UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea triennale **INGEGNERIA GESTIONALE – L9**

ANALISI DEI CONSUMI E DEI COSTI ENERGETICI E STUDIO DI FATTIBILITÁ DI UN AMPLIAMENTO FOTOVOLTAICO PER L'AUTOCONSUMO: IL CASO DELL'AZIENDA ENERGIVORA MESSERSÍ PACKAGING

Relatore:

Dott. **Sebastiano Tomassetti**

Tesi di Laurea di:

Gabriele Giuliani

A.A. 2025/2026

INDICE

INTRODUZIONE…….....4

CAPITOLO 1: IL MERCATO ELETTRICO ITALIANO E LE IMPRESE ENERGIVORE…….....7

1.1 Il mercato elettrico italiano: formazione del prezzo e PUN……...7

1.2 La struttura del costo dell'energia per le imprese: materia energia, trasporto, oneri di sistema……...…...8

1.3 La crisi energetica 2021-2022 e l'impatto sul settore manifatturiero……...10

1.4 Le imprese energivore: quadro normativo e agevolazioni…….……...……13

1.5 Il caso di studio: Messersì Packaging e i suoi stabilimenti…….……..14

CAPITOLO 2: MAPPATURA E ANALISI DEI CONSUMI ENERGETICI….……..17

2.1 Metodologia di raccolta dati: bollette, POD, curve di carico……..……..17

2.2 Analisi dei consumi per stabilimento…….……..19

2.3 Profili di carico e stagionalità…….……..22

2.4 Indicatori di prestazione energetica: consumi normalizzati sulla produzione.....25

2.5 Confronto tra gli stabilimenti……..…….28

CAPITOLO 3: EVOLUZIONE DEI COSTI ENERGETICI E INVESTIMENTI IN EFFICIENZA…...……31

3.1 Andamento storico del costo dell'energia per l'azienda……31

3.2 Strategia di approvvigionamento: struttura contrattuale e indicizzazione…….33

3.3 Gli investimenti realizzati: fotovoltaico e interventi di efficientamento……36

3.4 Analisi costi-benefici: risparmi conseguiti e tempi di ritorno……38

3.5 Impatto complessivo sul costo energetico unitario……41

CAPITOLO 4: STUDIO DI FATTIBILITÁ DI UN AMPLIAMENTO DEL FOTOVOLTAICO PER COPRIRE UN NUOVO STABILIMENTO DI PRODUZIONE...44

4.1 Il fabbisogno energetico dello stabilimento target……...44

4.2 Dimensionamento dell'impianto……...46

4.3 Bilancio energetico: copertura del fabbisogno……..47

4.4 Analisi economica…….50

4.5 Sintesi e raccomandazione……53

CONCLUSIONI……...55

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI……..57

INTRODUZIONE

Per lungo tempo il costo dell'energia è stato percepito dalle imprese manifatturiere come una voce di spesa accessoria e sostanzialmente stabile, relegata sullo sfondo delle decisioni strategiche. La crisi energetica del 2021- 2022 ha ribaltato questa percezione: l'impennata dei prezzi del gas naturale e la conseguente volatilità del prezzo dell'energia elettrica hanno trasformato l'energia in una delle principali variabili di competitività per il settore industriale europeo, e in particolare per quello italiano, storicamente esposto a un costo dell'elettricità superiore alla media continentale. Per molte imprese il costo energetico è passato, nel giro di pochi mesi, da fattore marginale a elemento in grado di incidere in modo significativo sui margini e sulla sostenibilità stessa della produzione. Né si è trattato di un episodio isolato: a distanza di pochi anni, nel 2026, la chiusura dello Stretto di Hormuz innescata dal conflitto in Medio Oriente ha nuovamente scosso i mercati energetici internazionali, a conferma che l'esposizione alla volatilità dei prezzi dell'energia non rappresenta una contingenza eccezionale, ma una caratteristica strutturale e ricorrente del contesto in cui le imprese si trovano oggi a operare.

