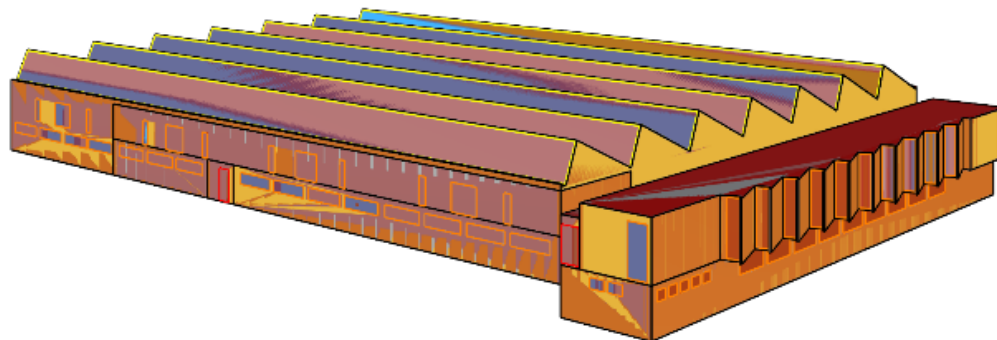




POLITECNICO
MILANO 1863

DIPARTIMENTO DI
ARCHITETTURA,
INGEGNERIA DELLE
COSTRUZIONI E
AMBIENTE COSTRUITO

Diagnosi finalizzata all'efficientamento energetico ed impiantistico



Ottobre 2025

Responsabili scientifici

Claudio Del Pero, Fabrizio Leonforte

Gruppo di Lavoro

Harold Huerto, Anna Roberti

**Dipartimento di Architettura,
Ingegneria delle Costruzioni
e Ambiente Costruito**
Via Giuseppe Ponzio, 31
20133 Milano

Tel. 02 2399 6237
Fax 02 2399 5195
www.abc.polimi.it

Partita Iva 04376620151
Codice Fiscale 80057930150

Sommario

1) INTRODUZIONE	3
2) ANALISI DELLO STATO DI FATTO	4
2.1) EDIFICIO E CONTESTO DI INSERIMENTO	4
2.2) CONTESTO CLIMATICO	5
2.3) STATO DI FATTO ARCHITETTONICO E STRUTTURALE.....	6
2.4) STATO DI FATTO DELLA DOTAZIONE IMPIANTISTICA.....	9
3) ANALISI DEI CONSUMI ENERGETICI	11
3.1) CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA	11
3.2) CONSUMI DI GAS NATURALE.....	13
4) ANALISI DELLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI	15
5) STIMA DEI CONSUMI ENERGETICI TRAMITE SIMULAZIONE.....	17
6) ANALISI DELLA SPESA ENERGETICA	21
7) INDIVIDUAZIONE DELLE PRINCIPALI CRITICITÀ DAL PUNTO DI VISTA ENERGETICO.....	22
8) VALUTAZIONE DEI POSSIBILI INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO.....	23
8.1) SCENARIO A – RIFACIMENTO DELLA COPERTURA	23
8.2) SCENARIO B – POTENZIAMENTO DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	25
8.3) SCENARIO C – MANUTENZIONE STRAORDINARIA IMPIANTO FOTOVOLTAICO E VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE.....	27
8.4) SCENARIO D – RAZIONALIZZAZIONE DEI CARICHI ELETTRICI SUPERFLUI	28
8.5) SCENARIO E – SOSTITUZIONE DEI GENERATORI A GAS CON POMPE DI CALORE	28
8.6) SINTESI DEI BENEFICI OTTENIBILI	29
9) MONITORAGGIO ENERGETICO ED AMBIENTALE	31

1) INTRODUZIONE

Il presente documento ha come obiettivo l'individuazione e l'analisi dettagliata di tutti i consumi energetici afferenti al complesso industriale di proprietà della MECCANOTECNICA SpA, sito in via Casale 16, Torre De Roveri (BG).

L'audit energetico rappresenta infatti lo strumento principale per conoscere e quindi intervenire efficacemente sulla situazione energetica dell'edificio oggetto di analisi. L'intero lavoro è stato effettuato attraverso una valutazione approfondita condotta utilizzando la documentazione fornita dalla committenza e le informazioni desunte da sopralluoghi effettuati.

L'attività è stata svolta in conformità con i seguenti standard normativi:

- UNI CEI EN 16247. La norma costituisce il principale riferimento nazionale per le diagnosi energetiche.
- UNI/TR 11775. È un rapporto tecnico che costituisce una linea guida per l'esecuzione delle diagnosi energetiche degli edifici. Il rapporto tecnico fornisce in particolare indicazioni operative relative alle diverse fasi di una diagnosi energetica di un edificio.

Nel dettaglio, come indicato dalla norma UNI CEI EN 16247-2, la procedura generale di diagnosi ha previsto le seguenti fasi:

1. contatti preliminari con la committenza;
2. comunicazioni con la committenza per lo scambio iniziale di dati ed informazioni;
3. incontri preliminari per definire gli obiettivi della diagnosi;
4. raccolta sistematica di dati ed informazioni tecniche;
5. sopralluoghi e confronto con i tecnici della committenza;
6. elaborazione ed analisi;
7. redazione del rapporto di diagnosi energetica.

In accordo con tale metodologia, sono stati in primo luogo raccolti ed analizzati i dati di consumo e costo energetico relativi alle utenze elettriche, termiche e frigorifere (potenza, assorbimento orario, fattore di utilizzo, ore operative ecc.). Si è poi proceduto nella ricostruzione del modello energetico dell'edificio oggetto di analisi. Da tale modello è stato quindi possibile ricavare la ripartizione delle potenze e dei consumi per tipo di utilizzo (illuminazione, condizionamento invernale ed estivo, altri servizi, ecc.), suddivisi per le diverse zone climatizzate o funzionali.

Sono state infine individuate le principali voci di consumo ed ipotizzate delle strategie di intervento per l'efficientamento del complesso, stimandone anche i relativi tempi di ritorno.

Si precisa che laddove le informazioni disponibili non sono risultate completamente esaustive, si è ricorso ad assunzioni derivate da buone pratiche progettuali e/o dati di letteratura.

2) ANALISI DELLO STATO DI FATTO

Nel presente capitolo si riporta la disamina dettagliata del contesto di riferimento e dello stato di fatto, secondo quanto descritto di seguito.

2.1) Edificio e contesto di inserimento

L'edificio oggetto d'intervento è ubicato in via Casale 16 a Torre De Roveri (BG), alla latitudine di 45°42'00.4" N, alla longitudine di 9°45'43.0" E ed all'altitudine di 296 m s.l.m.

L'edificio ha una destinazione d'uso per il settore terziario/industriale ed ospita gli uffici e gli spazi produttivi della MECCANOTECNICA SpA.

Il complesso di cui fa parte l'edificio, costruito a partire dal 1964, comprende tre corpi di fabbrica ad un piano fuori terra, con una parte soppalcata e una zona interrata, per un totale di circa 13.000 m². I 3 corpi di fabbrica risultano strutturalmente e dimensionalmente simili.

Nella presente diagnosi, su richiesta della committenza, l'analisi è stata condotta esclusivamente sul capannone denominato "reparto 30", avente un'area coperta di 2.813 m² ed un'altezza totale (considerando il colmo degli shed), di 7,76 metri.

Il fabbricato dispone di un piano terra che ospita il reparto produttivo e una zona con locali di servizio. In una porzione dell'edificio è presente un piano rialzato che ospita gli uffici ed un piano interrato contenente l'archivio.



Figura 2.1 – Vista del complesso industriale

Le seguente immagine mostra la distribuzione dei locali nei piani principali dell'edificio.

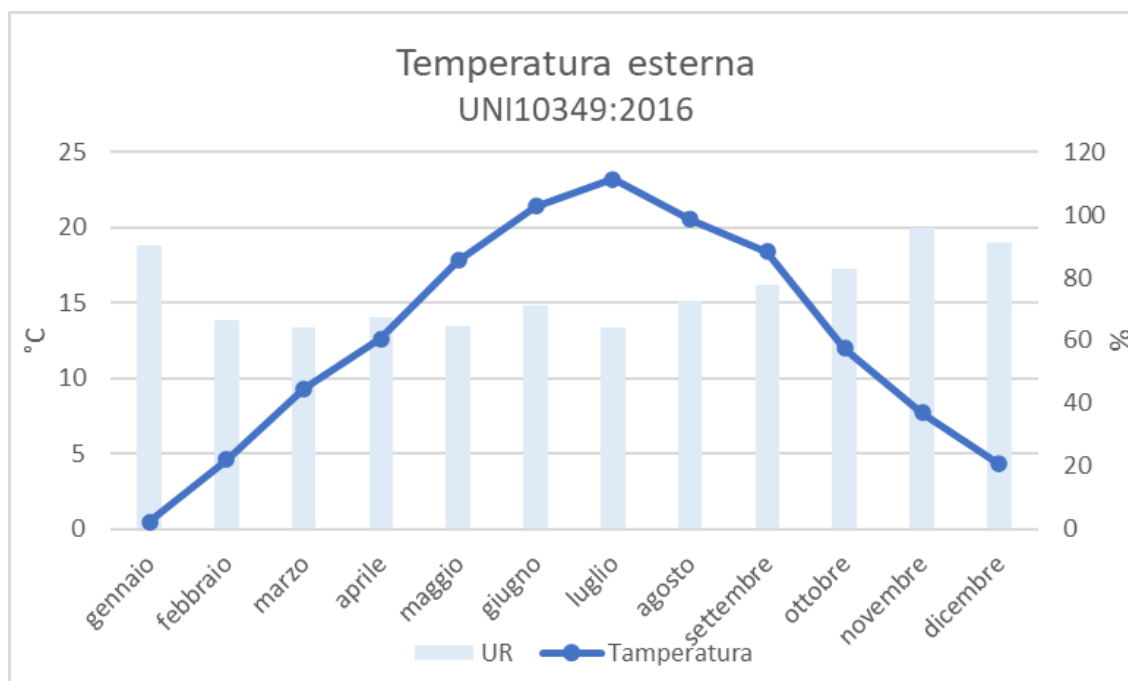


Figura 2.3 – Dati medi mensili di temperatura ed umidità relativa

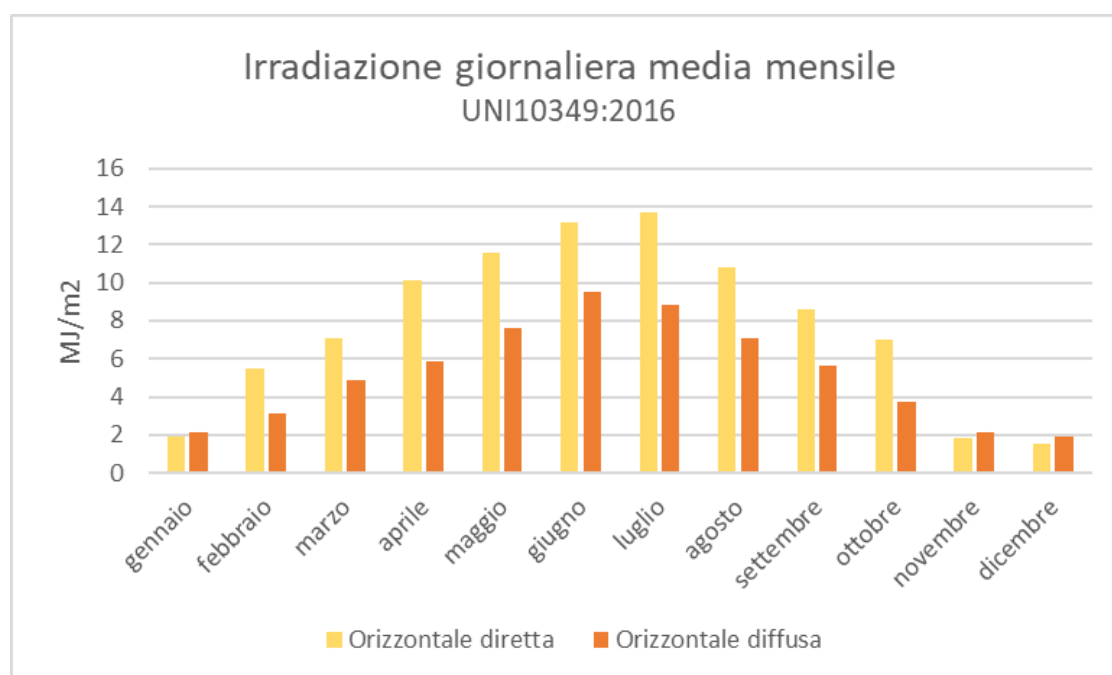


Figura 2.4 – Dati medi mensili di irradiazione giornaliera diretta e diffusa

2.3) Stato di fatto architettonico e strutturale

Strutturalmente il capannone è costituito da 40 pilastri a traliccio metallico, ancorati su fondazioni a plinti isolati in c.a. gettati in opera, disposti su 8 file di interasse di 6 metri e formanti 4 campate di luce 13,60 metri.

