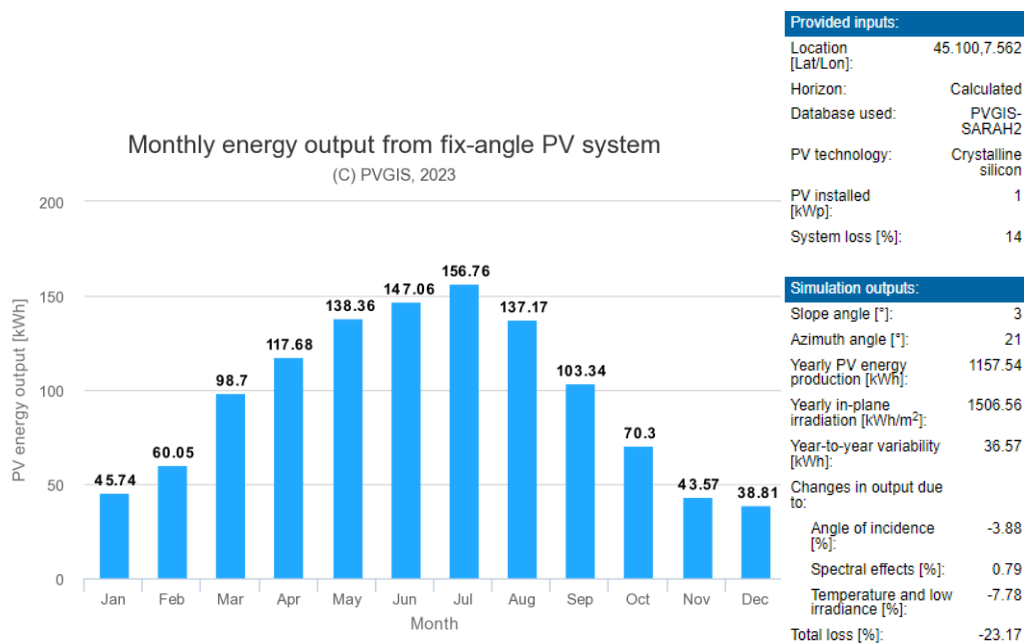


Figura 48 Risultati statistici impianto FV (simulazione da PVGIS per impianto da 1kWp)

Il business plan dell'impianto è stato sviluppato con un costo specifico dell'energia elettrica pari a 0,272 €/kWh per la quota in autoconsumo, pari alla media degli ultimi quattro anni, come detto inizialmente, mentre si è utilizzato un costo specifico pari a 0,044 €/kWh per la quota di energia immessa in rete, prezzo minimo per il ritiro dedicato imposto dal GSE nel 2023. Di seguito si riportano i risultati dell'analisi economica.

anno	Situazione Post-Intervento				Flussi di cassa [€]		Cumulata attualizzata
	Energia auto consumata [kWh]	Energia immessa in rete [kWh]	Ricavi totali [€]	Investimento + M&O [€]	Annuali	Attualizzati	
0	-	-	-	85.008 €	-85.008 €	-85.008 €	-85.008 €
1	33.282	48.682	11.204 €	708 €	10.495 €	10.092 €	-74.916 €
2	33.049	48.342	11.125 €	723 €	10.403 €	9.618 €	-65.299 €
3	32.818	48.003	11.047 €	737 €	10.310 €	9.166 €	-56.133 €
4	32.588	47.667	10.970 €	752 €	10.218 €	8.735 €	-47.398 €
5	32.360	47.333	10.893 €	2.184 €	8.710 €	7.159 €	-40.240 €
6	32.134	47.002	10.817 €	782 €	10.035 €	7.931 €	-32.309 €
7	31.909	46.673	10.741 €	798 €	9.943 €	7.556 €	-24.753 €
8	31.685	46.346	10.666 €	814 €	9.852 €	7.199 €	-17.554 €
9	31.464	46.022	10.591 €	830 €	9.761 €	6.858 €	-10.695 €
10	31.243	45.700	10.517 €	2.263 €	8.254 €	5.576 €	-5.119 €
11	31.025	45.380	10.444 €	864 €	9.580 €	6.223 €	1.104 €

12	30.807	45.062	10.371 €	881 €	9.490 €	5.927 €	7.031 €
13	30.592	44.747	10.298 €	898 €	9.399 €	5.645 €	12.676 €
14	30.378	44.434	10.226 €	916 €	9.309 €	5.376 €	18.052 €
15	30.165	44.123	10.154 €	2.352 €	7.803 €	4.333 €	22.384 €
16	29.954	43.814	10.083 €	953 €	9.130 €	4.874 €	27.259 €
17	29.744	43.507	10.013 €	972 €	9.040 €	4.641 €	31.900 €
18	29.536	43.202	9.943 €	992 €	8.951 €	4.418 €	36.318 €
19	29.329	42.900	9.873 €	1.012 €	8.861 €	4.206 €	40.524 €
20	29.124	42.600	9.804 €	2.449 €	7.355 €	3.357 €	43.881 €
21	28.920	42.302	9.735 €	1.053 €	8.683 €	3.810 €	47.691 €
22	28.718	42.005	9.667 €	1.074 €	8.593 €	3.626 €	51.317 €
23	28.517	41.711	9.599 €	1.095 €	8.504 €	3.450 €	54.767 €
24	28.317	41.419	9.532 €	1.117 €	8.415 €	3.283 €	58.050 €
25	28.119	41.129	9.465 €	1.139 €	8.326 €	3.123 €	61.173 €

VAN

Tabella 31 Valutazione economica installazione FV

INVESTIMENTO	[€]	85.008
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	6
	[%]	30,74
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	10.495
	[%]	32,85
PBT	[anni]	10,80
TIR	[%]	6%
VAN (25 anni)	[€]	61.173
VAN/I	[%]	0,72
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 32 Sintesi economica installazione FV

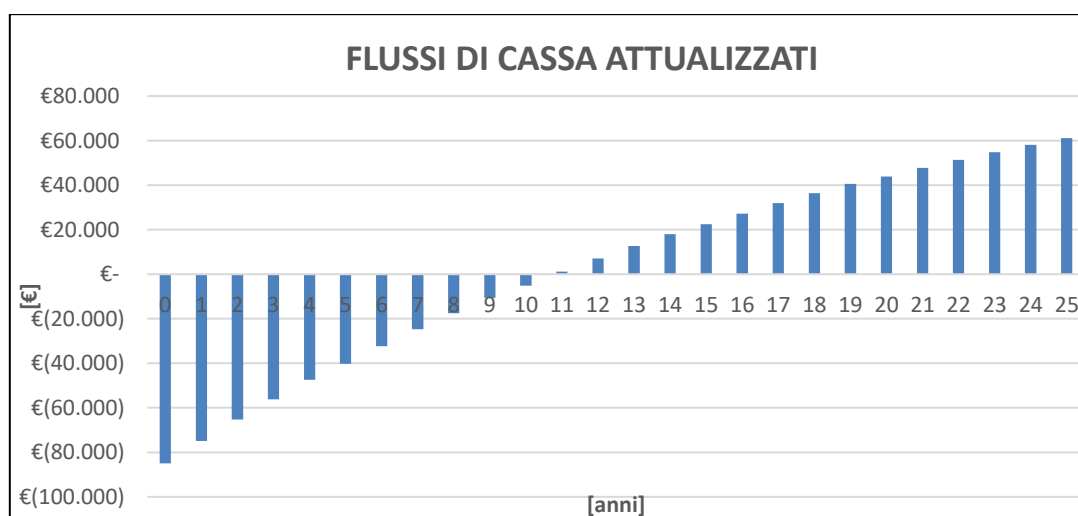


Figura 49 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per installazione FV

Il tempo di ritorno dell'investimento risulta essere più grande rispetto alla media di questi interventi perché l'impianto fotovoltaico è sovradimensionato, producendo più del fabbisogno energetico. Ciò comporta che quasi il 60% della produzione da fotovoltaico venga immessa in rete, ricavandone molto poco rispetto all'autoconsumo. Per limitare la quota di energia immessa in rete si può pensare ad un sistema di accumulo, che permetta di sfruttare la produzione da fotovoltaico non necessariamente in contemporaneità con la richiesta da parte dello stabilimento, riducendo notevolmente la quota di energia immessa in rete. Nel paragrafo successivo viene fatta una valutazione tecnico-economica delle batterie di accumulo.

5.8.2.3 Batterie di accumulo per impianti fotovoltaici

Le batterie di accumulo accoppiate al fotovoltaico permettono di gestire l'energia elettrica prodotta dall'impianto in modo flessibile.

Questo componente consente di immagazzinare energia quando i consumi elettrici sono inferiori alla produzione, per coprire il fabbisogno energetico quando il consumo di elettricità supera la capacità di generazione. Considerato che conviene sempre auto consumare ciò che si produce, questa tecnologia permette di disaccoppiare la generazione dal consumo, consentendo l'accumulo dell'energia elettrica non immediatamente consumata, invece di immetterla in rete. L'energia così accumulata può essere utilizzata in qualsiasi momento, ad esempio durante le ore notturne o i periodi di scarsa irradiazione solare, quando l'impianto non produce energia sufficiente per coprire il proprio fabbisogno energetico. Di seguito, per entrambi gli stabilimenti, vengono proposte le valutazioni tecnico-economiche riguardanti l'accoppiamento delle batterie di accumulo a ioni di litio commerciali con gli impianti FV analizzati precedentemente.

1. Stabilimento di via Collegno 31

Per quanto riguarda lo stabilimento di via Collegno 31, dalle precedenti analisi sull'impianto fotovoltaico si è stimato che circa il 32% della produzione annuale viene ceduto in rete. Dopo aver verificato che il fabbisogno nelle fasce F2 e F3, ovvero quando il fotovoltaico non produce, è maggiore della quota di energia immessa in rete, si è deciso di dimensionare la batteria sul totale dell'energia elettrica che in un anno verrebbe ceduta in rete, ovvero 55.547 kWh, che negli anni decresce a causa del degradamento del pannello. Da letteratura si evince che solitamente la batteria ha un ciclo di carica/scarica giornaliero, dunque, considerando un intero anno solare, avrebbe 365 cicli l'anno e ciò comporta un dimensionamento preliminare della batteria di circa 150 kWh. Cautelativamente si è deciso di ipotizzare una batteria da circa 110 kWh, in

modo da evitare che essa risulti sovradimensionata e che così si abbia la certezza che si carichi e scarichi completamente. Questo valore è stato ricavato anche grazie al confronto con altri studi di fattibilità di interventi della stessa tipologia, in modo da allinearsi con gli standard che si rispettano commercialmente, in relazione alla potenza dell'impianto FV. Considerando un costo medio commerciale delle batterie che si aggira intorno ai 600 €/kWh, si ha un investimento di 67.500 €. Di seguito la valutazione economica di tale investimento, considerato come costo specifico per l'energia elettrica auto consumata 0,240 €/kWh, mentre 0,044 €/kWh per l'energia immessa in rete: nella situazione attuale senza accumulo, la quota di energia elettrica che non si riesce a consumare immediatamente si è costretti ad immetterla in rete, per poi riacquistarla quando non si ha produzione da FV (fasce F2 e F3). Inoltre, sono stati tenuti in considerazione anche i costi relativi alla manutenzione delle batterie, considerata ogni 5 anni durante la vita utile delle stesse, che è di circa 15 anni.

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento		Flussi di Cassa [€]		
	EE immessa in rete [kWh]	Vendita EE [€]	Acquisto EE [€]	Intervento + M&O [€]	Ricavo [€]	Annuali	Attualizzati	Cumulata attualizzata
0	-	-	-	€ 67.500	€ -	-€ 67.500	-€ 67.500	-67.500,00 €
1	55.547	€ 2.444	€ 13.309	€ -	€ 10.865	€ 10.865	€ 10.447	-57.053,33 €
2	55.158	€ 2.427	€ 13.215	€ -	€ 10.788	€ 10.788	€ 9.975	-47.078,78 €
3	54.772	€ 2.410	€ 13.123	€ -	€ 10.713	€ 10.713	€ 9.524	-37.555,00 €
4	54.389	€ 2.393	€ 13.031	€ -	€ 10.638	€ 10.638	€ 9.093	-28.461,61 €
5	54.008	€ 2.376	€ 12.940	€ 1.000	€ 10.564	€ 9.564	€ 7.861	-20.601,11 €
6	53.630	€ 2.360	€ 12.849	€ -	€ 10.490	€ 10.490	€ 8.290	-12.311,06 €
7	53.255	€ 2.343	€ 12.759	€ -	€ 10.416	€ 10.416	€ 7.915	-4.395,66 €
8	52.882	€ 2.327	€ 12.670	€ -	€ 10.343	€ 10.343	€ 7.558	3.162,03 €
9	52.512	€ 2.311	€ 12.581	€ -	€ 10.271	€ 10.271	€ 7.216	10.378,17 €
10	52.144	€ 2.294	€ 12.493	€ 1.000	€ 10.199	€ 9.199	€ 6.214	16.592,64 €
11	51.779	€ 2.278	€ 12.406	€ -	€ 10.128	€ 10.128	€ 6.579	23.171,28 €
12	51.417	€ 2.262	€ 12.319	€ -	€ 10.057	€ 10.057	€ 6.281	29.452,63 €
13	51.057	€ 2.246	€ 12.233	€ -	€ 9.986	€ 9.986	€ 5.997	35.450,11 €
14	50.699	€ 2.231	€ 12.147	€ -	€ 9.916	€ 9.916	€ 5.726	41.176,54 €
15	50.344	€ 2.215	€ 12.062	€ 1.000	€ 9.847	€ 8.847	€ 4.912	46.088,93 €

VAN

Tabella 33 Valutazione economica installazione batterie di accumulo accoppiate al FV

INVESTIMENTO	[€]	67.500
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	10
	[%]	13%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	10.865
	[%]	7%
PBT	[anni]	7,60
TIR	[%]	8%
VAN (25 anni)	[€]	46.089

VAN/I	[-]	0,68
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 34 Sintesi economica installazione batterie di accumulo FV

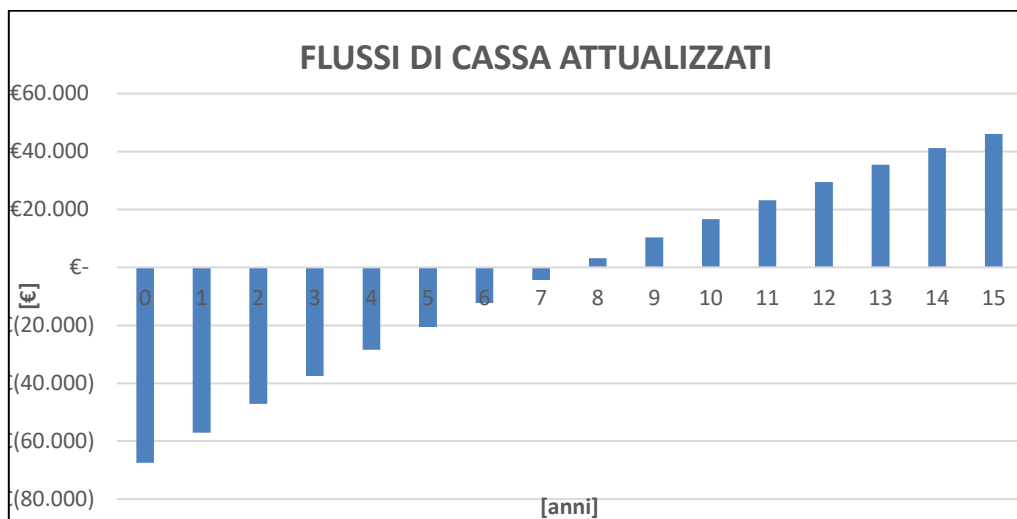


Figura 50 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per installazione batterie di accumulo FV

2. Stabilimento di via Novara 8

Per quanto riguarda lo stabilimento di via Novara 8, dalle precedenti analisi sull'impianto fotovoltaico si è stimato che circa il 59% della produzione annuale viene ceduto in rete. A differenza del caso precedente, il fabbisogno nelle fasce F2 e F3, ovvero quando il fotovoltaico non produce e sarebbe necessario l'accumulo, è minore della quota di energia immessa in rete: la batteria di accumulo sarebbe estremamente sovradimensionata, andando ad accumulare una quantità di energia elettrica mai richiesta dal fabbisogno dello stabilimento. Risulta chiaro quindi che una quota di energia verrà immessa in rete nonostante la presenza della batteria di accumulo e si è deciso per tale motivo di dimensionarla in relazione alla somma dei fabbisogni delle fasce F2 e F3, ovvero 28.665 kWh. Come detto in precedenza, da letteratura si evince che solitamente la batteria ha un ciclo di carica/scarica giornaliero, dunque, considerando un intero anno solare, avrebbe 365 cicli l'anno e ciò comporta un dimensionamento preliminare della batteria di circa 80 kWh. Cautelativamente si è deciso di ipotizzare una batteria da circa 50 kWh, in modo da evitare che essa risulti sovradimensionata. Considerando un costo medio commerciale delle batterie che si aggira intorno ai 600 €/kWh, si ha un investimento di 30.000 €. Di seguito la valutazione economica di tale investimento, considerato come costo specifico per l'energia elettrica auto consumata 0,240 €/kWh, mentre 0,044 €/kWh per l'energia immessa in rete: nella situazione attuale senza accumulo, la quota di energia elettrica

che non si riesce a consumare immediatamente si è costretti ad immetterla in rete, per poi riacquistarla quando non si ha produzione da FV (fasce F2 e F3). Inoltre, sono stati tenuti in considerazione anche i costi relativi alla manutenzione delle batterie, considerata ogni 5 anni durante la vita utile delle stesse, che è in media di 15 anni.

Anno	Situazione Attuale				Situazione Post Intervento		Flussi di Cassa [€]		
	EE immessa in rete [kWh]	Vendita EE [€]	EE acquistata [kWh]	Acquisto EE [€]	Intervento + M&O [€]	Ricavo [€]	Annuali	Attualizzati	Cumulata attualizzata
0	-	-	-	-	€ 30.000	€ -	-€ 30.000	-€ 30.000	-30.000,00 €
1	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 6.292	-23.708,47 €
2	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 6.050	-17.658,91 €
3	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 5.817	-11.842,04 €
4	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 5.593	-6.248,89 €
5	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ 1.000	€ 6.543	€ 5.543	€ 4.556	-1.692,78 €
6	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 5.171	3.478,40 €
7	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 4.972	8.450,69 €
8	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 4.781	13.231,74 €
9	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 4.597	17.828,90 €
10	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ 1.000	€ 6.543	€ 5.543	€ 3.745	21.573,68 €
11	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 4.250	25.824,02 €
12	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 4.087	29.910,88 €
13	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 3.930	33.840,55 €
14	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ -	€ 6.543	€ 6.543	€ 3.779	37.619,08 €
15	28.665	€ 1.261	28.665	€ 7.804	€ 1.000	€ 6.543	€ 5.543	€ 3.078	40.697,02 €

VAN

Tabella 35 Valutazione economica installazione batterie di accumulo accoppiate al FV

INVESTIMENTO	[€]	30.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	5
	[%]	7%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	6.543
	[%]	4%
PBT	[anni]	5,20
TIR	[%]	15%
VAN (25 anni)	[€]	40.697
VAN/I	[-]	1,36
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 36 Sintesi economica installazione batterie di accumulo FV

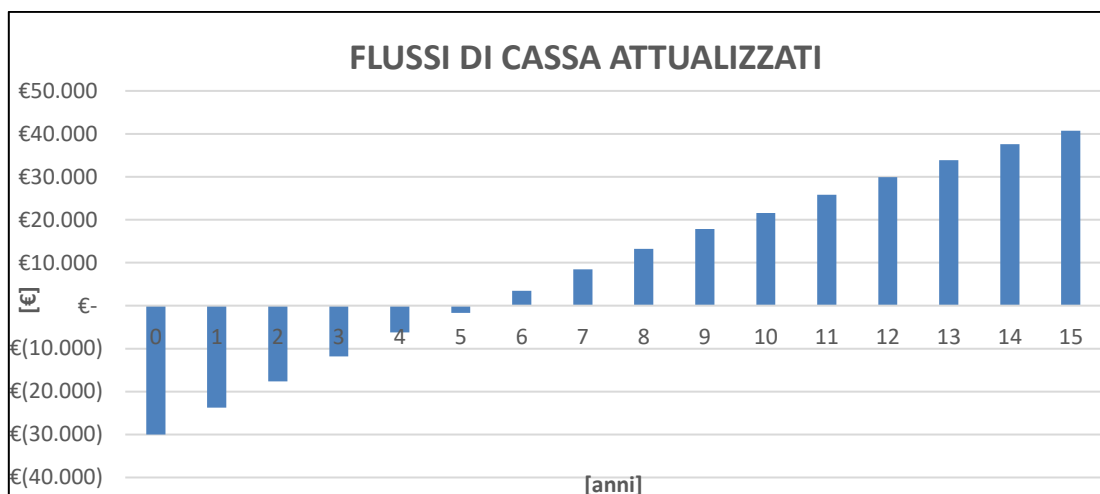


Figura 51 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per installazione batterie di accumulo FV

5.8.2.4 Sostituzione caldaia di centrale termica

L'intervento di efficientamento energetico qui proposto riguarda la sostituzione della caldaia BONGIOANNI TA300 presente nella centrale termica dello stabilimento di via Collegno 31. La caldaia è alimentata a gas naturale e ha il compito di riscaldare acqua, utilizzata per il riscaldamento dell'insediamento produttivo mediante l'uso di aerotermi.

L'intervento proposto si pone l'obiettivo di quantificare il risparmio di combustibile, e conseguentemente il risparmio economico, che si avrebbe con la sostituzione di questa caldaia obsoleta, datata 1989, con una moderna a condensazione. In Tabella 37 viene riportato il confronto tra la caldaia attuale e il modello UNICAL MODULEX EXT 350, caldaia a basamento modulare a condensazione più moderna e quindi efficiente, che permette un miglioramento del rendimento di più del 10 % rispetto alla situazione attuale. La caldaia di nuova installazione ha una potenza nominale utile inferiore, pari a 342 kW, ma grazie al suo rendimento e ai dati di progetto considerati, garantisce lo stesso effetto utile della caldaia obsoleta, permettendo lo stesso riscaldamento in ambiente (circa 260.000 kWh all'anno). Il costo specifico del gas naturale fa riferimento alla media delle bollette degli ultimi quattro anni, ovvero 1,4 €/Sm³.

	SOSTITUZIONE CALDAIA		
	ANTE	POST	
modello	BONGIOANNI TA300	UNICAL MODULEX EXT 350	
potenza utile	386	342	[kW]
rendimento	85%	98%	[%]

h/giorno	8	8	[h/d]
giorni lavorativi/anno	120	120	[g/y]
h/anno	960	960	[h/y]
fattore di carico	0,7	0,8	[-]
consumo termico annuale	305.167	268.016	[kWh/y]
consumo termico annuale	30.517	26.802	[Sm3/y]
spesa GN	43.926	38.578	[€/y]
risparmio GN	3.715		[Sm3/y]
risparmio economico	5.347		[€/y]

Tabella 37 Confronto tra caldaia ANTE e POST intervento

Di seguito è riportata la valutazione economica costi-benefici dell'intervento di sostituzione.

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]		Cumulata attualizzata
	Consumi GN [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa GN [€]	Consumi GN [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa GN [€]	Annuali	Attualizzati	
0	-	-	€ -	-	€ 30.000	€ -	-€ 30.000	-€ 30.000	-30.000,00 €
1	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 5.142	-24.858,22 €
2	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 4.944	-19.914,21 €
3	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 4.754	-15.160,35 €
4	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 4.571	-10.589,32 €
5	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 4.395	-6.194,11 €
6	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 4.226	-1.967,95 €
7	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 4.064	2.095,67 €
8	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 3.907	6.003,00 €
9	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 3.757	9.760,05 €
10	305.167	-	€ 43.926	268.016	€ -	€ 38.578	€ 5.347	€ 3.613	13.372,59 €

VAN

Tabella 38 Valutazione economica sostituzione caldaia

INVESTIMENTO	[€]	30.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	3
	[%]	3,90%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	5.347
	[%]	3%
PBT	[anni]	6,2
TIR	[%]	8%
VAN	[€]	13.373
VAN/I	[-]	0,45
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 39 Sintesi economica intervento di sostituzione caldaia

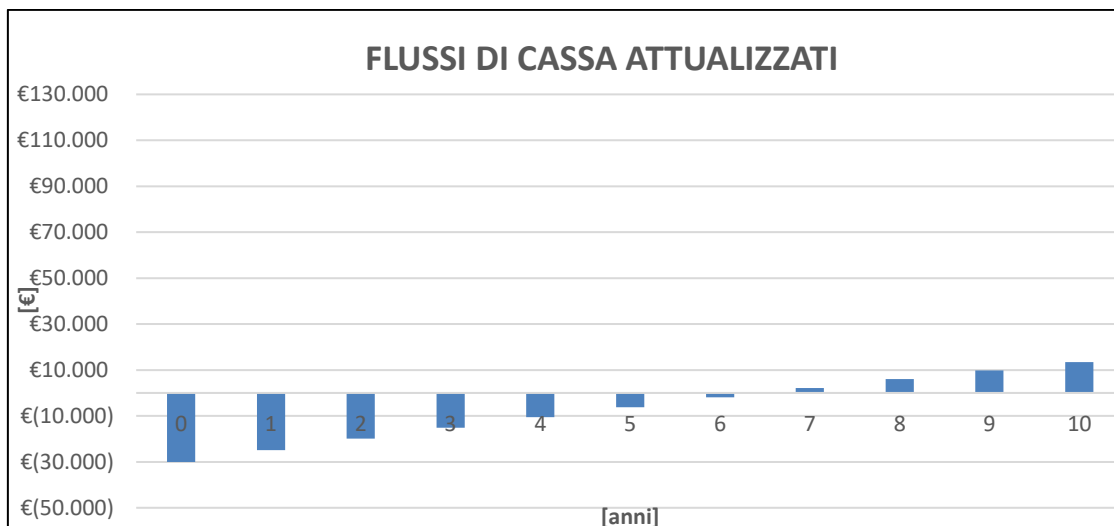


Figura 52 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN sostituzione caldaia

5.8.2.5 Efficienzamento produzione di aria compressa

1. Stabilimento di via Collegno 31: ricerca fughe rete di distribuzione aria compressa

Le fughe di aria sono un fenomeno che affliggono tutti gli impianti di produzione e distribuzione dell'aria compressa e, se non prese in considerazione, possono portare ad un grosso spreco energetico dato che una parte sostanziale dell'aria prodotta ad alta pressione viene persa senza possibilità di beneficiarne. Le zone più comuni per le perdite sono quelle di giuntura, di accoppiamento, le valvole ma anche le utenze finali stesse. Durante le ore di fermo dell'impianto è possibile rilevare le perdite, che in questa situazione diventano udibili. Inoltre, un altro modo efficace di rilevazione delle perdite è l'installazione di un rilevatore acustico ad ultrasuoni durante le ore di operatività. In via Collegno 31 è presente un compressore a giri variabili da 15 kW, la cui targa è mostrata in Figura 53.

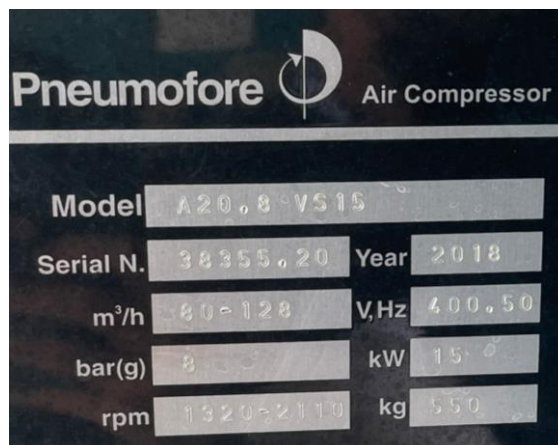


Figura 53 Targa compressore via Collegno 31

Per valutare la perdita di portata d'aria nella rete di distribuzione ci si avvale del principio di deflusso in un condotto con espansione rapida, in cui il fluido varia la sua velocità in funzione delle condizioni di valle secondo una trasformazione adiabatica isoentropica.

Il compressore permette di comprimere aria fino a 8 bar, pressione considerata all'interno del circuito di distribuzione, per cui le condizioni di efflusso attraverso un eventuale foro presente nella rete sono critiche. Effettuando i dovuti calcoli attraverso il modello proposto, si ottiene una portata di 0,023 kg/s che defluisce attraverso un orifizio di dimensioni stimabili in 4 mm, valore da intendere come somma di tanti orifizi più piccoli sparsi lungo la rete di distribuzione.

Basandosi sulla pratica e sul profilo della quantità d'aria ipoteticamente persa, si suppone che l'80% di questa sia persa attraverso fughe potenzialmente recuperabili, mentre il 15% sia dovuto a fughe fisiologiche ed il restante 5 % sia imputabile al sostentamento e alla pulizia dei macchinari quando si trovano in stand by. I risparmi energetici, in termini di kWh, derivano dal minore assorbimento del motore elettrico del compressore, che per far fronte ad una richiesta ridotta di aria rispetto alla situazione attuale si troverà a lavorare a potenze medie per ciclo carico/scarico inferiori. In Tabella 40 sono riportati i risultati ottenuti con le ipotesi descritte, mettendo in risalto il peso in termini energetici ed economici delle fughe di aria compressa.

FUGHE ARIA COMPRESSA	
Pressione monte [bar]	8,00
Pressione valle [bar]	1,00
Temperatura [°C]	30,00
Condizioni efflusso	Critico
Diametro fuga [mm]	4,00
Perdita aria [kg/s]	0,023
Lavoro di compressione [kJ/kg]	308,87
Potenza assorbita [kW]	8,90
Grado di riduzione	80%
Risparmio EE [kWh]	8.971,70
Spesa economica [€]	2.149,54

Tabella 40 Riepilogo dei dati relativi alle fughe di aria compressa

Segue anche la valutazione economica di un intervento propedeutico alla ricerca e risanamento delle fughe di aria compressa.

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]		
	Consumi EE [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa EE [€]	Annuali	Attualizzati	Cumulata attualizzata
0	-	€ -	-	-	€ 5.000	-	-€ 5.000	-€ 5.000	-€ 5.000
1	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 2.067	-€ 2.933
2	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.987	-€ 946
3	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.911	€ 965
4	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.837	€ 2.803
5	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.767	€ 4.569
6	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.699	€ 6.268
7	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.633	€ 7.902
8	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.571	€ 9.472
9	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.510	€ 10.983
10	11.215	€ -	€ 2.687	2.243	€ -	€ 537	€ 2.150	€ 1.452	€ 12.435

VAN

Tabella 41 Valutazione economica intervento per fughe di aria compressa

INVESTIMENTO	[€]	5.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	2
	[%]	2,1%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	2.150
	[%]	1,38%
PBT	[anni]	2,33
TIR	[%]	36%
VAN	[€]	12.435
VAN/I	[-]	2,49
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 42 Sintesi economica intervento di ricerca fughe aria compressa

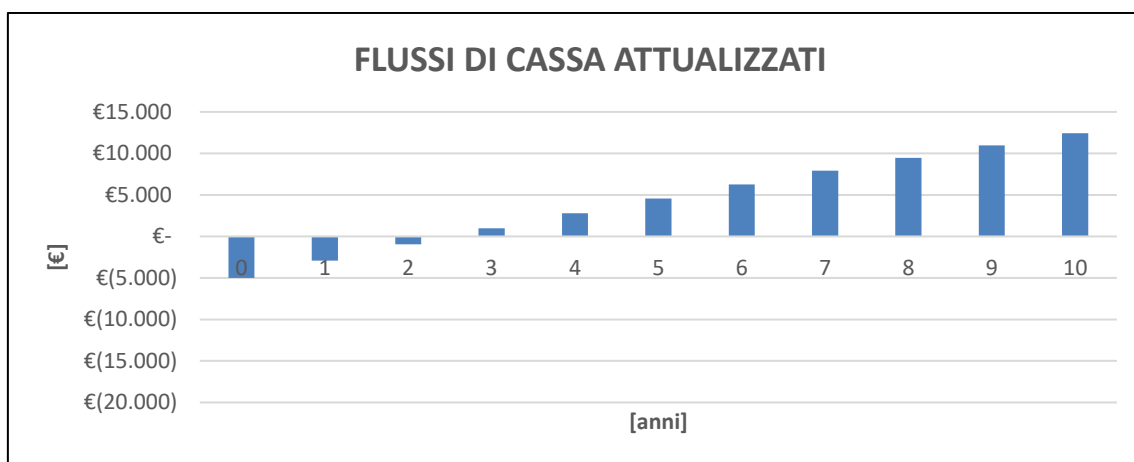


Figura 54 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN ricerca fughe aria compressa

2. Stabilimento via Novara 8: sostituzione compressore

L'ultimo intervento che si intende proporre è la sostituzione del compressore a velocità fissa da 7,5 kW dello stabilimento in via Novara 8, macchinario datato 2001 che rappresenta circa il 12% dei consumi totali di tutta l'azienda. In Figura 55 è riportata la targa del compressore in questione.

La targa del compressore Pneumofore Air compressor mostra i seguenti dati tecnici:

Model	T 10	Year	2001
Serial N.	35605	V	380
rpm	1450	Hz	50
bar	8	kW	7,5
m ³ /h	66	kg	325

Figura 55 Targa compressore via Novara 8

Si stima che il compressore consumi 7.875 kWh/anno, come mostrato nel modello elettrico. Essendo un compressore a velocità fissa, quando la macchina è accesa lavora costantemente al numero di giri di progetto, non avendo possibilità di regolazione e di inseguimento dei carichi. La spesa energetica annuale del compressore comprende quindi sia i momenti di carico che di vuoto, ipotizzati rispettivamente il 60% e il 40% dei consumi elettrici. Questo significa che il compressore consuma anche quando non è effettivamente richiesto: in particolare a carico assorbe la potenza nominale 7,5 kW, mentre a vuoto circa un terzo. In base a queste ipotesi, il consumo elettrico totale si divide in 4.725 kWh/anno a pieno carico e 3.150 kWh a vuoto. L'intervento proposto si pone l'obiettivo di risparmiare quest'ultima quota di energia elettrica, evitabile con la sostituzione con un compressore a giri variabili, che insegue il carico e regola il proprio numero di giri in base alla richiesta di aria compressa, evitando che consumi anche quando non richiesto. Inoltre, l'installazione di un compressore a giri variabili moderno implica anche un miglioramento dell'efficienza e si stima che complessivamente si riescano a risparmiare circa 4.000 kWh/anno, in relazione a questo tipo di impianto e considerando anche le mancate perdite a vuoto descritte prima. A livello economico si riuscirebbero a risparmiare circa 1000 €/anno, considerato il costo specifico dell'energia elettrica come la media degli ultimi quattro anni fatturati. In Figura 56 sono riportati alcuni dati tecnici di una possibile alternativa all'attuale compressore, ovvero

un compressore a vite KME VSD da 7 kW che garantisce gli stessi livelli di portata e di pressione richiesti.