Questa dinamica ha colpito con particolare intensità le imprese cosiddette "energivore", ossia quelle realtà manifatturiere caratterizzate da un'elevata intensità energetica rispetto al valore della produzione. Per queste aziende la gestione del costo dell'energia ha assunto la natura di una vera e propria leva strategica: monitorare e mappare i consumi, comprenderne la struttura, intervenire con investimenti in efficienza e in autoproduzione da fonti rinnovabili sono diventate attività non più rinviabili. Tuttavia, mentre il dibattito sui prezzi dell'energia si è sviluppato prevalentemente su scala macroeconomica e di sistema, l'analisi puntuale a livello di singola impresa, soprattutto quando questa si articola su più stabilimenti con destinazioni d'uso eterogenee, rimane spesso poco sistematizzata.

È in questo contesto che si colloca il presente elaborato, che assume come oggetto di studio la Messersì Packaging, azienda manifatturiera marchigiana che impiega poco meno di duecento dipendenti. L'azienda presenta una duplice anima produttiva: da un lato la realizzazione di macchine per il confezionamento, dall'altro la produzione di materiali da imballaggio a partire da materie prime stoccate in appositi silos. Quest'ultima linea opera in modo continuativo, ventiquattro ore su ventiquattro e sette giorni su sette, ed è responsabile

della quota preponderante dei consumi: nel solo 2025 l'azienda ha prelevato dalla rete poco più di 9 GWh di energia elettrica. Un simile livello di prelievo, ampiamente superiore alla soglia di 1 GWh fissata dalla normativa e unito all'operatività in un settore ammissibile, colloca la Messersì Packaging tra le imprese a forte consumo di energia elettrica, iscritte all'apposito elenco gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). A questa eterogeneità di prodotto corrisponde una marcata differenza nelle logiche produttive: la produzione di imballaggi è governata da un orizzonte di pianificazione breve, dell'ordine di un mese e mezzo o due, mentre la realizzazione delle macchine segue tempi sensibilmente più lunghi, compresi tra gli otto e i sedici mesi a seconda della complessità e del numero di unità commissionate. L'attività è inoltre distribuita su più unità funzionali distinte, dedicate rispettivamente alla produzione delle macchine, alla produzione degli imballaggi, alla logistica e ai trasporti, all'amministrazione e ai servizi, una configurazione che rende l'analisi dei consumi energetici tanto più articolata quanto più ricca di spunti.

L’obiettivo della tesi è quello di analizzare in modo sistematico il profilo energetico dell’azienda lungo tre direttrici. In primo luogo, mappare e analizzare i consumi energetici dei diversi stabilimenti, ricostruendone l’entità, i profili di carico e la stagionalità, e normalizzandoli rispetto ai volumi di produzione al fine di renderli confrontabili. In secondo luogo, ricostruire l’evoluzione del costo dell’energia sostenuto dall’azienda e analizzare gli investimenti realizzati in efficienza energetica e in autoproduzione fotovoltaica, valutandone l’efficacia in termini di risparmio conseguito e di tempi di ritorno. Infine, in prospettiva, studiare la fattibilità di un ampliamento dell’impianto fotovoltaico volto a estendere l’autoproduzione a un nuovo stabilimento produttivo, con l’obiettivo di accrescere la quota di energia autoconsumata e ridurre il prelievo dalla rete, valutandone la convenienza sotto il profilo tecnico ed economico.

Il lavoro nasce dall’esperienza di tirocinio curriculare svolta presso la Messersì Packaging a partire dall’11 giugno 2026, nell’ambito del corso di laurea in Ingegneria Gestionale dell’Università Politecnica delle Marche. L’accesso diretto ai dati aziendali come bollette, contratti di fornitura, dati di produzione e di autoproduzione, costituisce il fondamento empirico su cui poggia l’intera analisi e ne rappresenta, al tempo stesso, l’elemento di maggiore originalità rispetto a una trattazione puramente teorica. Trattandosi di informazioni riservate, tali dati sono utilizzati nel rispetto degli accordi stipulati con

l’azienda: l'elaborato riporta i valori strettamente necessari a documentare l'analisi, sotto forma di grafici e indicatori, mentre la base dati grezza da cui essi derivano resta riservata e non viene divulgata.