I tamponamenti esterni presentano blocchi in calcestruzzo alleggerito dello spessore di 250 mm, privi di isolamento. Le strutture orizzontali sono costituite da travi reticolari metalliche di luce massima 14,30 metri e da copertura a shed che presenta, dall'esterno verso l'interno, una lamina ondulata tipo COVERIB, un coibentazione con lana di vetro spessore 3 cm e una finitura interna in lamiera preverniciata. Per permettere l'ingresso della luce, il lato esposto verso nord degli shed presenta una superficie vetrata realizzata con lastre di vetro singolo retinato, spessore 6 mm. Nella seguente immagine è riportata una vista dalla struttura portante in carpenteria e della copertura a shed.



Figura 2.5 – Vista della struttura portante in carpenteria metallica e della copertura a shed

Di seguito, sono state definite le principali proprietà fisiche dei materiali che costituiscono le pareti esterne, la copertura e la pavimentazione, come riportato di seguito.

	Materiale	Spessore [m]	Calore specifico [J/kgK]	Conducibilità [W/mK]	Densità [kg/m³]
Pareti esterne	Blocchi Leca B25 ST	0,25	1000	0,703	1600
Copertura	Lamiera Ondulit COVERIB	0,0024	502	50	7850
	Lana di vetro	0,03	1030	0,040	50
	Lamiera preverniciata	0,0006	502	200	7850
Pavimentazione	Calcestruzzo	0,3	1000	1,4	2000

Tabella 2.1 – Proprietà fisiche dei principali materiali dell'edificio

Per le superfici vetrate, invece, sono stati riportati anche i valori dei serramenti già sostituiti negli anni (presenti negli spazi destinati ad ufficio), che risultano avere prestazioni nettamente migliori rispetto ai vecchi vetri singoli ancora presenti nella copertura a shed e nelle finestre della zona della fabbrica.

	Trasmittanza [W/m²K]	Trasmissione luminosa	Fattore solare
Serramenti sostituiti	1,2	0,69	0,47
Serramenti originali	5,8	0,7	0,7

Tabella 2.2 – Proprietà termofisiche dei diversi vetri dell'edificio



Figura 2.6 – Vista di un serramento dotato di vetro singolo, presente in una parete della zona produttiva

A livello generale l'involucro risulta avere scarse prestazioni termofisiche, principalmente a causa dell'insufficiente livello di coibentazione. L'unico strato isolante, posto nel pacchetto di copertura, ha infatti uno spessore ridotto, è presente in modo non omogeneo e risulta in cattivo stato di conservazione.

2.4) Stato di fatto della dotazione impiantistica

Si riporta di seguito una breve descrizione dei principali sistemi impiantistici presenti nell'edificio.

RISCALDAMENTO

Sulla base delle informazioni comunicate dalla committenza, nel periodo di riscaldamento tutti i locali vengono riscaldati, all'incirca, tra le 6:00 e le 18:30, con la temperatura di set point pari a:

- 18°C negli spazi produttivi.
- 22°C nelle zone adibite ad ufficio.

Nelle restanti ore la temperatura di set point risulta pari a circa 12°C negli spazi produttivi e 18°C nelle zone adibite ad ufficio.

Dal punto di vista impiantistico, il reparto produttivo è riscaldato tramite due generatori d'aria calda alimentati a metano, mentre gli uffici e i locali dei servizi sono riscaldati tramite due caldaie a condensazione collegate ad un impianto idronico con sistema di emissione a fan coil.

Di seguito si riassumono le caratteristiche principali dei generatori di calore.

Tipologia	Alimentazione	Costruttore	Modello – Matricola	Potenza Nominale	Anno	Servizio
Generatore Con Bruciatore	Metano	Termomecsol	G 300 214/G – Abbinato a bruciatore RIELLO 886T	348,8kW	1991	Riscaldamento reparto produzione
Generatore Con Bruciatore	Metano	Termomecsol	G 300 214/G – Abbinato a bruciatore TERMOMECSOL Z2G	348,8kW	1991	Riscaldamento reparto produzione
Caldaia	Metano	Baxi	CALDAIA BAXI POWER HT 1850 - Matr. B90334063	85 kW	2009	Riscaldamento Ufficio post-vendita, bagni, refettorio, saletta riunioni + Acqua calda sanitaria
Caldaia	Metano	Baxi	CALDAIA BAXI POWER HT 1850 - Matr. B90334061	85 kW	2009	Riscaldamento Ufficio commerciale, piano seminterrato

Tabella 2.3 – Caratteristiche principali dei generatori di calore presenti nell'edificio

Nella seguente immagine si riporta una vista di uno dei generatori di calore ad aria a servizio dello spazio produttivo.



Figura 2.7 – Vista di uno dei generatori di calore a gas nello spazio produttivo

RAFFRESCAMENTO

In estate gli uffici ed i locali di servizio vengono raffrescati, mediamente tra le 7:00 e le 18:30, con una temperatura di set-point di 25°C.

Il reparto produttivo non è invece raffrescato e sulla base delle indicazioni fornite della committenza, nel periodo estivo si creano di sovente condizioni di discomfort.

I gruppi frigo destinati alla climatizzazione estiva hanno le caratteristiche riassunte nella seguente tabella.

Unità Esterne							Unità Interne			Anno
Ubicazione	N. Motori	Modello	kW	Fluido	Q.Tà [kg]	GWP	Ubicazione	N. Elem.	Modello	
UFFICIO PV - lato Nord Rep.30 (+ sala riunioni e mensa piano terra)	1	RHOSS CY01100006	51,3	R410A	17,9	2088	UFFICIO PV - Rep.30	13	FAN COIL RHOSS a terra	2014
UFFICIO COMMERCIALE - lato Ovest Rep.30	1	RHOSS TCAE 245T	46,4	R407C	11	1774	UFFICIO COMMERCIALE - Rep.30	7	FAN COIL RHOSS a terra	2004

Tabella 2.4 – Caratteristiche principali dei gruppi frigoriferi a servizio dell'edificio

3) ANALISI DEI CONSUMI ENERGETICI

Nel presente capitolo vengono analizzati i consumi storici dell'edificio ed in particolare quelli di energia elettrica e di gas naturale.

L'analisi è stata basata sui dati riportati sulle fatture relative alle forniture energetiche ed hanno quindi una scansione mensile.

3.1) Consumi di energia elettrica

Per i consumi di energia elettrica non vi è una contabilizzazione separata per ciascun edificio, in quanto il POD è unico. In base a valutazioni effettuate dalla committenza risulta che il reparto 30 abbia un consumo pari a circa il 40% del totale della fornitura dell'insediamento. Tale informazione deve essere tuttavia verificata mediante un sistema di monitoraggio, secondo quanto illustrato di seguito nel Capitolo 9.

Di seguito si riporta l'andamento mensile dei consumi del reparto 30, stimato quindi come quota parte dei consumi elettrici totali.

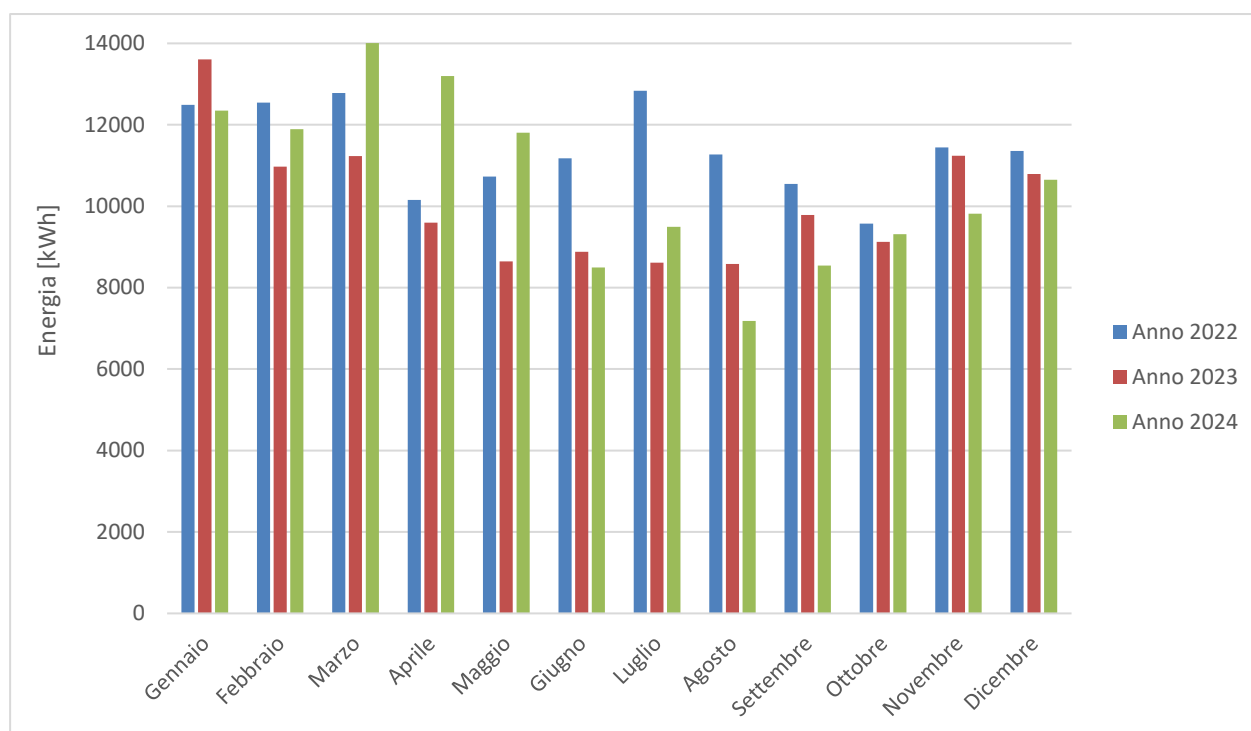


Figura 3.1 – Consumi di energia elettrica del reparto 30 negli ultimi tre anni

Il consumo annuo di energia elettrica nel triennio 2022-2024, che è al netto della quota prodotta dal fotovoltaico ed autoconsumata istantaneamente, rimane pressoché costante con un consumo annuo totale di 136.908 kWh nel 2022, 119.459 kWh nel 2023 e 125.442 kWh nel 2024, con una media di circa 125.500 kWh/anno. L'andamento mensile è circa costante, con una leggera flessione nei mesi estivi imputabile appunto al contributo dell'impianto fotovoltaico. Si precisa

che la quota di consumo efferente al reparto 30 è stata stimata dalla proprietà quindi non rappresenta un dato determinato analiticamente.