Condizioni di riferimento Standard

Pressione assoluta all'aspirazione	bar(a)	1
Temperatura dell'aria all'aspirazione	°C	20
Umidità relativa dell'aria all'aspirazione	%	0
Pressione relativa nominale alla mandata	bar(e)	9,5

Prestazioni

Portata massima d'aria compressa in condizioni di riferimento (FAD)	Lt/min.	1.050
Portata minima d'aria compressa in condizioni di riferimento (FAD)	Lt/min.	350
Potenza targa motore elettrico	kW	7
Alimentazione	Volt	400/50/3
Pressione massima	Bar	10
Rumorosità	dB(A)	75

Dimensioni e peso

Connessione filettata mandata aria	BSP	½" Gas
Lunghezza	mm	890
Larghezza	mm	660
Altezza	mm	650
Peso	kg	155,5

Figura 56 Dati tecnici proposta di compressore a velocità variabile

Di seguito è proposta la valutazione economica dell'investimento.

Anno	Situazione Attuale		Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]		
	Consumi EE [kWh]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento [€]	Spesa EE [€]	Annuali	Attualizzati	Cumulata attualizzata
0	-	-	-	€ 4.500	€ -	-€ 4.500	-€ 4.500	-4.500,00 €
1	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 1.047	-3.452,83 €
2	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 1.007	-2.445,94 €
3	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 968	-1.477,77 €
4	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 931	-546,84 €
5	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 895	348,29 €
6	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 861	1.208,99 €
7	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 828	2.036,58 €
8	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 796	2.832,34 €
9	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 765	3.597,50 €
10	7.875	€ 2.144	3.875	-	€ 1.055	€ 1.089	€ 736	4.333,23 €

VAN

Tabella 43 Valutazione economica sostituzione compressore via Novara 8

INVESTIMENTO	[€]	4.500
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	1
	[%]	3,69%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	1.089
	[%]	3%
PBT	[anni]	4,13
TIR	[%]	16%

VAN	[€]	4.333
VAN/I	[-]	0,96
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 44 Sintesi economica intervento di sostituzione compressore

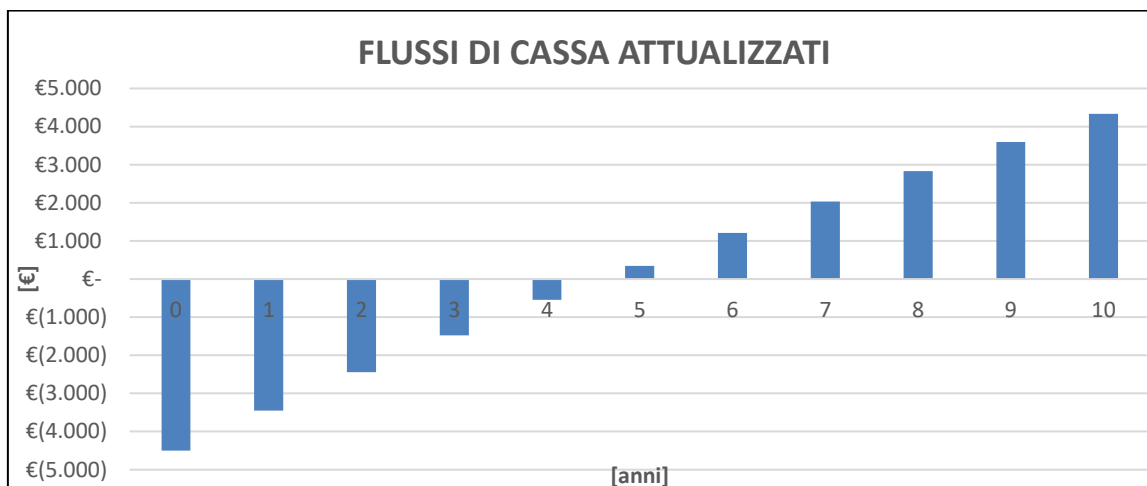


Figura 57 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN sostituzione compressore

5.9 Riepilogo interventi

Nelle Tabelle 45 e 46 si riportano, per comodità di consultazione, i risultati ottenuti tramite la diagnosi energetica in termini di proposte di intervento suggerite al fine di migliorare le prestazioni energetiche.

(*) Per aver un miglior confronto con gli altri interventi, per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico e le batterie di accumulo sono stati riportati il valore del VAN a 10 anni e non 25 e 15 come mostrato nelle pagine precedenti.

INTERVENTI	INVESTIMENTO	RISPARMIO ENERGETICO		RISPARMIO ECONOMICO		PBT	TIR	VAN	VAN/I
	[€]	[tep]	[%]	[€]	[%]	[anni]	[%]	[€]	[-]
1 GESTIONE MONITORAGGIO	9.000	3	3,3	2.818	1,8	3,2	24	14.432	1,6
2 ILLUMINAZIONE LED	4.470	2	3,1	3.688	2,4	1,2	75	25.444	5,7
3 FOTOVOLTAICO	179.952	22	27,7	29.208	18,8	7,6	10	44.234	0,2
4 BATTERIE ACCUMULO FV	67.500	10	13,0	10.865	7,0	7,6	8	16.593	0,2
5 SOSTITUZIONE CALDAIA	30.000	3	3,9	5.347	3,4	6,2	8	13.373	0,4
6 FUGHE ARIA COMPRESSA	5.000	2	2,1	2.150	1,4	2,3	36	12.435	2,5
TOTALE	295.922	42	53,1	54.075	34,8	5,5	27	126.510	0,4

Tabella 45 Sintesi opportunità di intervento [via Collegno 31]

INTERVENTI	INVESTIMENTO	RISPARMIO ENERGETICO		RISPARMIO ECONOMICO		PBT	TIR	VAN	VAN/I
	[€]	[tep]	[%]	[€]	[%]	[anni]	[%]	[€]	[-]
1 ILLUMINAZIONE LED	3.300	2	10,6	3.559	11,1	0,9	99,8	25.566	7,7
2 FOTOVOLTAICO	85.008	6	30,7	10.495	32,9	10,8	6,1	-5.119	-0,1
3 BATTERIE ACCUMULO FV	30.000	5	6,7	6.543	4,2	5,2	15,4	21.574	0,7
4 SOSTITUZIONE COMPRESSORE	4.500	1	3,69	1.089	3,4	4,1	15,8	4.333	1,0
TOTALE	122.808	14	51,8	21.686	51,6	5,7	34,3	46.354	0,4

Tabella 46 Sintesi opportunità di intervento [via Novara 8]

Nelle Figure 58 e 59 si riportano infine le rappresentazioni grafiche delle precedenti tabelle (la dimensione di ogni singola bolla rappresenta la dimensione dell'investimento, maggiore è la dimensione, maggiore è l'investimento).

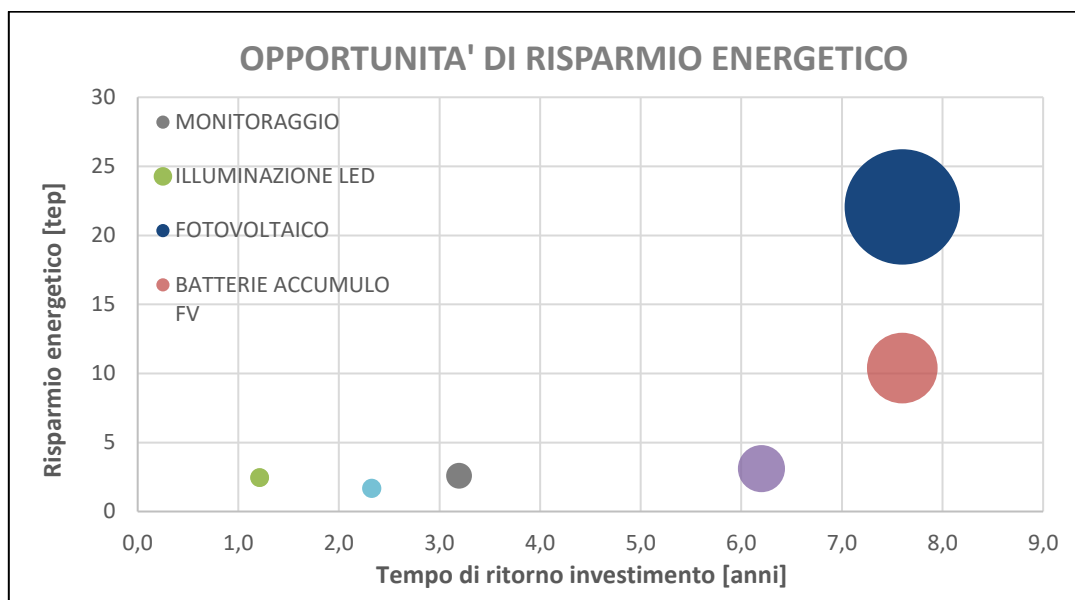


Figura 58 Rappresentazione grafica entità degli interventi proposti [via Collegno 31]

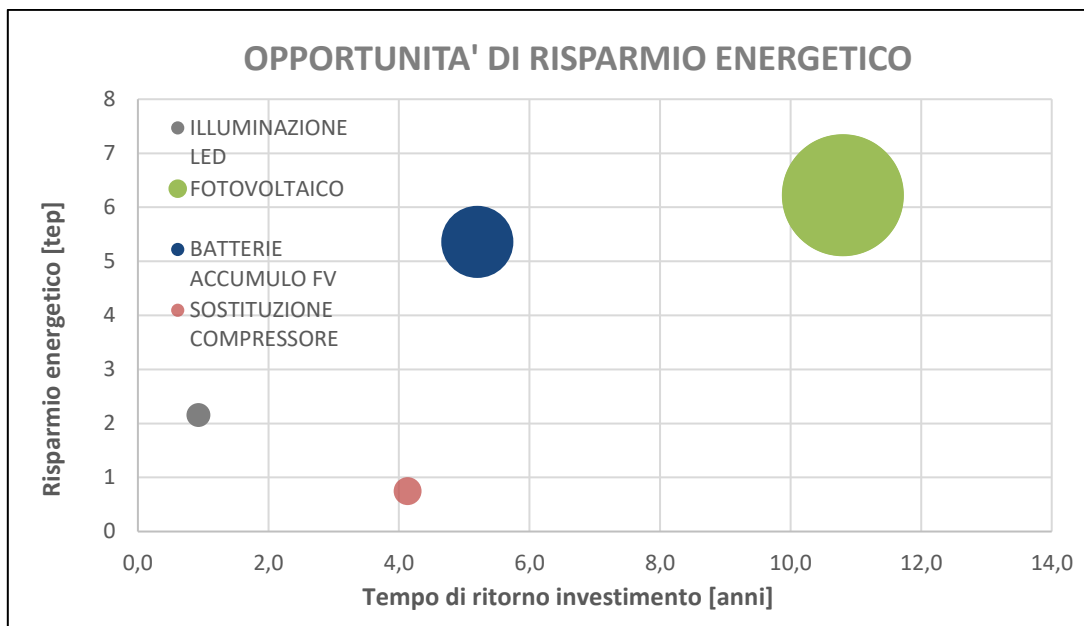


Figura 59 Rappresentazione grafica entità degli interventi proposti [via Novara 8]

5.10 Criticità e commenti

5.10.1 Accesso ai finanziamenti: bando Regione Piemonte

Come già accennato, non avendo l'obbligo di realizzazione di diagnosi energetica, la società Masterwatt ha colto le potenzialità di tale strumento con l'obiettivo di "fotografare" lo stato energetico dei propri stabilimenti e identificare interventi di efficientamento energetico, utili ad abbattere i costi dell'azienda e aumentarne la competitività.

La sensibilizzazione al primo passo verso la sostenibilità energetica è stata fortemente motivata dalla possibilità di partecipazione ad un bando d'incentivazione finanziaria. In particolare, si tratta del bando "Efficienza energetica ed energie rinnovabili nelle imprese" del *Programma Regionale Piemonte F.E.S.R. 2021/2027*, che promuove investimenti per la riduzione dei consumi e delle correlate emissioni inquinanti attraverso la razionalizzazione dei cicli produttivi, l'utilizzo efficiente dell'energia e la produzione di energia da fonti rinnovabili per autoconsumo.

Il bando, che permette un risparmio in termini di costi dell'energia e di conseguenza anche di competitività delle imprese sui mercati in un'ottica di sostenibilità all'interno di una strategia di medio-lungo periodo nella lotta ai cambiamenti climatici, prevede l'attivazione di due azioni:

- Azione II.2i.2 "Efficientamento energetico nelle imprese": intende offrire ai destinatari finali la possibilità di rendere più efficienti dal

punto di vista energetico le attività connesse ai cicli di produzione delle imprese e gli edifici di queste ultime, abbattendo i consumi di energia primaria e di conseguenza i costi legati al consumo di energia;

- Azione II.2ii.2 “Promozione dell’utilizzo delle energie rinnovabili nelle imprese”: consente alle imprese la possibilità di ridurre le emissioni attraverso l’installazione di impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia termica ed elettrica.

Gli interventi della seconda azione devono essere abbinati ad interventi di efficientamento energetico. I destinatari possono pertanto presentare domanda per le agevolazioni sull’installazione di fonti rinnovabili solo dopo aver presentato domanda sull’azione “Efficientamento energetico nelle imprese” oppure se hanno già realizzato ed hanno ottenuto esito positivo alla rendicontazione di un intervento di efficientamento nella passata programmazione del POR FESR 2014-2020, ma non è questo il caso.

L’agevolazione può essere richiesta da PMI e Grandi Imprese: può coprire fino al 100% dei costi ammissibili dell’investimento ed è costituita da un finanziamento agevolato e da una quota di sovvenzione a fondo perduto, percentuali variabili in base alla dimensione dell’impresa.

La dotazione finanziaria complessiva per entrambe le azioni ammonta a € 91.800.000, in particolare € 68.000.000 per l’efficientamento energetico e € 23.800.000 per le energie rinnovabili.

Le opportunità del bando risultano evidenti. D’altra parte, sono emerse alcune criticità che riguardano la partecipazione da parte dell’azienda in questione. Come accennato nei capitoli precedenti, una delle barriere più importanti al percorso di efficientamento energetico per le PMI riguarda l’accesso alle incentivazioni e ai finanziamenti. Secondo il bando, per le PMI sono ammissibili investimenti di importo minimo pari a € 80.000 per l’azione sull’efficientamento energetico e, solo successivamente, investimenti di importo minimo pari a € 100.000 per le fonti rinnovabili. La scadenza del bando risulta essere il 29 settembre e Masterwatt ancora attualmente non riesce a presentare la domanda per i suoi stabilimenti perché non raggiunge le soglie minime di investimento per la prima linea di interventi, bloccando così di conseguenza anche la domanda per il secondo filone di azioni.

Questo frena la propositività delle aziende e potrebbe portare a trovare soluzioni non ottimali. Oltretutto, il bando molto articolato e la richiesta di tanta documentazione obbligatoria (tra cui la diagnosi energetica), complica l’avvicinamento delle PMI. Le

domande vengono valutate in ordine cronologico e, nonostante la premialità di valutazione per le micro e piccole imprese, le medie imprese si trovano a dover competere con le domande delle Grandi Imprese, maggiormente preparate dal punto di vista tecnico e delle tempistiche. Questo fattore pesa molto sulla possibilità di accesso ai finanziamenti e i fondi limitati rafforzano la possibilità che, non solo la media impresa non riesca a usufruire degli incentivi, ma anche che quindi debba sostenere autonomamente tutti i costi legati alla documentazione richiesta e alle conseguenti attività di consulenza, costi che possono incidere tanto sulle piccole realtà. Il rischio è elevato e potrebbe portare le imprese di piccole dimensioni a non avvicinarsi a tali forme di incentivazione e conseguentemente a disinteressarsi ad un percorso di sostenibilità ambientale. Sono davvero forme d'incentivazione alla portata delle PMI?

5.10.2 Importanza del sistema di monitoraggio dei consumi

La possibilità che l'azienda non riesca ad accedere ai finanziamenti è concreta. In questo scenario, la diagnosi energetica non esprimerebbe le proprie potenzialità. Se da una parte, infatti, essa rappresenta il primo passo per quantificare e analizzare i consumi energetici ed implementare interventi di efficienza, l'assenza di un sistema di monitoraggio (spesa ammessa anche dal bando) e la scarsa disponibilità finanziaria per sostenere investimenti di efficientamento, rendono questo strumento poco efficace, facendone emergere i limiti. Non essendo un'azienda obbligata alla realizzazione della diagnosi, non lo è nemmeno nella realizzazione di interventi di efficientamento né nell'adozione di un sistema di monitoraggio. Le opportunità della diagnosi non sarebbero colte e il percorso verso la sostenibilità ambientale sarebbe fortemente limitato. L'azienda, come magari tante altre piccole e medie realtà, rischierebbe così di rimanere impassibile dal punto di vista energetico.

In particolare, il sistema di monitoraggio risulta fondamentale, anche per le PMI, in un'ottica di transizione energetica e il fatto che non sia obbligatorio preclude forti possibilità di risparmio energetico e razionalizzazione dei propri consumi.

Per sistema di monitoraggio si intendono non solo i misuratori (o sensori) ma anche tutti gli elementi che permettono l'elaborazione, la trasmissione e la visualizzazione del dato. L'acquisizione dei dati con alta frequenza è di fondamentale importanza per una diagnosi precisa ed affidabile, al fine di comprendere meglio i profili operativi degli stabilimenti e di poter quindi effettuare una analisi più attendibile.

Oltre ai contatori fiscali generali, la necessità di indagare su come l'energia viene trasformata e consumata all'interno di uno stabilimento, implica l'installazione di strumenti di misura in alcune sotto aree del sito. Il progresso tecnologico ha consentito

la possibilità di controllo automatico dei dati acquisiti dagli strumenti di misura, tramite nuovi sistemi informatici come SCADA e EMS. La possibilità di regolazione e di gestione automatizzata di un sistema energetico secondo dei canoni fissati e programmabili è utile al perseguimento dell'ottimizzazione energetica. In un'ottica di digitalizzazione e Industria 4.0, questi interventi diventano di fondamentale importanza per la competitività delle aziende.

La strategia di monitoraggio consigliata per lo stabilimento in questione nei paragrafi precedenti permette di monitorare gli usi energetici significativi e garantire una copertura dei consumi ottimale per una gestione energetica.

La consapevolezza dei propri usi energetici ne riduce i consumi. I grafici seguenti mostrano la distribuzione percentuale dei consumi nelle diverse fasce orarie per la contabilizzazione in funzione delle ore del giorno.

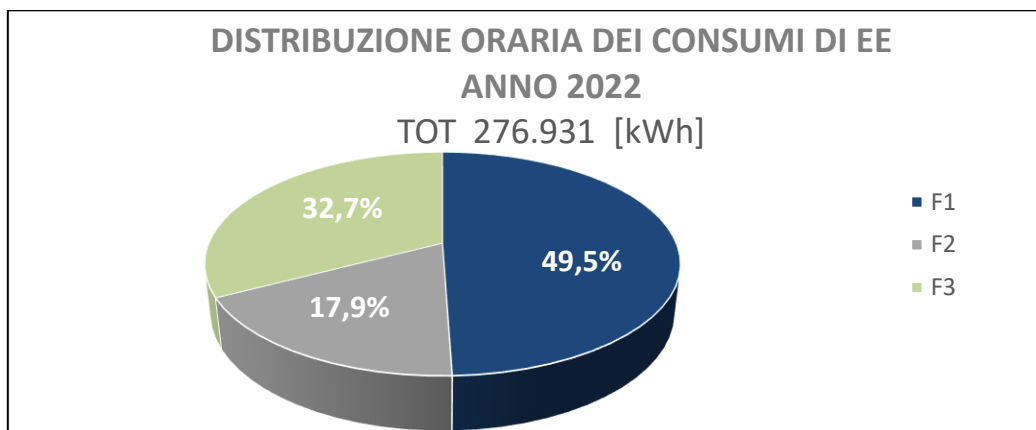


Figura 60 Distribuzione oraria dei consumi di energia elettrica – anno 2022 [via Collegno 31]

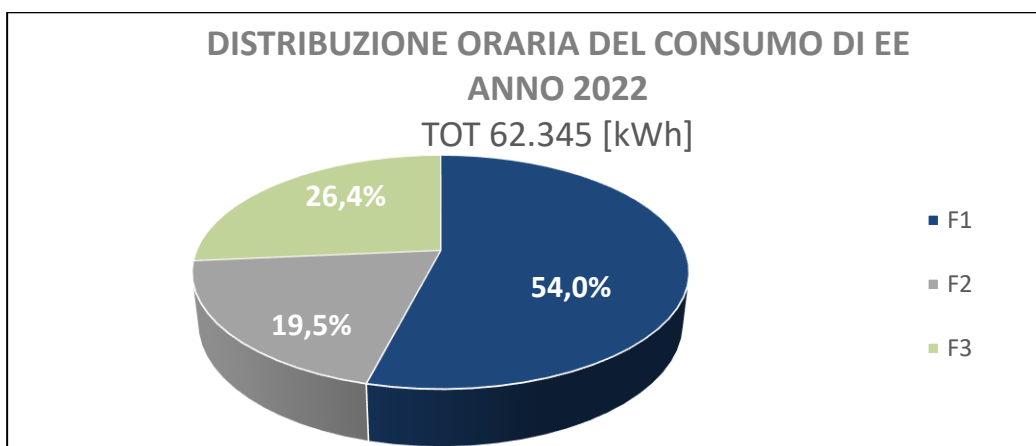


Figura 61 Distribuzione oraria dei consumi di energia elettrica – anno 2022 [via Novara 8]

Per entrambi gli stabilimenti si riscontra che il prelievo di energia elettrica attiva dalla rete avviene prevalentemente in fascia 1, ciò è giustificato dal fatto che tale fascia ricopre i turni centrali di una giornata lavorativa. Il prelievo di energia nelle restanti fasce F2 e F3, le quali ricoprono le ore notturne e le ore del fine settimana, pari a circa 50% non è in linea con il fatto che l'azienda copre solamente 2 turni lavorativi giornalieri, 5 giorni a settimana. Ciò dimostra che una quota non trascurabile di energia viene prelevata anche quando non c'è produzione. Questo può essere dovuto alla presenza di apparecchiature che assorbono potenza pure quando non sono in funzione (assorbimento a vuoto), macchinari in stand-by, oppure a macchinari che semplicemente rimangono accesi durante la notte. Tramite un sistema di monitoraggio ci si potrebbe rendere conto di quale sia il problema e intervenire per ridurre i consumi.

Un sistema di monitoraggio garantirebbe altri benefici:

- rappresenta il primo passo verso un possibile Sistema di Gestione dell'Energia secondo norma ISO50001, per un miglioramento continuativo delle prestazioni energetiche dell'azienda;
- i dati di consumo se adeguatamente analizzati sono indicatori del funzionamento del sistema e quindi si possono sfruttare per la manutenzione predittiva;
- i dati di consumo se adeguatamente integrati permettono di ottenere Energy Performance Indicators (EnPIs), in modo da individuare benchmark affidabili;
- i dati di consumo permettono di valutare in maniera efficace eventuali investimenti così da contabilizzare interventi di efficientamento energetico futuri che potrebbero permettere l'accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi.

6 CASO STUDIO 2: ENDURA

6.1 Descrizione dell'impresa e dei processi

La società Endura S.p.a. risulta essere una Media Impresa soggetta all'obbligo di redazione di diagnosi energetica: nonostante sia dotata di un Sistema di Gestione dell'Energia certificato UNI CEI EN ISO 50001 (sarebbe necessario un audit implementare per far decadere l'obbligatorietà della diagnosi energetica), l'obbligo di redazione della diagnosi per il sito produttivo di Ravenna, conformemente a quanto disposto dal D.Lgs 102/2014, consegue dal fatto che l'azienda è stata classificata *Impresa energivora* nel 2022, dovendo presentare così tale documento all'ENEA entro il 5 dicembre 2023. Le opportunità di tale strumento sono state colte dalla società prescindendo dall'obbligatorietà, come dimostrano la realizzazione delle diagnosi energetiche dei passati anni nonostante l'azienda non fosse obbligata.

L'azienda Endura S.p.a. ha sede legale in viale Pietramellara 5 a Bologna, dove sono localizzati gli uffici, mentre il sito produttivo oggetto della diagnosi è situato nell'isola quattro del polo chimico di Ravenna, all'interno del Sito Multisocietario (attività principale: codice ATECO 20.14, fabbricazione di altri prodotti chimici di base organici; attività secondaria: codice ATECO 72.1, ricerca e sviluppo sperimentale nel campo delle scienze naturali e dell'ingegneria).

In particolare, Endura S.p.a. è una società italiana di chimica specializzata nella produzione di principi attivi e sinergici per insetticidi domestici, fragranze e fine chemicals. A riprova della sua propensione generale alla qualità, oltre al Sistema di Gestione dell'Energia conforme alla UNI EN ISO 50001:2018, la società ha conseguito numerose certificazioni quali la UNI EN ISO 9001:2015 per il suo Sistema di Gestione per la Qualità, UNI EN ISO 14001:2015 per il suo Sistema di Gestione Ambientale e UNI EN ISO 45001:2018 per il suo Sistema di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro.

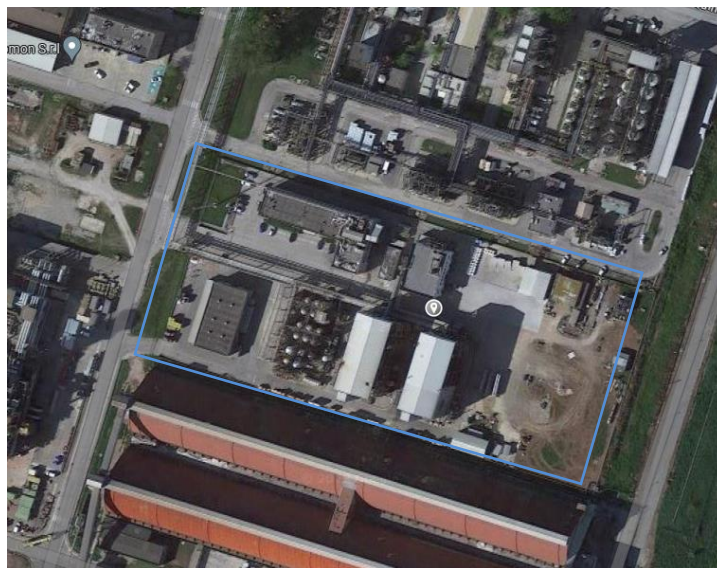


Figura 62 Panoramica dello stabilimento di via Baiona 107/111 (fonte Google Maps)

Si riporta in Figura 63 la planimetria dello stabilimento con l'identificazione delle aree principali.

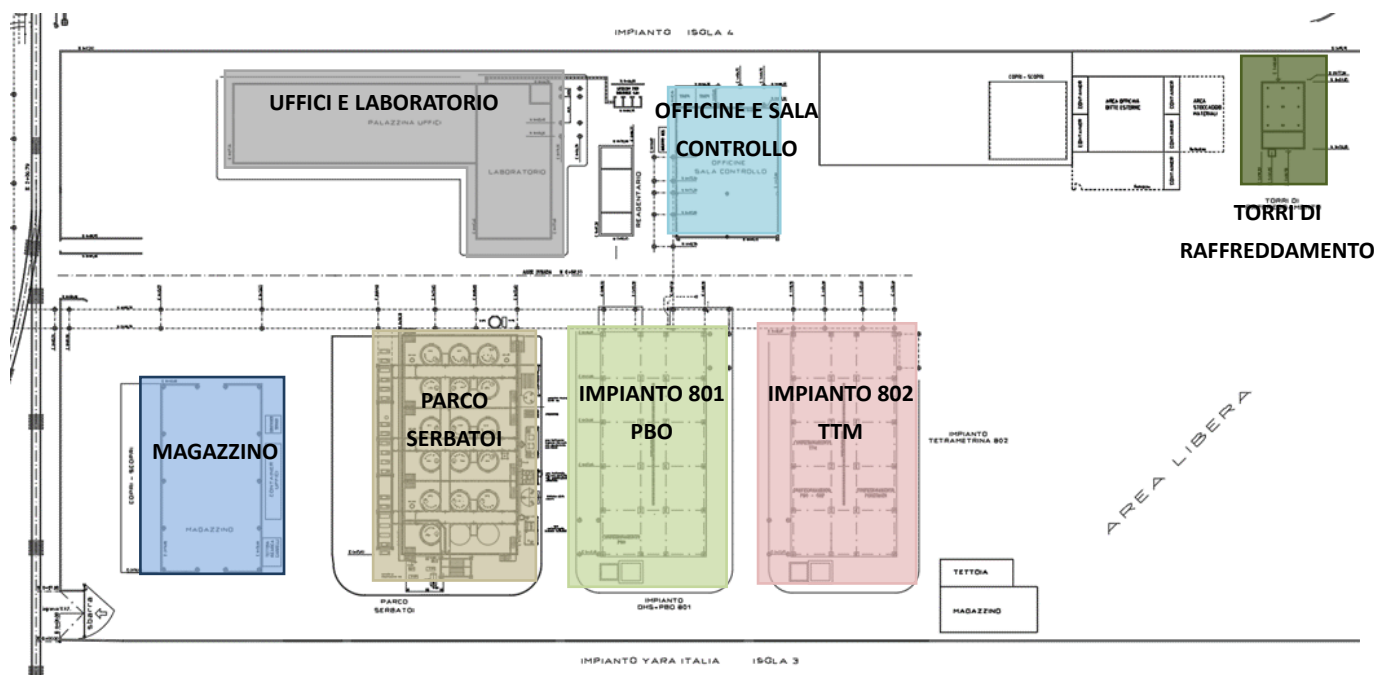


Figura 63 Identificazione delle principali aree dello stabilimento

Lo stabilimento chimico comprende due impianti produttivi:

- l'impianto 801, volto all'ottenimento per via sintetica di Piperonilbutossido (PBO), sostanza impiegata come agente sinergico nella formulazione di insetticidi per uso domestico;
- l'impianto 802, volto principalmente alla sintesi e alla finitura della Tetrametrina (TTM), composto appartenente alla classe dei piretroidi, principio attivo per formulazioni di insetticidi, prodotto a campagne nell'impianto 802.

Di seguito viene proposta un'analisi più approfondita di questi processi principali. Ogni stadio di lavorazione dei processi è seguito e controllato attraverso sistemi software di supervisione remota (DCS), con terminali posti in Sala Controllo. È presente un Impianto Pilota il cui esercizio è volto all'indagine sperimentale e non alla produzione continuativa, per quanto dal 2018 abbia acquisito un ruolo via via più rilevante, con un numero di ore di marcia sempre più consistente. Esso è ubicato nella struttura occupata dall'impianto di produzione della TTM.

Ulteriori attività e impianti presenti nello stabilimento sono:

- Laboratorio di Analisi e di Controllo Qualità a supporto delle attività produttive e di ricerca, sviluppo e sperimentazione svolte;
- Reagentario: edificio adibito alla conservazione dei reagenti per uso di laboratorio e dei campioni dei vari prodotti di lavorazione;
- Magazzini: dedicato allo stoccaggio di materie prime, di prodotti finiti destinati alla vendita confezionati e materiali tecnici;
- Parco Serbatoi: struttura che consta di un bacino di contenimento in cemento armato suddiviso da diaframmi in 3 vasche di uguali dimensioni al cui interno sono posizionati 17 serbatoi dedicati allo stoccaggio di molteplici sostanze chimiche;
- Pipe-rack: al fine di collegare gli impianti di produzione, quello Pilota e il Parco Serbatoi ai servizi esterni ed alla rete di distribuzione di energia elettrica;
- Gruppo frigorifero per il raffreddamento a +5°C di acqua: l'acqua fredda utilizzata come fluido di servizio in diverse utenze dell'impianto produttivo di TTM viene resa disponibile da un'unità frigorifera (costituita da 2 condensatori a fascio tubiero ad acqua di torre, 2 compressori a vite e un evaporatore a fascio tubiero a doppio circuito) di capacità pari a 317.340 frigorie/h che utilizza Freon R507 quale fluido frigorifero;
- Gruppo refrigeratore per il raffreddamento degli sfiati clorurati provenienti dal processo produttivo di PBO: l'effluente gassoso da raffreddare a -20°C circa,

composto da azoto e anidride carbonica saturi in dimetilformammide e cloruro di metilene, è generato sostanzialmente dal solo stadio di metilenzazione del processo produttivo del PBO e, più precisamente, durante le fasi di sintesi del benzodiossolo ovvero di filtrazione ed essiccamento del pannello di sale (KCl), che rappresenta il sottoprodotto del predetto stadio di produzione del PBO. Con tale sistema si realizza il recupero e, quindi, il riciclo del cloruro di metilene condensato. In particolare, il cloruro di metilene, condensato attraverso un'unità frigorifera (costituita da un compressore di tipo aperto, un condensatore a fascio tubiero raffreddato con acqua di torre e un evaporatore a fascio tubiero) di capacità pari a 23 kWfr che utilizza R507 quale fluido frigorifero, è scaricato per semplice gravità nel preposto serbatoio di raccolta, in controllo di livello dell'evaporatore del ciclo frigorifero e recuperato nello stadio di metilenzazione;

- Gruppo criogenico per il trattamento degli sfiati clorurati ME105: i gas che escono dalla precedente unità frigorifera sono emessi in atmosfera, previo ulteriore trattamento delle emissioni gassose clorurate mediante condensazione criogenica seguita da adsorbimento su resine macroporose e trattamento finale con carboni attivi;
- Gruppo frigorifero ME104 per il raffreddamento a -10°C di acqua glicolata al 35% (circuito RL): la miscela di acqua e glicole (al 35%), impiegata come fluido di raffreddamento in numerose utenze di entrambi gli impianti produttivi presenti nell'installazione (principalmente l'impianto 801), viene refrigerata mediante un'unità frigorifera (costituita da 2 compressori a vite, 2 condensatori a fascio tubiero ad acqua di torre e un evaporatore a fascio tubiero a doppio circuito) di capacità pari a 250.000 frigorifici/h che utilizza Freon R507 quale fluido frigorifero;
- Torre di raffreddamento: apparato mediante il quale si attua il raffreddamento dell'acqua utilizzata a ciclo chiuso quale fluido di servizio per le operazioni di condensazione ovvero termostatazione che si rendono necessarie nelle varie fasi dei processi produttivi; vengono inviate alla torre di raffreddamento anche le condense recuperate dagli impianti produttivi;
- Impianto per la gassificazione di acido cloridrico: apparecchiature volte all'ottenimento, mediante distillazione di acido cloridrico in soluzione acquosa, di Acido cloridrico gassoso da utilizzare nei processi produttivi svolti nell'installazione;

- Cabina elettrica di trasformazione;
- Officina meccanica ed elettrica: per interventi di manutenzione, ordinaria e straordinaria, delle componenti impiantistiche;
- Caldaie ad uso civile: per il riscaldamento dei locali sono presenti due impianti termici alimentati a vapore.