L’elaborato si articola in quattro capitoli. Il primo capitolo inquadra il contesto di riferimento, ripercorrendo i meccanismi di formazione del prezzo dell’energia elettrica in Italia, la struttura del costo per le imprese, la crisi dei prezzi del biennio 2021-2022 e il quadro normativo delle agevolazioni per le imprese energivore, per poi presentare l’azienda oggetto di studio. Il secondo capitolo è dedicato alla mappatura e all’analisi dei consumi energetici dei diversi stabilimenti, con particolare attenzione ai profili di carico e agli indicatori di prestazione normalizzati sulla produzione. Il terzo capitolo ricostruisce l’andamento storico dei costi energetici e analizza gli investimenti realizzati dall’azienda in efficienza e in autoproduzione, valutandone i risultati attraverso un’analisi costi-benefici. Il quarto capitolo, infine, presenta uno studio di fattibilità per l’ampliamento dell’impianto fotovoltaico a copertura di un nuovo stabilimento produttivo: a partire dal fabbisogno energetico dello stabilimento, ne dimensiona l’impianto, ne stima la quota di consumo coperta dall’autoproduzione e ne valuta la convenienza economica.

CAPITOLO 1: IL MERCATO ELETTRICO ITALIANO E LE IMPRESE ENERGIVORE

1.1 Il mercato elettrico italiano: formazione del prezzo e PUN

L'attuale assetto del mercato elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avviato dal Decreto Legislativo 79/99, noto come Decreto Bersani, con cui è stata recepita la Direttiva europea 96/92/CE. Prima di tale riforma, l'intera filiera dell'energia elettrica che comprende produzione, trasmissione, distribuzione e vendita, era gestita in regime di quasi monopolio dall'ENEL. Con la liberalizzazione, le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita sono divenute libere, mentre la gestione, la trasmissione e il dispacciamento dell'energia sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sono stati affidati a Terna e la distribuzione locale è stata disciplinata in regime di concessione. A vigilare sul corretto funzionamento del sistema è preposta un'autorità indipendente, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) [1].

In questo contesto liberalizzato, il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica si forma sulla borsa elettrica, gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) [2]. La maggior parte degli scambi avviene sul Mercato del Giorno Prima (MGP), nel quale produttori e acquirenti presentano le proprie offerte di vendita e di acquisto per il giorno successivo: il prezzo di equilibrio è individuato come punto di intersezione tra la curva di domanda e quella di offerta, secondo un meccanismo di prezzo marginale. Quando i flussi fisici di energia non risultano compatibili con i limiti di transito della rete di trasmissione, il mercato nazionale si separa in distinti mercati zonali (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna), a ciascuno dei quali corrisponde un prezzo zonale che riflette le condizioni locali di domanda, offerta e congestione di rete.

Storicamente, mentre le offerte di vendita erano valorizzate al rispettivo prezzo zonale, le offerte di acquisto erano valorizzate al Prezzo Unico Nazionale (PUN), un prezzo unico per l'intero territorio nazionale calcolato come media dei prezzi zonali ponderata per le quantità acquistate in ciascuna zona. Tale assetto è stato modificato a partire dal 1° gennaio 2025: in attuazione del Decreto-Legge 181/2023 e del successivo decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 18 aprile 2024, si è disposto il cosiddetto "superamento del

PUN", con il passaggio alla valorizzazione delle offerte di acquisto sul Mercato del Giorno Prima ai prezzi zonali orari, in linea con il modello adottato dalla maggior parte dei Paesi europei. Il PUN non è scomparso del tutto, ma permane come prezzo di riferimento (denominato PUN Index GME e calcolato in maniera analoga al precedente, come media ponderata dei prezzi zonali) utilizzato, ad esempio, per i contratti di fornitura indicizzati a tale parametro, mentre un meccanismo transitorio di perequazione accompagna il passaggio al nuovo sistema.