Stabiliti i consumi annui derivanti dalla lettura delle fatture energetiche, si è proceduto ad effettuare una ripartizione dei consumi per i principali apparecchi elettrici presenti nel reparto. Ciascuno di questi è stato catalogato per quantità, potenza, fattore di carico nominale e durata di accensione. Il calcolo del consumo annuale è stato definito come somma dei consumi mensili, che tengono in considerazione i profili stagionali di utilizzo dei macchinari ed il periodo di chiusura estiva dell'attività produttiva.

Per ciascun apparecchio sono quindi stati considerati:

- La potenza nominale, ovvero quella massima assorbita, in kW;
- Il fattore di carico medio, ovvero la percentuale media di sfruttamento della potenza normale in condizioni operative;
- Il periodo operativo, ovvero le ore/giorno in cui ciascun apparecchio risulta operativo nel periodo di normale operatività dell'azienda;
- I giorni di operatività mensili, pari alle giornate lavorative medie mensili.

Apparecchio	Potenza [kW]	Fattore di carico [%]	Periodo operativo [ore/giorno]	Consumo giornaliero [kWh/giorno]	Giorni operativi al mese	Consumo annuo [kWh]
Banco prova collaudo oscillatori	1,2	1	24	28,8	4	1.336
Essiccatore dfe31	2,5	1	8	20	20	4.640
Compressore gal5+	15	0,8	8	96	20	22.272
Compressore gal5	15	0,8	0	0	0	0
Caricabatterie carrello elevatore	10,5	1	6	63	4	2.923
Pressa Omcn 154/nl	1,5	1	1	1,5	4	69,6
Pressa t12	4	1	1	4	4	185,6
Pressa Galdabini	6	1	1	6	4	278,4
Mola a nastro	0,18	1	1	0,18	4	8,3
Mola a spazzola	1,1	1	1	1,1	4	51
Lapidello	4	1	1	4	4	185,6
Trapano a colonna	1	0,5	1	0,5	4	23,2
Pressa Omcn	1,5	1	1	1,5	4	69,6
Tornio Labor	3,3	0,7	1	2,31	4	107
Postazioni pc	6	0,4	8	19,2	20	4.454
Illuminazione	6	1	9	54	20	7.499
Generatori aria calda	12	0,9	12	129,6	20	18.144
Centrale termica uffici	3,5	0,9	12	37,8	20	5.292
Condizionatori	30	variabile	12	252	variabile	13.576
Fancoil	6	1	8	48	20	11.136
Zona break	1,6	0,3	24	11,52	30	4.009
Macchine in collaudo	15	1	8	120	20	27.840
TOTALE						124.099

Tabella 3.1 – Stima del consumo annuo di energia per gli apparecchi elettrici del reparto

Si precisa che il calcolo del consumo annuale è stato effettuato considerando la variabilità di funzionamento delle apparecchiature nei diversi mesi (es. condizionatori e generatori di aria calda), tenendo quindi in considerazione solo i periodi in cui si suppone siano operative.

Come si può osservare, il consumo annuo stimato risulta con buona approssimazione coincidente con il consumo elettrico medio derivato dalle fatture energetiche, confermando quindi l'attendibilità delle stime effettuate.

Ricostruiti così i profili di utilizzo di ciascun apparecchio è stata stabilita la ripartizione dei consumi come riportato nei seguenti grafici.

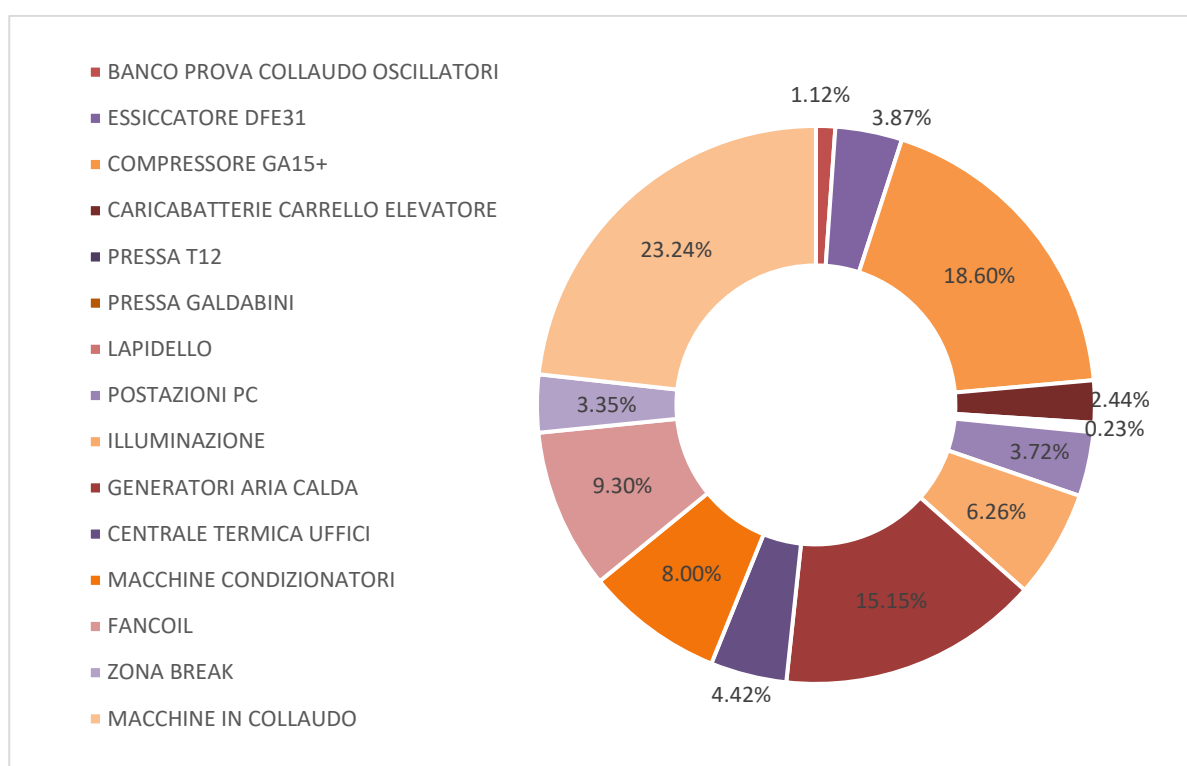


Figura 3.2 – Ripartizione dei consumi di energia per i principali apparecchi elettrici

Come è possibile osservare, risultano particolarmente rilevanti i consumi relativi alle macchine in collaudo (23%) ed al compressore (18%). Altrettanto significativi sono i consumi derivanti dai generatori di aria calda (15%).

Il consumo per climatizzazione estiva degli uffici risulta invece pari all'8% del totale (a cui va però sommata la quota parte di consumo dei fan coil, per un totale stimato pari al 12%), anche se tale quota di consumo risulta pesantemente influenzata dalle specifiche condizioni climatiche quindi può variare di anno in anno in modo consistente.

3.2) Consumi di gas naturale

I consumi di gas metano riferiti al reparto 30 sono stati invece desunti delle letture del contatore relativo all'edificio e vengono riassunti nella seguente tabella.

Mese	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024
Gennaio	16.756	11.875	13.571
Febbraio	10.546	9.362	7.687
Marzo	8.956	5.173	5.123
Aprile	3.587	3.088	3.617
Maggio	157	138	134
Giugno	56	55	266
Luglio	39	49	48
Agosto	42	44	35
Settembre	84	57	91
Ottobre	507	467	1575
Novembre	6.889	8.856	8.231
Dicembre	9.989	9.516	13.099
TOTALE	57.608	48.680	53.477

Tabella 3.2 – Consumi totali di gas metano del reparto 30 [m³]

Dai dati precedentemente riportati si desume che i consumi totali di gas metano risultano pari a 57.608 m³ nel 2022, 48.680 m³ nel 2023 e 53.477 m³ del 2024, suddivisi nei mesi dell'anno coerentemente con l'utilizzo del gas all'interno dell'edificio. Il gas metano viene impiegato sostanzialmente per l'alimentazione delle caldaie e dei generatori di aria calda per riscaldamento ambienti. Il consumo medio nel triennio è quindi pari a circa 52.000 m³/anno.

Si nota tuttavia una certa variabilità tra gli anni analizzati, chiaramente dovuta anche alle diverse condizioni climatiche. Si è quindi proceduto anche al calcolo dei consumi normalizzati sui Gradi Giorno di ciascun anno, forniti da ARPA Lombardia, come successivamente presentato.

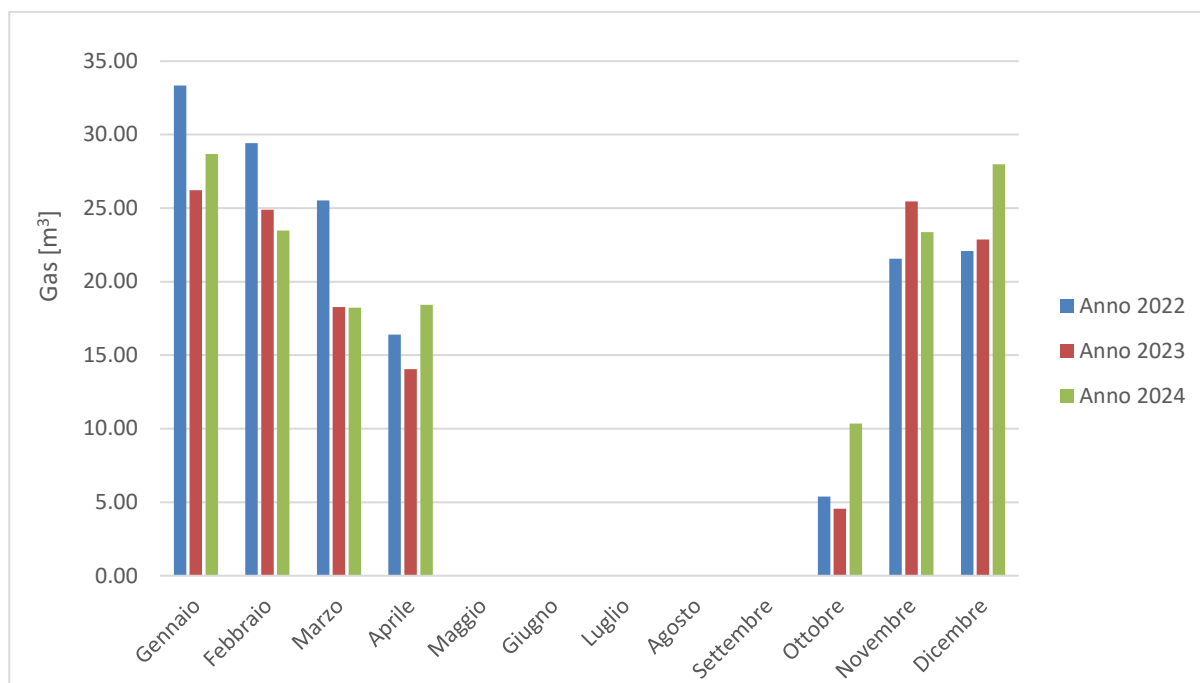


Figura 3.3 – Consumi di gas metano normalizzati sui Gradi Giorno invernali

Il processo di normalizzazione ha quindi ridotto la variabilità annuale, ottenendo un valore medio pari a 147 m³/GG.