Segue una descrizione dettagliata dei due principali impianti produttivi.

6.1.1 IMPIANTO 801

Il processo di produzione di PBO avviene attraverso lo svolgimento di cinque stadi di reazione (Figura 64), quali:

- Metilazione: sintesi e distillazione Benzodiossolo (MDB);
- Acilazione: sintesi e distillazione Chetone (CHT) e sezione di transanidificazione;
- Idrogenazione: sintesi e distillazione Diidrosafrolo (DHS);
- Cloro Metilazione: produzione Metabase (MB) per sintesi del Clorometile e del Piperonilbutossido (PBO);
- Distillazione e confezionamento PBO.

È inoltre presente uno stadio di sintesi dell'Anidride Propionica, da utilizzarsi all'interno dello stadio di acilazione: da questo processo di sintesi si ottiene come sottoprodotto Acido Acetico destinato alla vendita nel settore del trattamento delle acque. Sono in parte destinati alla vendita anche taluni intermedi di processo quali l'1,3-Benzodiossolo (MDB) e il Diidrosafrolo (DHS), intermedi ottenuti dagli stadi di reazione di metilazione e idrogenazione.

In Figura 65 viene riportato a titolo esemplificativo lo schema impiantistico dello stadio di metilazione e un censimento dei motori elettrici principali di tutte le fasi del processo.

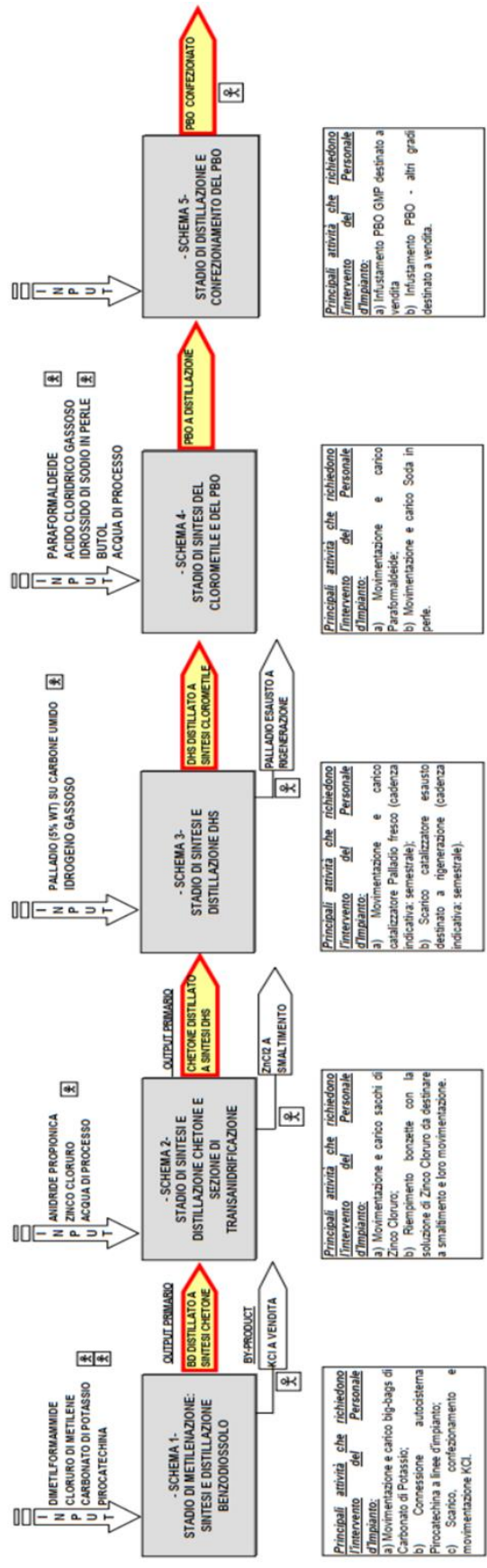


Figura 64 Attività principali produzione PBO - Impianto 801

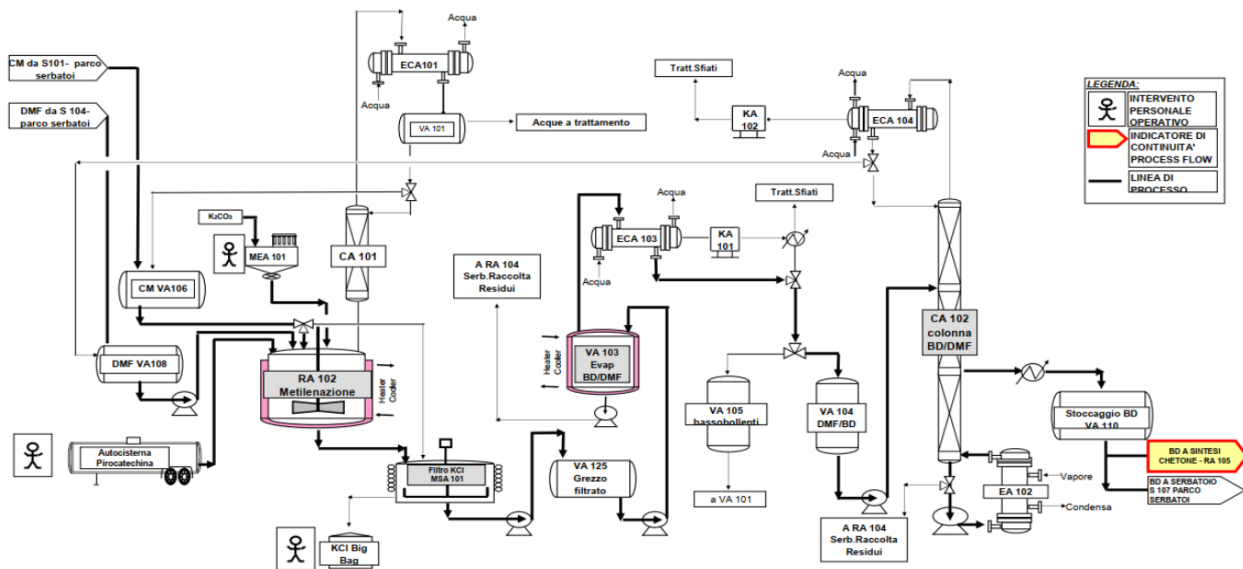


Figura 65 Stadio di metilazione: sintesi benzodiossolo

Lo stadio di metilazione riportato in Figura 65 è suddiviso in quattro fasi:

- 1A – Sintesi;
- 1B – Filtrazione;
- 1C – Evaporazione;
- 1D – Rettifica.

FASE	MOTORE	DESCRIZIONE	POTENZA (kW)
1A - SINTESI	MAA 102	Agitatore reattore RA102, sintesi benzodiossolo	18,5
	MPA 108	Alimenta gli anelli liquidi di K101	5,5
	MEA 102	Rotocella carico carbonato in RA102	0,37
	MEA 106	Rotocella carico carbonato in RA102	11
	MEA 107	Rotocella carico carbonato in RA102	0,55
	MPA 125	Carico CM in RA102	3
	MPA 109	Reflusso sulla colonna CA101	4
	MPA 105*	Ripristino dei livelli	4
1B - FILTRAZIONE	MSA 101	Agitatore del filtro	18,5
	MPA 105*	Carico CM per i lavaggi	4
	MKA 104	Compressore ad anello liquido, sintesi BD	7,5
1C - EVAPORAZIONE	MPA 102	Carico	4
	MPA 103	Riciccola sull'evaporatore	7,5
	MKA 101	Compressore a secco	11
	MPA 104	Carico in CA102	1,1
1D - RETTIFICA	MPA 107	Riciccolo sulla colonna di rettifica	3
	MPA 106	Riciccolo sulla colonna di rettifica	7,5
	MKA 102	Compressore a secco	11

Tabella 47 Motori stadio di metilazione e sintesi BD

Lo stadio di sintesi e distillazione chetone e di transanidrificazione è suddiviso in cinque fasi:

- 2A – Sintesi;
- 2B – Distillazione BB;
- 2C – Distillazione AB;
- 2D – Lavaggio;
- 2E – Transanidrificazione.

<i>FASE</i>	<i>MOTORE</i>	<i>DESCRIZIONE</i>	<i>POTENZA (kW)</i>
2A - SINTESI	MAA 105	Agitatore reattore RA105, sintesi chetone	11
	MPA 110	Carico benzodiossolo	3
	MPA 119	Carico benzodiossolo	3
	MPA 123	Carico anidride propionica; Ricircolo per campionatura	4
	MPA 124	Carico acqua	2,2
	MPA 128	Guardia idraulica	2,2
2B – DISTILLAZIONE BB	MAA 106	Agitatore reattore RA106, distillazione bassobollenti della sintesi del chetone	11
	MKA 107	Compressore a secco	11
	MPA 118	Reflusso sulla colonna	4
	MPA 127	Scarico verso VA138	4
2C – DISTILLAZIONE AB	MPA 114	Reflusso sulla colonna	5,5
	MKA 103	Compressore a secco	11
	MKA 103A	Compressore a secco	7,5
2D - LAVAGGIO	MAA 109	Agitatore RA109, lavaggio del chetone	11
	MPA 129	Carico e ricircolo chetone	5,5
2E - TRANSANIDRIFICAZIONE	MAA 108	Agitatore reattore RA108, sintesi anidride propionica	22
	MKA 106	Compressore ad anello liquido; sintesi anidride propionica	7,5
	MPA 117	Ricircolo; carico nel reattore	3
	MPA 122	Rimescolato per evitare la solidificazione; carico	3
	MPA 121	Ricircolo	1,1

Tabella 48 Motori stadio di sintesi e distillazione chetone e sezione di transanidrificazione

Lo stadio di sintesi e distillazione DHS è suddiviso in due fasi:

- 3A – Idrogenazione;
- 3B – Distillazione.

<i>FASE</i>	<i>MOTORE</i>	<i>DESCRIZIONE</i>	<i>POTENZA (kW)</i>
3A - IDROGENAZIONE	MAA 107	Agitatore idrogenatore RA107, sintesi DHS	15
	MPA 115	Mette a ricircolo il chetone	5,5
	MPA 131	Carico chetone	4
	MKA 108	Compressore legato agli sfiati reattore RA107	18

	MPA 108A	Collegata alla fase di sfiato dell'idrogenazione	1,1
3B – DISTILLAZIONE	MKA 105	Compressore a secco	11
	MKA 105A	Compressore a secco	7,5
	MPA 126	Ricircolo VA 135	5,5
	MPA 116	Ricircolo DHS	5,5

Tabella 49 Motori stadio di sintesi e distillazione DHS

Lo stadio di sintesi del clorometile e del PBO è caratterizzato da una sola fase, ovvero la sintesi della metabase.

FASE	MOTORE	DESCRIZIONE	POTENZA (kW)
4 – SINTESI METABASE	MAB 101	Agitatore reattore RB101, sintesi clorometile	18,5
	MPB 105A	Ricircolo su VB105	7,5
	MPB 105B	Ricircolo su VB105	7,5
	MEB 104	Ventilatore carico paraformaldeide	5,5
	MEB 102	Rotocella carico paraformaldeide in RB101	0,37
	MKB 101	Compressore a secco	7,5

Tabella 50 Motori stadio di sintesi del clorometile e del PBO

Lo stadio di distillazione e confezionamento del PBO è suddiviso in tre fasi:

- 5A – Sintesi;
- 5B – Distillazione;
- 5C – Stoccaggio.

FASE	MOTORE	DESCRIZIONE	POTENZA (kW)
5A - SINTESI	MAB 103	Agitatore reattore RB103, sintesi PBO	18,5
	MEB 108	Tramoggia di carico soda in perle	1,5
	MPB 102	Dosa la metabase	1,5
	MPB 117	Carico butol in RB103	3
	MPB 107	Carico da VB 107	5,5
5B - DISTILLAZIONE	MKB 104	Compressore a secco	11
	MKB 104A	Compressore a secco	7,5
	MPB 115	Ricircolo VB 108	7,5
	MPB114	Circolo olio diatermico	4
	RESISTENZE	Due resistenze elettriche per riscaldamento olio diatermico	2*50 = 100
5C - STOCCAGGIO	MPB 112	Ricircolo PBO; trasferimento PBO in VB116	4
	MPB 113	Ricircolo PBO in VB116; infustamento	3

Tabella 51 Motori stadio di distillazione e confezionamento PBO

Nella Tabella 52 vengono riepilogate le potenze dei motori installati per stadio del processo produttivo dell'impianto 801.

STADIO	POTENZA INSTALLATA [kW]
1 – Metilenzazione e sintesi benzodiossolo	118,02
2 – Sintesi e distillazione chetone e di transanidrifcazione	132,5
3 – Sintesi e distillazione DHS	73,1
4 – Sintesi del clorometile e del PBO	46,87
5 – Distillazione e confezionamento PBO	167

Tabella 52 Sintesi potenze motori installati impianto 801 per stadio produttivo

Di seguito vengono riportati i motori elettrici relativi ai servizi ausiliari alla produzione dell'impianto 801.

MOTORE	DESCRIZIONE	POTENZA (kW)
MFA 1	Ventilatore acqua di torre	11
MFA 2	Ventilatore acqua di torre	11
MFAN 3	Ventilatore acqua di torre	11
MFAN 4	Ventilatore acqua di torre	11
MP 1	Pompa ricircolo acqua di torre	55
MP 2	Pompa ricircolo acqua di torre	55
MP 3	Pompa ricircolo acqua di torre	55
MP H20	Pompa di aggiunta acqua potabile	3

Tabella 53 Motori circuito torre di raffreddamento

MOTORE	DESCRIZIONE	POTENZA (kW)
MP 101	Rabbocco e carico serbatoio S101	7,5
MP 102	Serbatoio S102 stoccaggio acido acetico	5,5
MP 103	Serbatoio S103, carico anidride acetica in RA108	5,5
MP 104	Serbatoio S104, dimetilformammide	5,5
MP 105	Serbatoio S105, DHS	7,5
MP 106	Serbatoio S106, acqua glicolata	15
MP 106A	Serbatoio S106, acqua glicolata	15
MP 106B	Serbatoio S106, acqua glicolata; ricircolo	11
MP 108	Serbatoio S107, benzodiossolo	5,5
MP 110	Carico butol fresco nel reattore RB103 da S108	5,5
MP 112	Stoccaggio PBO per infustamento	5,5
MP 115	Carico acido propionico fresco in RA108	5,5
MP 116	Serbatoio HCl	4
MP 131	Ricircolo serbatoio S109	4
MP 117	Ricircolo soda	5,5
MP 118	Carico IPA per correzione	4
MP 202	Serbatoio S202, HCl 20%	2,2
MP 212	Pompa serbatoio S212, alimenta lo skid HCl	2,2

Tabella 54 Motori parco serbatoi

ALTRI AUSILIARI	MOTORE	DESCRIZIONE	POTENZA (kW)
GASSIFICAZIONE HCL	MP 202	Serbatoio S202, HCL 20%	2,2
	MP 212	Pompa serbatoio S212, alimenta lo skid HCL	2,2
	MP 201	Ricircolo scrubber HCL gassoso	2,2
SFIATI ACIDI	MAB 104	Agitatore RB104, neutralizzatore acque acide	4
	MKB 102	Compressore ad anello liquido, abbattitore sfiati acidi	11
	MK 101	Compressore ad anello liquido, collegato agli sfiati	18
	MPB 103	Ricircolo; trasferimento	4
GRUPPO FRIGO	MP 3801A	-	15
	MP 3801B	-	15
	ME 105	Gruppo frigo collegato agli sfiati clorurati	30
	ME 104	Circuito refrigerazione RL	150
STOCCAGGIO H2O	MPA 130	Stoccaggio acqua VA111	5,5
STOCCAGGIO PECI	MAA 104	Agitatore reattore RA104, raccolta peci 801	11
SFIATI ORGANICI	MP 107	Separatore/ abbattitore sfiati organici; collegato a V101 MEA 103	4
RECUPERO CONDENSE	MP 109	Recupero condense in V103	7,5
REFLUI	MP 111	Ricircolo verso Hera reflui di processo	5,5
ABBATTITORI 801	MP 113	Abbattitore cappe	4
	MME 101	Cappe d'aspirazione intero impianto 801	15

Tabella 55 Motori altri servizi ausiliari

In Tabella 56 vengono riepilogate le potenze dei motori installati per i servizi ausiliari principalmente collegati all'impianto 801.

SERVIZI AUSILIARI	POTENZA INSTALLATA [kW]
TORRE DI RAFFREDDAMENTO	212
PARCO SERBATOI	116,4
ALTRI AUSILIARI (compresi GRUPPI FRIGO)	306,1

Tabella 56 Sintesi motori ausiliari impianto 801

6.1.2 IMPIANTO 802

La produzione di TTM è svolta a campagne (utilizzo dell'impianto stimato 5 mesi all'anno) nell'impianto denominato 802 e avviene con cinque stadi di reazione che consistono in:

- Saponificazione;
- Acidificazione;
- Sintesi del Metilolo;
- Clorometilazione;
- Sintesi della TTM.

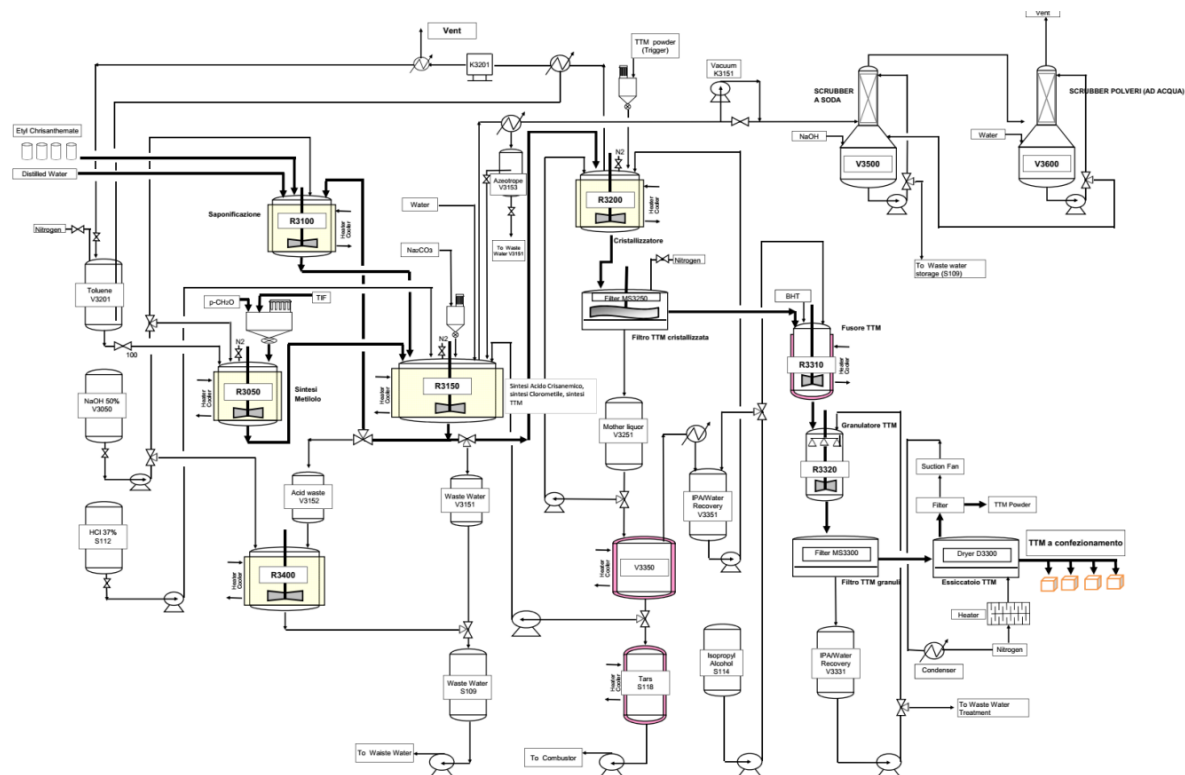


Figura 66 Processo di produzione TTM - IMPIANTO 802

La Tetrametrina grezza così ottenuta viene successivamente sottoposta alle operazioni di cristallizzazione e finitura al fine di ottenere il prodotto di interesse al grado di purezza e nella forma fisica granulare con cui è destinato alla vendita. Il prodotto finito viene ottenuto dalla TTM umida cristallizzata mediante una finitura che si realizza secondo quattro successivi stadi di lavorazione: fusione, granulazione, filtrazione ed essiccamento. Nel processo produttivo di TTM non risultano intermedi e relative giacenze in stoccaggio; le sostanze ottenute al termine di ogni singola fase di sintesi e/o lavorazione vengono direttamente inviate al successivo stadio e ivi trasformate. Il processo descritto è mostrato in Figura 66 e può essere schematizzato in modo semplificato in 8 sequenze. In Tabella 57 viene riportato anche un censimento dei motori elettrici principali relativi ad ogni sequenza del processo.

FASE	MOTORE	DESCRIZIONE	POTENZA (kW)
SEQUENZA 1	MMA 3101	Agitatore reattore R3100	5,5
	MP 3101	Pompa di carico dell'etilcrisantemato	4
	MP 117	Ricircolo e carico soda	5,5
	MP 3102	Pompa di trasferimento in R3150	5,5
SEQUENZA 2	MMA3151	Agitatore reattore R3150	22
	MP 116	Carico HCl nel reattore	4
	MP 3201	Pompa di carico del toluene	5,5
	MK 3151	Compressore per vuoto	7,5
	MP 3151	Pompa di trasferimento in R3100	4
SEQUENZA 3	MMA 3051	Agitatore reattore R3050	4
	MP 3201	Pompa di carico toluene nel reattore	5,5
	ME 3052	Sistema di carico della TIF/PF	0,5
	MK 3052	Aspirazione polveri sistema di carico TIF/PF	3
	MP 3051	Pompa di trasferimento in R3150	5,5
SEQUENZA 4	MP 116	Carico HCl nel reattore	4
	MK 3151	Pompa per vuoto	7,5
	MMA3151	Agitatore reattore R3150	22
SEQUENZA 5	ME 3152	Sistema di carico del carbonato	0,37
	MMA3151	Agitatore reattore R3150	22
	MP 3201	Pompa di carico toluene per lavaggio	5,5
	MP 3151	Trasferimento TTM grezza in R3200	4
SEQUENZA 6	MMA 3201	Agitatore reattore R3200	11
	MK 3201B	Pompa per vuoto	7,5
	MP 3251	Pompa di carico acque madri	5,5
	MP 3352	Pompa di carico IPA	5,5
SEQUENZA 7A	MMS 3250	Agitatore del filtro MS3250	37
	MMA 3310	Agitatore del reattore R3310	11
	MP 118	Carico IPA per correzione	4
SEQUENZA 7B	MMA 3320	Agitatore reattore R3320	4
	MMS 3300	Agitatore filtro MS3300	18,5
	MP 3331	Pompa di invio IPA e acqua di processo a R3320; correzione densità in V3331	4
SEQUENZA 7C	MD 3300	Agitatore essiccatore D3300	2,2
	MMS 3302	Raschiatore filtro	2,2
	MK 3301	Pompa di aspirazione polveri	15
	MD 3301	Impianto di infustamento	0,75
	MMS 3300	Agitatore filtro MS3300	18,5
SEQUENZA 8	MP 3251	Carico acque madri	5,5
	MP 3351	Trasferimento peci in S118	5,5
	MP 3352	Ricircolo	5,5

Tabella 57 Motori sequenze processo di produzione TTM - IMPIANTO 802

In Tabella 58 vengono riepilogate le potenze dei motori installati per sequenza del processo produttivo dell'impianto 802.

SEQUENZA	POTENZA INSTALLATA [kW]
SEQUENZA 1	20,5
SEQUENZA 2	43
SEQUENZA 3	18,5
SEQUENZA 4	33,5
SEQUENZA 5	31,87
SEQUENZA 6	29,5
SEQUENZA 7A	52
SEQUENZA 7B	26,5
SEQUENZA 7C	20,15
SEQUENZA 8	16,5

Tabella 58 Sintesi potenze motori installati in impianto 802 per sequenza

In Tabella 59 vengono riportati i motori elettrici relativi ai servizi ausiliari alla produzione dell'impianto 802.

AUSILIARI	MOTORE	DESCRIZIONE	POTENZA (kW)
GRUPPO FRIGO	ME 3800	-	160
NEUTRALIZZ. HCL ESAUSTO	MMA 3401	Agitatore reattore R3400	4
	MP 3401	Pompa di ricircolo e trasferimento a S109	3
TRATTAMENTO SFIATI ACIDI	MP 3501A	Pompa di ricircolo	7,5
	MP 3501B	Pompa di ricircolo	7,5
	MK 3501	Aspirazione per abbattimento polveri	5,5
ABBATTIMENTO POLVERI	MK 3051	Aspirazione per abbattimento polveri	11
	MP3601	Ricircolo e trasferimento a V3500	5,5
RICIRCOLO H2O REFLUE	MP3153	Pompa di smaltimento a S109	5,5

Tabella 59 Motori ausiliari impianto 802

La panoramica sulle potenze dei principali motori elettrici installati negli impianti produttivi risulta propedeutica all'identificazione dei processi, e conseguentemente dei macchinari, più energivori ai fini di caratterizzare i consumi energetici dell'azienda e proporre preliminarmente interventi di efficientamento energetico.



Figura 67 Foto impianti produttivi Endura

6.1.3 Produzione

Come indicato in precedenza, l'azienda in esame è specializzata nella produzione di principi attivi e sinergici per insetticidi domestici, fragranze e fine chemicals. In particolare, nell'impianto 801 si produce principalmente e in modo continuativo il Piperonilbutossido (PBO), sostanza impiegata come agente sinergico nella formulazione di insetticidi per uso domestico, mentre nell'impianto 802 viene prodotta a campagne

la Tetrametrina (TTM), composto appartenente alla classe dei piretroidi, principio attivo per formulazioni di insetticidi.

Per entrambi i prodotti risulta utile, pertanto, misurare la produzione in tonnellate in modo da rendere più omogeneo possibile il driver energetico ai fini delle successive analisi, considerando la produzione totale come somma delle singole produzioni. In Tabella 60 vengono riepilogati i dati della produzione nell'anno di riferimento 2022.

MESE	PRODUZIONE PBO [ton]	PRODUZIONE TTM [ton]	PRODUZIONE TOTALE [ton]
gen-22	142,8	8,4	151,2
feb-22	130,2	10,5	140,7
mar-22	153,6	2,2	155,8
apr-22	143,9	6,5	150,4
mag-22	153,8	8,7	162,5
giu-22	147,1	1,9	149,0
lug-22	148,1	7,7	155,9
ago-22	158,5	0,0	158,5
set-22	157,7	0,3	158,0
ott-22	65,0	6,5	71,5
nov-22	149,8	1,3	151,1
dic-22	139,5	0,0	139,5
TOT	1690,1	54,1	1744,2

Tabella 60 Riepilogo produzione anno 2022

In Figura 68 si propongono i diagrammi dell'andamento produttivo con dettaglio mensile dell'anno di riferimento.

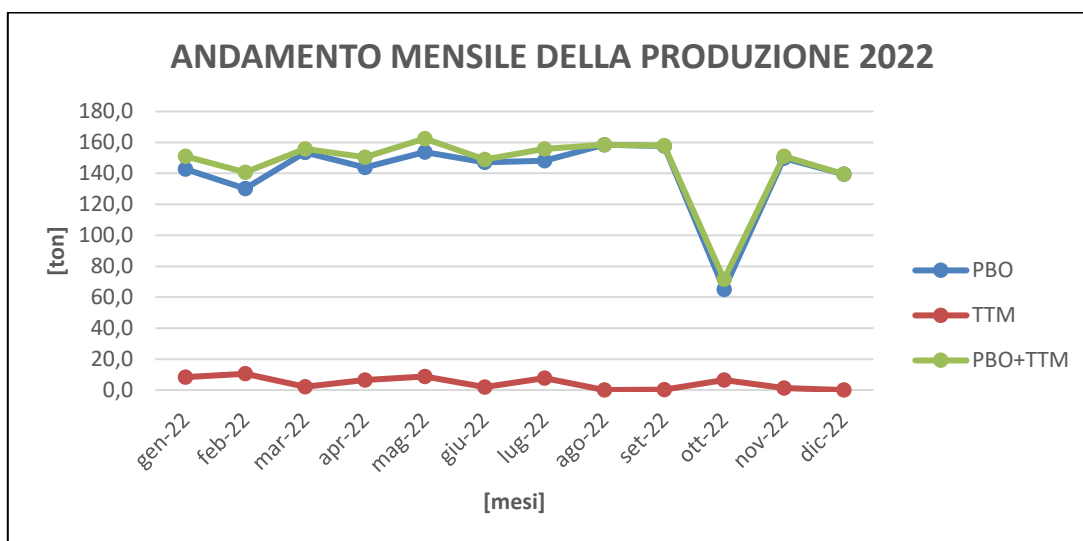


Figura 68 Produzione con dettaglio mensile anno 2022

Dall'andamento risulta evidente come la produzione principale sia relativa al PBO.

6.2 Analisi dei consumi di energia

Nel presente paragrafo si presenta una descrizione dei consumi energetici dell'azienda, suddivisi per tipo di vettore energetico: vapore per l'energia termica ed energia elettrica (EE).

I vettori termici sono usati sia per i processi produttivi che, in misura minore, a scopo di riscaldamento di ambienti, mentre l'energia elettrica alimenta i motori delle attività principali, gli impianti ausiliari e generali. In particolare, il riscaldamento della palazzina uffici e laboratori e della sala di controllo avviene tramite due scambiatori di calore connessi alla linea di distribuzione del vapore per la produzione di acqua calda che alimenta i terminali di zona. In Figura 69 è illustrata la ripartizione dei consumi di energia elettrica e di energia termica (espressi in tep) dello stabilimento, relativamente all'anno 2022.

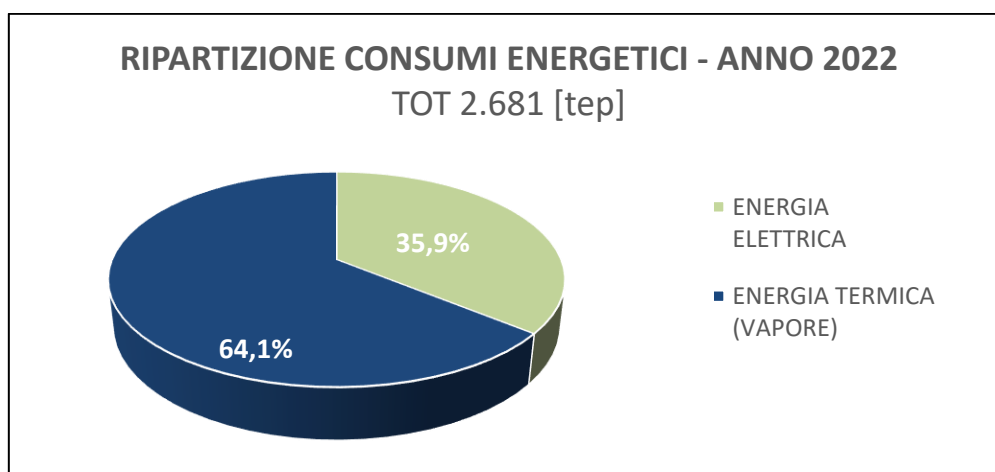


Figura 69 Riepilogo dei consumi di energia primaria per l'anno 2022

Il computo dei consumi totali è stato ricavato facendo riferimento al valore di entalpia specifica del vapore saturo a 8 bar, pressione a cui viene fornito, pari a 2.775,8 kJ/kg ovvero 0,7711 kWh/kg. Tramite questo fattore di conversione, si sono valutati i kWh termici associati alle tonnellate di vapore fatturato. I consumi di energia elettrica sono dati direttamente in kWh nelle bollette elettriche fornite, e quindi il computo è stato ottenuto mediante semplice somma dei valori mensili a consuntivo.

Per l'energia termica vale la seguente conversione:

$$1 kWh_t = \frac{860}{0,9} * 10^{-7} tep$$

Per l'energia elettrica vale:

$$1 kWh_e = 0,187 \cdot 10^{-3} tep$$

Si può notare come i consumi di energia primaria siano principalmente associati all'energia termica del vapore.

In Figura 70 è riportata la ripartizione dei costi imponibili sostenuti a livello annuale per l'approvvigionamento di energia, dal quale si può avere una idea dei flussi monetari coinvolti nell'aspetto energetico dello stabilimento.

Dall'analisi delle fatture di vapore ed energia elettrica relative al 2022 sono risultati i seguenti costi unitari medi:

$$C_{EE} = 0,389 \text{ €/kWh} \quad C_{vapore} = 102,04 \text{ €/ton} = 0,132 \text{ €/kWh}_t$$

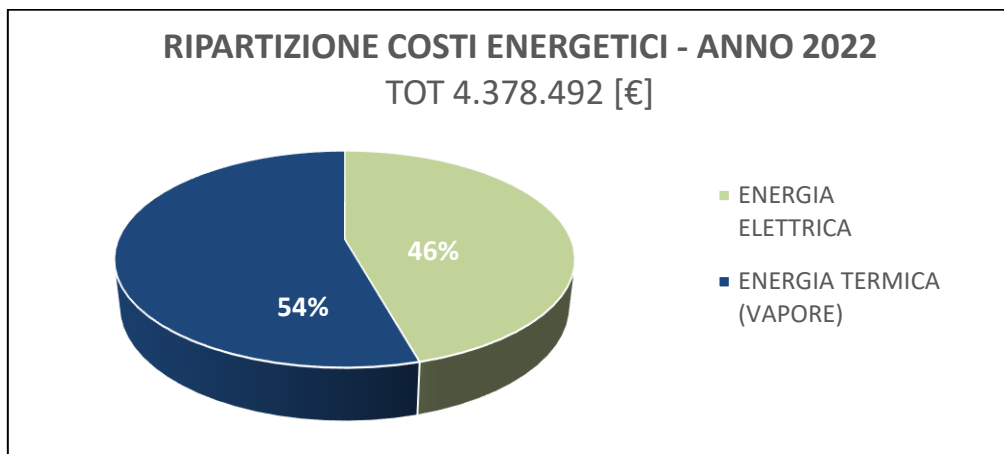


Figura 70 Ripartizione spesa annuale per l'energia nel 2022

Si noti come il contributo termico al costo complessivo sia più rilevante nei confronti di quello elettrico, nonostante il costo unitario dell'energia elettrica sia maggiore di quello del vapore.

In Tabella 61 si propone una sintesi dei consumi e relativi costi delle risorse energetiche impiegate.