Al di là della specifica modalità di calcolo, il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, sia esso il PUN o il prezzo zonale di riferimento, costituisce il parametro fondamentale per gli utenti che si approvvigionano sul mercato e che, di conseguenza, devono programmare le proprie attività e i propri investimenti anche in funzione dell'andamento di tale prezzo. Per un'impresa manifatturiera energivora come la Messersì Packaging, oggetto del presente lavoro, questa esposizione rende il prezzo dell'energia una variabile di rilievo strategico, il cui controllo costituisce la premessa dell'analisi dei consumi e degli investimenti sviluppata nei capitoli successivi.

1.2 La struttura del costo dell'energia per le imprese: materia energia, trasporto, oneri di sistema

Il costo sostenuto da un'impresa per la fornitura di energia elettrica non corrisponde a un unico prezzo, ma è il risultato della somma di più componenti, differenziate anche in funzione del livello di tensione di fornitura. Sebbene sul mercato libero l'impresa possa scegliere il fornitore e le condizioni economiche di acquisto, soltanto una parte di tali componenti è effettivamente contrattabile: la maggior parte è regolamentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) [1] e risulta quindi indipendente dal fornitore prescelto. Le voci che compongono la spesa possono essere ricondotte a quattro classi principali: la spesa per la materia energia, la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, la spesa per gli oneri di sistema e le imposte. Una distinzione trasversale a tali voci è quella tra la quota proporzionale ai consumi (quota energia, espressa in €/kWh) e la quota indipendente dai consumi (quota fissa in €/anno e, per le utenze non domestiche, quota potenza in €/kW/anno).

La spesa per la materia energia remunera le attività di acquisto e rivendita dell'energia svolte dal fornitore ed è la componente su cui, nel mercato libero, si gioca la concorrenza tra le imprese di vendita, poiché è definita nel contratto di fornitura. Si articola a sua volta in tre voci principali: il prezzo dell'energia (PE), che corrisponde al costo dell'energia elettrica acquistata e rivenduta comprensivo delle perdite di rete e si applica all'energia consumata (€/kWh); il corrispettivo di dispacciamento (PD), che copre il servizio con cui si garantisce in ogni istante l'equilibrio tra l'energia immessa e quella prelevata dalla rete, anch'esso applicato all'energia consumata; e il corrispettivo di commercializzazione e vendita (PCV), che remunera i costi di gestione commerciale ed è applicato in misura fissa (€/anno). Per un'impresa è proprio su questa componente che si concentra la scelta strategica di approvvigionamento, in particolare l'opzione tra un prezzo fisso e un prezzo indicizzato all'andamento del mercato, tema ripreso nel terzo capitolo.

La spesa per il trasporto e la gestione del contatore remunera il trasporto dell'energia sulla rete, la sua distribuzione e la misura dei consumi. Il trasporto sulla Rete di Trasmissione Nazionale è gestito da Terna, mentre il trasporto sulle reti locali e il servizio di misura competono ai distributori locali. A differenza della materia energia, questi costi non sono contrattabili: sono fissati e aggiornati periodicamente dall'ARERA attraverso tariffe applicate in modo uniforme sull'intero territorio nazionale, che le imprese di vendita si limitano a trasferire al cliente. La tariffa è composta da una quota fissa (€/anno), una quota potenza (€/kW/anno) e una quota energia (€/kWh).