4) ANALISI DELLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

Dal 2023 il complesso industriale dispone di un impianto fotovoltaico, suddiviso sui tre capannoni come segue.

Edificio	N. moduli	Potenza modulo [W]	Potenza Impianto [kW _p]
REP.10	164	390	63,96
REP.20	114	390	44,46
REP.30	80	390	31,20
Totale	358		139,62

Tabella 4.1 – Dimensione de 3 impianti fotovoltaici presenti in copertura

Le letture relative alla produzione dell'impianto fotovoltaico, relative al 2023 ed al 2024, risultano suddivise tra i vari reparti, fornendo un dato di produzione mensile, secondo quanto riportato di seguito.

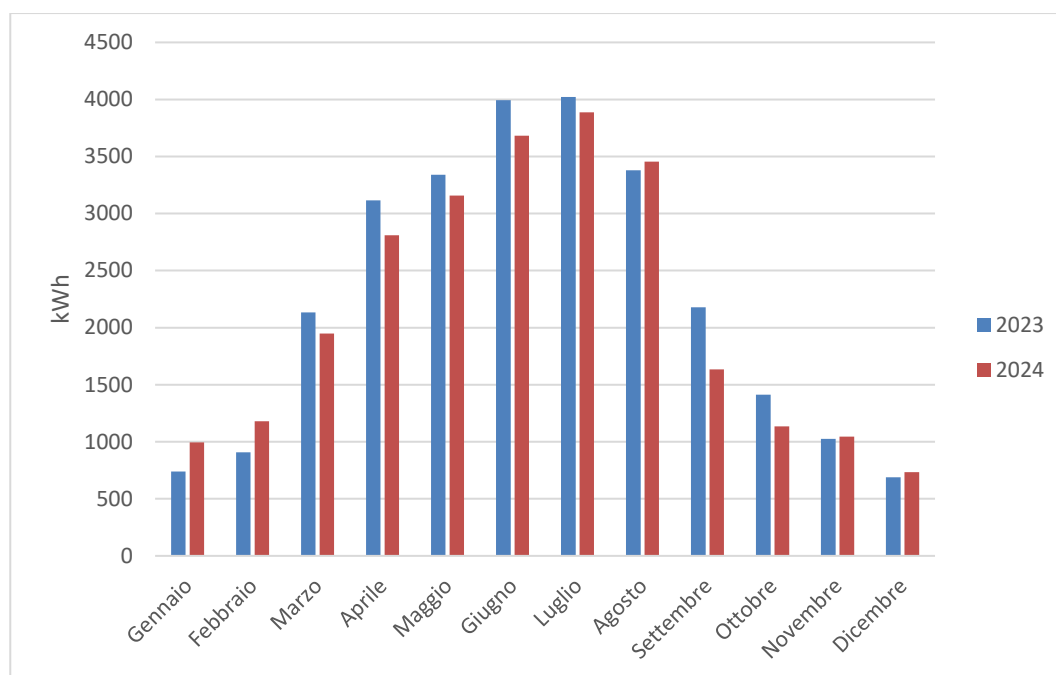


Figura 4.1 – Produzione dell'impianto fotovoltaico del reparto 30

I dati dimostrano una producibilità media annua paria a circa 26.000 kWh, corrispondenti quindi ad approssimativamente 830 kWh/kW_p. Tale valore risulta leggermente inferiore alla produttività attesa, che dovrebbe attestarsi intorno ai 900 kWh/kW_p. Si suggerisce quindi una verifica dei moduli fotovoltaici, che potrebbero essere soggetti ad elevato deposito di polvere/particolato, a causa della loro posizione orizzontale.

Per quanto riguarda invece l'energia immessa in rete non vi è una suddivisione per reparto, poiché viene contabilizzata da un unico contatore per l'intero insediamento. È stata quindi calcolata la percentuale mensile prodotta nel reparto di interesse rispetto al totale, e la stessa percentuale è stata poi considerata per l'energia immessa in rete. Sottraendo quindi dall'energia prodotta quella

immessa in rete si è stimata l'energia autoconsumata dal reparto in analisi, comparata poi, come si vede dal grafico, con quella ceduta e quella presa della rete.

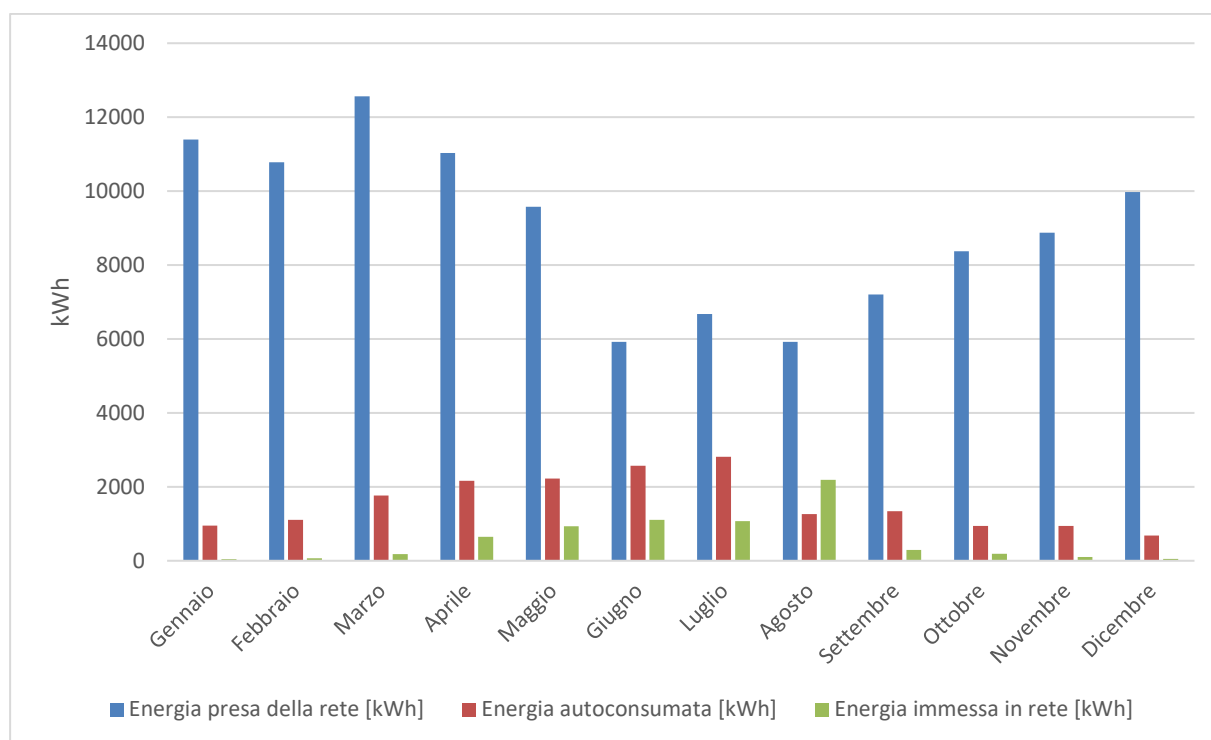


Figura 4.2 – Energia prelevata dalla rete, autoconsumata ed immessa in rete

Dall'analisi emerge che la maggior parte dell'energia prodotta viene autoconsumata, e come tipicamente accade, in inverno l'immissione in rete è poca o quasi nulla, mentre risulta maggiormente significativa in estate; tale quota arriva a superare quella autoconsumata solo nel mese di agosto, a causa della chiusura dell'azienda per ferie per 15 giorni. È però possibile notare che l'energia richiesta dalla rete rimane comunque in quantità significativa durante tutto l'anno e che quindi il contributo del fotovoltaico non è mai sufficiente a coprire neanche il 50% dei consumi elettrici attuali.

In generale, al netto quindi della quota autoconsumata, si nota un calo dei consumi nel periodo estivo, dovuta principalmente alla minor incidenza dei consumi di illuminazione artificiale e di riscaldamento.

5) STIMA DEI CONSUMI ENERGETICI TRAMITE SIMULAZIONE

Al fine di effettuare le analisi energetiche approfondite e stimare il potenziale di risparmio, si è reso necessario costruire un modello energetico digitale dell'edificio, in grado di simularne in modo attendibile il comportamento e, conseguentemente, di stimare il risparmio associato ad interventi di efficientamento.

Più nel dettaglio, la modellazione geometrica, sviluppata mediante il software *Rhinoceros*, ha consentito di creare un modello tridimensionale fedele quanto più possibile allo stato di fatto, per poter permettere di simularne il comportamento in modo attendibile.

Nella seguente immagine viene mostrata una vista del modello creato.

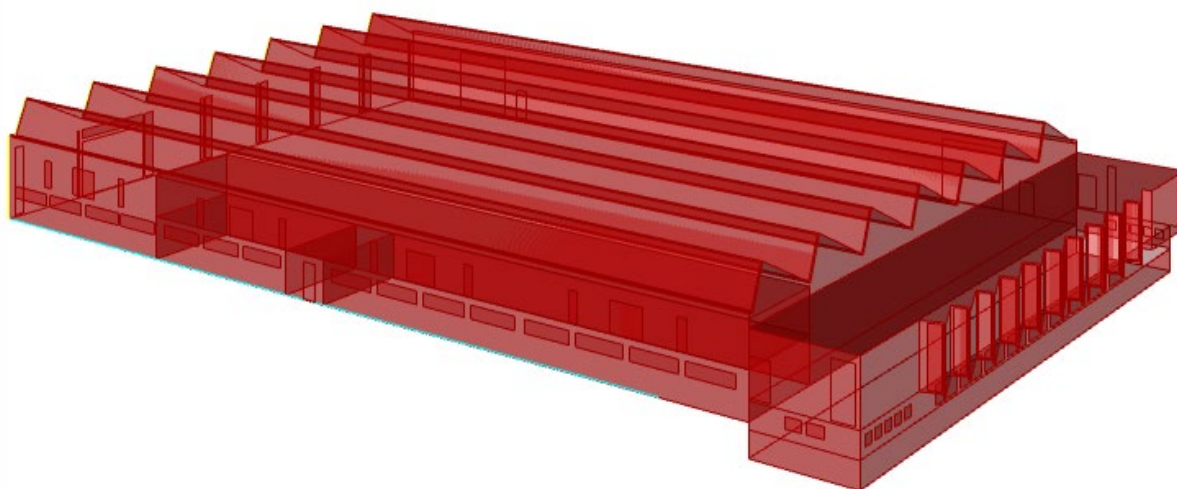


Figura 5.1 – Vista del modello energetico digitale dell'edificio

Ai fini della predisposizione della simulazione energetica, condotta mediante il plug-in *Grasshopper*, i vari ambienti, o un insieme di ambienti accomunati da simili condizioni di utilizzo, sono stati modellati come zone termiche. Per ciascuna di esse sono state definite le condizioni al contorno, comprendenti densità di occupazione, potenza dell'illuminazione, potenza delle apparecchiature, ventilazione e setpoint di temperatura.

Laddove disponibili, tali dati sono stati forniti direttamente dall'azienda o rilevati in occasione del sopralluogo effettuato; nei casi in cui le informazioni non fossero presenti, si è fatto riferimento a profili d'uso standard, relativi alla zona climatica in questione. In particolare per gli ambienti accessori è stata utilizzata come riferimento la normativa UNI-TS 11300 per la definizione dei valori medi per i carichi interni, persone, illuminazione ed apparecchiature. Per la zona produttiva, invece, è stata effettuata un'analisi più dettagliata, con schedule temporali, al fine di impostare profili di utilizzo più precisi che descrivono l'effettiva operatività del ciclo produttivo.

I principali valori utilizzati nella simulazione sono riassunti di seguito.