VETTORI ENERGETICI		CONSUMO			COSTO		COSTO SPECIFICO	
		kWh	tep	%	€	%	€/kWh	
TOT		23.132.002	2.681	100,0%	4.378.492	100,0%	0,189	
LB	1	ENERGIA ELETTRICA	5.141.331	961	35,9%	1.997.634	45,6%	0,389
LB	2	ENERGIA TERMICA (VAPORE)	17.990.671	1.719	64,1%	2.380.858	54,4%	0,132

Tabella 61 Dati di sintesi dei consumi dell'anno 2022

6.3 Energia Elettrica

In Figura 71 si propongono gli istogrammi dei consumi annuali di energia elettrica dal 2019 al 2022.

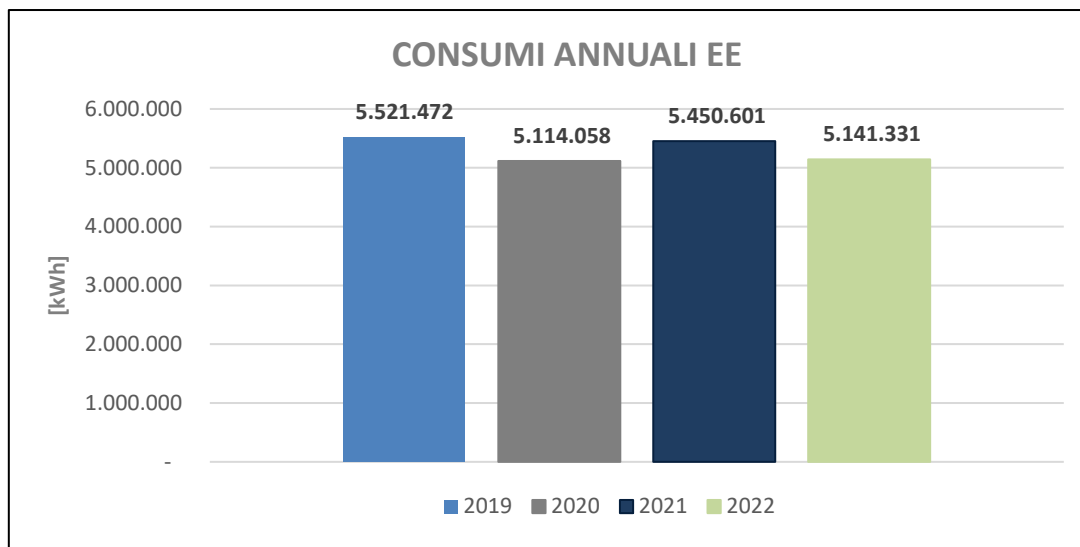


Figura 71 Consumi annuali di energia elettrica dal 2019 al 2022

Si può notare un consumo che si assesta su un valore compreso tra i 5 GWh e i 5,5 GWh.

In Figura 72 si diagrammano gli andamenti dei consumi di energia elettrica su base mensile; da questi si può avere una visione più dettagliata dell'entità dei consumi.

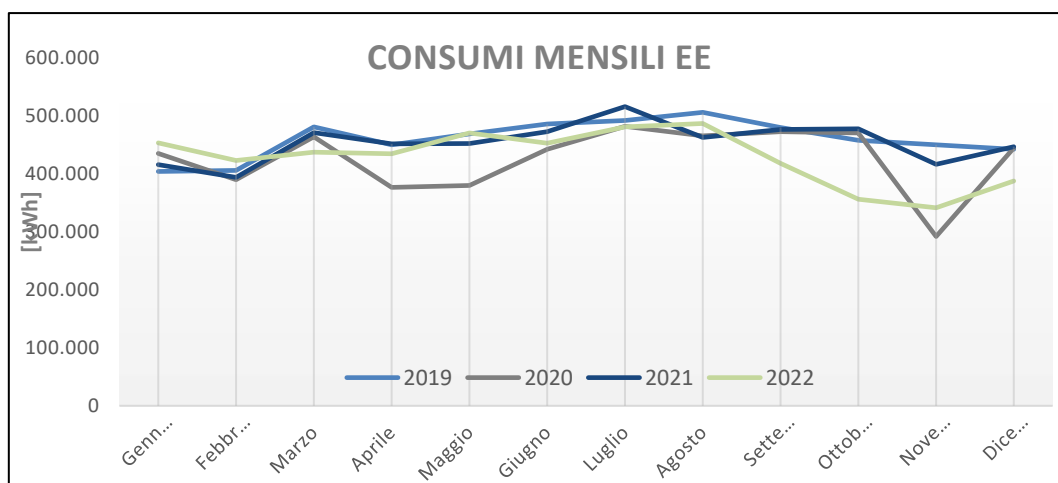


Figura 72 Consumi elettrici mensili dal 2019 al 2022

Si nota un profilo di consumo pressoché piatto nel corso dell'anno, che cresce leggermente nei mesi più caldi, e un piccolo minimo nel mese di novembre, dovuto

principalmente alla chiusura dello stabilimento per qualche giorno in quel mese; l'andamento è speculare per i quattro anni considerati e i consumi di energia elettrica assumono valori tendenzialmente compresi tra i 400.000 e 500.000 kWh mensili durante il corso dell'anno.

Viene proposto anche l'andamento dei consumi giornalieri di energia elettrica del 2022 in Figura 73.

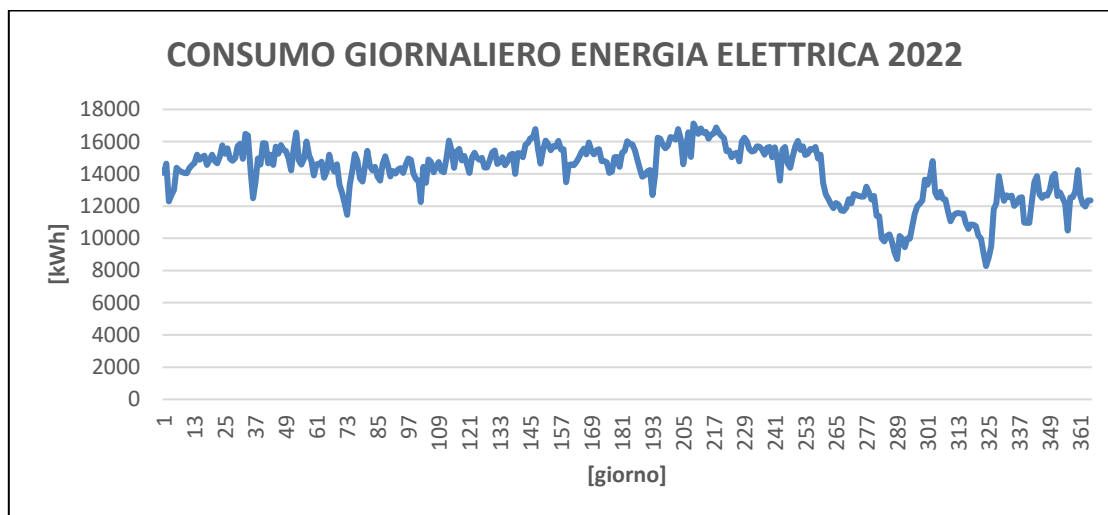


Figura 73 Consumo giornaliero energia elettrica 2022

In Tabella 62 sono riportati i dati di sintesi della fornitura elettrica per l'anno di riferimento 2022.

CONSUMI ENERGIA ELETTRICA [kWh _e] - ANNO 2022							IMPONIBILE [€/mese]	COSTO SPECIFICO [€/kWh]
MESE	F1	F2	F3	P	FP	TOT		
Gennaio	134.880	100.190	218.261	147.147	306.184	453.331	€ 138.633	0,306
Febbraio	139.527	103.928	179.606	152.495	270.566	423.061	€ 124.120	0,293
Marzo	152.371	104.483	180.443	166.195	271.102	437.297	€ 169.180	0,387
Aprile	126.389	105.220	202.641	137.759	296.491	434.250	€ 139.035	0,320
Maggio	155.651	110.638	203.845	170.114	300.020	470.134	€ 142.144	0,302
Giugno	147.614	106.360	198.731	160.900	291.805	452.705	€ 156.860	0,346
Luglio	149.725	120.907	210.266	163.300	317.598	480.898	€ 256.588	0,534
Agosto	160.732	114.871	211.069	175.259	311.413	486.672	€ 303.933	0,625
Settembre	140.510	101.039	176.243	264.113	153.679	417.792	€ 216.641	0,519
Ottobre	110.255	89.127	156.890	235.790	120.482	356.272	€ 101.711	0,285
Novembre	112.181	80.640	148.507	122.659	218.669	341.328	€ 104.333	0,302
Dicembre	113.366	94.893	179.332	123.967	263.624	387.591	€ 144.456	0,369
TOT	1.643.201	1.232.296	2.265.834	2.019.698	3.121.633	5.141.331	€ 1.997.634	0,389
	32,0%	24,0%	44,1%	39,3%	60,7%	100,0%		

Tabella 62 Dati di consumo energia elettrica 2022

Il grafico in Figura 74 mostra la distribuzione percentuale dei consumi nelle diverse fasce orarie per la contabilizzazione in funzione delle ore del giorno. Si riscontra che il prelievo di energia elettrica attiva dalla rete avviene prevalentemente in fascia 3, ciò è giustificato dal fatto che lo stabilimento è costantemente in attività su tre turni lavorativi giornalieri, 7 giorni a settimana, e tale fascia ricopre più ore durante il giorno.

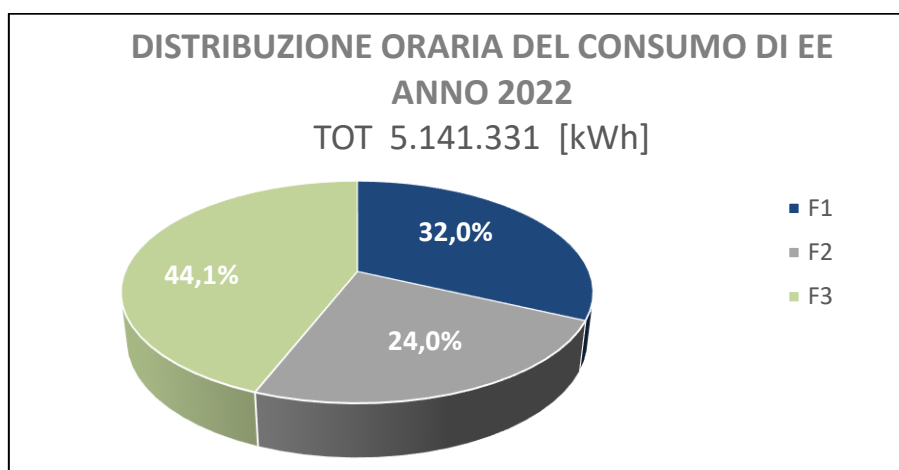


Figura 74 Distribuzione oraria dei consumi di energia elettrica – anno 2022

La Figura 75 mostra i profili dei consumi energetici medi orari di una settimana, suddivisi giorno per giorno.

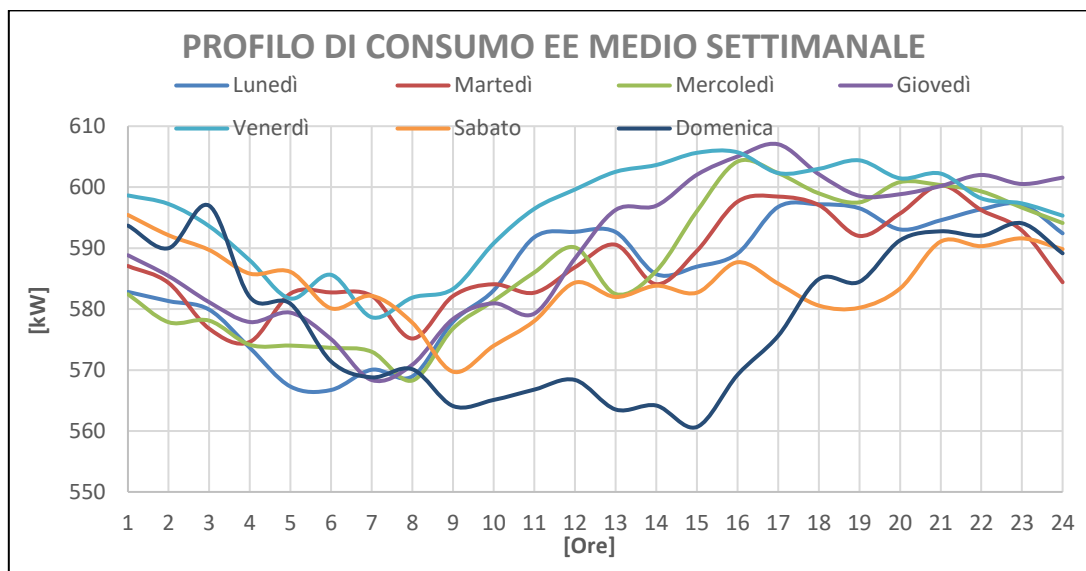


Figura 75 Profili di consumo EE medio settimanale 2022

Tutti i profili risultano pressoché simili, con picchi di assorbimento orari attorno ai 600 kW nel pieno della giornata e una leggera diminuzione nei giorni di sabato e domenica

(picco minimo 560 kW alle 15 di domenica). Dato che lo stabilimento è in funzione 24 ore al giorno, 7 giorni la settimana, i profili, oltre ad essere simili tra i vari giorni della settimana, risultano uniformi durante le ore del giorno assestandosi tra i 570 kW e i 600 kW. Una leggera flessione dei consumi si verifica nelle prime ore del mattino.

In Figura 76 è rappresentato il profilo di carico giornaliero medio: si confronta la potenza media annuale prelevata su intervalli orari di un giorno “tipo” con i valori di potenza massimi registrati nelle stesse ore del giorno nel corso dell’anno. Il diagramma mostra che il prelievo istantaneo massimo è caratterizzato da picchi leggermente superiori alla potenza mediamente impegnata, con valori compresi tra i 700 e gli 800 kW (risulta evidente un valore anomalo di circa 1300 kW alle due del mattino, dovuto a un errore di lettura o ad un elevata corrente di spunto di qualche macchinario). Tale comportamento è attribuibile all’uso di macchinari caratterizzati da correnti di spunto elevate o alla contemporaneità di utilizzo degli stessi.

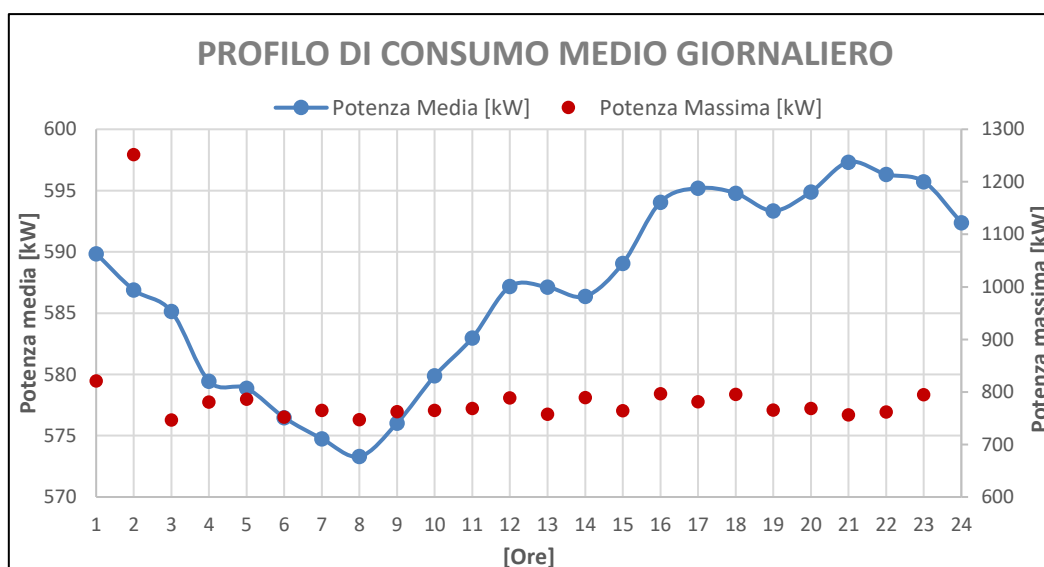


Figura 76 Profilo di consumo medio giornaliero e potenza massima

6.4 Energia Termica

I vettori energetici che rappresentano il consumo di energia termica sono legati al contributo del vapore, fornito direttamente da Eni Power mediante la RIU del polo chimico industriale di Ravenna. In Figura 77 si mostrano i consumi di vapore dal 2019 al 2022.

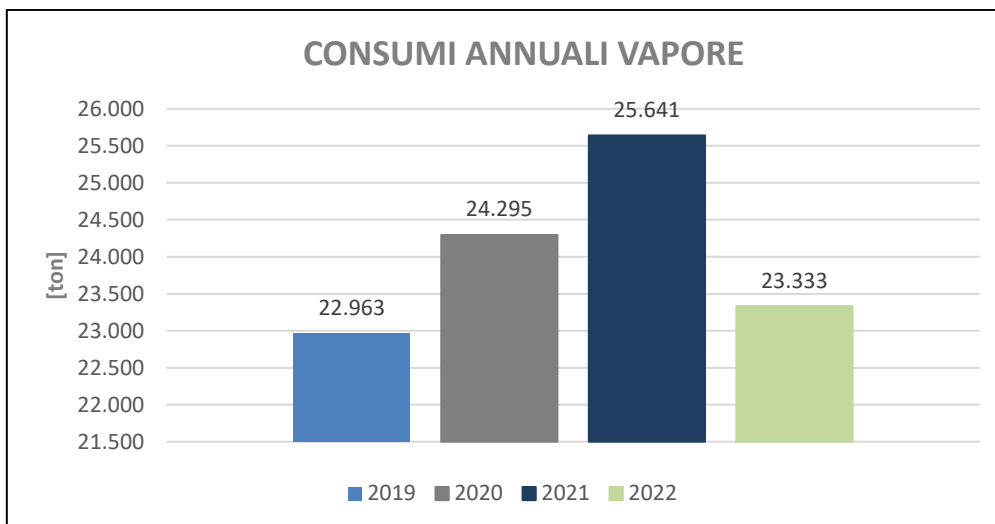


Figura 77 Consumi annuali di vapore dal 2019 al 2022

Si nota che il consumo di vapore ha avuto un trend in crescita dal 2019 fino al 2021, per poi avere una diminuzione nell'anno d'analisi, ovvero il 2022, con valori comunque compresi tra 23.000 ton e 26.000 circa. Nel diagramma in Figura 78 si evidenziano i consumi di vapore su base mensile.

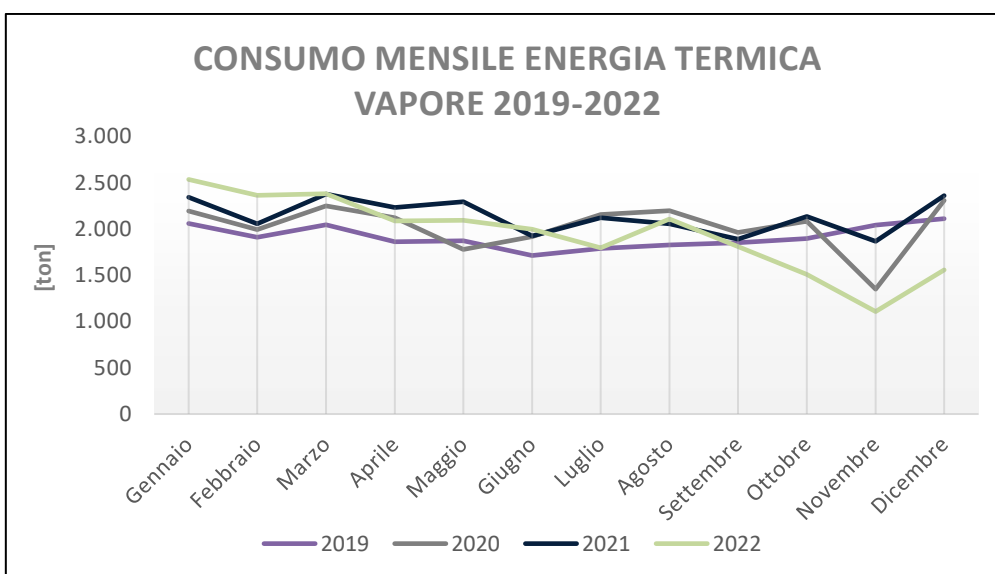


Figura 78 Andamento consumi mensili di vapore dal 2019 al 2022

È riscontrabile un profilo di consumo costante durante l'anno, andamento giustificato dal fatto che il vapore è utilizzato in maniera preponderante e continuativamente nel processo produttivo. I profili dei quattro anni sono simili per quanto riguarda l'andamento della curva, con consumi mensili tendenzialmente compresi tra 2.000 e 2.500 ton. Nell'anno di analisi si evidenzia una brusca diminuzione dei consumi da

agosto 2022, fino a raggiungere il picco minimo a novembre, mese caratterizzato dalla chiusura quindicinale dello stabilimento.

In Tabella 63 vengono riportati i dati di sintesi della fornitura mensile di vapore per l'anno di riferimento 2022.

MESE	CONSUMO [ton]	IMPONIBILE [€]	ENERGIA TERMICA [kWh]	PREZZO UNITARIO [€/ton]
Gennaio	2.533	€ 203.552	1.953.341	80,35
Febbraio	2.363	€ 185.107	1.821.856	78,34
Marzo	2.379	€ 246.996	1.834.612	103,81
Aprile	2.087	€ 183.659	1.608.972	88,01
Maggio	2.092	€ 172.115	1.613.000	82,28
Giugno	1.996	€ 179.378	1.539.197	89,86
Luglio	1.795	€ 237.570	1.383.719	132,38
Agosto	2.108	€ 357.810	1.625.098	169,77
Settembre	1.809	€ 248.605	1.394.567	137,45
Ottobre	1.508	€ 114.688	1.162.669	76,06
Novembre	1.107	€ 93.712	853.344	84,68
Dicembre	1.557	€ 157.665	1.200.297	101,28
TOT	23.333	€ 2.380.858	17.990.671	102,04

Tabella 63 Dati di consumo vapore 2022

6.5 Struttura energetica aziendale

I vari reparti e le aree funzionali dell'azienda si possono ricondurre agli schemi seguenti, nei quali è rappresentata la struttura aziendale per i due vettori energetici d'interesse, al fine di identificare, per competenza funzionale, le aree caratteristiche del sistema produttivo che influenzano il comportamento energetico.

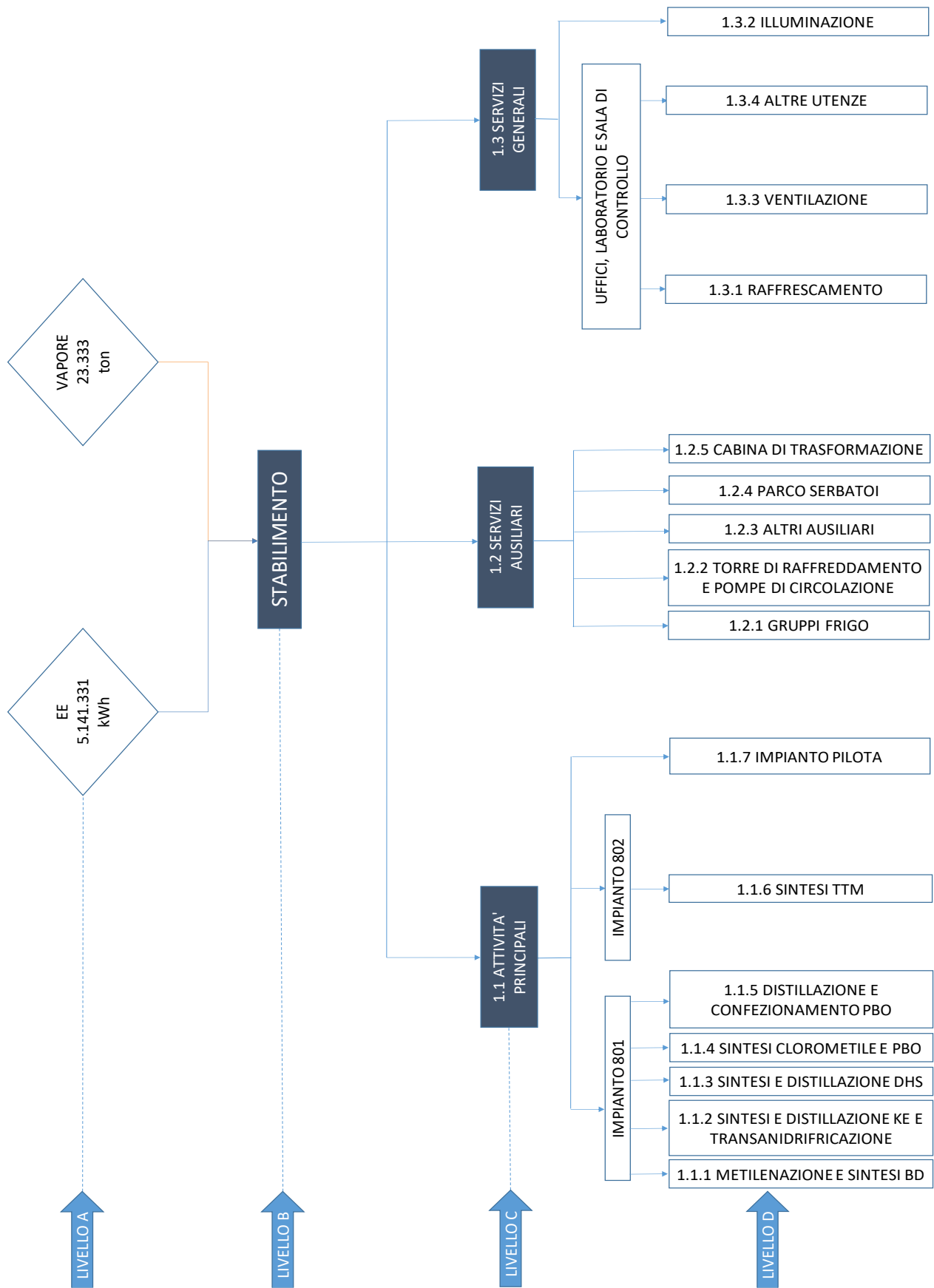


Figura 79 Struttura energetica aziendale energia elettrica

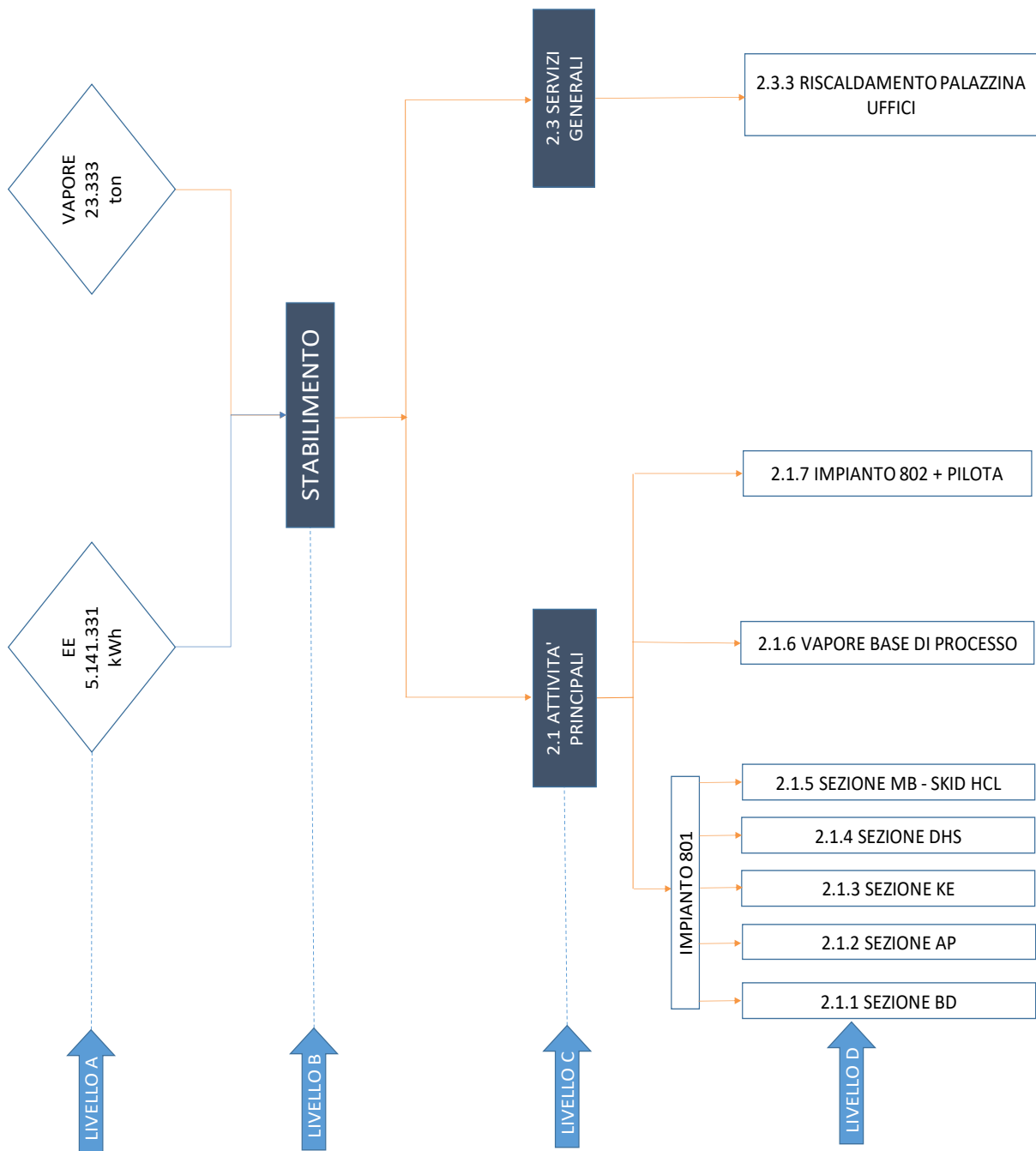


Figura 80 Struttura energetica aziendale vettore termico (vapore)

6.6 Descrizione della strategia di monitoraggio

Grazie al Sistema di Gestione dell'Energia secondo norma UNI CEI EN ISO 50001:2018, lo stabilimento presenta dei sistemi di misura dedicati per alcuni macchinari e alcune linee. I principali misuratori installati sono presentati in Tabella 64, ricavata dal documento "Piano di Misura dell'Energia" del SGE.

SIGLA MISURATORE	DESCRIZIONE	NOTE
FT 1003	Portata linea VAPORE 8 ATE	Indicatore termico complessivo
PT 1003	Pressione linea VAPORE 8 ATE	Indicatore termico complessivo
TT 1003	Temperatura linea VAPORE 8 ATE	Indicatore termico complessivo
FT 2059	Trasmittitore portata vapore in RA 102	Indicatore termico BD
FT 2060	Trasmittitore portata vapore in MSA 101	Indicatore termico BD
FT 2006	Trasmittitore portata vapore in EA 101	Indicatore termico BD
FT 2062	Trasmittitore portata vapore in EA 102	Indicatore termico BD
FT 2162	Trasmittitore portata vapore in RA 108	Indicatore termico AP
FT 2154	Trasmittitore portata vapore in RA 105	Indicatore termico KE
FT 2168	Trasmittitore portata vapore in RA 106	Indicatore termico KE
FT 2024	Trasmittitore portata vapore in EA 104	Indicatore termico KE
FT 2049	Trasmittitore portata vapore in EA 106	Indicatore termico DHS
Generale_palazzina	Contatore energia elettrica generale palazzina	Indicatore consumi elettrici palazzina
END1-POL-6kV	Linea 1 Endura da cabina POL	Indicatore elettrico complessivo; bolletta Eni Power
END2-POL-6kV	Linea 2 Endura da cabina POL	Indicatore elettrico complessivo; bolletta Eni Power
PC_1 (JT001)	Analizzatore di rete Power Center 1	A valle del trafo; indicatore 801
PC_2 (JT002)	Analizzatore di rete Power Center 2	A valle del trafo
TOT ORE P1	Contatore ore di marcia pompa P1	-
TOT ORE P2	Contatore ore di marcia pompa P2	-
TOT ORE P3	Contatore ore di marcia pompa P3	-
Contatore FAN1	Contatore energia elettrica ventilatore FAN1	Consumo elettrico della torre e delle pompe di circ.
Contatore FAN2	Contatore energia elettrica ventilatore FAN2	Consumo elettrico della torre e delle pompe di circ.
Contatore FAN3	Contatore energia elettrica ventilatore FAN3	Consumo elettrico della torre e delle pompe di circ.
Contatore FAN4	Contatore energia elettrica ventilatore FAN4	Consumo elettrico della torre e delle pompe di circ.
Contatore P1	Contatore energia elettrica pompa P1	Consumo elettrico della torre e delle pompe di circ.
Contatore P2	Contatore energia elettrica pompa P2	Consumo elettrico della torre e delle pompe di circ.
Contatore P3	Contatore energia elettrica pompa P3	Consumo elettrico della torre e delle pompe di circ.

Contatore RESISTENZA 1	Contatore energia elettrica EB104 R1	Consumo elettrico resistenze olio diatermico
Contatore RESISTENZA 2	Contatore energia elettrica EB104 R2	Consumo elettrico resistenze olio diatermico
Contatore ME104	Contatore energia elettrica ME104	Consumo elettrico ciclo frigo
Contacalorie condense	Contatore di calore recuperato da condense	-
Contatore Impianto Pilota	Contatore energia elettrica Impianto Pilota	Consumo elettrico impianto pilota
FT 2106	Trasmittitore portata vapore in RA 105A	Indicatore termico KE

Tabella 64 Strumenti di misura installati - "Piano di Misura dell'Energia"

Quando possibile, tali misurazioni sono state utilizzate e analizzate nella costruzione dei modelli elettrico e termico; le varie grandezze non misurate sono state calcolate: infatti, dal sopralluogo in azienda si è ricavato il numero di giorni annuali di funzionamento di ogni reparto dell'impianto e, a partire dal censimento dei macchinari - con relativa potenza di targa (caso elettrico) o fabbisogno termico e ore giornaliere di funzionamento - si è ipotizzato, sulla base dell'esperienza pregressa e del sopralluogo in azienda, un fattore di carico $0 \leq f \leq 1$ che tiene conto della regolazione del macchinario e del funzionamento a valori intermedi di potenza.

Si valuta quindi il consumo energetico annuale di ogni macchinario o sotto-impianto. Dall'analisi della documentazione e dal sopralluogo in azienda, ciascun macchinario è stato assegnato alla corrispondente area funzionale; si può quindi pervenire al consumo energetico di ciascuna area funzionale, e da qui risalire ai consumi del gruppo produttivo e ancora ai consumi dell'intero impianto. A questo punto si dovrà ottenere un consumo confrontabile con il valore ricavato dalle bollette.