La spesa per gli oneri di sistema comprende gli importi destinati a coprire i costi di attività di interesse generale per il sistema elettrico. Tali oneri sono stabiliti per legge, applicati alle quantità di energia consumate e trasferiti ai clienti finali. Le due componenti principali sono l'ASOS, relativa al sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione, e l'ARIM, che raccoglie gli oneri generali residui (tra cui la messa in sicurezza del nucleare, le agevolazioni per il settore ferroviario e la promozione dell'efficienza energetica). Anche in questo caso la tariffa prevede una quota energia, una quota potenza e una quota fissa. Per le imprese a elevata intensità energetica questa voce assume un peso particolarmente rilevante ed è oggetto di specifiche agevolazioni, illustrate nel paragrafo 1.4.

L'ultima voce è costituita dalle imposte, ossia l'accisa e l'imposta sul valore aggiunto (IVA). L'accisa si applica alla quantità di energia consumata, mentre l'IVA grava sull'importo complessivo della bolletta: per le utenze non domestiche, quali sono le imprese, l'aliquota ordinaria è pari al 22%, a fronte del 10% previsto per le utenze domestiche, fermo restando che alcune attività produttive beneficiano dell'aliquota ridotta del 10%.

Dal punto di vista di un'impresa energivora, l'aspetto più rilevante di questa struttura è che la parte preponderante della spesa è proporzionale all'energia consumata, mentre la componente fissa e di potenza incide in misura minore. Ne consegue che ridurre i consumi, attraverso interventi di efficienza, e produrre in proprio l'energia, riducendo i prelievi dalla rete, agiscono direttamente sulla parte dominante e variabile del costo. In altri termini, ogni kWh autoprodotto e autoconsumato consente di evitare il costo pieno dell'energia prelevata dalla rete che si aggira nell'ordine di 0,17-0,21 €/kWh per un'utenza industriale e costituisce la grandezza economica di riferimento per valutare la convenienza degli investimenti in efficienza e autoproduzione analizzati nei capitoli terzo e quarto. Il valore puntuale relativo alla Messersì Packaging sarà ricavato dall'analisi delle bollette aziendali nel terzo capitolo.

1.3 La crisi energetica 2021-2022 e l'impatto sul settore manifatturiero

A partire dalla seconda metà del 2021, il prezzo dell'energia elettrica in Italia ha avviato una crescita rapida e senza precedenti, alimentata dapprima dalla ripresa della domanda successiva alla pandemia e poi, in misura molto più marcata, dall'invasione russa dell'Ucraina del febbraio 2022 e dalla conseguente riduzione delle forniture di gas russo verso l'Europa. Poiché in Italia una quota rilevante dell'energia elettrica è prodotta a partire dal gas naturale, l'impennata del prezzo del gas si è trasferita quasi immediatamente sul prezzo dell'elettricità. Il prezzo europeo del gas (indice TTF), che prima della crisi si attestava intorno ai 20 €/MWh, ha toccato nell'agosto 2022 punte dell'ordine dei 340 €/MWh [3], circa diciassette volte il valore precedente; di riflesso, il PUN, che all'inizio del 2021 si collocava intorno ai 60 €/MWh, ha raggiunto nell'agosto 2022 un massimo storico di 543 €/MWh in media mensile (Figura 1.1) [2]. A partire dal 2023, il rientro dei prezzi del gas e il contributo crescente delle fonti rinnovabili hanno riportato gradualmente il PUN su livelli più contenuti, con una media annua intorno ai 108 €/MWh nel 2024, comunque superiore ai valori precedenti la crisi.