Zone termiche	m²	Persone per m²	Illuminazione [W/m²]	Apparecchiature [W/m²]	Ricambio d'aria [volumi/ora]	Setpoint (riscaldamento/raffrescamento)
Fabbrica	2210	0,01	6	5	0,5	21 ¹ /-
Uffici	549		6		0,7	21/25
Servizi	260		2		1	21/25
Archivio	267	0,01	1	-	0,8	20/-

Tabella 5.1 – Parametri di simulazione

In seguito sono state definite le principali proprietà fisiche dei materiali che costituiscono l'involucro edilizio, come riportato di seguito.

	Materiale	Spessore [m]	Calore specifico [J/kgK]	Conducibilità [W/mK]	Densità [kg/m³]
Pareti esterne	Blocchi Leca & Beton B25 ST	0,25	1000	0,703	1600
Copertura	Lamiera Ondulit COVERIB	0,0024	502	50	7850
	Lana di vetro	0,03	1030	0,040	50
	Lamiera preverniciata	0,0006	502	200	7850
Pavimentazione	Calcestruzzo	0,3	1000	1,4	2000

Tabella 5.2 – Caratteristiche termofisiche dell'involucro

Per le superfici vetrate, invece, sono stati differenziati i valori dei serramenti già sostituiti negli anni e di quelli originali, dotati di vetro singolo ed ancora presenti nella copertura a shed e nelle finestre della zona della fabbrica. Inoltre, al fine di simulare le reali condizioni di utilizzo dell'edificio nello stato pre-retrofit, è stato considerato un fattore di sporco del 30% che riduce la trasmissione effettiva dei vetri, limitando l'ingresso della radiazione solare.

	Trasmittanza [W/m²K]	Trasmissione luminosa	Fattore solare
Infissi sostituiti	1,4	0,69	0,47
Infissi originali	6,2	0,7	0,65

Tabella 5.3 – Caratteristiche termofisiche delle finestrate

¹ si è considerato un set point più alto di quello effettivo in considerazione dell'elevata stratificazione termica dell'edificio, che causa temperature più elevate in prossimità della copertura.

Il modello energetico così impostato è stato quindi simulato con un file climatico basato sulle temperature reali rilevate da ARPA Lombardia nel 2022, anno utilizzato come riferimento, ottenendo i seguenti risultati.

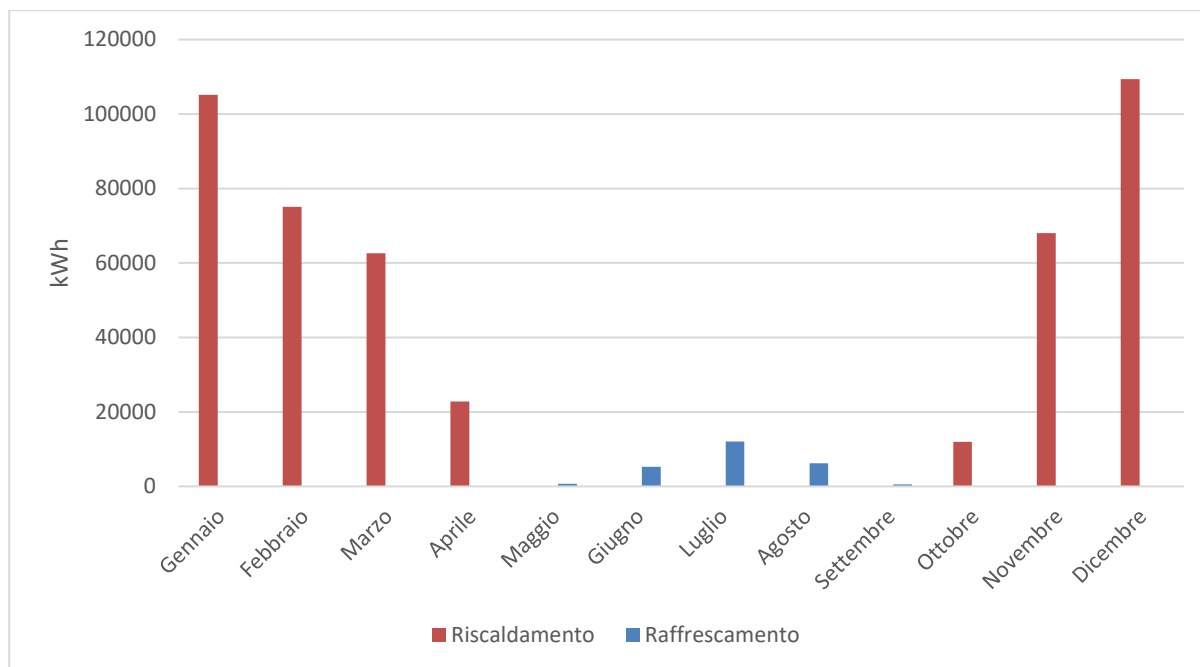


Figura 5.2 – Stima del fabbisogno termico per riscaldamento invernale e raffrescamento estivo

Analizzando i dati ottenuti dal modello di simulazione emerge un fabbisogno termico dell'edificio per riscaldamento invernale di circa 455.000 kWh anno (equivalenti a circa 130 kWh/m²) e per raffrescamento estivo di circa 24.000 kWh anno.

Il fabbisogno reale di riscaldamento nel 2022 è stato invece derivato dal consumo di gas naturale dello stesso anno, pari a circa 57.600 m³. Ipotizzando quindi un potere calorifico inferiore del gas di 9,7 kWh/m³ ed un rendimento medio dei generatori di calore dell'85%, il fabbisogno reale è stato stimato pari approssimativamente a 470.000 kWh, corrispondenti a circa 134 kWh/m²anno.

Il fabbisogno ottenuto risulta coerente con il consumo medio reale misurato, quindi il modello energetico può essere considerato ben calibrato. Infatti, se la differenza tra il dato monitorato e quello simulato risulta inferiore al 10% (valore soglia comunemente considerato accettabile per la calibrazione di modelli energetici) il modello energetico digitale è può essere considerato attendibile e quindi utilizzabile per la valutazione degli scenari di efficientamento energetico successivamente proposti.

Nel seguente grafico si riporta quindi il dettaglio mensile dei flussi termici simulati mediante calcolo dinamico, che determinano il consumo annuale di riscaldamento e raffrescamento.

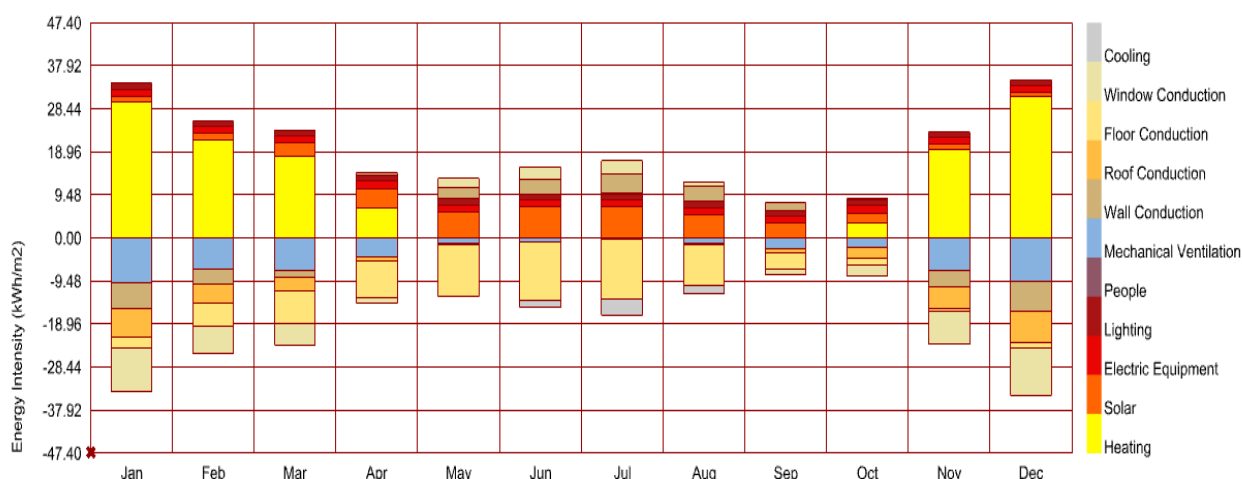


Figura 5.3 – Flussi termici calcolati con il modello digitale

Analizzando nel dettaglio il bilancio energetico mensile dell'edificio è possibile notare che l'elevato fabbisogno di riscaldamento invernale è dovuto soprattutto alle dispersioni attraverso involucro e serramenti. Si segnala in particolare un contributo significativo delle dispersioni attraverso la copertura a shed; l'elevata superficie di quest'ultima (sia opaca che trasparente) e la stratificazione termica dell'aria interna tipica della stagione invernale causano infatti notevoli dispersioni.

Un altro contributo significativo nel periodo di riscaldamento è quello dovuto alle dispersioni per ventilazione, principalmente causate sia dalle infiltrazioni che dall'apertura dei portoni di accesso degli spazi produttivi.

I carichi estivi di raffrescamento sono invece molto più contenuti principalmente a causa della ridotta superficie climatizzata.

Gli apporti solari e interni (persone, illuminazione, apparecchiature) contribuiscono in parte a ridurre le esigenze di riscaldamento nelle stagioni intermedie, aumentano tuttavia i carichi di raffrescamento nelle zone climatizzate.

Nel complesso si evidenzia una limitata efficienza termica dell'involucro che causa notevoli consumi nella stagione invernale e condizioni di discomfort nella zona produttiva nel periodo estivo, rendendo prioritari interventi di riqualificazione energetica, con particolare attenzione al miglioramento delle superfici vetrate e della copertura.

6) ANALISI DELLA SPESA ENERGETICA

In aggiunta all'analisi dei consumi energetici è stata effettuata anche una disamina della spesa energetica, ripartendo i costi per le 3 principali macrovoci, ovvero gas naturale (riscaldamento), energia elettrica per raffrescamento/ausiliari del riscaldamento ed energia elettrica per altri usi. Al fine di fornire uno scenario il più possibile rappresentativo, la stima è stata effettuata con consumi e tariffe medie ponderate nel periodo 2022-2024.