Come detto, in occasione della prima diagnosi obbligatoria non è necessario possedere o installare un sistema di misure dedicato ai fini della raccolta dati. Il presente paragrafo è utile a dare una linea guida sulla strategia di monitoraggio da adottare nei prossimi anni per soddisfare gli obblighi di monitoraggio da normativa, i quali devono figurare nella prossima diagnosi (2027): in particolare, nel caso di Endura, risultata energivora nel 2022 e con obbligo di diagnosi per l'anno successivo, sarà necessario rispettare gli obblighi di monitoraggio con un sistema attivo dal 01/01/2026. Il monitoraggio dei dati e dei consumi risulta essere fondamentale ai fini della gestione energetica e conseguentemente dei consumi e dei costi ad essi annessi.

Nello specifico, lo stabilimento industriale in esame si posiziona all'interno del terzo scaglione di monitoraggio (2.300 – 3.399 tep), visto il consumo totale di stabilimento pari a 2.680 tep (dati 2022): la copertura del monitoraggio prevede il 50% delle attività

principali, il 15% per i servizi ausiliari e il 10% per i servizi generali, per entrambi i vettori energetici.

In Tabella 65 vengono riepilogate le utenze elettriche da monitorare, scelte e suggerite tra le più energivore dello stabilimento, con i relativi consumi stimati, e in Tabella 67 una sintesi della previsione delle percentuali di monitoraggio che si potrebbero raggiungere con la campagna di installazione proposta e tenendo in considerazione i consumi delle utenze che già attualmente vengono monitorate (Tabella 65), in modo da confrontare tali percentuali con quelle minime indicate precedentemente. La realizzazione della proposta di monitoraggio dovrà essere verificata dal punto di vista tecnico.

MACCHINARI	N. UTENZE da MONITORARE	CONSUMO STIMATO 2022 [kWh]	POTENZA [kW]
ATTIVITA' PRINCIPALI	10	513.216	162
1.1.1 METILENAZIONE E SINTESI BD	2	117.216	37
MAA 102	1	58.608	18,5
MAA 101	1	58.608	18,5
1.1.2 SINTESI E DISTILLAZIONE KE E TRANSANIDRIFICAZIONE	4	174.240	55
MAA 108	1	69.696	22
MAA 106	1	34.848	11
MAA 105	1	34.848	11
MAA 109	1	34.848	11
1.1.3 SINTESI E DISTILLAZIONE DHS	2	104.544	33
MKA 108	1	57.024	18
MAA 107	1	47.520	15
1.1.4 SINTESI CLOROMETILE E PBO	1	58.608	18,5
MAB 101	1	58.608	18,5
1.1.5 DISTILLAZIONE E CONFEZIONAMENTO PBO	1	58.608	18,5
MAB 103	1	58.608	18,5
SERVIZI GENERALI	1	270.864	125,4
RAFFRESCAMENTO	1	270.864	125,4
GF.01 WRAT 12020 LN	1	270.864	125,4

Tabella 65 Proposta utenze elettriche da monitorare

MACCHINARI	N. UTENZE MONITORATE	CONSUMO MISURATO 2022 [kWh]	POTENZA [kW]
ATTIVITA' PRINCIPALI	3	643.563	-
1.1.5 DISTILLAZIONE E CONFEZIONAMENTO PBO	2	625.925	100
RESISTENZA OLIO DIATERMICO EB104 R1	1	279.109	50
RESISTENZA OLIO DIATERMICO EB104 R2	1	346.816	50

1.1.7 IMPIANTO PILOTA	1	17.638	-
IMPIANTO PILOTA	1	17.638	-
SERVIZI AUSILIARI	8	1.484.913	359
1.2.1 GRUPPI FRIGO	1	633.302	150
ME 104	1	633.302	150
1.2.2 TORRE E POMPE DI CIRCOLAZIONE	7	851.611	209
MFA 1	1	37.400	11
MFA 2	1	49.854	11
MP 3	1	218.082	55
M FAN 3	1	42.432	11
MP 1	1	38.735	55
MP 2	1	422.433	55
M FAN 4	1	42.675	11

Tabella 66 Utenze attualmente monitorate utili alle soglie minime obbligatorie di monitoraggio

AREA FUNZIONALE	CONSUMO EE [kWh]	CONSUMO EE MISURATO [kWh]	COPERTURA [%]	COPERTURA DA NORMATIVA [%]
ATTIVITA' PRINCIPALI	2.147.189	1.156.779	54%	50%
1.1.1 METILENAZIONE E SINTESI BENZODIOSSOLO	342.524	117.216	34%	
1.1.2 SINTESI E DISTILLAZIONE CHETONE E DI TRANSANIDRIFICAZIONE	420.631	174.240	41%	
1.1.3 SINTESI E DISTILLAZIONE DHS	232.452	104.544	45%	
1.1.4 SINTESI CLOROMETILE E PBO	148.484	58.608	39%	
1.1.5 DISTILLAZIONE E CONFEZIONAMENTO PBO	840.557	684.533	81%	
1.1.6 SINTESI TTM [802]	144.902	-	0%	
1.1.7 IMPIANTO PILOTA	17.638	17.638	100%	
SERVIZI AUSILIARI	2.476.974	1.484.913	60%	15%
1.2.1 GRUPPI FRIGO	922.592	633.302	69%	
1.2.2 TORRE E POMPE DI CIRCOLAZIONE	857.611	851.611	99%	
1.2.3 ALTRI AUSILIARI	331.298	-	0%	
1.2.4 PARCO SERBATOI	262.646	-	0%	
1.2.5 CABINA DI TRASFORMAZIONE	102.827	-	0%	
SERVIZI GENERALI	630.485	270.864	43%	10%
1.3.1 RAFFRESCAMENTO	319.464	270.864	85%	
1.3.2 ILLUMINAZIONE	152.795	-	0%	
1.3.3 VENTILAZIONE	60.826	-	0%	
1.3.4 ALTRE UTENZE ELETTRICHE	97.400	-	0%	
TOTALE	5.254.647	2.912.556	55%	

Tabella 67 Riepilogo percentuali monitoraggio EE proposto per obbligo

Adottando le soluzioni di monitoraggio proposte e con l'attuale monitoraggio, l'azienda rientrerà nei limiti imposti dalla legge per lo scaglione tep di riferimento per quanto riguarda il vettore energia elettrica.

Le stesse considerazioni vanno fatte anche per il vettore termico vapore: in questo caso le soglie minime di obbligo di monitoraggio vengono già rispettate grazie all'attuale sistema di monitoraggio, come mostrato in Tabella 68.

AREA FUNZIONALE	CONSUMO VAPORE [kWh]	CONSUMO VAPORE MISURATO [kWh]	COPERTURA [%]	COPERTURA NORMATIVA [%]
ATTIVITA' PRINCIPALI	17.414.920	10.464.296	60%	50%
2.1.1 SEZIONE BD	4.821.565	4.821.565	100%	
2.1.2 SEZIONE AP	2.561.346	2.561.346	100%	
2.1.3 SEZIONE KE	2.312.411	2.312.411	100%	
2.1.4 SEZIONE DHS	302.894	302.894	100%	
2.1.5 SEZIONE MB - SKID HCL	466.080	466.080	100%	
2.1.6 VAPORE BASE	5.648.406	-	0%	
2.1.7 IMPIANTO 802 + PILOTA	1.302.218	-	0%	
SERVIZI GENERALI	220.000	-	0%	0%*
2.3.1 RISCALDAMENTO PALAZZINA	220.000	-	0%	
TOTALE	17.634.920	10.464.296	59%	

Tabella 68 Riepilogo percentuali monitoraggio vapore da obblighi normativi

* i consumi di vapore dei servizi generali incidono meno del 10% sui consumi totali di vapore; come detto precedentemente, a queste condizioni decade l'obbligo di monitoraggio per queste aree funzionali.

6.7 Modello elettrico

Di seguito si schematizzano le strutture energetiche individuate per lo stabilimento oggetto di diagnosi, secondo le linee guida ENEA in riferimento al vettore energia elettrica.

Viene presentata innanzitutto una suddivisione dei consumi elettrici per reparto.

REPARTO	CONSUMO ANNUO EE [kWh/anno]
IMPIANTO 801	3.294.664*
IMPIANTO 802	351.422
IMPIANTO PILOTA	17.638
PALAZZINA UFFICI + LABORATORI	460.273
SALA DI CONTROLLO	64.712
TORRE E POMPE DI CIRCOLAZIONE	857.611
CABINA DI TRASFORMAZIONE	102.827
801+802 (ILL.COMUNE)	105.500

Tabella 69 Consumi EE per reparto

* ai consumi dell'impianto 801 sono attribuiti quelli del parco serbatoi e delle resistenze elettriche, i quali sono prevalentemente al servizio di tale reparto.

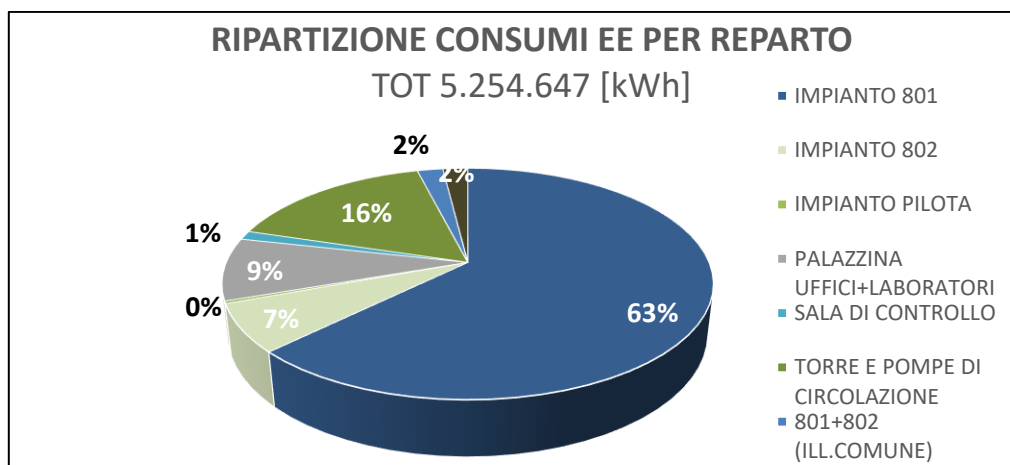


Figura 81 Consumi EE per reparto

MODELLO ELETTRICO			
Tipologia attività	Consumo elettrico [kWh/anno]	% consumo totale	Tipo dato
ATTIVITA' PRINCIPALI	2.147.189	40,86%	
1.1.1 METILENAZIONE E SINTESI BENZODIOSSOLO	342.524	6,52%	Stimato
1.1.2 SINTESI E DISTILLAZIONE CHETONE E DI TRANSANIDRIFICAZIONE	420.631	8,00%	Stimato
1.1.3 SINTESI E DISTILLAZIONE DHS	232.452	4,42%	Stimato
1.1.4 SINTESI CLOROMETILE E PBO	148.484	2,83%	Stimato
1.1.5 DISTILLAZIONE E CONFEZIONAMENTO PBO	840.557	16,00%	Stimato
1.1.6 SINTESI TTM [802]	144.902	2,76%	Stimato
1.1.7 IMPIANTO PILOTA	17.638	0,34%	Misurato
SERVIZI AUSILIARI	2.476.974	47,14%	
1.2.1 GRUPPI FRIGO	922.592	17,56%	Stimato
1.2.2 TORRE E POMPE DI CIRCOLAZIONE	857.611	16,32%	Misurato
1.2.3 ALTRI AUSILIARI	331.298	6,30%	Stimato
1.2.4 PARCO SERBATOI	262.646	5,00%	Stimato
1.2.5 CABINA DI TRASFORMAZIONE	102.827	1,96%	Stimato
SERVIZI GENERALI	630.484	12,00%	
1.3.1 RAFFRESCAMENTO	319.464	6,08%	Stimato
1.3.2 ILLUMINAZIONE	152.795	2,91%	Stimato
1.3.3 VENTILAZIONE	60.826	1,16%	Stimato
1.3.4 ALTRE UTENZE ELETTRICHE	97.400	1,85%	Stimato

Tabella 70 Identificazione attività modello elettrico

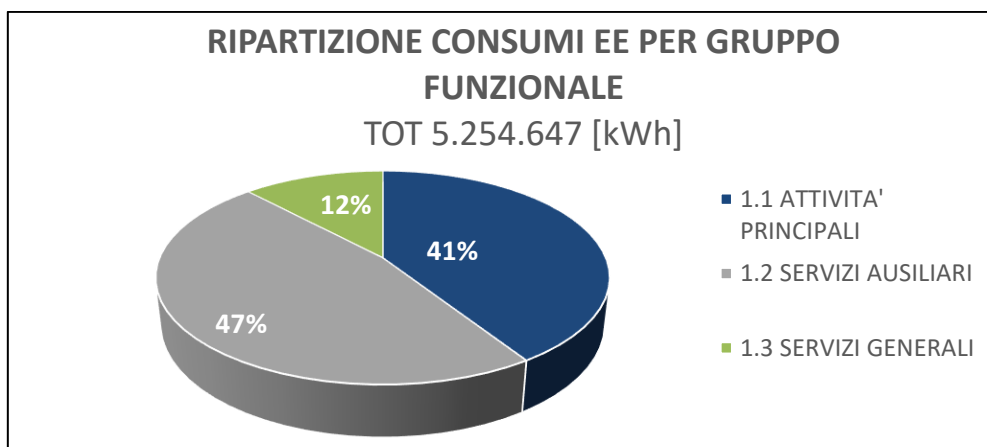


Figura 82 Ripartizione consumi modello elettrico

Dalla Figura 82 risulta evidente che il gruppo funzionale più incidente a livello di consumi di energia elettrica sia quello dei servizi ausiliari.

Sotto la voce relativa alle attività principali troviamo le aree produttive peculiari che caratterizzano la produzione dell'azienda, come si vede dalla Figura 83.

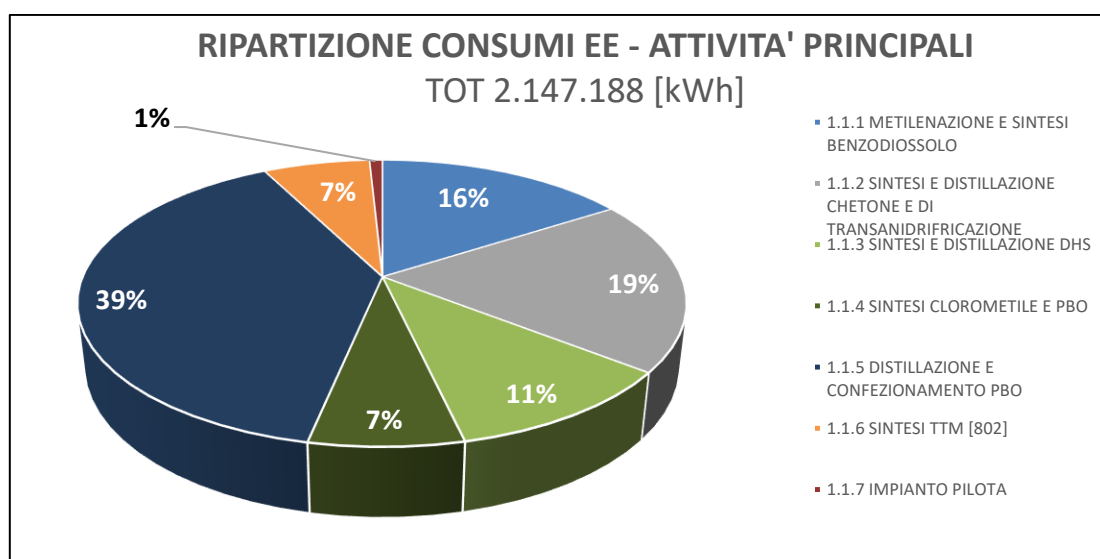


Figura 83 Ripartizione consumi energia elettrica tra le attività principali

La maggioranza dei consumi delle attività principali è attribuibile allo stadio produttivo di distillazione e confezionamento del PBO (39%), a cui sono stati assegnati i consumi delle resistenze elettriche per il riscaldamento dell'olio diatermico; tra gli altri gruppi più energivori si segnalano il reparto di sintesi e distillazione del chetone e di transamidificazione (19%) e metilazione e sintesi del benzodiossolo (16%). Le attività principali che riguardano l'impianto 802, indicate genericamente come sintesi TTM, e

l'impianto pilota hanno un'incidenza rispettivamente del 7% e 1%, molto più basse rispetto alle altre attività.

I servizi ausiliari sono a supporto delle attività principali e comprendono i gruppi frigo ausiliari al processo produttivo (gruppo criogenico ME105 per il trattamento degli sfiati clorurati, gruppo frigorifero ME104 per il raffreddamento a -10 °C di acqua glicolata del circuito RL, ME 3800, MP 3801A, MP 3801B), i ventilatori e le pompe di circolazione della torre di raffreddamento, il parco serbatoi, la cabina di trasformazione (si è stimato il 2% di perdite sul totale di consumo di energia elettrica) e altri ausiliari necessari alla produzione. Dalla Figura 84 si nota come i consumi dei servizi ausiliari siano prevalentemente dettati dai gruppi frigo e dalla torre di raffreddamento, con percentuali equiparabili, rispettivamente pari a 37% e 35%.

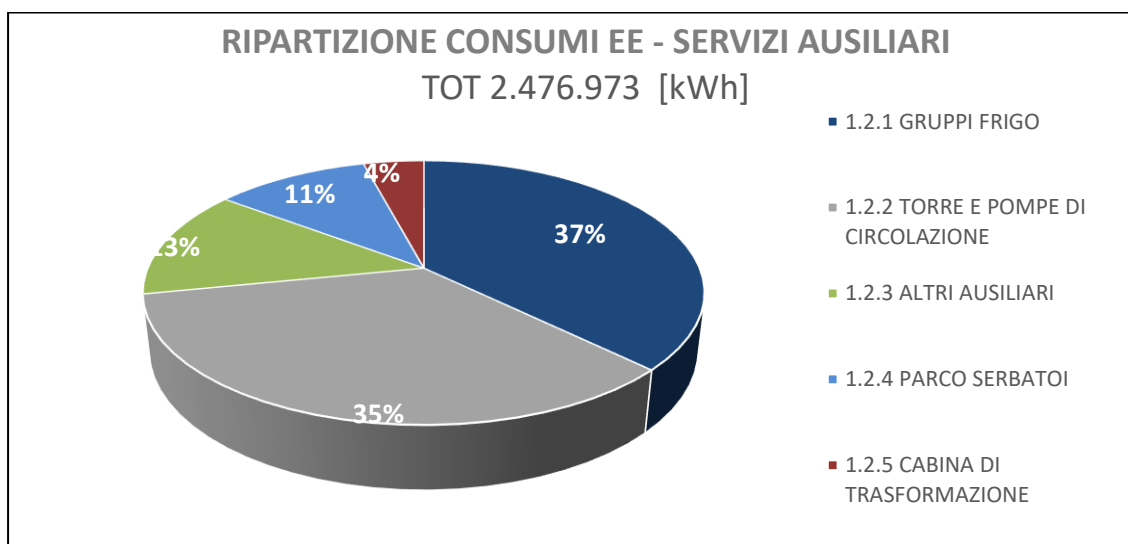


Figura 84 Ripartizione consumi energia elettrica tra i servizi ausiliari

I servizi generali sono quelli comuni all'intero stabilimento che non incidono direttamente sui fabbisogni della produzione. In questa analisi includono l'illuminazione (sono presenti sia luci neon che luci LED), il raffrescamento della palazzina uffici e laboratori e della sala di controllo (i due gruppi frigo alimentano le batterie fredde delle UTA, per un controllo anche dell'umidità durante tutto il corso dell'anno), la ventilazione ottenuta mediante le UTA e altre utenze elettriche generiche quali postazioni di lavoro e altro. La Figura 85 mostra che più della metà dei consumi dei servizi generali sia legata al raffrescamento con il 51%, segue l'illuminazione con il 24%.

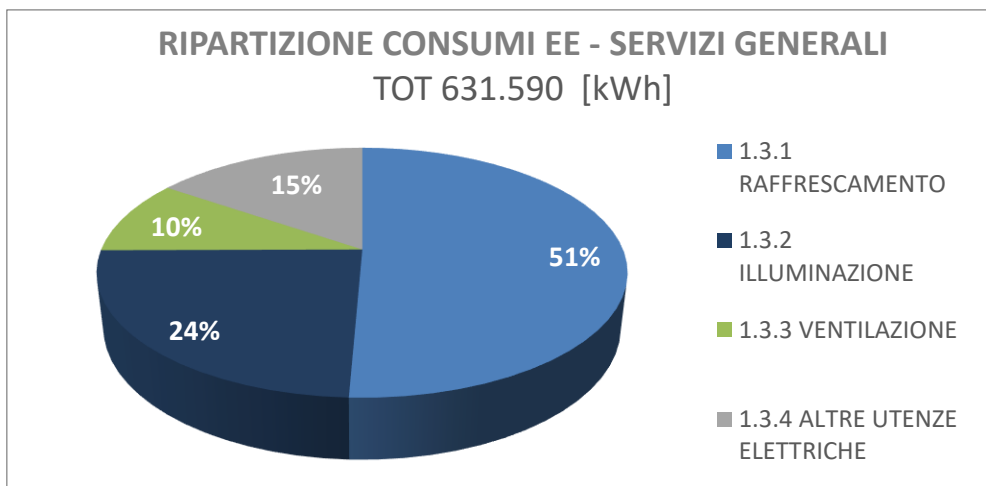


Figura 85 Ripartizione consumi energia elettrica tra i servizi generali

Nelle seguenti tabelle vengono riportate le generalità delle unità di trattamento aria del sistema HVAC e dei chiller dedicati alla produzione di acqua refrigerata per alimentare le batterie fredde delle stesse.

CHILLER	GF 01 – UFFICI E LABORATORI	GF 02 – SALA DI CONTROLLO
DATA INSTALLAZIONE	30/07/2000	01/01/2002
MARCA	CLIMA VENETA	CLIMA VENETA
MODELLO	WRAT 12020 LN	HRAT B0252
SORGENTE LATO ESTERNO	ARIA	ARIA
FLUIDO LATO UTENZE	ACQUA	ACQUA
FLUIDO FRIGORIGENO	R-407C	R-407C
POTENZA FRIGO NOMINALE [kwf]	265	59,49
POTENZA ELETTRICA ASSORBITA NOMINALE [kW]	125,4	27
EER [-]	2,11	2,22

Tabella 71 Chiller a servizio della palazzina uffici/laboratori e della sala di controllo

UTA	UTA 1	UTA 2	UTA 3	UTA 4
DATA INSTALLAZIONE	03/07/2000	03/07/2000	03/07/2000	01/01/2000
MARCA	FAST	FAST	FAST	FAST
MODELLO	FM - 154	FM - 042	ME 082	ME 28
POTENZA VENTILATORE MANDATA	7,5	2,3	1,9	1,1
AREA SERVITA	LABORATORI	UFFICI	UFFICI	SALA CONTROLLO

Tabella 72 Unità di trattamento aria a servizio della palazzina uffici e laboratori e della sala di controllo

Infine, in Figura 86 viene presentato il dettaglio mensile dell'andamento dei consumi elettrici 2022 delle utenze monitorate che risultano essere più energivore.

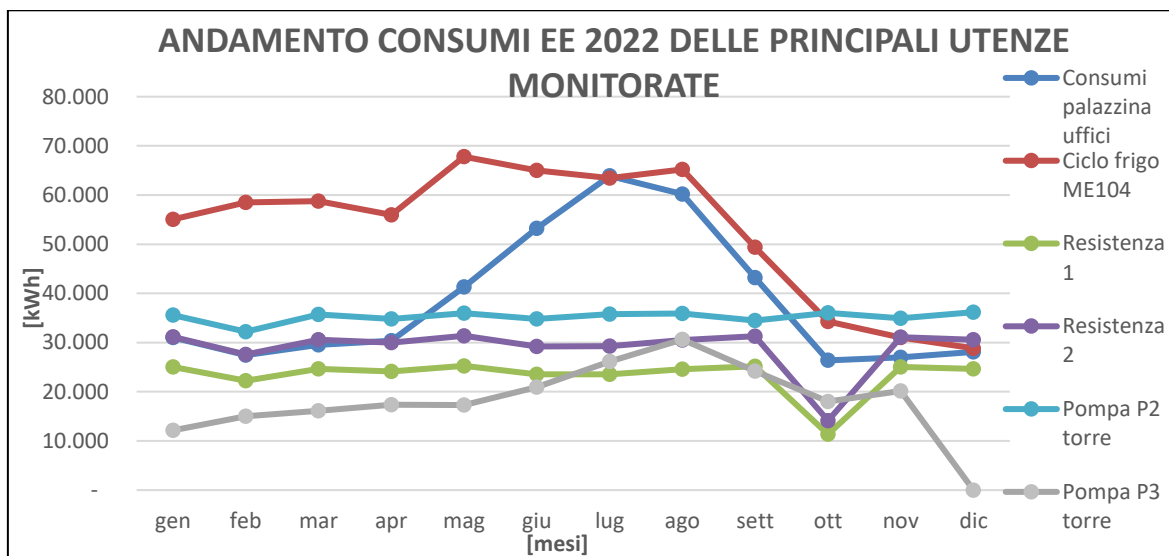


Figura 86 Andamento consumi elettrici delle utenze monitorate più energivore

6.8 Modello termico

Di seguito si schematizzano le strutture energetiche individuate per gli stabilimenti oggetto di diagnosi secondo le linee guida ENEA in riferimento al vettore energia termica. Viene presentata innanzitutto una suddivisione dei consumi termici per reparto.

REPARTO	CONSUMO ANNUO [kWh/anno]	VAPORE ANNUO [ton/anno]
IMPIANTO 801	10.464.296	13.571
IMPIANTO 802 E PILOTA	1.302.218	1.689
PALAZZINA UFFICI + LABORATORIO	220.000	285
VAPORE BASE	5.648.406	7.326

Tabella 73 Consumi termici per reparto

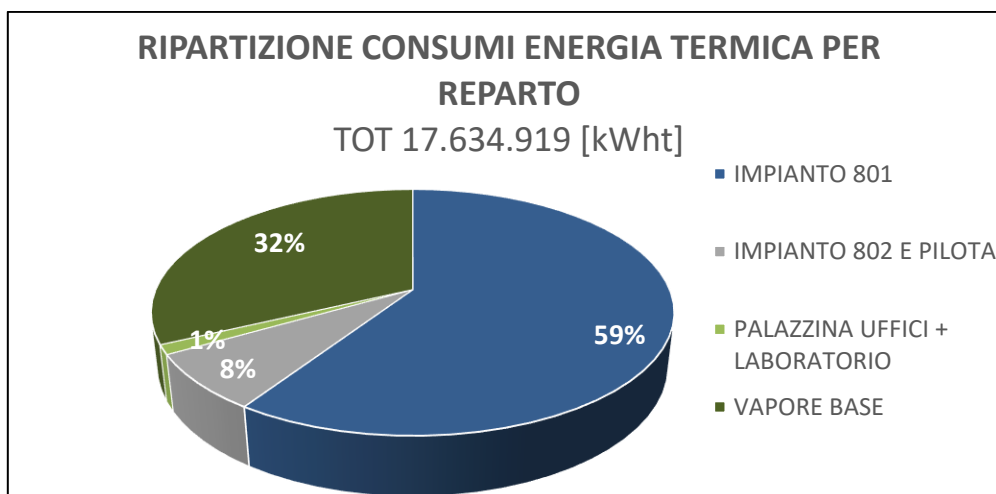


Figura 87 Consumi termici per reparto

MODELLO TERMICO					
Tipologia attività	Consumo termico [kWht]	Consumo vapore [ton]	% consumo totale	Tipo dato	Reparto
ATTIVITA' PRINCIPALI	17.414.920	9.575	98,75%		
2.1.1 SEZIONE BD	4.821.565	6.253	27,34%	MISURATO	IMPIANTO 801
2.1.2 SEZIONE AP	2.561.346	3.322	14,52%	MISURATO	IMPIANTO 801
2.1.3 SEZIONE KE	2.312.411	2.999	13,11%	MISURATO	IMPIANTO 801
2.1.4 SEZIONE DHS	302.894	393	1,72%	MISURATO	IMPIANTO 801
2.1.5 SEZIONE MB - SKID HCL	466.080	604	2,64%	MISURATO	IMPIANTO 801
2.1.6 VAPORE BASE	5.648.406	7.326	32,03%	CALCOLATO	TUTTI I PROCESSI
2.1.7 IMPIANTO 802 + PILOTA	1.302.218	1.689	7,38%	CALCOLATO	IMPIANTO 802 E PILOTA
SERVIZI GENERALI	220.000	285	1,25%		
2.3.1 RISCALDAMENTO PALAZZINA	220.000	285	1,25%	CALCOLATO	PALAZZINA UFFICI + LABORATORIO

Tabella 74 Identificazione attività modello termico

Risulta evidente che quasi la totalità del consumo di vapore sia utilizzata ai fini delle attività principali connesse al ciclo produttivo, come conferma la scarsa correlazione tra i consumi di vapore e il driver climatico GG. Infatti, i consumi termici associati ai servizi generali riguardano esclusivamente il riscaldamento della palazzina uffici e laboratorio e della sala di controllo: essi sono stati stimati pari a 220 MWht, a partire dai dati riportati nel documento ex Legge 10/91 e nei precedenti report di diagnosi, per cui il fabbisogno termico è stato calcolato sulla base delle caratteristiche termofisiche dell'edificio e dell'occupazione. Il riscaldamento avviene tramite HVAC e il circuito idronico delle batterie calde viene alimentato mediante due scambiatori di calore che permettono il riscaldamento dell'acqua tramite scambio termico con la linea di distribuzione del vapore.

In Figura 88 i consumi di energia termica vengono ripartiti per area funzionale.

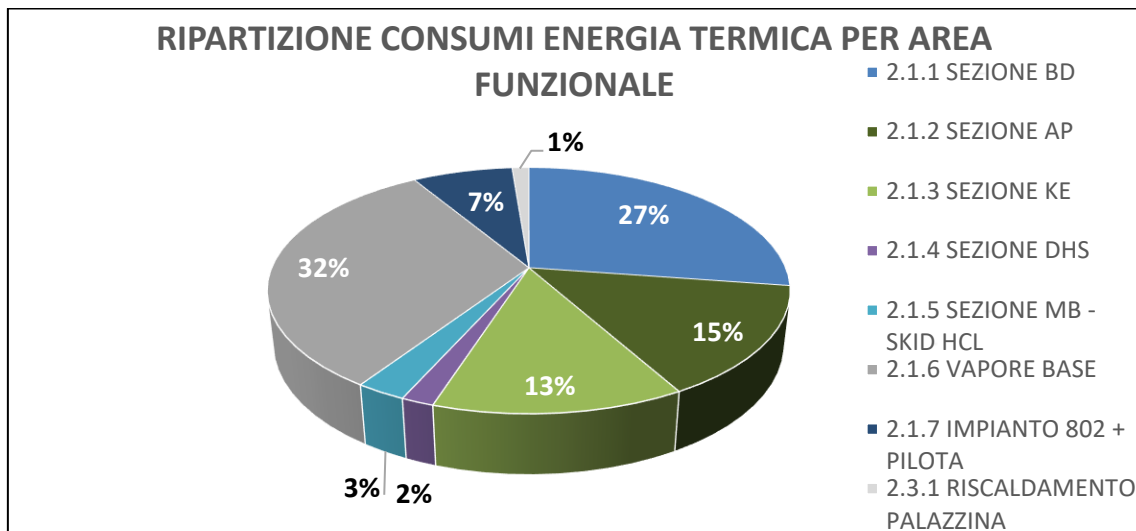


Figura 88 Ripartizione consumi energia termica per area funzionale

Il consumo di vapore più significativo riguarda il vapore di base (32%): si tratta del vapore utilizzato continuamente per mantenere a livelli ottimali le condizioni di funzionamento dell'impianto a prescindere dal livello di produzione. Tale consumo è stato calcolato a partire dai dati misurati durante il periodo di fermo impianto: in particolare si è fatto riferimento all'ultimo dato disponibile nel documento "Registro usi energetici" fornito da Endura, ovvero quello risalente al 2021 di 20,07 ton/giorno di consumo di vapore base al processo. La sezione BD dell'impianto 801 è la seconda utenza che richiede più vapore (27%). La somma dei consumi di vapore misurati nelle sezioni BD, AP, KE, DHS e MB-SKID HCL permette di quantificare il consumo necessario all'attività produttiva dell'impianto 801. I consumi dell'impianto 802 e pilota sono stati calcolati come differenza tra i consumi di vapore totale e la somma di quelli descritti precedentemente, non avendo a disposizione dati di monitoraggio o informazioni a riguardo.

Infine, in Figura 89 viene riportato il dettaglio mensile dei consumi di vapore nel 2022 delle utenze monitorate, ovvero le sezioni dell'impianto 801.

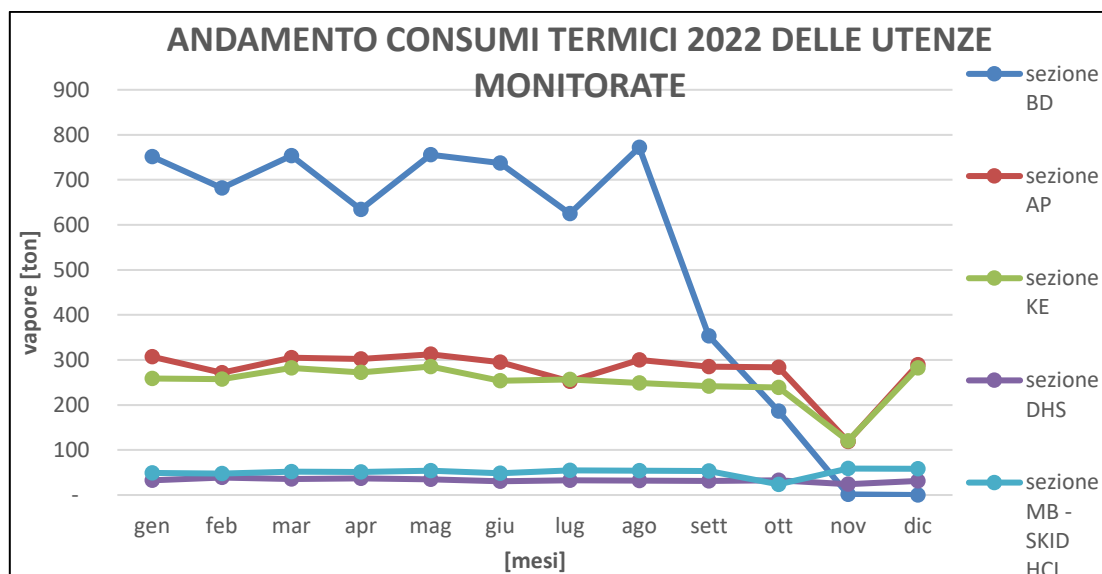


Figura 89 Andamento consumi termici 2022 utenze monitorate

6.9 Indicatori di prestazione energetica (EnPI)

Nel presente paragrafo vengono presentati gli indicatori di prestazione energetica EnPI elettrici e termici, sia a livello globale di stabilimento che per area funzionale.