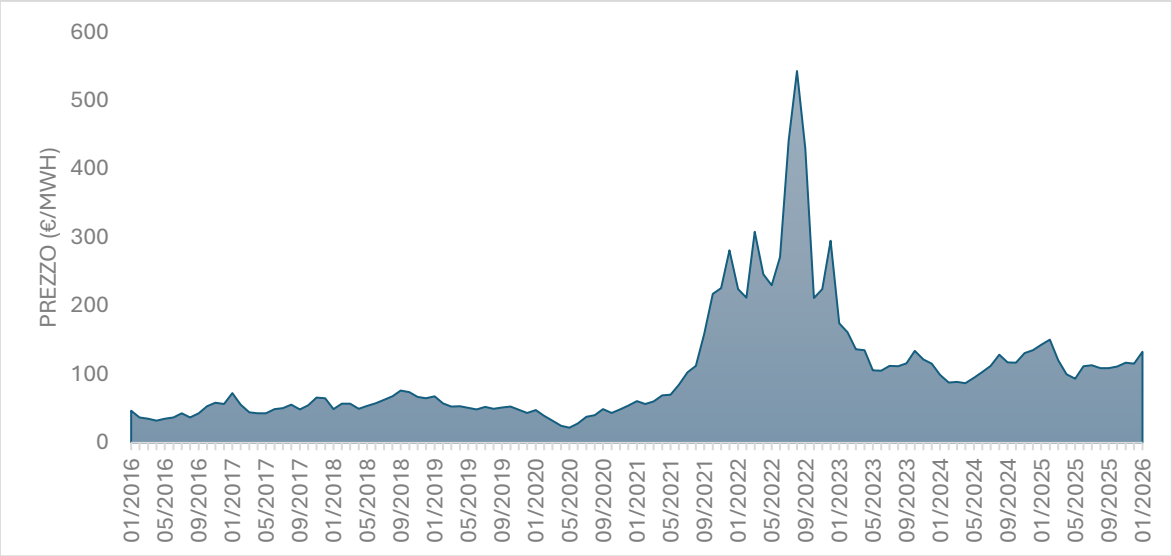


Figura 1.1: *Andamento Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio mensile in Italia (Gennaio 2016 - Gennaio 2026).*
Fonte: elaborazione propria su dati GME.

L'entità dello shock è misurabile anche a livello di sistema: secondo la Relazione Annuale sulla Situazione Energetica Nazionale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica [4], nel 2022 la domanda di energia primaria in Italia è diminuita del 4,5% e la dipendenza dalle importazioni è salita dal 73,5% al 79,7%. Gli effetti si sono propagati a cascata sui costi di produzione delle imprese: il Centro Studi di Confindustria [5] stima che nel 2022 l'incidenza dei costi energetici sui costi di produzione dell'industria italiana sia circa raddoppiata, passando da circa il 4% del periodo precedente la crisi a circa l'8%, un valore superiore a quello rilevato per la Germania (7,2%) e per la Francia (4,8%). Il maggior impatto subito dall'Italia è riconducibile in larga parte al suo mix di generazione elettrica, storicamente più dipendente dal gas rispetto, ad esempio, alla Francia, che beneficia dell'energia nucleare, meno correlata al prezzo del gas; l'Italia è risultata così il Paese manifatturiero più colpito tra le principali economie europee.

L'impatto si è tradotto in un rallentamento diffuso dell'attività industriale. Sulla base dell'indice IMCEI, elaborato da Terna [6] per monitorare i consumi dei clienti energivori, nel 2022 quasi tutti i principali comparti industriali italiani hanno registrato una flessione, in particolare la siderurgia, la meccanica e i metalli non ferrosi. Una rilevazione del Centro Studi di Confindustria [5] già nella primavera del 2022 segnalava che il 16,4% delle imprese aveva ridotto la produzione a causa dell'aumento delle bollette e delle difficoltà di

approvvigionamento. La pressione sui margini è documentata anche dall'ISTAT: secondo il Rapporto sulla competitività dei settori produttivi del 2023 [7], rispetto all'inizio del 2022 il margine operativo lordo è diminuito per oltre la metà delle imprese manifatturiere, divenendo negativo nel 5% dei casi.