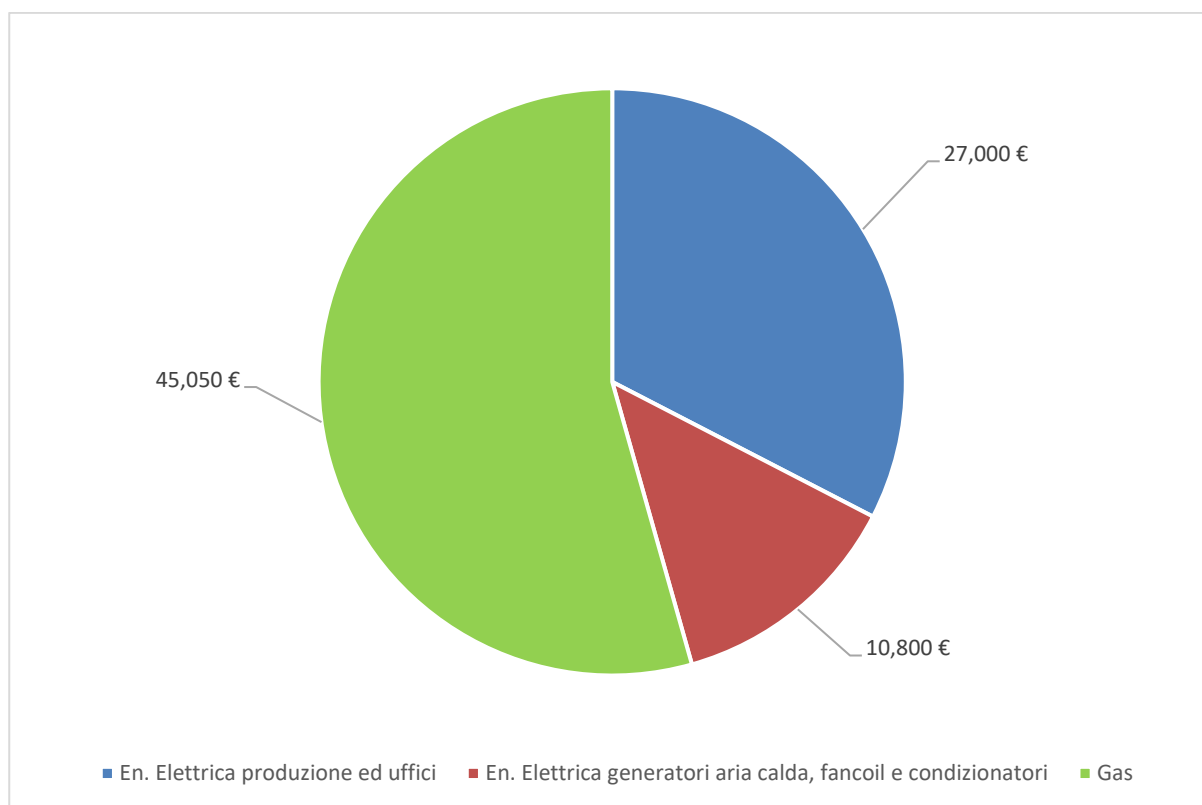


Figura 6.1 – Ripartizione media della spesa energetica

Come è possibile osservare, la spesa maggiore è quella legata al riscaldamento (circa il 54% del totale), mentre la spesa totale per climatizzazione estiva incide in modo non particolarmente rilevante sul totale annuo in quanto gli spazi climatizzati risultano solo una frazione minoritaria della superficie totale dell'edificio.

La spesa energetica totale media dell'edificio ammonta quindi a circa 83.000 €/anno, corrispondenti a circa 24 €/m² di superficie di pavimento.

A livello generale, l'incidenza superiore al 50% dei consumi per riscaldamento sul totale risulta una quota non trascurabile, in particolare considerando che si tratta di un edificio industriale con destinazione produttiva.

7) INDIVIDUAZIONE DELLE PRINCIPALI CRITICITÀ DAL PUNTO DI VISTA ENERGETICO

Sulla base dei risultati riportati nei capitoli precedenti, è stata effettuata un'identificazione delle principali criticità riscontrate dal punto di vista energetico, secondo quanto sintetizzato di seguito.

1. L'edificio risulta scarsamente coibentato. In particolare si evidenzia una consistente dispersione termica attraverso la copertura a shed, caratterizzata da una notevole superficie, sia opaca che trasparente, e da superfici altamente disperdenti. L'impianto di riscaldamento ad aria e la considerevole altezza interna dell'edificio nello spazio produttivo favoriscono inoltre la stratificazione termica, incrementando quindi la temperatura dell'aria in prossimità della copertura e favorendo quindi le dispersioni termiche.
2. L'impianto di riscaldamento degli spazi produttivi, costituito da generatori di aria calda con bruciatore a gas naturale, risulta datato e scarsamente efficiente.
3. La produzione dell'impianto fotovoltaico risulta leggermente inferiore alle attese. La causa più probabile è l'eccessivo sporcamento dei moduli fotovoltaici, considerando il loro posizionamento orizzontale in copertura che non agevola il dilavamento con la pioggia. Tuttavia è necessario effettuare verifiche di dettaglio sull'impianto. L'impianto esistente, inoltre, è caratterizzato da una potenza limitata e copre quindi solo una quota minoritaria dei consumi elettrici dell'edificio.
4. Sono presenti alcuni carichi elettrici potenzialmente riducibili o eliminabili, quali ad esempio i fan coil o gli ausiliari dell'impianto di riscaldamento, che influiscono sul consumo annuale. Tuttavia, al fine di individuare e quantificare in modo più preciso il potenziale di riduzione di tali carichi è necessario però effettuare un monitoraggio puntuale, secondo quanto descritto nel successivo punto successivo.
5. Non è presente un sistema di monitoraggio dei consumi e delle temperature ambiente, rendendo quindi difficoltoso individuare inefficienze di gestione o controllo dei carichi.

Alla luce di tali criticità sono stati elaborati degli scenari di efficientamento, considerando sia interventi sull'involucro che sui sistemi impiantistici, secondo quanto descritto nel capitolo successivo.

8) VALUTAZIONE DEI POSSIBILI INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

Vengono di seguito descritti sinteticamente gli scenari di efficientamento proposti e, successivamente, si riporta una stima dei benefici ottenibili. Nel dettaglio, per ciascuno di essi viene stimato preliminarmente l'investimento necessario. Si precisa che tale stima costituisce una valutazione di massima basata sulle informazioni disponibili e su prezzi medi di mercato e dovrà essere rivista in fase di progettazione delle opere. Tutte le cifre si intendono al netto di IVA, delle spese professionali, delle eventuali assistenze murarie e degli oneri per la sicurezza. Successivamente, viene stimato il beneficio ottenibile in termini economici ed energetici.

8.1) Scenario A – Rifacimento della copertura

Nel primo scenario proposto si ipotizza un intervento di coibentazione della copertura e la sostituzione dei serramenti originali con altri più performanti.

L'intervento ipotizzato prevede nello specifico:

- la sostituzione della finitura opaca esistente, rimuovendo completamente i pacchetti presenti allo stato di fatto e posizionando dei pannelli sandwich coibentati autoportanti.
- la sostituzione del sistema di serramenti esistenti per le porzioni trasparenti con dei nuovi telai e delle superfici di polycarbonato alveolare isolante. Si precisa che la scelta del polycarbonato è dettata dalla necessità di non incrementare il peso della copertura rispetto allo stato di fatto.

Nelle valutazioni eseguite in questa analisi si è ipotizzato quindi di utilizzare per la copertura opaca pannelli sandwich con spessore 12 cm, isolati con schiuma poliuretanicca ed in grado di garantire una trasmittanza di $0,19 \text{ W/m}^2\text{K}$. I pannelli, aventi un peso nell'ordine dei 13 kg/m^2 , dovranno avere finitura chiara in modo da minimizzare l'assorbimento solare e saranno del tipo predisposto per ospitare agganci per moduli fotovoltaici, secondo quanto mostrato nella seguente immagine.

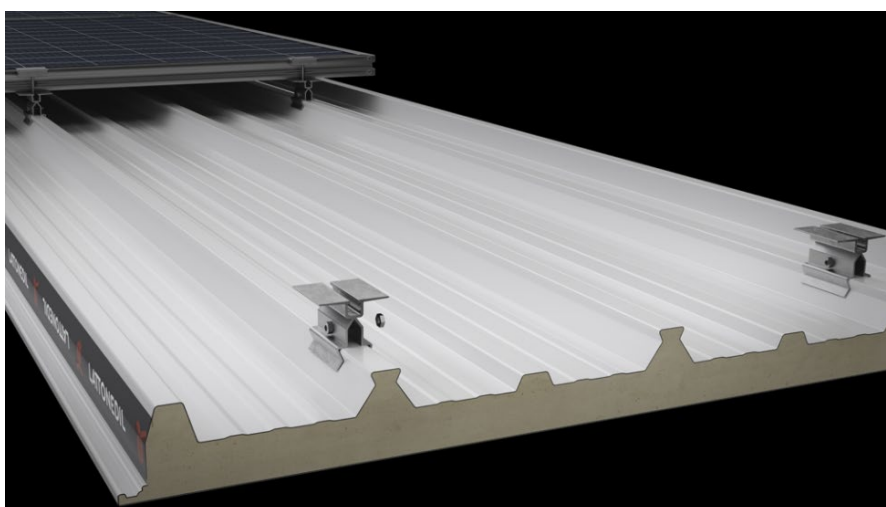


Figura 8.1 – Vista del nuovo pannello di copertura proposto

Le lastre in polycarbonato alveolare avranno invece spessore pari a 25 mm, peso pari a 3,5 kg/m² e garantiranno una trasmittanza di 1,4 W/m²K.

Sulla base delle simulazioni eseguite tale intervento andrebbe a ridurre il fabbisogno energetico di riscaldamento di circa il 30% rispetto allo stato di fatto, secondo quanto indicato di seguito.

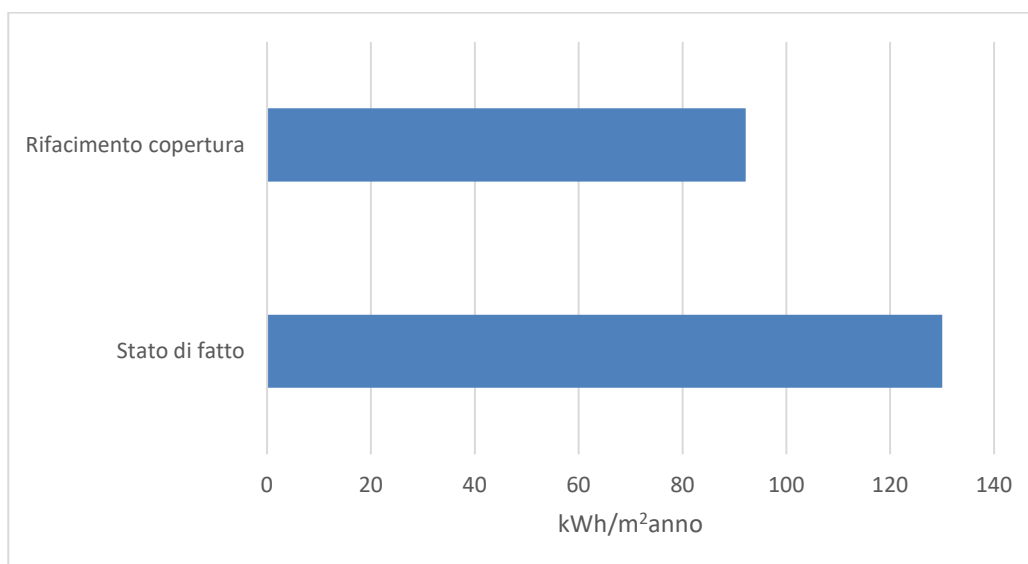


Figura 8.2 – Risparmio energetico ottenibile mediante il rifacimento della copertura

In aggiunta, l'intervento sarà in grado di garantire un miglior comfort interno nel periodo estivo. Dalle simulazioni effettuate si stima che nelle giornate estive più calde l'intervento consenta di ridurre fino a 2°C la temperatura dell'aria interna rispetto allo stato di fatto. Di seguito si riporta il risultato relativo ad una giornata soleggiata di giugno.