6.9.1 EnPI elettrico

Gli EnPI elettrici sono stati ottenuti in modo analogo per tutte le aree funzionali, dividendo i consumi per la produzione. Per quanto riguarda l'indice generale sono state prese in considerazione le tonnellate totali prodotte dallo stabilimento (somma di PBO e TTM, per un totale di 1.744 ton nel 2022). Di seguito si propone lo schema elaborato con i risultati numerici ottenuti.

LIVELLO	CODICE	SETTORE	EnPI Generale	EnPI Specifico	EnPI Riferimento	Scostamento
			Energia Elettrica Assorbita per Unità Lavorata Totale	Energia Assorbita per Unità Prodotta/Lavorata Specifica	BAT o Benchmark*	Rispetto EnPI riferimento
LB	1	ENERGIA ELETTRICA	2.947,75 [kWh/ton]	-	4.274 [kWh/ton]	-1.326,3
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	1.231,08 [kWh/ton]	-	-	-
LD	1.1.1	METILENAZIONE E SINTESI BENZODIOSSOLO	196,38 [kWh/ton]	202,7 [kWh/ton]	-	-
	1.1.2	SINTESI E DISTILLAZIONE CHETONE E DI TRANSANIDRIFRICAZIONE	241,17 [kWh/ton]	248,9 [kWh/ton]	-	-
	1.1.3	SINTESI E DISTILLAZIONE DHS	133,27 [kWh/ton]	137,5 [kWh/ton]	-	-
	1.1.4	SINTESI CLOROMETILE E PBO	85,13 [kWh/ton]	87,9 [kWh/ton]	-	-
	1.1.5	DISTILLAZIONE E	481,93 [kWh/ton]	497,4 [kWh/ton]	-	-

		CONFEZIONAMENTO PBO						
	1.1.6	SINTESI TTM [802]	83,08	[kWh/ton]	2.678,8	[kWh/ton]	-	-
	1.1.7	IMPIANTO PILOTA	10,11	[kWh/ton]	-		-	-
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	1.420,16	[kWh/ton]	-		-	-
	1.2.1	GRUPPI FRIGO	528,96	[kWh/ton]	-		-	-
	1.2.2	TORRE E POMPE DI CIRCOLAZIONE	491,71	[kWh/ton]	-	790	[kWh/ton]	-298,36
LD	1.2.3	ALTRI AUSILIARI	189,95	[kWh/ton]	-		-	-
	1.2.4	PARCO SERBATOI	150,59	[kWh/ton]	-		-	-
	1.2.5	CABINA DI TRASFORMAZIONE	58,95	[kWh/ton]	-		-	-
LC	1.3	SERVIZI AUSILIARI	361,48	[kWh/ton]	-		-	-
	1.3.1	RAFFRESCAMENTO	183,16	[kWh/ton]	-		-	-
	1.3.2	ILLUMINAZIONE	87,60	[kWh/ton]	-		-	-
LD	1.3.3	VENTILAZIONE	34,87	[kWh/ton]	-		-	-
	1.3.4	ALTRE UTENZE ELETTRICHE	55,84	[kWh/ton]	-		-	-

Tabella 75 Indici di prestazione energia elettrica

* benchmark anno 2019

Oltre agli EnPI generali, per alcune aree funzionali è stato possibile valutare anche degli EnPI specifici, rispetto alla produzione propria dell'area funzionale: in particolare è stato possibile farlo per le aree funzionali delle attività principali, rapportando i consumi elettrici con la produzione di PBO dell'impianto 801 (1.690 ton) o quella di TTM (54 ton) dell'impianto 802, a seconda della produzione di riferimento. Inoltre, sono stati calcolati due EnPI generali di riferimento o benchmark, basandosi sui consumi e la produzione globale del 2019, anno dell'ultima diagnosi effettuata: è stato possibile ottenere un valore per i consumi elettrici totali di stabilimento e uno per i consumi monitorati della torre di raffreddamento, verificando che per entrambi gli indici c'è stato un miglioramento nel corso degli anni.

Per molti degli indici non è stato possibile risalire a condizioni di riferimento; pertanto, si ritiene opportuno tenere come baseline, quale punto di partenza per futuri miglioramenti da attuare tramite un processo virtuoso continuo, gli indici costruiti in questa fase di diagnosi.

6.9.2 EnPI Termico

In questo paragrafo si prendono in considerazione le tonnellate di vapore destinate all'energia termica dello stabilimento. I ragionamenti fatti sono analoghi a quelli esposti nel paragrafo precedente.

Si passa al calcolo degli indici generali, considerando i consumi termici in tonnellate di vapore e la produzione totale in tonnellate del 2022.

LIVELLO	CODICE	SETTORE	EnPI Generale	EnPI Specifico	EnPI Riferimento	Scostamento
			Energia Assorbita per Unità Lavorata Totale	Energia Assorbita per Unità Prodotta/Lavorata Specifica	BAT o Benchmark*	Rispetto EnPI riferimento
LB	2	VAPORE	13,4 [ton_vapore/ton_prod]	-	17,8 [ton_vapore/ton_prod]	-4,4
LC	2.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	5,5 [ton_vapore/ton_prod]	-	-	-
LD	2.1.1	SEZIONE BD	3,6 [ton_vapore/ton_prod]	7,7 [ton_vapore/ton_prod]	6,6 [ton_vapore/ton_prod]	-3,0
	2.1.2	SEZIONE AP	1,9 [ton_vapore/ton_prod]	3,4 [ton_vapore/ton_prod]	2,6 [ton_vapore/ton_prod]	-0,7
	2.1.3	SEZIONE KE	1,7 [ton_vapore/ton_prod]	2,8 [ton_vapore/ton_prod]	2,3 [ton_vapore/ton_prod]	-0,5
	2.1.4	SEZIONE DHS	0,2 [ton_vapore/ton_prod]	0,4 [ton_vapore/ton_prod]	0,3 [ton_vapore/ton_prod]	-0,1
	2.1.5	SEZIONE MB - SKID HCL	0,3 [ton_vapore/ton_prod]	-	-	-
	2.1.6	VAPORE BASE	4,2 [ton_vapore/ton_prod]	-	-	-
	2.1.7	IMPIANTO 802 + PILOTA	1,0 [ton_vapore/ton_prod]	31,2 [ton_vapore/ton_prod]	-	-
LC	2.3	SERVIZI GENERALI	0,2 [ton_vapore/ton_prod]	-	-	-
LD	2.3.1	RISCALDAMENTO PALAZZINA	0,2 [ton_vapore/ton_prod]	-	-	-

Tabella 76 Indici di prestazione energetica energia termica

*benchmark anno 2019

Oltre agli EnPI generali, per alcune aree funzionali è stato possibile valutare anche degli EnPI specifici, rispetto alla produzione propria dell'area funzionale: è stato possibile farlo per le aree funzionali delle attività principali, rapportando i consumi di vapore del reparto con la produzione delle varie sezioni dell'impianto 801 (BD, AP, KE, DHS; per completezza vengono riportati i valori specifici di produzione in Tabella 77, derivanti dal registro del SGE fornitoci dall'azienda) o con quella dell'impianto 802 (54 ton di TTM), a seconda della produzione di riferimento.

	Produzione BD #2.1	Produzione AP #2.2	Produzione KE #2.3	Produzione DHS #2.4
Jan-22	74,82	90	99,76	86
Feb-22	67,86	82	90,48	78
Mar-22	74,82	90	99,76	86
Apr-22	72,21	87	96,28	83
May-22	74,82	90	99,76	86
Jun-22	72,21	87	96,28	83
Jul-22	74,82	90	99,76	86
Aug-22	74,82	90	99,76	86
Sep-22	72,21	87	96,28	83
Oct-22	74,82	90	99,76	86
Nov-22	0	0	0	0
Dec-22	74,82	90	99,76	86
TOT	808,23	973	1.077,64	929

Tabella 77 Dati di produzione specifici per sezione 2022

Inoltre, sono stati calcolati degli EnPI generali di riferimento o benchmark, basandosi sui consumi e la produzione globale del 2019, anno dell'ultima diagnosi effettuata: è stato possibile ottenere un valore per i consumi totali di vapore dello stabilimento e uno rispettivamente per i consumi monitorati delle sezioni BD, AP, KE, DHS, verificando che per tutti gli indici c'è stato un miglioramento nel corso degli anni.

Per molti degli indici non è stato possibile risalire a condizioni di riferimento; pertanto, si ritiene opportuno tenere come baseline, quale punto di partenza per futuri miglioramenti da attuare tramite un processo virtuoso continuo, gli indici costruiti in questa fase di diagnosi.

6.10 Identificazione interventi

Nel presente paragrafo vengono riportate le principali aree di intervento, emerse a seguito delle analisi precedenti, su cui poter agire con proposte di miglioramento energetico sia di carattere tecnologico sia in termini gestionali.

Tutti gli interventi sono stati valutati al medesimo costo di energia elettrica e/o energia termica, in particolare la media dei costi specifici degli ultimi quattro anni, in modo da rendere più veritiera tale valutazione, cercando di svincolarsi il più possibile dalle fluttuazioni dei mercati.

6.10.1 Interventi gestionali: ottimizzazione del SGE e del monitoraggio

Grazie al Sistema di Gestione dell'Energia secondo norma UNI CEI EN ISO 50001:2018, lo stabilimento presenta dei sistemi di misura dedicati per alcuni macchinari e alcune linee. Per soddisfare gli obblighi di monitoraggio da normativa bisogna implementare l'attuale sistema di monitoraggio: si rimanda al paragrafo "Descrizione della strategia di monitoraggio" per i suggerimenti riguardo i macchinari da monitorare per rispettare la normativa. Il monitoraggio dei dati e dei consumi risulta essere fondamentale ai fini della gestione energetica e conseguentemente dei consumi e dei costi ad essi annessi. Il miglioramento del sistema di misura suggerito, oltre che per adempiere agli obblighi, permetterebbe un miglioramento dell'efficienza del sistema produttivo: un'analisi dei consumi attenta e mirata sulle utenze più energivore porterebbe a una razionalizzazione dei consumi energetici per evitare sprechi e individuare tempestivamente eventuali comportamenti anomali. Se a questi accorgimenti si associa anche un'ottimizzazione del SGE attuale, aggiornato in modo automatico mediante dati di monitoraggio acquisiti con frequenza più alta e caratterizzato da carte di controllo più affidabili, i risparmi energetici sono assicurati.

Per i vettori termici risulterebbe ridondante l'installazione di ulteriori misuratori in quanto questi sono già significativi: comunque, probabilmente, una migliore gestione dei dati acquisiti porterebbe anche in questo caso dei miglioramenti di efficienza.

Si ritiene che il sistema di controllo e la gestione attenta tramite il SGE, consentirebbe di raggiungere almeno (in modo cautelativo) un risparmio mediamente identificabile nel 1% dei consumi complessivi del sito produttivo.

L'investimento complessivo, comprensivo del software di acquisizione e gestione dei dati e dei misuratori, è quantificabile in 20.000 €, portando alla seguente analisi dei costi-benefici:

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]	
	Consumi EE [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa EE + M&O [€]	Annuali	Attualizzati
0	-	-	€ -	-	€ 20.000	€ -	-€ 20.000	-€ 20.000
1	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 7.720
2	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 7.459
3	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 7.206
4	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 6.963
5	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 6.727
6	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 6.500
7	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 6.280
8	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 6.068
9	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 5.862
10	5.141.331	-	€ 898.987	5.089.918	€ 1.000	€ 890.997	€ 7.990	€ 5.664

Tabella 78 Valutazione economica investimento ottimizzazione SGE

INVESTIMENTO	[€]	20.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	10
	[%]	0,4%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	7.990
	[%]	0,2%
SPB	[anni]	2,50
TIR	[%]	34%
VAN	[€]	46.449
VAN/I	[-]	2,32
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 79 Sintesi investimento ottimizzazione SGE

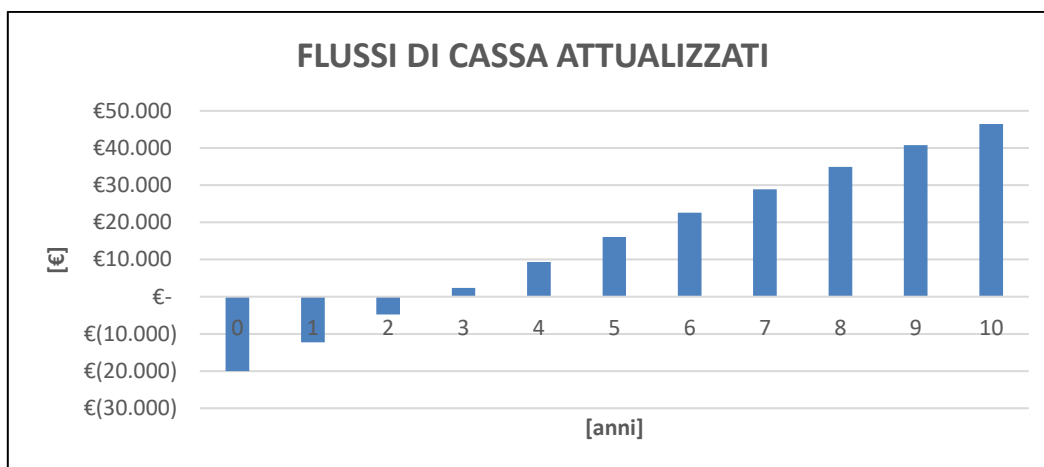


Figura 90 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per ottimizzazione SGE

6.10.2 Interventi tecnologici

6.10.2.1 Sostituzione di Motori Elettrici

In fase di censimento delle macchine alimentate ad energia elettrica per la definizione del modello elettrico dell'azienda, si è riscontrata la presenza di alcuni macchinari su cui è possibile intervenire per aumentare l'efficienza energetica complessiva.

La lista dei motori elettrici oggetto di possibile sostituzione è riportata in Tabella 80 insieme alle principali caratteristiche tecniche:

MOTORI INSTALLATI OGGETTO DI POSSIBILE INTERVENTO DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO					
UTENZA	ANNO INSTALLAZIONE	POTENZA [kW]	CLASSE EFFICIENZA	RENDIMENTO	CONSUMO EE [kWh/anno]
MP 2	2000	55	IE1	92%	422.433
MP 3	2003	55	IE1	92%	218.082
MAA 108	2000	22	IE1	90%	69.696
MAA 102	2000	18,5	IE1	89%	58.608
MAB 101	2000	18,5	IE1	89%	58.608
MAB 103	2000	18,5	IE1	89%	58.608
MSA 101	2000	18,5	IE1	89%	58.608
MK 101	2000	18	IE1	89%	57.024
MKA 108	2000	18	IE1	89%	57.024
MFA 2	2001	11	IE1	88%	49.854
MAA 107	2000	15	IE1	89%	47.520
MME 101	2000	15	IE1	89%	47.520
M FAN 4	2004	11	IE1	88%	42.675
M FAN 3	2004	11	IE1	88%	42.432
TOTALE		305	IE1	-	1.288.692

Tabella 80 Motori elettrici installati oggetto di miglioramento dell'efficienza energetica

Si nota che tutti i motori elettrici sopraindicati fanno parte della stessa classe di efficienza IE1, che fa riferimento ad un valore standard di efficienza. L'Unione Europea ha infatti introdotto quattro classi di rendimento (IE) attraverso cui classificare i motori elettrici in funzione della loro capacità di trasformazione dell'energia elettrica in meccanica. Queste sono:

- IE1: efficienza standard;
- IE2: efficienza elevata;
- IE3: efficienza premium;
- IE4: efficienza super-premium.

Le classi di rendimento energetico, oltre ad essere uno standard di classificazione internazionale chiaro e di facile comprensione, servono per indurre i consumatori finali a favorire macchinari elettrici che determinino un risparmio energetico e una diminuzione complessiva di inquinanti atmosferici.

I macchinari installati di prima classe di rendimento energetico potrebbero essere oggetto di sostituzione con alternative più moderne ed efficienti, in modo tale da determinare una riduzione dei consumi energetici dell'azienda ed effettuare anche una scelta sostenibile a livello ambientale.

I motori elettrici individuati in sostituzione di quelli ad oggi installati sono riportati in Tabella 81, accompagnati dalle principali caratteristiche tecniche, migliorative rispetto allo status quo:

MOTORI ELETTRICI DI NUOVA SOSTITUZIONE				
UTENZA	POTENZA [kW]	CLASSE EFFICIENZA	RENDIMENTO	CONSUMO EE [kWh/anno]
MP 2	55	IE4	96%	406.542
MP 3	55	IE4	96%	209.878
MAA 108	22	IE4	95%	66.303
MAA 102	18,5	IE4	94%	55.559
MAB 101	18,5	IE4	94%	55.559
MAB 103	18,5	IE4	94%	55.559
MSA 101	18,5	IE4	94%	55.559
MK 101	18	IE4	94%	54.058
MKA 108	18	IE4	94%	54.058
MFA 2	11	IE4	93%	46.808
MAA 107	15	IE4	94%	44.888
MME 101	15	IE4	94%	44.888
M FAN 4	11	IE4	93%	40.068
M FAN 3	11	IE4	93%	39.840

TOTALE	305	IE4	-	1.229.570
---------------	------------	------------	----------	------------------

Tabella 81 Alternative energeticamente più efficienti a sostituzione dei motori elettrici ad oggi installati

Tutti i motori elettrici proposti come alternativa sono di classe di efficienza IE4. Questo miglioramento del rendimento determina una diminuzione dei consumi complessivi di energia elettrica per queste utenze, che si riducono dai 1.288.692 kWh/anno ad oggi previsti fino a 1.229.570 kWh/anno, a parità di potenza installata.

I valori di rendimento minimo per i motori di nuova installazione sono stati desunti dalla norma IEC/EN 60034-30-1:2014, che definisce dei valori standard per kW di potenza installata, in base alla classe di rendimento IE e al numero di poli. In mancanza di informazioni più dettagliate sulle macchine elettriche in uso, i dati estrapolati si riferiscono a macchine elettriche a quattro poli.

Per quanto riguarda i parametri tecnico-economici dell'operazione di efficientamento, si sono considerati dei costi specifici standard di motori asincroni a quattro poli, definiti in base alla potenza nominale installata. In Tabella 82 viene riportata per ogni utenza oggetto di sostituzione, il valore di spesa richiesto, il relativo risparmio energetico ed economico determinato e il tempo di ritorno dell'investimento. Il risparmio economico è stato calcolato come media del costo industriale complessivo di fornitura di energia elettrica degli ultimi quattro anni.

CARATTERISTICHE TECNICO-ECONOMICHE DELLA SOSTITUZIONE DEI MOTORI ELETTRICI				
UTENZA	INVESTIMENTO [€]	RISPARMIO EE [kWh/anno]	RISPARMIO ECONOMICO [€/anno]	SPB [anni]
MP 2	4.400 €	15.891	2.779 €	1,58
MP 3	4.400 €	8.204	1.434 €	3,07
MAA 108	1.760 €	3.393	593 €	2,97
MAA 102	1.480 €	3.049	533 €	2,78
MAB 101	1.480 €	3.049	533 €	2,78
MAB 103	1.480 €	3.049	533 €	2,78
MSA 101	1.480 €	3.049	533 €	2,78
MK 101	1.440 €	2.966	519 €	2,78
MKA 108	1.440 €	2.966	519 €	2,78
MFA 2	880 €	3.046	533 €	1,65
MAA 107	1.200 €	2.632	460 €	2,61
MME 101	1.200 €	2.632	460 €	2,61
M FAN 4	880 €	2.607	456 €	1,93
M FAN 3	880 €	2.592	453 €	1,94

TOTALE	24.400 €	59.122	10.338 €	2,36
---------------	-----------------	---------------	-----------------	-------------

Tabella 82 Dati tecnico-economici di dettaglio per l'intervento di sostituzione dei motori elettrici

Da queste ipotesi e considerazioni, si ottiene la seguente analisi tecnico-economica che ben rappresenta l'impatto positivo dell'investimento nella sostituzione dei motori elettrici in un intervallo di tempo di dieci anni. Di fatti, in poco tempo, i flussi di cassa tornano a valori positivi, con un pay-back time dell'investimento iniziale poco superiore a due anni.

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]	
	Consumi EE [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa EE [€]	Annuali	Attualizzati
0	-	-	€ -	-	€ 24.400	€ -	-€ 24.400	-€ 24.400
1	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 9.940
2	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 9.558
3	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 9.190
4	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 8.837
5	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 8.497
6	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 8.170
7	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 7.856
8	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 7.554
9	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 7.263
10	1.288.692	-	€ 225.334	1.229.570	€ -	€ 214.996	€ 10.338	€ 6.984

Tabella 83 Valutazione economica investimento di sostituzione dei motori elettrici

INVESTIMENTO	[€]	24.400
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	11
	[%]	0,4%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	10.338
	[%]	0,2%
SPB	[anni]	2,36
TIR	[%]	36%
VAN	[€]	59.449
VAN/I	[-]	2,44
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 84 Sintesi investimento sostituzione dei motori elettrici

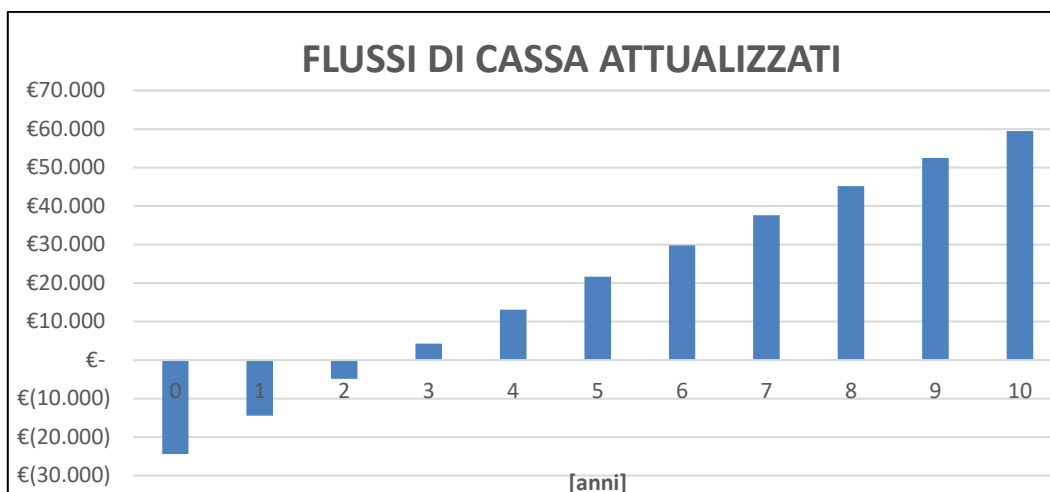


Figura 91 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per intervento di sostituzione dei motori elettrici

6.10.2.2 Illuminazione a LED

Lo stabilimento è dotato ancora in parte di corpi illuminanti tradizionali quali plafoniere neon. Le lampade hanno un tempo medio di utilizzo annuale differente in relazione alla loro ubicazione, per un valore medio di 5.000 ore all'anno per gli impianti produttivi e circa 3.000 ore all'anno per gli uffici. L'intervento di efficientamento energetico che si propone consiste nel sostituire circa 400 lampade di diversa natura, con lo stesso numero di equivalenti tecnologie LED con simile flusso luminoso, garantendo quindi lo stesso effetto utile in ambiente: secondo la norma UNI-EN 12461, sia in ambito di impianti chimici di processo che negli uffici bisogna garantire mediamente in ambiente circa 300 lm/m² per avere un illuminamento ottimale. Considerando la planimetria complessiva degli impianti produttivi 801 e 802, un'illuminazione ottimale sarebbe quindi di circa 700.000 lm totali; considerando invece la planimetria complessiva della palazzina uffici e laboratori e della sala di controllo, un'illuminazione ottimale sarebbe di circa 360.000 lm. I corpi illuminanti da sostituire sono stati identificati tra quelli più energivori, installati in maggior numero e di tipologia più obsoleta. Sostituendo questi con i LED, si garantisce il livello di illuminazione ottimale citato prima, in aggiunta alle lampade che non prevedono una sostituzione. In particolare, la Tabella 85 riporta le attuali lampade che potrebbero essere sostituite con l'alternativa proposta.

CORPI ILLUMINANTI PRESENTI	Quantità (n° punti luce)	Potenza TOT [kW]	Consumo EE [kWh/anno]	ALTERNATIVA LED	Lumen TOT	Potenza TOT [kW]	Consumo EE [kWh/anno]
Plafoniera Neon 2x36 W IMPIANTI PRODUTTIVI	280	20,16	100.800	Plafoniera LED 36W	806.400	10,08	50.400
Plafoniera Neon 2x36W UFFICI	38	2,7	8.536	Plafoniera LED 36W	109.440	1,44	4.268
Plafoniera Neon 4x18W UFFICI	100	7,2	22.464	Plafoniera LED 36W	288.000	3,6	11.232

Tabella 85 Proposta di sostituzione dei corpi illuminanti presenti con tecnologia a LED

Oltre al minor consumo di energia elettrica, i LED consentirebbero di ridurre i costi di manutenzione per la sostituzione delle lampade; con queste ipotesi si ottiene la seguente valutazione tecnico-economica.

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]	
	Consumi EE [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa EE [€]	Annuali	Attualizzati
0	-	-	€ -	-	€ 14.630	€ -	-€ 14.630	-€ 14.630
1	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 12.286
2	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 11.813
3	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 11.359
4	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 10.922
5	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 10.502
6	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 10.098
7	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 9.709
8	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 9.336
9	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 8.977
10	131.800	€ 2.508	€ 23.046	65.900	€ 1.254	€ 11.523	€ 12.777	€ 8.632

Tabella 86 Valutazione economica investimento RELAMPING

INVESTIMENTO	[€]	14.630
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	12
	[%]	0,5%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	12.777
	[%]	0,3%
SPB	[anni]	1,15
TIR	[%]	80%
VAN	[€]	89.003
VAN/I	[-]	6,08
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 87 Sintesi investimento RELAMPING

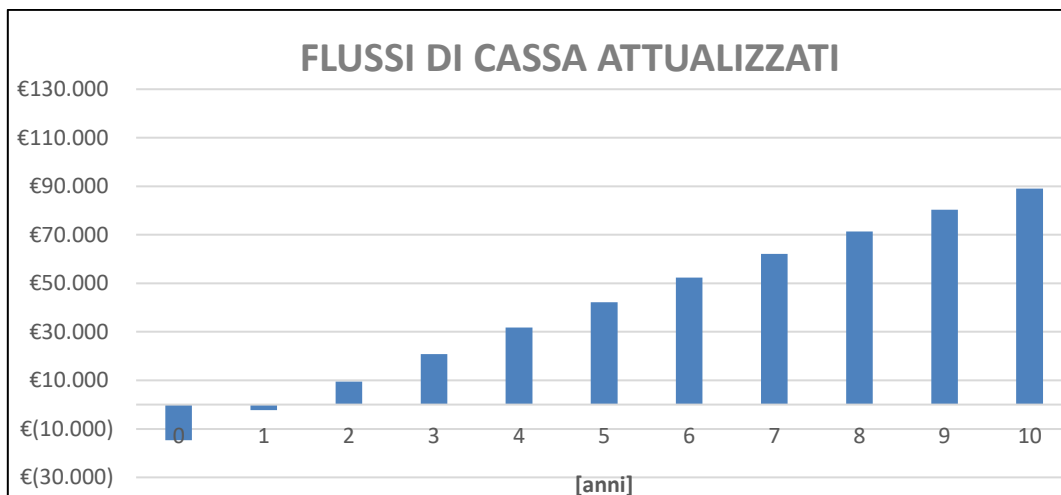


Tabella 88 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per intervento di RELAMPING

6.10.2.3 Fotovoltaico

Le analisi riportate di seguito si basano sui consumi elettrici corrispondenti al POD IT721E00000701 dello stabilimento oggetto di analisi; a seguito di queste ultime, si propone come intervento di efficienza l'installazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Vista la disponibilità di circa 700 m² di superficie coperta da poter utilizzare come supporto per i pannelli (valutata considerando sia gli ingombri presenti sui tetti sia il fatto di dover lasciare obbligatoriamente un metro libero dai confini perimetrali del tetto), in progetto si è prevista la loro posa per un totale di circa 565 m², tramite apposite strutture di alluminio. Il sovraccarico generato sul solaio non supererà i 12 kg/mq. In Figura 92 è riportata la collocazione pensata per l'installazione dei pannelli.

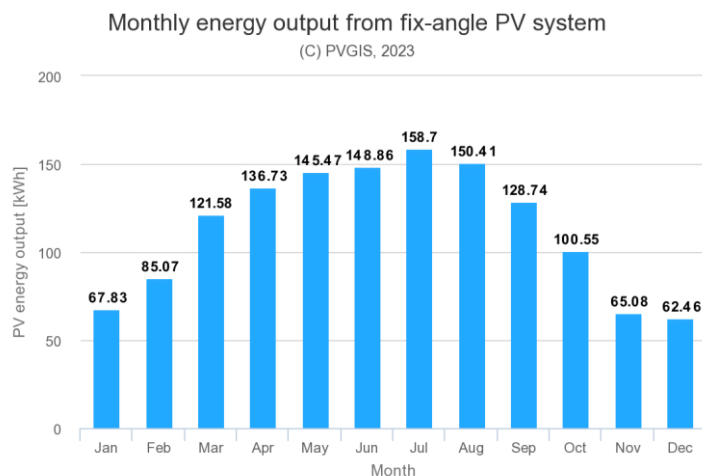


Figura 92 Superficie coperta dello stabilimento utile all'installazione di pannelli FV

In merito all'impianto, si è scelto di installare un sistema fotovoltaico di potenza pari a 117 kWp (n. 254 moduli JAM72S20-460-MR da 460 Wp in silicio policristallino da 2 mq di superficie ciascuno), per una stima di energia annuale prodotta pari a circa 160,4 MWh e una producibilità media annua complessiva di circa 1.371 kWh/kWp, dati ottenuti dalle simulazioni ricavate dal portale europeo PVGIS in relazione all'ubicazione dello stabilimento e all'inclinazione ottimale suggerita. Si ipotizza che tutta l'energia prodotta venga auto consumata, quantomeno se il fabbisogno energetico in fascia F1, lasso temporale per cui solitamente si ha irraggiamento solare e quindi produzione da FV, sia superiore alla produzione da fotovoltaico, altrimenti l'energia elettrica prodotta in eccesso viene immessa in rete: non avendo considerato la possibilità di accumulo, affinché l'energia prodotta dal fotovoltaico venga auto consumata totalmente, è necessario che ci sia la contemporaneità tra produzione e fabbisogno e questo può avvenire solo in fascia F1.

MESE	Fabbisogno utenza [kWh]	Fabbisogno F1 [kWh]	Produzione FV [kWh]	Energia autoconsumata [kWh]	Energia immessa in rete [kWh]
Gennaio	453.331	134.880	7.933	7.933	0
Febbraio	423.061	139.527	9.949	9.949	0
Marzo	437.297	152.371	14.219	14.219	0
Aprile	434.250	126.389	15.991	15.991	0
Maggio	470.134	155.651	17.013	17.013	0
Giugno	452.705	147.614	17.409	17.409	0
Luglio	480.898	149.725	18.560	18.560	0
Agosto	486.672	160.732	17.591	17.591	0
Settembre	417.792	140.510	15.056	15.056	0
Ottobre	356.272	110.255	11.759	11.759	0
Novembre	341.328	112.181	7.611	7.611	0
Dicembre	387.591	113.366	7.305	7.305	0
TOT	5.141.331	1.643.201	160.396	160.396	0

Tabella 89 Bilancio di quota auto consumata e immessa in rete della produzione di EE da FV



Provided inputs:

Location [Lat/Lon]:	44.449,12.241
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14

Simulation outputs:

Slope angle [°]:	37 (opt)
Azimuth angle [°]:	3 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1371.47
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1767.78
Year-to-year variability [kWh]:	69.13
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.69
Spectral effects [%]:	1.12
Temperature and low irradiance [%]:	-8.33
Total loss [%]:	-22.42

Figura 93 Risultati statistici impianto FV (simulazione da PVGIS per impianto da 1kWp)

Il business plan dell'impianto è stato sviluppato con un costo specifico dell'energia elettrica pari a 0,175 €/kWh per la quota in autoconsumo, pari alla media degli ultimi quattro anni, come detto inizialmente. Per apprezzare il beneficio economico dovuto a questo intervento si mostrano i flussi di cassa per il tempo di esercizio dell'impianto fotovoltaico, ovvero 25 anni. L'energia prodotta ed il costo di manutenzione ordinaria sono stati calcolati tenendo conto della degradazione temporale dei pannelli; si è tenuto conto anche della manutenzione straordinaria ipotizzata ogni 5 anni. Il costo di investimento stimato è comprensivo dell'acquisto e dell'installazione dell'impianto. Di seguito si riportano i risultati dell'analisi economica.