Secondo l'ISTAT [7], di fronte a tale pressione, circa il 60% delle imprese manifatturiere colpite dal lato dell'approvvigionamento energetico, hanno reagito principalmente trasferendo i maggiori costi sui prezzi di vendita e soprattutto le più grandi, rinegoziando i contratti di fornitura. Lo stesso studio dell'ISTAT individua, sul piano empirico, quali strategie si siano rivelate più efficaci nel ridurre la probabilità di chiudere l'esercizio con margini negativi: la rinegoziazione dei contratti di fornitura e l'investimento in efficienza energetica nella manifattura e nei servizi, il ricorso all'energia autoprodotta, che da solo abbatte tale probabilità di oltre nove punti percentuali. Questo dato è di particolare rilievo per il presente lavoro, poiché conferma, sulla base di evidenze ufficiali, che le leve realmente strutturali per contenere l'impatto del costo energetico sono l'efficienza e l'autoproduzione: le stesse direttrici analizzate nei capitoli successivi.

Per un'impresa manifatturiera energivora, in cui l'energia rappresenta una voce di costo particolarmente significativa, una dinamica di questo tipo incide direttamente sulla marginalità e sulla competitività: la crisi del 2022 ha reso evidente quanto la sostenibilità economica di tali imprese dipenda dall'andamento di una variabile in larga parte esterna e non controllabile. È questa esposizione a costituire la premessa del presente lavoro e a motivare l'analisi dei consumi e degli interventi di contenimento del costo energetico sviluppata nei capitoli seguenti.

Va infine sottolineato che la crisi del 2022 non rappresenta un episodio isolato, bensì la manifestazione di una vulnerabilità strutturale: il prezzo dell'energia rimane esposto a forti oscillazioni di natura geopolitica. Lo confermano le tensioni del 2026 connesse allo Stretto di Hormuz, che hanno nuovamente spinto al rialzo i prezzi, sebbene in misura assai più contenuta rispetto al 2022, il prezzo del gas TTF è passato da circa 32 a un picco di circa 62 €/MWh nel marzo 2026, ben lontano dai livelli del 2022. Secondo le stime del Centro Studi di Confindustria [8], tuttavia, qualora il conflitto si protraesse con un prezzo del petrolio intorno ai 140 dollari al barile, l'incidenza dei costi energetici sui costi di produzione delle

imprese italiane potrebbe salire dal 4,9% del 2025 al 7,6%, riavvicinandosi ai livelli critici sperimentati nel 2022. La ricorrenza di questi episodi rafforza la necessità, per un'impresa energivora, di adottare misure strutturali in termini di efficienza e di autoproduzione anziché considerare la crisi un fenomeno transitorio: è in questa prospettiva che si collocano le analisi e la proposta di investimento oggetto dei capitoli conclusivi.

1.4 Le imprese energivore: quadro normativo e agevolazioni

Le imprese a forte consumo di energia elettrica, comunemente dette energivore, sono quelle in cui il costo dell'energia rappresenta una quota particolarmente elevata dei costi complessivi di produzione. Per tali imprese il prezzo dell'elettricità non è una voce di spesa marginale, ma un fattore determinante della competitività: un costo dell'energia più alto rispetto ai concorrenti esteri può tradursi in uno svantaggio competitivo e, al limite, in un incentivo a delocalizzare la produzione (il cosiddetto rischio di rilocalizzazione, o carbon leakage). Proprio per preservare la competitività di questi settori, l'Unione Europea e l'Italia hanno previsto un regime di agevolazioni dedicato.

Nell'ordinamento italiano la disciplina delle agevolazioni per le imprese energivore è stata a lungo regolata dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2017. Tale assetto è stato recentemente riformato: l'articolo 3 del Decreto-Legge 29 settembre 2023, n. 131 ha ridefinito il regime di agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, in coerenza con la nuova Disciplina europea in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia (Comunicazione della Commissione 2022/C 80/01, nota come CEEAG). Le nuove regole sono state attuate con il Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 10 luglio 2024, n. 256. La gestione del regime è affidata alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) [9], che ogni anno raccoglie le dichiarazioni delle imprese e costituisce l'Elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