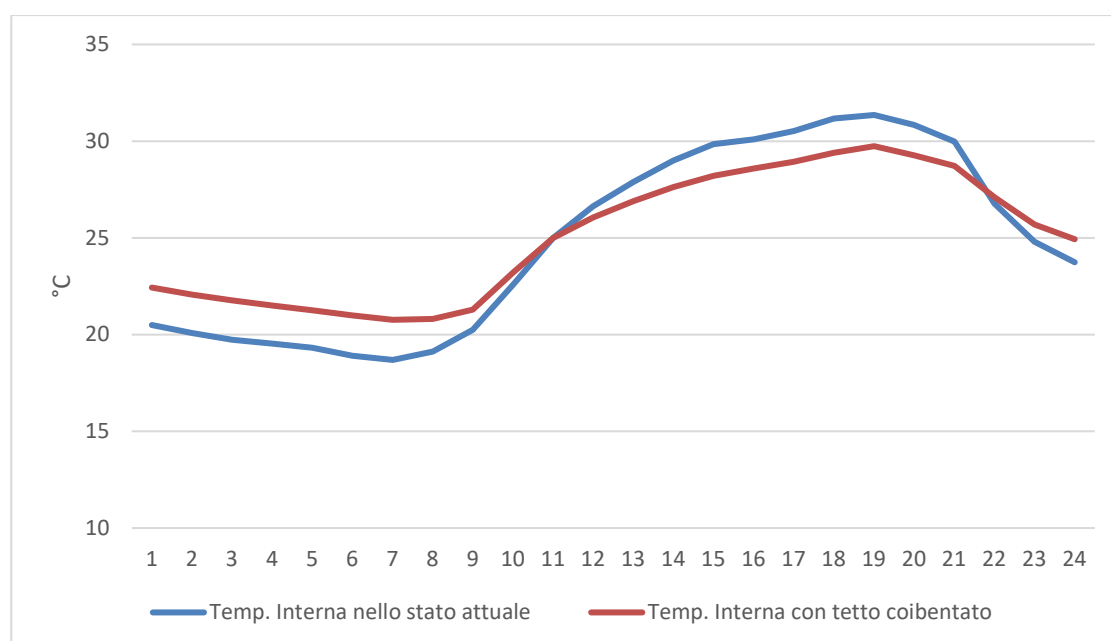


Figura 8.3 – Andamento della temperatura interna nello stato di fatto e dopo il rifacimento della copertura

Si precisa che dal punto di vista strutturale l'intervento proposto comporta una riduzione dei pesi in copertura e quindi non implica criticità particolari.

Risulta invece necessario verificare la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni in materia di prevenzione incendi.

Il costo di tale intervento, che comprende anche il rifacimento delle lattonerie di copertura, è stato stimato pari a circa 380.000 € oltre IVA.

8.2) Scenario B – Potenziamento dell'impianto fotovoltaico

L'intervento prevede un potenziamento dell'impianto esistente, utilizzando la superficie offerta dalla copertura a shed. Tale copertura risulta infatti caratterizzata da orientamento ed inclinazione ottimali ai fini dello sfruttamento della radiazione solare.

Nello specifico, escludendo le porzioni di tetto soggette ad auto-ombreggiamento causato dalle file di shed, si è stimato che siano installabili circa 350 moduli fotovoltaici monocristallini ad alta efficienza, aventi potenza pari a 500 W_p.

Nella seguente immagine sono rappresentate le caratteristiche dimensionali del modulo proposto.

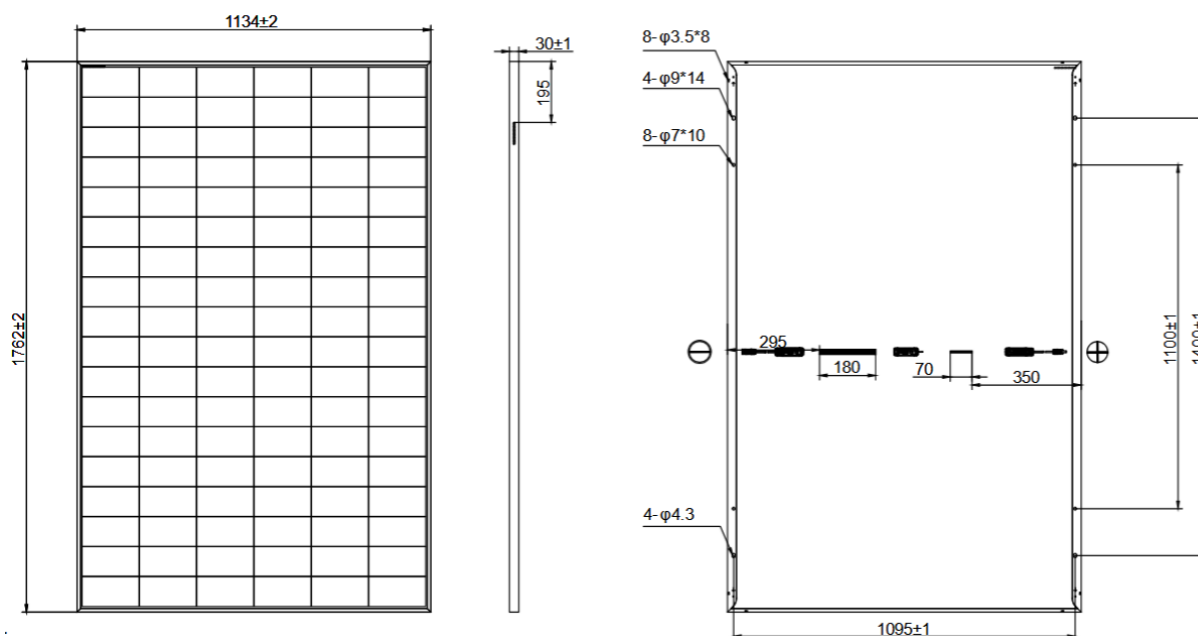


Figura 8.4 – Vista del modulo fotovoltaico usato come riferimento

Nel dettaglio si prevede l'installazione di 50 moduli per ciascuno shed, per un totale di 350 moduli. La potenza totale dell'impianto è quindi di 175 kW_p.

La produzione energetica attesa è stata stimata utilizzando lo strumento di simulazione PVSyst². Nel seguente grafico sono riportati i risultati mensili della simulazione, ottenuti dalla somma dei contributi delle 7 file di shed.

² <https://www.pvsyst.com/>

La produzione totale annua stimata per l'impianto proposto risulta quindi pari a circa 204.000 kWh.

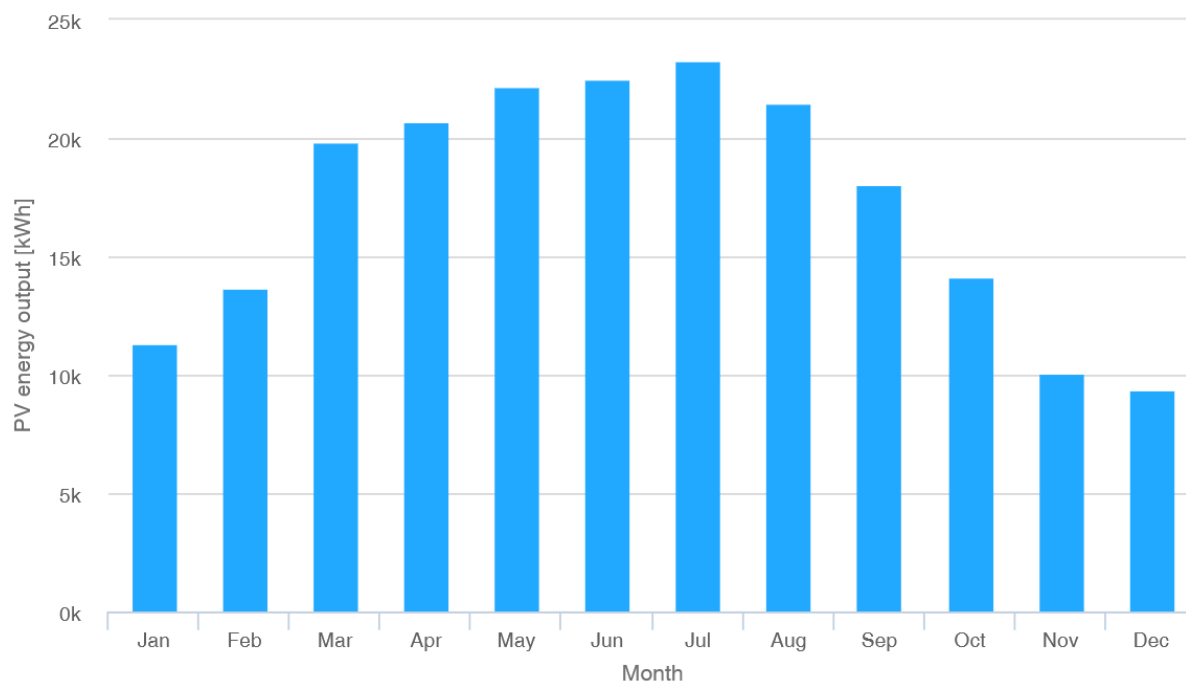


Figura 8.5 – Produzione mensile di energia elettrica.

Come visibile dal grafico di produttività, l'impianto sarebbe in grado di coprire totalmente gli attuali consumi mensili del reparto 30 anche nei mesi invernali, mentre da marzo a settembre vi sarebbe una produzione in eccesso, utilizzabile sugli altri POD della società mediante lo schema della comunità energetica rinnovabile o dell'autoconsumo collettivo.

La fattibilità dell'intervento proposto è stata valutata preliminarmente anche dal punto di vista strutturale, in quanto già in passato l'azienda aveva analizzato tale ipotesi, scartandola per potenziali criticità di tipo strutturale.

Nel dettaglio, l'intervento di modifica dei pacchetti di copertura dell'edificio esistente, secondo quanto riportato nel cap. 8 delle N.T.C. 17-01-18, rientra negli interventi locali che prevedono solo verifiche sugli elementi coinvolti ma non richiedono interventi di verifica ed adeguamento (anche sismico) globale della struttura.

Si specifica a tal proposito che l'intervento proposto:

- non prevede modifiche dello schema strutturale esistente;
- non prevede sopraelevazioni o ampliamenti dell'edificio esistente;
- non prevede un incremento dei carichi in fondazioni superiori al 10%.

L'intervento deve essere effettuato congiuntamente al rifacimento della copertura ipotizzato nello scenario A. In questo caso si stima un peso totale del nuovo pacchetto di copertura e dei moduli fotovoltaici pari a circa 1,3 kN/m², a fronte di un carico attuale pari a 1,45 kN/m².

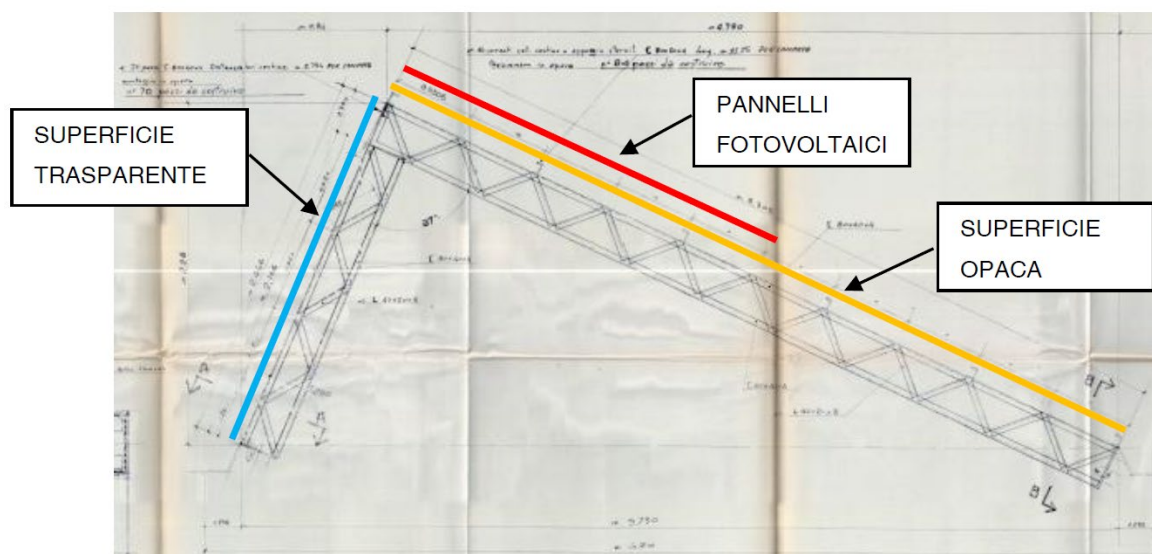


Figura 8.6 – Schema di massima dell'intervento proposto

Considerando quindi che il peso proprio della struttura e le azioni accidentali rimangono invariate, il carico previsto a progetto per i nuovi pacchetti di finitura risulta inferiore al carico dello stato di fatto.