Anno	Situazione Post-Intervento				Flussi di cassa [€]	
	Energia auto consumata [kWh]	Energia immessa in rete [kWh]	Ricavi totali [€]	Investimento + M&O [€]	Annuali	Attualizzati
0	-	-	-	140.341 €	-140.341 €	-140.341 €
1	160.396	-	28.046 €	1.170 €	26.877 €	25.843 €
2	159.273	-	27.850 €	1.193 €	26.657 €	24.646 €
3	158.158	-	27.655 €	1.217 €	26.438 €	23.503 €
4	157.051	-	27.461 €	1.241 €	26.220 €	22.413 €
5	155.952	-	27.269 €	3.605 €	23.664 €	19.450 €
6	154.860	-	27.078 €	1.291 €	25.787 €	20.380 €
7	153.776	-	26.889 €	1.317 €	25.571 €	19.432 €
8	152.700	-	26.700 €	1.343 €	25.357 €	18.528 €
9	151.631	-	26.513 €	1.370 €	25.143 €	17.665 €
10	150.570	-	26.328 €	3.737 €	22.591 €	15.262 €
11	149.516	-	26.144 €	1.426 €	24.718 €	16.056 €
12	148.469	-	25.961 €	1.454 €	24.506 €	15.307 €
13	147.430	-	25.779 €	1.483 €	24.296 €	14.591 €

14	146.398	-	25.598 €	1.513 €	24.085 €	13.909 €
15	145.373	-	25.419 €	3.882 €	21.537 €	11.959 €
16	144.355	-	25.241 €	1.574 €	23.667 €	12.636 €
17	143.345	-	25.065 €	1.605 €	23.459 €	12.043 €
18	142.341	-	24.889 €	1.638 €	23.251 €	11.478 €
19	141.345	-	24.715 €	1.670 €	23.045 €	10.938 €
20	140.356	-	24.542 €	4.043 €	20.499 €	9.356 €
21	139.373	-	24.370 €	1.738 €	22.632 €	9.932 €
22	138.397	-	24.199 €	1.773 €	22.427 €	9.463 €
23	137.429	-	24.030 €	1.808 €	22.222 €	9.016 €
24	136.467	-	23.862 €	1.844 €	22.018 €	8.590 €
25	135.511	-	23.695 €	1.881 €	21.814 €	8.183 €

Tabella 90 Valutazione economica installazione FV

INVESTIMENTO	[€]	140.341
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	30
	[%]	1%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	26.877
	[%]	1%
SPB	[anni]	5,22
TIR	[%]	13%
VAN (25 anni)	[€]	240.236
VAN/I	[-]	1,71
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 91 Sintesi economica installazione FV

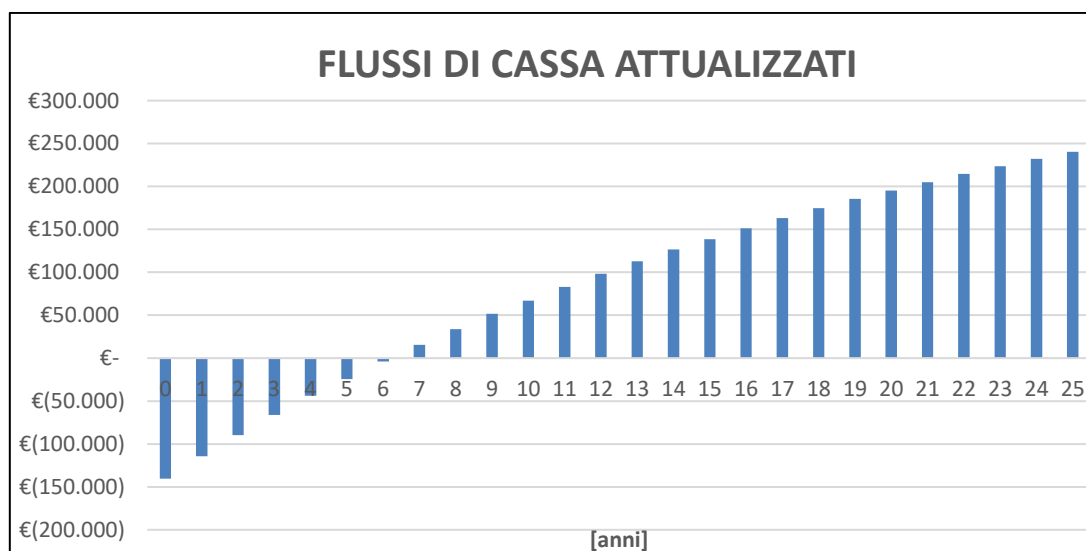


Figura 94 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per installazione FV

6.10.2.4 Sostituzione del Gruppo Frigorifero ME104

Tra i macchinari potenzialmente sostituibili è stato individuato anche il gruppo frigorifero ME104, utilizzato per il raffreddamento a -10°C di acqua glicolata al 35% (circuito RL). Questo è stato oggetto di una campagna di monitoraggio, dal 05/05/2022 al 27/05/2022, volta a stabilire l'efficienza energetica di funzionamento e a valutare l'effettivo impatto del potenziale intervento di sostituzione. La miscela di acqua e glicole (al 35%), impiegata come fluido di raffreddamento in numerose utenze dell'impianto produttivo, viene refrigerata mediante Freon R507 rigenerato. L'unità frigorifera è costituita da 2 compressori a vite (da 75 kW ciascuno), 2 condensatori a fascio tubiero ad acqua di torre ed un evaporatore a fascio tubiero a doppio circuito, come mostrato in Figura 95.

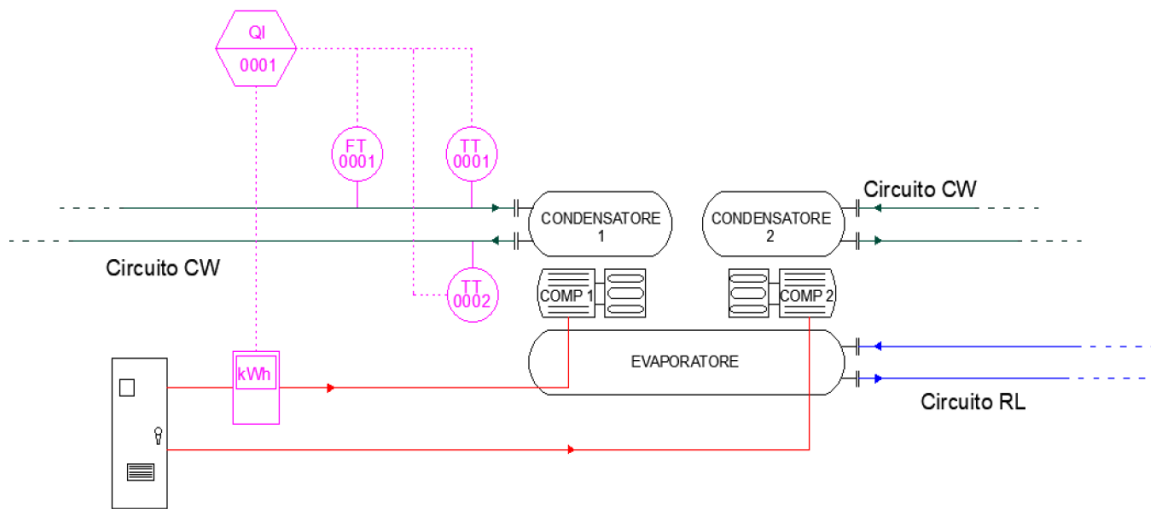


Figura 95 Schema funzionale del gruppo frigorifero ME104 e sistema di monitoraggio

Il sistema di monitoraggio installato è indicato in color magenta e si è concentrato sulle prestazioni del compressore e condensatore 1, che lavorano a pieno carico, mentre l'altra unità interviene solo a sopperire i picchi di carico. In particolare, è stata misurata la potenza elettrica assorbita dal compressore tramite sonda amperometrica e la potenza termica trasferita dal condensatore al circuito di raffreddamento CW, tramite sensore di portata volumetrica e sensori di temperatura a contatto. Tutti i dati, misurati con cadenza di un minuto, sono stati trasferiti ad un calcolatore e registratore di dati per valutare il valore medio di ciascuna grandezza d'interesse.

In Figura 96 è riportato l'andamento dei dati di misura registrati per la portata media (in blu), e per le temperature medie lato caldo (in rosso) e lato freddo (in verde) per un campione significativo di 367 ore. Il dato nominale della portata prevista dalla scheda

tecnica del condensatore risulta essere pari 34,082 m³/h (considerando una temperatura di 25°C e una densità di 997 kg/m³), in linea con i dati di misura registrati, mentre le temperature registrate si discostano dalle condizioni di esercizio indicate, per cui la temperatura in ingresso ottimale dovrebbe essere attorno ai 29,4 °C mentre quella in uscita 35°C.

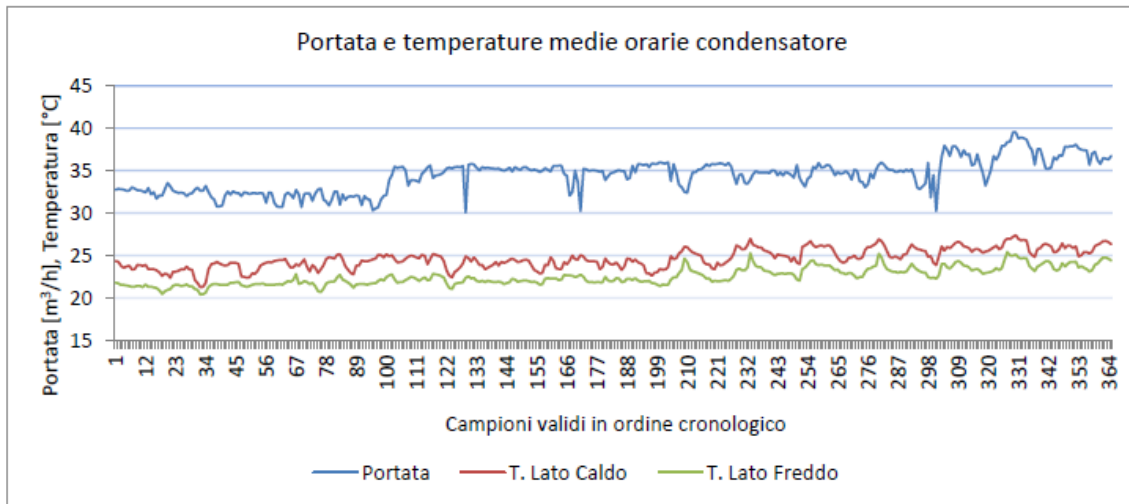


Figura 96 Andamento della portata e delle temperature lato caldo e freddo del condensatore durante il monitoraggio

Con i dati di misura di portata e delle temperature di ingresso e uscita dal condensatore è stato possibile calcolare la potenza termica, riportata in Figura 97, insieme alla potenza elettrica assorbita dal compressore e misurata direttamente sul circuito: quest'ultima è mediamente pari a 58 kW, ben al di sotto del valore nominale di targa di 75kW, per cui il compressore risulta essere leggermente sovradimensionato e ciò determina maggiori inefficienze. Si è misurata la potenza termica al condensatore perché presente circuito di sola acqua, rispetto alla miscela acqua più glicole all'evaporatore le cui caratteristiche fisiche rendevano meno accurata la misura della potenza frigorifera.

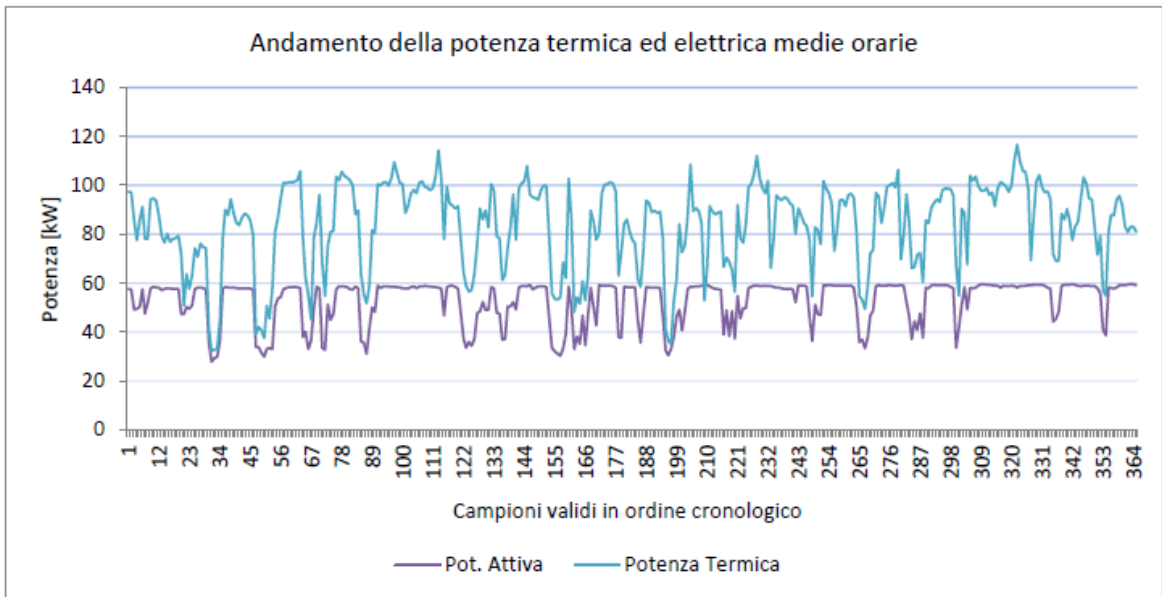


Figura 97 Andamento della potenza attiva assorbita dal compressore e della potenza termica ceduta dal condensatore durante il monitoraggio

Analizzando queste grandezze e integrando nel tempo, è stato possibile ricavare i dati di energia elettrica assorbita ed energia termica ceduta dal condensatore e calcolare l'efficienza di funzionamento, tramite il coefficiente di prestazione o di effetto utile di riscaldamento COP e il coefficiente di effetto utile di raffreddamento EER, ottenuto mediante bilancio energetico.

$$COP = \frac{\text{Energia termica al condensatore}}{\text{Energia elettrica assorbita}}$$

$$EER = \frac{\text{Energia termica all'evaporatore}}{\text{Energia elettrica assorbita}} = COP - 1$$

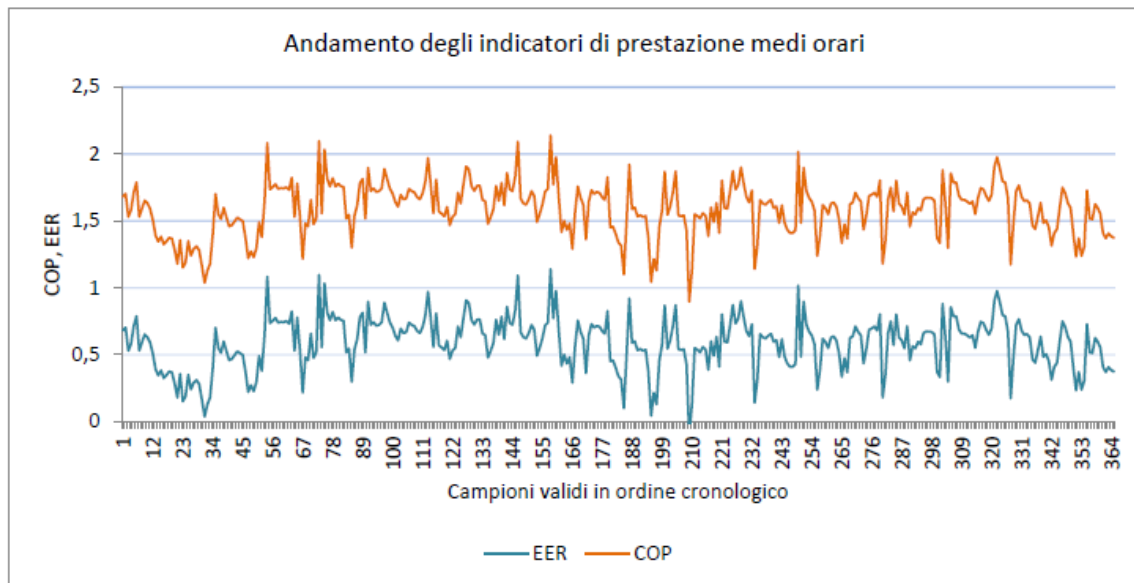


Figura 98 Andamento del coefficiente utile di riscaldamento COP e raffreddamento EER durante il monitoraggio

Il valore medio ricavato per il COP è pari a 1,59 mentre per l'EER è pari a 0,59. Questi sono dei valori di efficienza piuttosto bassi, per cui sarebbe preferibile optare per una sostituzione del gruppo frigorifero in questione con macchinari più moderni ed efficienti, nell'ottica di ridurre i consumi energetici e conseguentemente i costi sostenuti dall'azienda. Dato che la campagna di monitoraggio è limitata ad un determinato lasso temporale, per le successive valutazioni tecnico-economiche si è fatto riferimento ad un valore di EER pari a 1, maggiorato cautelativamente rispetto a quello calcolato in modo da tener conto del fatto che il valore di efficienza calcolato possa essere stato influenzato dalle condizioni atmosferiche e che, se si considerasse l'intero anno solare, il valore di efficienza potrebbe essere superiore. La proposta di sostituzione riguarda un gruppo frigo adatto alle caratteristiche dell'attuale impianto: si tratta del gruppo frigo DAIKIN EWWD610VZXSA1+ OP174, chiller condensato ad acqua di torre, compatibile con i vincoli di set-point di temperatura richiesta dal circuito, caratterizzato da un compressore monovite ad inverter, un evaporatore a tre passi a fascio tubiero allagato e un condensatore a fascio tubiero. Questo gruppo frigo è una versione ad alta efficienza e utilizza come fluido refrigerante R-134A per un minore potenziale di riscaldamento globale.

In Tabella 92 si confrontano i dati tecnici del gruppo frigorifero attuale, in particolare in termini di potenza frigorifera installata e consumi elettrici annui monitorati, con quelli della proposta di sostituzione.

SITUAZIONE ATTUALE ANTE INTERVENTO					SITUAZIONE POST-INTERVENTO			
MODELLO	ANNO	POTENZA FRIGORIFERA [kWfr]	EER [-]	CONSUMI EE [kWh/anno]	MODELLO	POTENZA FRIGORIFERA [kWfr]	EER [-]	CONSUMI EE [kWh/anno]
GRUPPO FRIGO ME104	2000	280	0,59	633.302	DAIKIN EWWD610VZXSA1+OP174	279,7	3,004	210.820

Tabella 92 Confronto dei parametri tecnici nella situazione ante e post-intervento

Grazie al significativo aumento di efficienza, è possibile riscontrare un rilevante impatto positivo anche in termini di riduzione dei consumi annui che passerebbero da 633,302 MWh a 210,820 MWh, garantendo lo stesso effetto utile dell'attuale gruppo frigo.

Il costo di investimento del nuovo gruppo frigorifero si è ottenuto da preventivo; tale costo include anche l'installazione, gli accessori e il collaudo. Segue dunque un'analisi dei flussi di cassa in un intervallo di tempo di dieci anni, considerato il costo di investimento iniziale, i costi di manutenzione nella situazione attuale e post-intervento e i costi relativi ai consumi elettrici nelle due configurazioni, per valutare i benefici dell'intervento anche in termini economici.

Anno	Situazione Attuale			Situazione Post Intervento			Flussi di Cassa [€]		
	Consumi EE [kWh]	Riparazione + M&O [€]	Spesa EE [€]	Consumi EE [kWh]	Intervento + M&O [€]	Spesa EE + M&O [€]	Annuali	Attualizzati	Cumulata attualizzata
0	-	- €	- €	-	€ 109.795	€ -	-€ 109.795	-€ 109.795	-€ 109.795
1	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 71.858	-€ 37.937
2	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 69.428	€ 31.491
3	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 67.080	€ 98.572
4	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 64.812	€ 163.384
5	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 62.620	€ 226.004
6	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 60.503	€ 286.506
7	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 58.457	€ 344.963
8	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 56.480	€ 401.443
9	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 54.570	€ 456.013
10	633.302	3.000 €	110.736 €	210.820	€ 2.500	€ 36.863	€ 74.373	€ 52.725	€ 508.737

VAN

Tabella 93 Valutazione economica dell'investimento di sostituzione del gruppo frigorifero

Come è possibile vedere dalla Tabella 94 di sintesi dei parametri economici, il tempo di ritorno dell'investimento è molto contenuto. Questo è dovuto al fatto che i risparmi in termini energetici previsti sono molto elevati e impattano notevolmente sui costi di fornitura di energia elettrica. Nel caso di attuazione dell'intervento, sarebbe opportuno valutare, più nel dettaglio e specificatamente per la soluzione tecnologica individuata, l'effettivo incremento di efficienza energetica previsto e i conseguenti benefici in termini di consumi e costi di fornitura risparmiati.

INVESTIMENTO	[€]	109.795
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	79
	[%]	2,9%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	74.373
	[%]	1,7%
SPB	[anni]	1,48
TIR	[%]	62%
VAN	[€]	508.737
VAN/I	[-]	4,63
TASSO SCONTO	[%]	4%

Tabella 94 Sintesi economica sostituzione del gruppo frigorifero

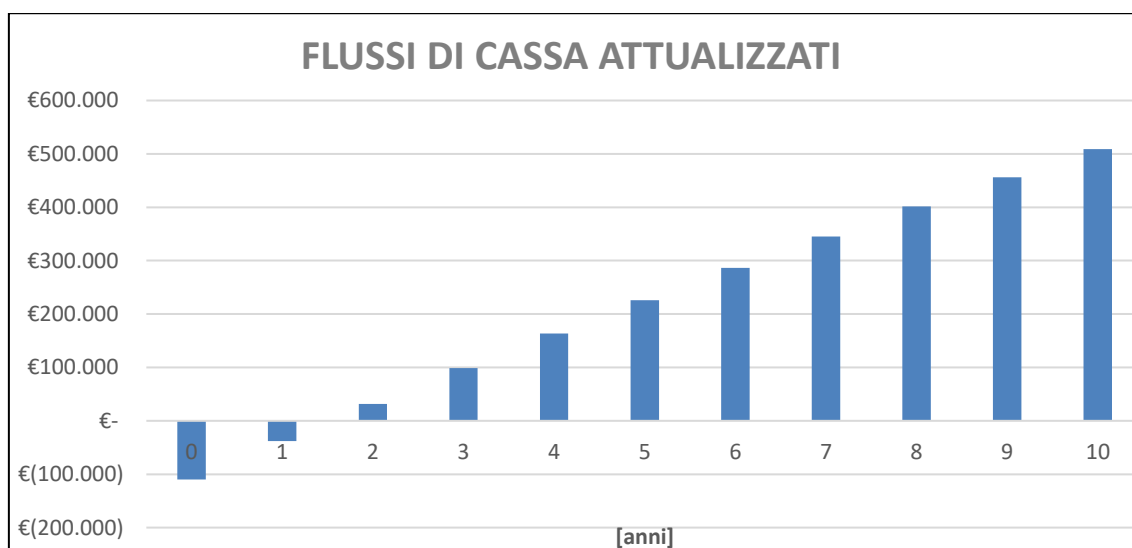


Figura 99 Cumulata flussi di cassa attualizzati: PBT e VAN per sostituzione del gruppo frigorifero

6.11 Conclusioni

In Tabella 95 si riportano, per comodità di consultazione, i risultati ottenuti tramite la diagnosi energetica in termini di proposte di intervento suggerite al fine di migliorare le prestazioni energetiche.

(*) Per aver un miglior confronto con gli altri interventi, per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico sono stati riportati il valore del VAN a 10 anni e non 25 come mostrato nelle pagine precedenti.

INTERVENTI		INVESTIMENTO	RISPARMIO ENERGETICO		RISPARMIO ECONOMICO		SPB	TIR	VAN	VAN/I
		[€]	[tep]	[%]	[€]	[%]	[anni]	[%]	[€]	[-]
1	OTTIMIZZAZIONE SGE	20.000	10	0,4	7.990	0,2	2,5	34%	46.449	2,3
2	SOSTITUZIONE MOTORI ELETTRICI	24.400	11	0,4	10.338	0,2	2,4	36%	59.449	2,4
3	ILLUMINAZIONE LED	14.630	12	0,5	12.777	0,3	1,1	80%	89.003	6,1
4	FOTOVOLTAICO	140.341	30	1,1	26.877	0,6	5,2	13%	66.781	0,5
5	SOSTITUZIONE GRUPPO FRIGO	109.795	79	2,9	74.373	1,7	1,48	62%	508.737	4,63
TOTALE		309.166	142	5,3	132.355	3	2,5	45%	770.419	3,2

Tabella 95 Sintesi opportunità di intervento

Infine, si riporta in Figura 100 la rappresentazione grafica della precedente tabella (la dimensione di ogni singola bolla rappresenta la dimensione dell'investimento, maggiore è la dimensione, maggiore è l'investimento).

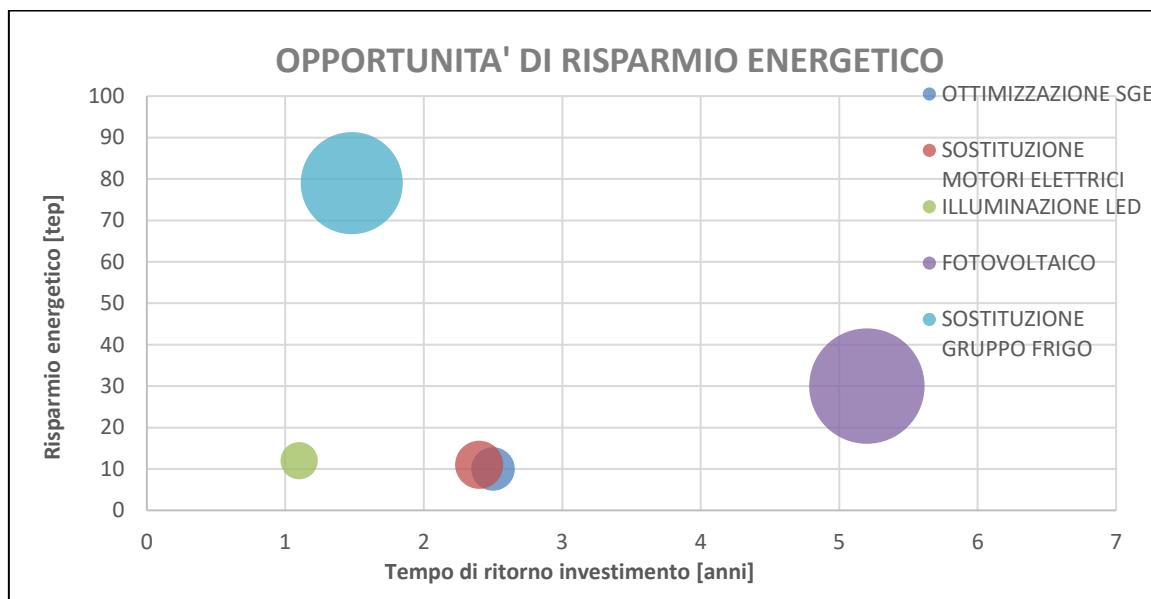


Figura 100 Rappresentazione grafica entità degli interventi proposti

6.12 Criticità e commenti

6.12.1 Sistema di Gestione dell'Energia ISO 50001

Come detto, l'azienda in questione è certificata UNI CEI EN ISO 50001:2018 grazie al proprio Sistema di Gestione dell'Energia (SGE).

Si tratta di una norma internazionale ad adesione volontaria il cui principale obiettivo è l'ottimizzazione delle prestazioni energetiche delle organizzazioni, tramite strategie di

gestione che hanno il fine di aumentare l'efficienza energetica e contestualmente ridurre i costi. Si tratta di un approccio sistematico per cui si fissano degli obiettivi e si cerca di raggiungerli in un ciclo di miglioramento continuo.

Il SGE conferisce all'efficienza energetica un inquadramento organizzato e programmabile, costituendo un piano di miglioramento aziendale a lungo termine.

La ISO 50001 si basa sul processo "Plan -Do-Check-Act" (PDCA), articolato in 4 fasi brevemente riassunte di seguito:

- "Plan": comprendere il contesto dell'organizzazione e stabilire una politica energetica definendo ruoli, responsabilità e risorse. Si prevedono quindi i rischi e le opportunità al fine di intraprendere una revisione energetica raccogliendo, analizzando e interpretando i dati. Si stabiliscono dunque gli usi energetici significativi (SEU), le tendenze su cui costruire l'Energy Baseline e gli indicatori di prestazione energetica. Questa fase di pianificazione ha dunque lo scopo di definire obiettivi e piano d'azione;
- "Do": attuare i piani d'azione dello step precedente per la gestione dell'energia e il conseguimento degli obiettivi prefissati. Oltre alle attività di formazione e comunicazione, in questa fase avviene l'approvvigionamento di servizi e macchinari necessari al SGE;
- "Check": monitoraggio, misurazione, analisi, verifiche e revisioni delle prestazioni energetiche rispetto agli obiettivi, quindi tracciamento dei risultati e delle eventuali azioni correttive;
- "Act": guidati dal top management, si chiude il ciclo riesaminando e valutando i risultati conseguiti, per garantire il miglioramento continuo del Sistema di Gestione dell'Energia e per affrontare eventuali non conformità.

Risulta necessario eleggere un responsabile rappresentante dell'Alta Direzione con appropriate capacità e competenze, per l'attuazione e verifica del processo descritto. Inoltre, bisogna specificare che la ISO 50001 non si sofferma sulle modalità pratiche ed operative da adottare per effettuare le azioni richieste ma sull'idea di formare un contesto organizzativo specifico e ottimale al tema di gestione energetica. Infatti, all'organizzazione viene data flessibilità su come implementare il SGE e sulla definizione di scopi e confini.

Il SGE, se ben articolato, risulta essere quindi uno strumento altamente indicato in un'ottica di efficientamento energetico.

La propensione alla qualità e all'interesse verso queste tematiche da parte dell'azienda risulta evidente, essendo conforme a numerose certificazioni, tra cui appunto la ISO 50001.

Nel corso delle analisi svolte per la redazione della diagnosi energetica, sono emersi dei fattori che vanno attenzionati. Come detto, un pilastro del SGE è l'obiettivo di un miglioramento continuo. Per verificare l'ottimizzazione delle performance risulta necessario valutare gli scostamenti dei consumi energetici reali rispetto all'Energy Baseline, base per prevedere, basandosi sul passato, i dati di consumo energetico ed usarli per stabilire l'uso atteso di energia nel passato recente. Segue poi la determinazione della causa delle differenze inaccettabili e l'implementazione di azioni per migliorare la previsione del consumo di energia.

Dalle analisi svolte è emerso che l'Energy Baseline utilizzata come modello previsionale dei consumi energetici fa riferimento a modelli statistici di regressione lineare costruiti sui dati dell'anno solare 2017, anno in cui è stato introdotto il SGE. Gli scostamenti dei consumi energetici reali (registrati fino ad oggi) vengono quindi valutati in relazione ad un modello previsionale alquanto datato. La baseline non è stata mai aggiornata e questo compromette la valutazione degli scostamenti, dato che il modello può non essere più rappresentativo dei recenti consumi energetici aziendali.

A titolo esemplificativo viene riportato uno dei modelli di regressione utilizzati come Energy Baseline per i consumi elettrici totali di stabilimento, avente come Energy Driver i dati di produzione totale dello stabilimento nel 2017 (in ton).

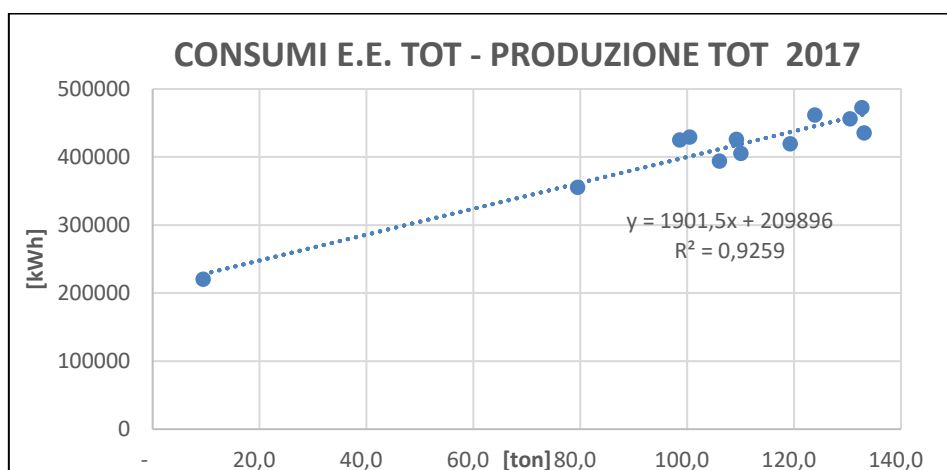


Figura 101 Correlazione tra consumi elettrici totali e produzione totale di stabilimento anno 2017 (benchmark)

Il coefficiente di correlazione R^2 fornisce una misura di quanto i valori assunti dalla variabile consumi dipendano in modo lineare da quelli assunti dal driver produzione: si riscontra un R^2 pari a 0,92, corrispondente ad una correlazione significativa tra le due

variabili, che dimostra quanto il livello di produzione sia altamente influente sui consumi di energia elettrica. L'equazione previsionale ricavata è stata utilizzata come Energy Baseline per definire il budget energetico per gli anni successivi e valutarne gli scostamenti rispetto ai consumi energetici reali.

Anno dopo anno, la correlazione tra i consumi elettrici e la produzione è diminuita notevolmente, come mostrato dal grafico seguente che mette in relazione i dati dal 2017 al 2022.

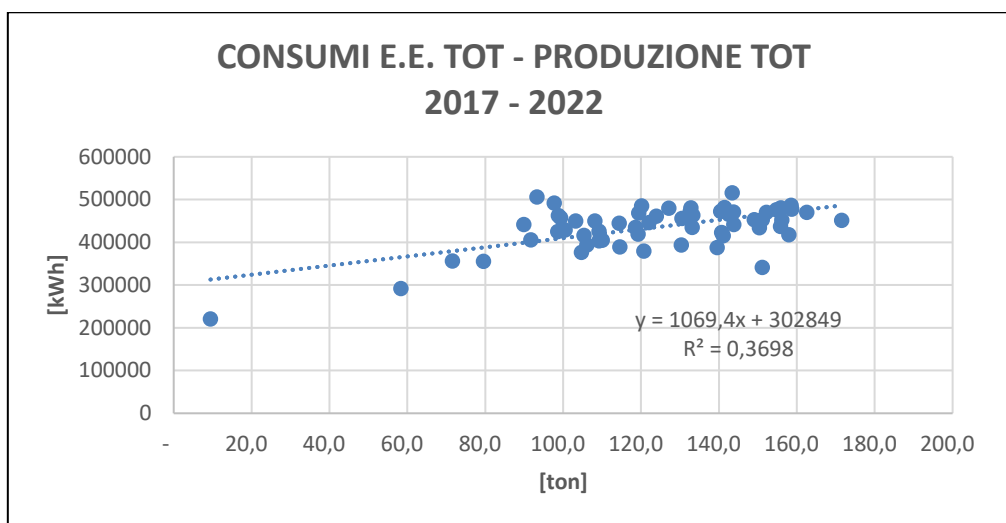


Figura 102 Correlazione tra consumi elettrici totali e produzione totale di stabilimento 2017-2022

Considerando il periodo temporale che va dal 2017 al 2022, si nota come il coefficiente di correlazione R^2 sia diminuito drasticamente.

Da queste considerazioni risulta evidente che nel corso degli anni la correlazione tra i consumi di energia elettrica e la produzione non sia stata la stessa e anzi i consumi siano via via andati a disinteressarsi dai livelli di produzione.

Valutare gli scostamenti dei consumi reali rispetto ad un modello previsionale che non sia più coerente con gli attuali modelli di consumo dell'energia elettrica risulta poco significativo e non adatto ad una valutazione dei possibili miglioramenti delle performance energetiche. Le ragioni della progressiva apparente indipendenza dei consumi elettrici dalla produzione, che ha portato ad un cambiamento del comportamento energetico, possono essere molteplici: modifiche impiantistiche e/o gestionali nel corso degli anni, visto che i dati coprono un lungo periodo temporale; l'incidenza energetica crescente dei servizi ausiliari e generali, che non sono direttamente correlati al livello di produzione; la necessità di esplorare nuove variabili indipendenti; una lettura dei contatori di energia e dei valori di produzione non

contemporanea; la presenza di prodotti intermedi che si accumulano e vengono trasformati solo successivamente nei prodotti finiti misurati. [1]

Ad ogni modo utilizzare un modello per cui esisteva una forte correlazione tra le variabili, per prevedere i consumi degli anni successivi, nonostante nei periodi più recenti non si abbia lo stesso tipo di dipendenza, risulta essere poco adatto agli scopi del SGE.