In via preliminare pertanto l'intervento proposto può essere considerato, a livello di bilancio di carichi portati, fattibile.

Si sottolinea che valutazioni più accurate (anche in funzione di possibili incrementi di carico locali su elementi secondari come gli arcarecci in corrispondenza dei nuovi pannelli fotovoltaici) dovranno essere fatte in fase di progettazione definitiva.

Si precisa infine che è necessario verificare la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni in materia di prevenzioni incendi.

Il costo di tale intervento è stato stimato in 190.000€ oltre IVA.

8.3) Scenario C – Manutenzione straordinaria impianto fotovoltaico e verifica tecnico-funzionale

Si prevede una ispezione visiva dell'impianto volta e determinare lo stato di sporcamento dei moduli fotovoltaici. In caso di presenza di evidenti depositi di particolato o altre sostanze è necessario programmare un intervento di pulizia dei moduli stessi.

Successivamente si suggerisce di eseguire una prova tecnico-funzionale dell'intero impianto, che includa la verifica:

- della continuità elettrica e connessione tra i moduli;
- della messa a terra di masse e scaricatori;
- del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete) etc.;
- dell'isolamento dei circuiti elettrici dalla masse.

La procedura di verifica tecnico-funzionale prevede l'impiego di un sensore di irraggiamento solare e per ciascuna stringa si procederà alla verifica delle seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / I_{STC}$$

$$P_{ca} > 0,79 \times P_{CC}$$

dove:

P_{cc} : potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del +/- 2%;

P_{nom} : somma delle potenze (in kW) di targa dei moduli installati del generatore fotovoltaico (potenza nominale);

I : irraggiamento (in W/m^2) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del +/-3% (deve essere garantito che $I > 600 W/m^2$);

I_{STC} : irraggiamento in condizioni standard, pari a $1000 W/m^2$;

P_{ca} : potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del convertitore con precisione del +/- 2%.

Il costo di tale intervento è stato stimato in 1.000€ oltre IVA.

8.4) Scenario D – Razionalizzazione dei carichi elettrici superflui

Si prevede la disattivazione di carichi superflui nei periodi di inutilizzo. L'attenzione sarà concentrata su tutti gli ausiliari degli impianti di climatizzazione e sui consumi di stand-by delle apparecchiature di produzione.

L'intervento è effettuabile prevedendo dei relè comandabili mediante timer/sensori.

Il costo di tale intervento è stato stimato indicativamente pari a 1.000 € oltre IVA, imputando tale costo all'installazione di relè sui circuiti interessati, ma si rende necessario un approfondimento una volta acquisiti i dati mediante un monitoraggio puntuale dei carichi, secondo quanto descritto nel Capitolo 9.

8.5) Scenario E – Sostituzione dei generatori a gas con pompe di calore

Il riscaldamento con pompe di calore risulta più efficiente dal punto di vista energetico ed economico rispetto a quello effettuato con caldaie e generatori a gas naturale.

Si prevede quindi di sostituire gli attuali generatori di aria calda alimentati a gas con delle pompe di calore monoblocco del tipo aria-acqua, ad alta temperatura, abbinata a delle unità ventilanti. Le macchine sostituiranno i generatori esistenti e saranno collocate nella medesima posizione, consentendo i seguenti vantaggi:

- l'azzeramento completo delle emissioni locali, in conformità con la definizione di "zero-emission building" recentemente introdotta dall'ultima versione della Direttiva EPBD IV;
- un risparmio energetico in termini di energia primaria non rinnovabile quantificabile in circa il 30% rispetto allo stato di fatto;

- la possibilità di utilizzare le pompe di calore anche nel periodo estivo in modalità raffrescamento/deumidificazione, per evitare che temperatura ed umidità relativa interne superino valori critici per l'attività lavorativa.

Il costo di tale intervento è stato stimato pari a 195.000 € oltre IVA.

8.6) Sintesi dei benefici ottenibili

Nel seguente paragrafo vengono sintetizzati i dati relativi a ciascuno scenario ed in particolare l'investimento richiesto, il beneficio energetico in termini di energia primaria ed il beneficio economico. Viene poi stimato il tempo di ritorno semplice dell'intervento. In dettaglio quest'ultimo parametro definisce, in modo semplificato, la redditività dell'investimento. Individua, cioè, il numero di anni necessari per recuperare il capitale inizialmente investito ed è calcolato come il rapporto tra l'importo dell'investimento (I) e il flusso di cassa previsto (FC).

$$T_R = I/FC$$

Come flusso di cassa si considera il risparmio economico conseguente dall'intervento, senza considerare l'attualizzazione dei flussi di cassa.

Si riporta di seguito la sintesi dei benefici ottenibili senza considerare le forme di incentivazione disponibili.

Intervento proposto	Investimento [€]	Beneficio En. Primaria non rinnovabile [kWh/anno]	Beneficio economico [€/anno]	Tempo di ritorno semplice senza incentivo [anni]
A) Rifacimento della copertura	380.000	150.000	15.000	25,3
B) Potenziamento dell'impianto fotovoltaico	190.000	400.000	40.000	4,8
C) Manutenzione straordinaria impianto fotovoltaico e verifica tecnico-funzionale	1.000	4.000	500	2
D) Razionalizzazione dei carichi elettrici superflui	1.000	4.200	600	2
E) Sostituzione dei generatori a gas con pompe di calore	195.000	140.000	10.300	19

Tabella 8.1 – Sintesi dei benefici ottenibili senza incentivazione

Si è proceduto anche a quantificare gli incentivi attualmente offerti dal quadro normativo nazionale, ricalcolando quindi il tempo di ritorno semplice, secondo quanto riportato nella seguente tabella.

Intervento proposto	Investimento [€]	Tipo di incentivo	Investimento al netto dell'incentivo [€]	Tempo di ritorno semplice con incentivo [anni]
A) Rifacimento della copertura	380.000	Detrazioni fiscali Ecobonus	320.000	21,3
B) Potenziamento dell'impianto fotovoltaico	190.000	Conto Termico	135.000	3,5
C) Manutenzione straordinaria impianto fotovoltaico e verifica tecnico-funzionale	1.000	-	1.000	2
D) Razionalizzazione dei carichi elettrici superflui	1.000	-	1.000	2
E) Sostituzione dei generatori a gas con pompe di calore	195.000	Conto Termico	95.000	9,2

Tabella 8.2 – Sintesi dei benefici ottenibili con incentivazione

Va precisato che, seppur alcuni interventi possano essere eseguiti singolarmente, risulta particolarmente strategico effettuarli sinergicamente, al fine di massimizzarne i benefici. Come precedentemente accennato, infatti, l'intervento al punto A) risulta essenziale per poter installare il nuovo impianto fotovoltaico al punto B), e consente di ridurre la potenza termica (ed il fabbisogno) delle pompe di calore proposte al punto E). L'elettificazione del riscaldamento risulta inoltre estremamente sinergica con l'incremento di energia elettrica da fotovoltaico.

Gli interventi ai punti D) ed E) risultano invece estremamente semplici quindi è consigliabile eseguirli a prescindere da qualsiasi decisione in merito agli interventi più onerosi.

Si è dunque provveduto anche a calcolare il tempo di ritorno considerando di effettuare tutti gli interventi proposti, e quindi i benefici ottenibili sinergicamente.

A fronte di un investimento totale di circa 767.000€, corrispondenti a 552.000€ al netto degli incentivi, si otterrebbe un **tempo di ritorno semplice pari a circa 8 anni**. In un periodo di vita utile di 20 anni si avrebbe quindi un **beneficio economico netto non attualizzato superiore a 700.000€**.

Va sottolineato che i costi di intervento ipotizzati consentiranno di evitare le spese di manutenzione straordinaria della copertura e dell'impianto di riscaldamento, che si renderanno necessarie in considerazione dell'attuale livello di vetustà.

Si precisa infine che gli interventi proposti consentono anche di incrementare significativamente la classe energetica dell'immobile, con un conseguente incremento del suo valore di mercato.

9) MONITORAGGIO ENERGETICO ED AMBIENTALE

Come già introdotto, indipendentemente dalle azioni di efficientamento si suggerisce di installare un sistema di monitoraggio che consenta di rilevare in modo continuativo:

- i principali carichi elettrici (es. climatizzazione, illuminazione, forza motrice), anche mediante l'installazione solo su alcuni circuiti rappresentativi (es. illuminazione spazio produttivo);
- temperature negli ambienti, anche in questo caso scegliendo eventualmente degli ambienti rappresentativi;
- consumo elettrico totale del reparto.

Ciò consente di rilevare tempestivamente anomalie, attuare logiche di gestione dei consumi ed avere una ripartizione certa dei consumi/costi energetici, anche nella fase pre-intervento, così da poter quantificare più facilmente i benefici ottenibili mediante le strategie proposte.

Si riportano di seguito, a titolo esemplificativo, alcuni prodotti utilizzabili per le funzioni di monitoraggio precedentemente elencate.

- Misuratori di energia Shelly o equivalenti, installando un misuratore principale per monitorare la linea di alimentazione primaria dell'edificio e delle unità sulle principali linee funzionali (es. luci/clima).

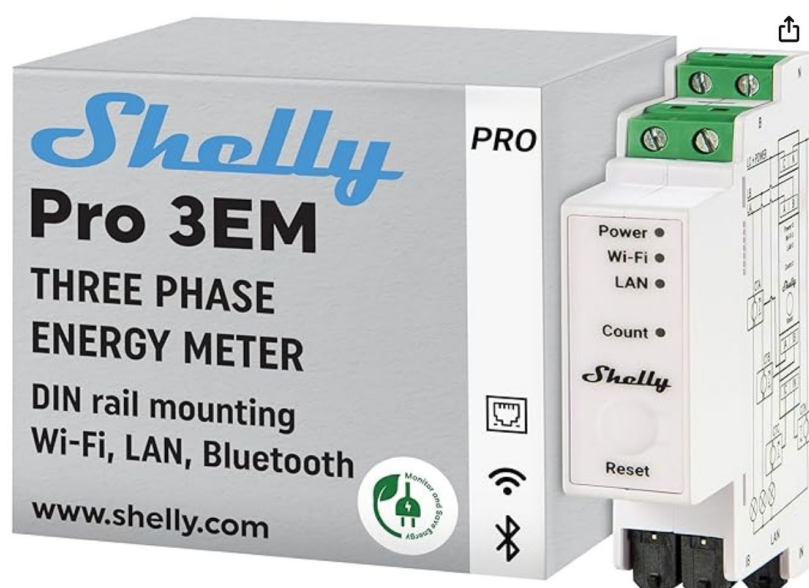


Figura 9.1 – Energy meter Schneider Electric da guida DIN

- Sensore di temperatura/umidità con datalogger HOBO da posizionare nella zona uffici (1 unità) e nella zona produzione (2 unità, uno nella parte più vicina ai generatori di calore e uno nella parte più lontana, in entrambi casi a circa 1,8 metri da terra, in aggiunta ad una unità posizionata a 5-6 metri da terra nella zona centrale, per verificare la stratificazione termica).



Figura 9.2 – Sensore di temperatura ed umidità con datalogger Onset HOBO installabile in ambiente