A conferma del suddetto cambiamento del comportamento energetico del sistema, si è proceduto ad un'analisi più precisa ed affidabile della caratterizzazione energetica attraverso la tecnica statistica del CUSUM, o delle somme cumulate dei residui. Il CUSUM viene utilizzato nel monitoraggio dei processi produttivi per mantenere sotto controllo una determinata caratteristica ed individuare quando il processo devia da un determinato comportamento ad un altro. In Figura 103 viene presentato il diagramma CUSUM dell'arco temporale analizzato, ovvero dal 2017 al 2022. I residui sono stati calcolati come differenza tra i reali valori di consumo elettrico e quelli previsti dalla retta di previsione e poi è stata fatta la somma cumulata.

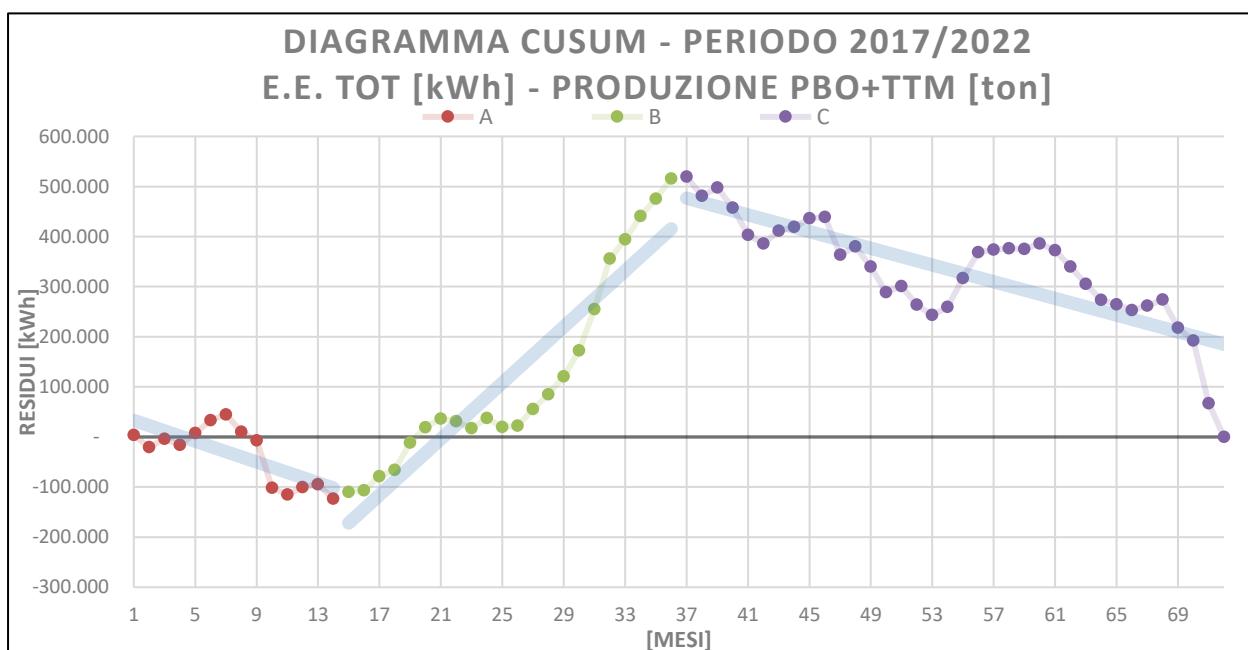


Figura 103 Diagramma CUSUM E.E. TOT - Produzione TOT 2017-2022

Il grafico evidenzia dei possibili cambiamenti nel modello di previsione. In un periodo temporale così ampio è molto probabile che si siano verificati dei cambiamenti: in particolare emergono tre periodi caratterizzati da pendenze diverse che identificano due nodi, possibili variazioni dei modelli di regressione. Isolando i tre periodi, si

riscontrano delle rette di regressione con coefficienti di correlazione decrescenti, in particolare $R^2=0,92$ per il periodo A, $R^2=0,52$ per il periodo B e $R^2=0,39$ per il periodo C. Questi cambiamenti potenziali segnalati dal diagramma CUSUM possono essere verificati mediante carta di controllo CUSUM tabulare, carta di controllo statistico che permette sia di monitorare il processo per segnalare comportamenti fuori controllo del sistema sia per verificare se un nodo del diagramma CUSUM corrisponda effettivamente a un cambiamento nella media dei residui e quindi a un cambiamento della retta di caratterizzazione del processo. In Figura 104 è riportata la carta di controllo costruita considerando come periodo di setup quello A, da gennaio 2017 a febbraio 2018, con una particolare attenzione al primo nodo identificato dal diagramma CUSUM.

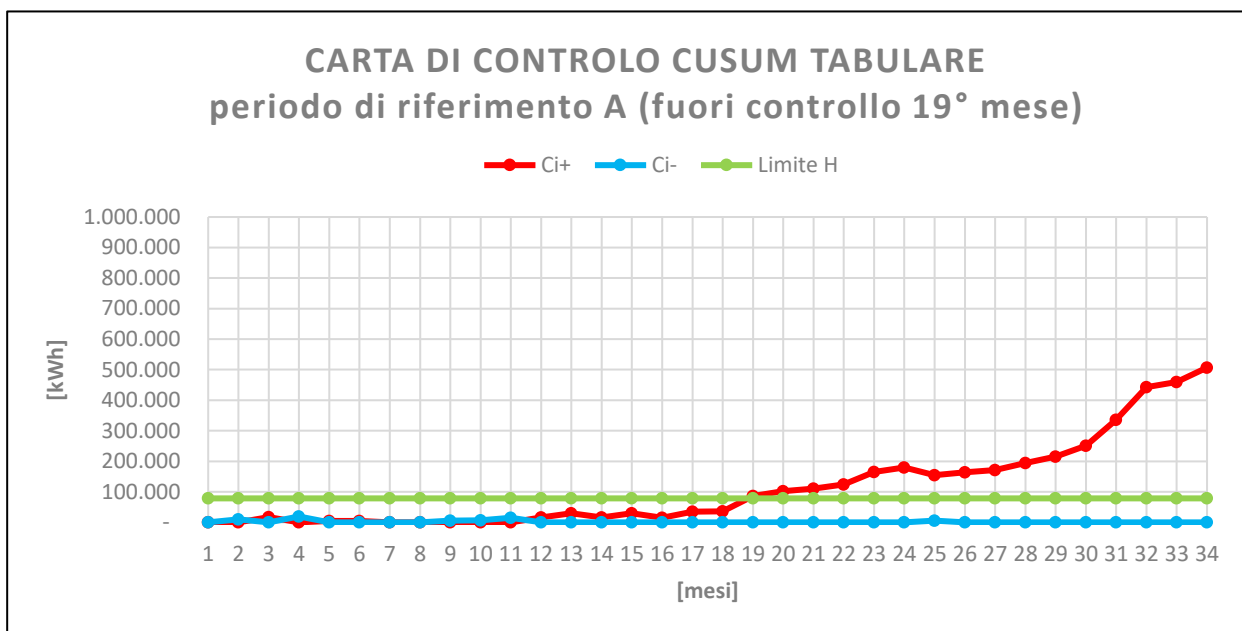


Figura 104 Carta di controllo CUSUM TABULARE - periodo A

La carta di controllo presenta dei limiti che sono invece assenti nel diagramma CUSUM (limite H) e grazie alle statistiche unilaterali C_i^+ e C_i^- permette di identificare i fuori controllo. In effetti, il periodo di monitoraggio successivo a quello di setup va rapidamente fuori controllo: a partire dal 16° mese la statistica C_i^+ inizia a crescere fino ad andare fuori controllo il 19° mese, confermando il primo nodo identificato dal diagramma CUSUM e quindi un cambiamento significativo del modello.

Dal riscontro con l'azienda, è stato confermato che in quei mesi ci sia stata una modifica delle schedules operazionali dell'impianto, per cui delle modifiche impiantistiche connesse a dei cambiamenti di valori di set-point del processo hanno portato a rivedere la configurazione della produzione e in particolare lo stoccaggio di

alcuni prodotti intermedi per cui la correlazione forte dei primi anni non è stata più rispettata.

Come anticipato, risulta evidente quindi che valutare le prestazioni energetiche riferendosi a modelli che non hanno più applicazione sia poco significativo e non in linea con gli obiettivi della ISO 50001. Risulterebbe più efficace riferirsi a consumi più recenti o investire su modelli previsionali più precisi, possibilmente affiancati dall'intelligenza artificiale, che permettano di identificare dei fattori di aggiustamento coerenti e di conseguenza modelli previsionali attuali e affidabili.

La mancanza di consapevolezza e la poca informazione rispetto a queste dinamiche energetiche è diffusa nelle piccole e media realtà industriali, molto più attente ai processi produttivi specifici degli stabilimenti; ciò porta a delle difficoltà intrinseche nell'avvicinamento a pratiche sostenibili fondate sulla gestione energetica e sull'efficientamento energetico. L'Energy Review del Sistema di Gestione dell'Energia andrebbe revisionato alla luce delle considerazioni fatte.

Infine, viene presentata un'ulteriore analisi di caratterizzazione energetica sui consumi elettrici di due sistemi fondamentali al processo produttivo industriale: si tratta delle due resistenze elettriche EB utilizzate per il riscaldamento dell'olio diatermico nel processo finale di distillazione del PBO, processo fortemente energivoro nella produzione del PBO il cui schema impiantistico è riportato in Figura 105.

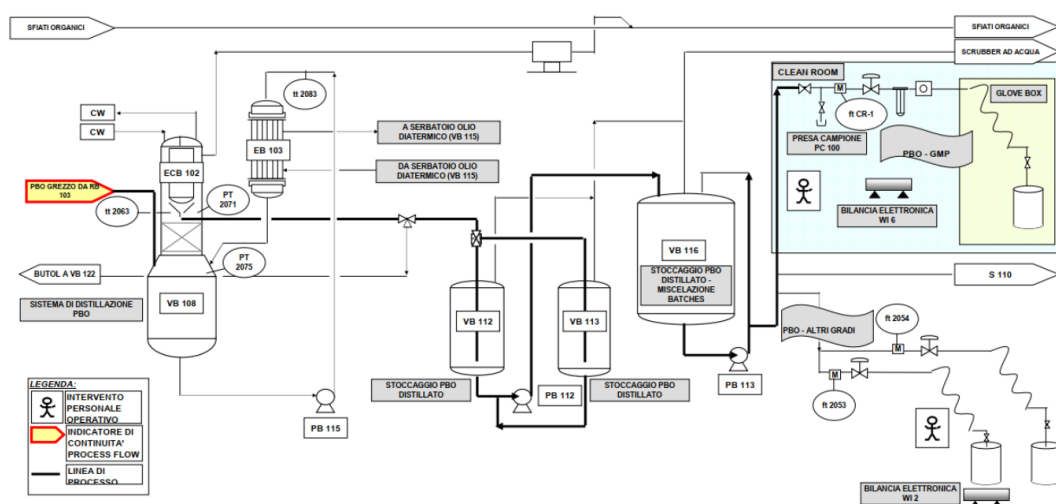


Figura 105 Schema impiantistico fase di distillazione e confezionamento PBO - IMPIANTO 801

Per monitorare le performance di queste utenze, nel SGE viene utilizzata come Energy Baseline la retta di regressione basata sui dati del 2019, anno in cui sono stati installati i

misuratori puntuali dei loro consumi elettrici, dato che si tratta di utenze incidenti sui consumi energetici totali dello stabilimento, contabilizzando 625.925 kWh.

In Figura 106 è riportata la retta di regressione tra i consumi elettrici e la produzione di PBO, avente come riferimento temporale dal 2019 al 2022: in questo caso la correlazione rimane significativa, con un $R^2=0,83$.

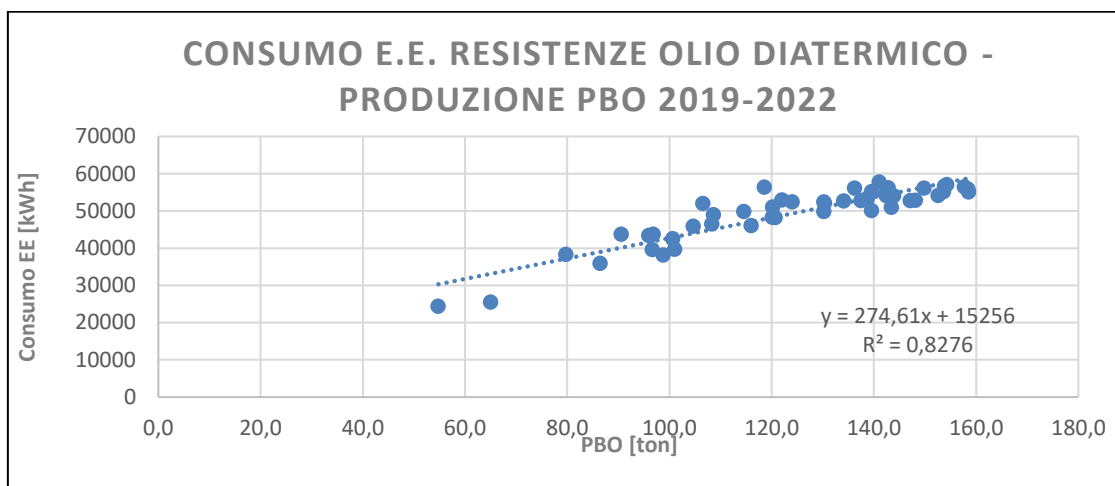


Figura 106 Correlazione consumo energia elettrica resistenze e produzione PBO 2019-2022

Anche in questo caso è stato costruito il diagramma CUSUM, che viene presentato in Figura 107.

Si identificano due periodi che sembrano presentare due modelli diversi, determinando un nodo: il periodo A caratterizzato da una retta di regressione con $R^2=0,85$ e il periodo B con $R^2=0,92$.

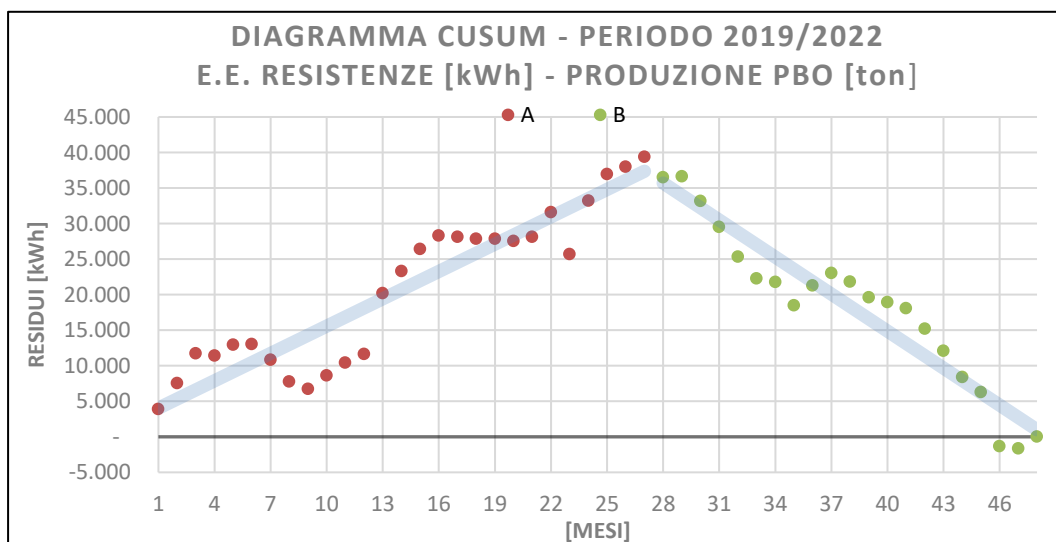


Figura 107 Diagramma CUSUM E.E. Resistenze - Produzione PBO 2019-2022

Tramite CUSUM tabulare è stato verificato il nodo, segnalando effettivamente un cambiamento della retta di caratterizzazione del processo. In Figura 109 e 108 sono riportati il diagramma CUSUM ricostruito facendo riferimento al periodo A e la relativa carta di controllo, con periodo di setup quindi da gennaio 2019 a marzo 2021.

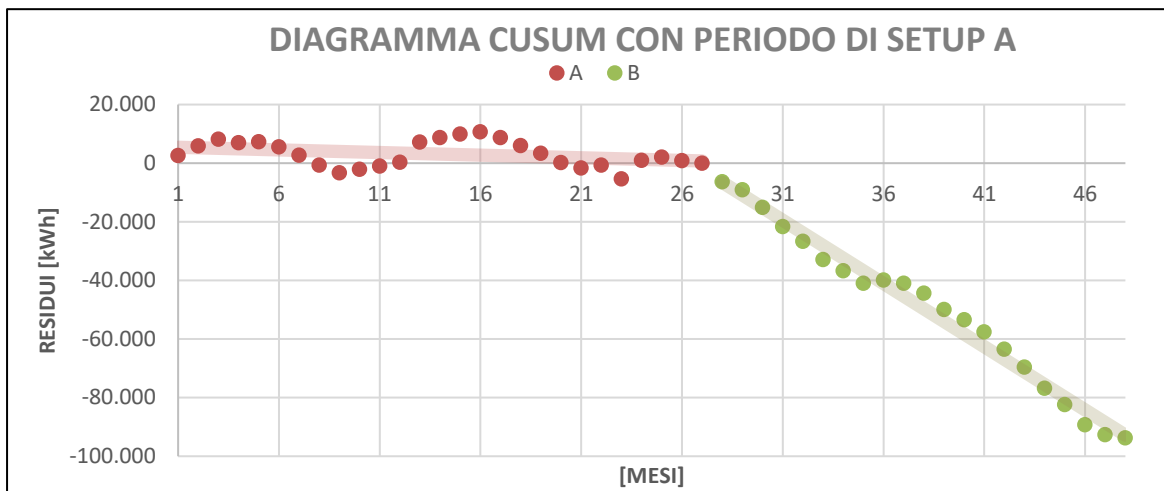


Figura 109 Diagramma CUSUM con periodo di setup A

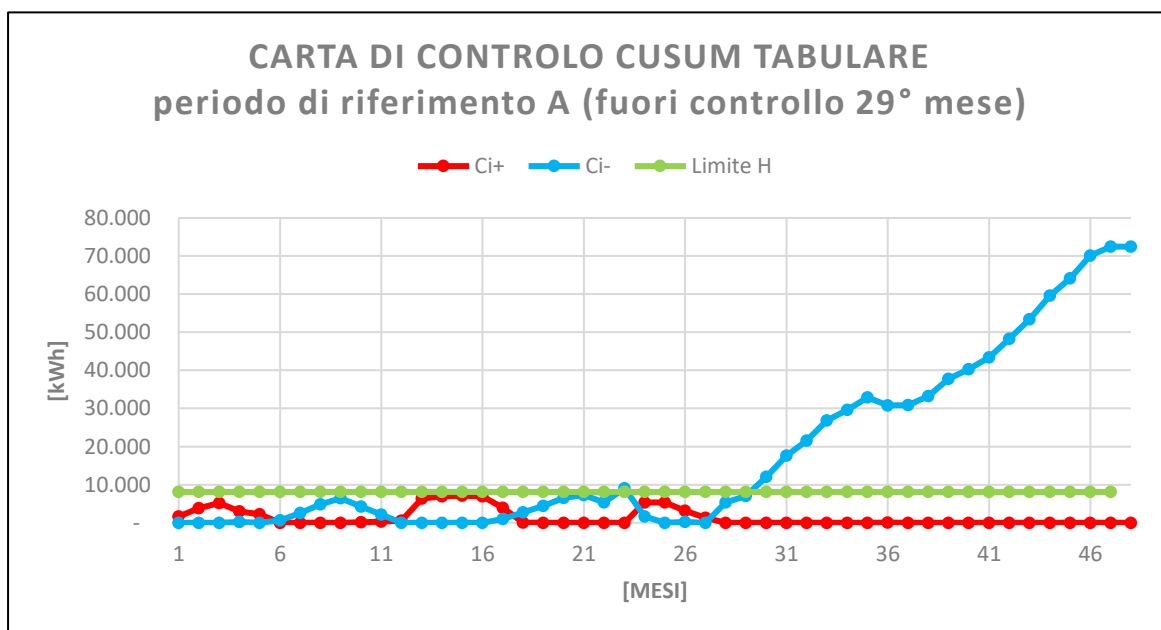


Figura 108 Carta di controllo CUSUM TABULARE - periodo A

A partire dal 27° mese la statistica C_i^- inizia a crescere fino ad andare fuori controllo il 29° mese, confermando il nodo identificato dal diagramma CUSUM in Figura 107 e quindi un cambiamento del modello. Si riporta in Figura 110 anche la carta di controllo costruita con il periodo B come periodo di setup.

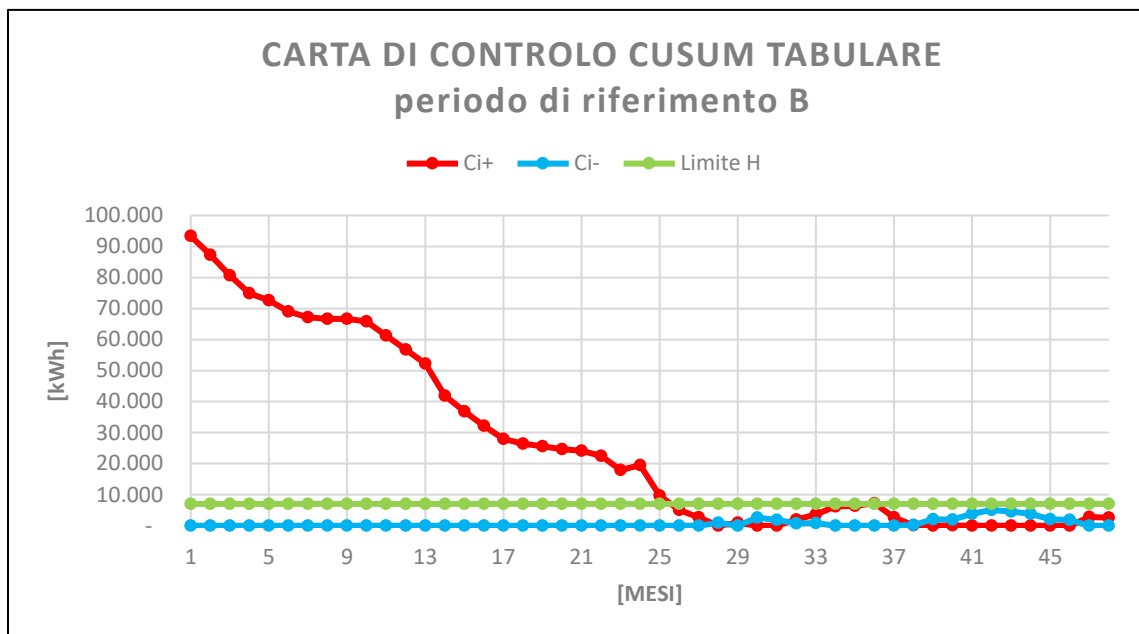


Figura 110 Carta di controllo CUSUM TABULARE - periodo B

Si nota che, nell'intorno dei mesi in cui si verifica il cambiamento di modello, la curva statistica C_i^+ rientra in controllo entro il limite H fino alla fine della finestra temporale analizzata.

Tra un periodo e l'altro, a differenza dell'analisi precedente, la correlazione rimane significativa: ciò è dovuto al fatto che le modifiche impiantistiche e operazionali non hanno influito direttamente sulla fase conclusiva del processo di PBO, dato che i consumi elettrici relativi alla distillazione sono in funzione dell'output, ovvero proprio le tonnellate di PBO ultimate per la vendita senza ulteriori fasi intermedie, garantendo così una correlazione forte e sincronizzata tra i consumi elettrici delle resistenze e il prodotto in uscita.

Nonostante ciò, si sono riscontrati due diversi comportamenti: dal confronto con l'azienda, è stato confermato che il cambiamento di modello verificatosi è stato dovuto ad un processo manutentivo avvenuto a marzo 2021, per cui l'efficienza del processo di distillazione del PBO, e quindi anche delle resistenze stesse, è aumentata ottenendo una diminuzione dei consumi rispetto agli anni precedenti.

Dalla Figura 110 si evince che il secondo periodo risulta essere stabile e più attuale: le statistiche, dopo essere rientrate in controllo, rimangono entro il limite, individuando così un modello stabile da poter utilizzare come riferimento per valutare le performance dei prossimi anni, permettendo la valutazione degli scostamenti dei consumi futuri rispetto ad una caratteristica più attuale e quindi più rappresentativa.

Sarebbe quindi utile aggiornare la baseline per valutare il continuo miglioramento del sistema: un'attività di monitoraggio e controllo dei costi energetici accurata deve essere parte integrante di un Sistema di Gestione dell'Energia.

Per concludere, è utile fare un'ulteriore precisazione: dal Decreto Legislativo 73 del 14 luglio 2020, le imprese energivore hanno anche l'obbligo di dare attuazione ad almeno uno degli interventi di efficientamento energetico individuati dalle diagnosi. In alternativa, possono adottare sistemi di gestione conformi alle norme ISO 50001. Per tale motivo diventa ancora più incidente che il Sistema di Gestione dell'Energia sia finalizzato ad un effettivo miglioramento delle prestazioni energetiche attraverso una corretta attuazione, dato che può essere l'alternativa all'implementazione di interventi di efficientamento energetico.

7 CONCLUSIONI

Il percorso svolto in azienda per l'elaborazione del presente lavoro di tesi ha permesso di attenzionare alcune importanti sfaccettature riguardo al necessario cammino di transizione energetica.

I protagonisti dell'analisi sono state le Piccole e Medie Imprese e il ruolo dell'efficientamento energetico come risposta alle imprevedibili dinamiche caratterizzanti il panorama energetico mondiale. Se da una parte l'efficienza energetica può rappresentare la base per una prospettiva in cui trovano equilibrio sicurezza e transizione energetica, dall'altra parte è inevitabile che si riscontrino difficoltà, soprattutto per le piccole realtà industriali.

Alcune barriere e limiti al percorso di efficientamento energetico per le PMI sono state confermate dalle analisi svolte mediante le diagnosi energetiche per le due realtà industriali descritte.

Tuttavia, si è anche mostrata la potenzialità di tale strumento, evidenziando come la situazione energetica attuale si presti ad interventi di miglioramento tutt'altro che trascurabili per entrambi gli stabilimenti, operando su pratiche impiantistiche e gestionali, garantendo così alla struttura aziendale future prestazioni energetiche migliori, accompagnate di conseguenza da una configurazione di costi più sostenibile.

Dalla conoscenza dei consumi energetici e delle pratiche di ottimizzazione all'effettiva concretizzazione di interventi energeticamente sostenibili possono presentarsi importanti ostacoli: se la consapevolezza e l'informazione delle possibilità di miglioramento, ma anche dei possibili incentivi, possono essere raggiunte dalle piccole imprese, le difficoltà economiche-finanziarie e la mancanza di competenze in ambito

efficienza energetica tendono ad incrementare il distacco verso questo percorso. Tale fattore diventa di fondamentale importanza data la forte relazione tra competitività ed efficienza energetica delle imprese, che sarà via via sempre più determinante.

In quest'ottica anche la diagnosi energetica, che rappresenta il primo approccio al percorso di efficientamento, può perdere di valore: un'impresa che realizza una diagnosi volontariamente, incentivata dai possibili finanziamenti, rischia di vanificare i buoni propositi a causa della possibilità di mancato accesso ai fondi e di conseguenza non ha la possibilità di intervenire dal punto di vista energetico. Non avendo obblighi né possibilità finanziarie, il rischio di frenare il percorso di transizione energetica diventa assai probabile e le piccole realtà che devono far fronte a queste dinamiche sono numerose in Italia. Anche la penetrazione dei sistemi di monitoraggio dei consumi energetici nelle PMI sarebbe fortemente rallentata e questo non è un aspetto da sottovalutare, per i motivi esposti nei capitoli precedenti.

Se invece si osservano le PMI energivore obbligate, diventa di particolare interesse la gestione energetica, di vitale importanza per poter restare competitive, e quindi l'attuazione degli interventi e la verifica costante dei risparmi conseguiti per un miglioramento continuo. In questo caso le barriere possono essere, oltre che sempre di natura finanziaria, di competenza perché spesso la componente energia viene in secondo piano rispetto ad altre voci di costo.

Detto questo, l'efficienza energetica deve avere un impatto tangibile nelle decisioni di pianificazione energetica, di politica e di investimento. Il sistema energetico è in continua evoluzione e richiede strumenti e modelli sia per l'analisi che per la definizione di previsioni e scenari di medio e lungo periodo, oltre che per valutarne l'efficacia delle politiche.

Per affrontare le barriere identificate per le PMI c'è la necessità di continuare a sviluppare strategie e programmi per coinvolgerle in modo significativo e sensibilizzarle ai potenziali benefici delle diagnosi e dei conseguenti miglioramenti dell'efficienza energetica. Inoltre, i policy maker dovrebbero sostenere reti di cooperazione tra Pubbliche Amministrazioni (regionali e locali), figure professionali come EGE o ESCo e PMI per rafforzare i programmi, identificando le barriere e fornendo soluzioni specifiche per le realtà locali. Al fine di garantire standard di qualità per le diagnosi, sarebbe utile promuovere certificazioni per gli EGE e le ESCo che lavorano con le PMI in modo da avere risultati orientati a intervenire effettivamente ed efficacemente sulle performance energetiche, con programmi di supporto e incentivi più ampi e dedicati alle piccole realtà. La norma dovrebbe essere ricevere finanziamenti per attuare le

raccomandazioni delle diagnosi. Per dare fiducia alle PMI e ai finanziatori privati che vogliono investire, soprattutto in misure con lunghi periodi di ammortamento, è necessario che i programmi abbiano un orizzonte temporale più ampio che implichi impegni di finanziamento a lungo termine.

Occorre, dunque, creare migliori condizioni per potenziare la struttura finanziaria dedicata alle PMI, per accompagnarle in un percorso di crescita e di innovazione che coinvolga anche il capitale umano (soprattutto i giovani), rafforzando le competenze verso l'efficientamento energetico e l'utilizzo di nuove tecnologie, in particolare digitali. La digitalizzazione, infatti, avrebbe ricadute strategiche e organizzative, guiderebbe le scelte di investimento e renderebbe il modello organizzativo più. Determinante resta l'efficienza della pubblica amministrazione e la rimozione degli ostacoli burocratici che rallentano i possibili effetti positivi degli incentivi.

In conclusione, è lecito affermare che la transizione energetica per le PMI deve necessariamente essere supportata dalle azioni descritte: le tecnologie innovative utili al perseguimento della decarbonizzazione sono sempre di più ma spesso la loro penetrazione nei mercati è lenta, a causa degli alti costi; in quest'ottica diventa essenziale la gestione energetica, affiancata da competenze in ambito di efficienza energetica. Questo fattore, se ben incentivato e sostenuto finanziariamente, risulterà determinante per la competitività delle PMI e il percorso di sostenibilità ambientale: solo attenzionando anche le piccole utenze finali, sarà possibile perseguire determinati obiettivi, andando ad intervenire sull'intera filiera energetica, in un'ottica di digitalizzazione ed elettrificazione sostenuta da fonti rinnovabili, ottimizzando così la previsione dei consumi energetici, i benchmark di riferimento e le attività di demand side management da parte degli energy provider, contributo verso una direzione comune di contrasto ai cambiamenti climatici.

8 BIBLIOGRAFIA

- [1] Dispense del corso “Gestione dei Sistemi Energetici”, Pietro Gabriele, Elena Giacone, Salvatore Mancò
- [2] IEA – International Efficiency Agency (<https://www.iea.org/topics/global-energy-crisis?language=it>)
- [3] “Rapporto annuale efficienza energetica 2022: analisi e risultati delle policy di efficienza energetica nel nostro Paese”, ENEA, Ilaria Bertini, Giovanni Puglisi, Alessandro Federici, Alessandro Fiorini
- [4] “L’efficienza energetica nei settori economici: diagnosi obbligatorie e attività per le PMI”, ENEA, Marcello Salvio, Enrico Biele, Chiara Martini, Claudia Toro
- [5] “Expensive energy may have killed more Europeans than Covid-19 last winter”, The Economist (<https://www.economist.com/graphic-detail/2023/05/10/expensive-energy-may-have-killed-more-europeans-than-covid-19-last-winter>)
- [6] “Rapporto Regionale PMI 2022”, Confindustria, Cerved
- [7] “La Diagnosi Energetica ai sensi dell’Art. 8 del D.Lgs. 102/2014 e s.m.i., Linee Guida e Manuale Operativo”, Laboratorio DUEE-SPS-ESE Efficienza Energetica nei Settori Economici, ENEA, Marcello Salvio
- [8] Dispense “Interventi di efficienza energetica per le PMI”, ENEA, Chiara Martini
- [9] Dispense “L’importanza della diagnosi e del monitoraggio per le PMI: una panoramica sugli strumenti disponibili”, ENEA, Claudia Toro
- [10] Dispense “Il piano di sensibilizzazione per le PMI ai sensi dell’Art.8 comma 10 ter del D.Lgs. 102/2014”, ENEA, Marcello Salvio
- [11] Dispense “Il monitoraggio nelle diagnosi energetiche: obbligo o opportunità”, ENEA, Vito Introna
- [12] Dispense “Il monitoraggio nel settore industriale e terziario”, ENEA, Fabrizio Martini
- [13] “Mapping SMEs in Europe: data collection, analysis and methodologies for estimating energy consumptions at Country levels”, Progetto LEAP4SME, Stefan Reuter, Petra Lackner, Gabriele Brandl

- [14] “Rapporto Cerved PMI 2022”, Cerved, Antonio Angelino, Fabrizio Balda, Francesca Oliverio, Letizia Sampoli, Fabiano Schivardi
- [15] “Direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica”, Parlamento Europeo
- [16] “D.Lgs. 102/2014”, attuazione della Direttiva 2012/27/UE
- [17] Norme tecniche UNI EN 16247
- [18] “Energy audits market overview and main barriers to SMEs”, LEAP4SME D2.3
- [19] Bando Regione Piemonte “Efficienza energetica ed energie rinnovabili nelle imprese”, Programma Regionale Piemonte F.E.S.R. 2021/2027
- [20] Dispense “Analisi, barriere e misure di supporto per le PMI in Italia e in Europa”, ENEA&LEAP4SME, Enrico Biele
- [21] Dispense “Il tool per l’efficienza energetica delle PMI: casi pratici applicativi”, ENEA, Giacomo Bruni