In base alla normativa vigente, possono accedere alle agevolazioni le imprese che hanno registrato un consumo di energia elettrica non inferiore a 1 GWh all'anno e che operano in settori individuati come esposti al rischio di rilocalizzazione dall'Allegato 1 della disciplina europea, oppure che presentano un'elevata intensità elettrica rispetto al valore aggiunto. Il

beneficio consiste in una riduzione degli oneri generali di sistema, in particolare della componente a sostegno delle fonti rinnovabili (ASOS) già richiamata nel paragrafo 1.2 alleggerendo così in misura significativa il costo effettivo dell'energia per l'impresa. La riforma del 2023 ha però subordinato l'agevolazione al rispetto di alcune condizionalità: l'esecuzione di una diagnosi energetica e l'adozione di misure di decarbonizzazione, tra cui la copertura di una quota del fabbisogno con energia da fonti che non emettono carbonio, pena la decadenza dal beneficio; la verifica del rispetto di tali obblighi è affidata al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [10].

Questo quadro è direttamente rilevante per il caso oggetto del presente lavoro. In quanto impresa manifatturiera a elevato consumo, la Messersì Packaging può accedere a tali agevolazioni, che riducono la propria base di costo energetico pur senza eliminare l'esposizione alla volatilità dei prezzi descritta nel paragrafo precedente. È inoltre significativo che le stesse condizionalità introdotte dalla riforma come la diagnosi energetica e la spinta verso l'autoproduzione da fonti non fossili, convergano con le direttrici analizzate nei capitoli successivi quali la mappatura dei consumi, l'efficientamento e l'autoproduzione di energia che non rappresentano soltanto leve di convenienza economica, ma rispondono anche agli obblighi posti dal regime agevolativo. Il quadro normativo, in altri termini, riduce il costo dell'energia per l'impresa e, al tempo stesso, ne rafforza l'incentivo a investire nelle soluzioni oggetto di questa tesi.

1.5 Il caso di studio: Messersì Packaging e i suoi stabilimenti

Il presente lavoro si fonda sull'analisi del caso della Messersì Packaging, azienda con sede a Barbara, in provincia di Ancona, fondata nel 1992 e oggi operante a livello internazionale nel settore dell'imballaggio, con esportazioni in oltre sessanta Paesi. Nel 2024 l'azienda contava 177 dipendenti e un fatturato di circa 65 milioni di euro.

La Messersì Packaging si caratterizza per una produzione articolata in due categorie di prodotti tecnologicamente distinte. La prima è costituita dalle regge per imballaggio (in polipropilene, PET e nella linea Green Tech); la seconda dai macchinari per il confezionamento, che comprendono linee di packaging, macchine reggiatrici, incappucciartici, per termoretrazione e avvolgitrici. I prodotti trovano impiego in diversi

comparti industriali, tra cui il vetro, il food & beverage, la carta, il legno e l'edilizia. La duplice natura della produzione, divisa tra materiali di consumo come le regge e beni strumentali come le macchine, comporta processi produttivi profondamente diversi. Di conseguenza, come si vedrà nel secondo capitolo, l'analisi dei consumi richiederà di trattare separatamente questi due ambiti.

Sotto il profilo energetico, la Messersì Packaging è classificata come impresa energivora e la gestione dell'energia è affidata a un responsabile interno, affiancato da un consulente esterno. Gli impianti differiscono tuttavia per regime di funzionamento: la produzione delle regge opera in modo continuativo, ventiquattro ore su ventiquattro e sette giorni su sette, mentre la produzione dei macchinari si concentra prevalentemente nelle ore diurne dei giorni feriali. Questa differenza incide in misura determinante sull'entità e sul profilo dei consumi, come metterà in evidenza l'analisi delle fasce orarie nel secondo capitolo.

Dal punto di vista logistico e impiantistico, l'azienda si articola in cinque stabilimenti (Figura 1.2): lo stabilimento 1, destinato agli uffici; lo stabilimento 2, sede della produzione delle regge; lo stabilimento 3, dedicato alla logistica e al magazzino; e gli stabilimenti 4 e 5, in cui si concentra la produzione dei macchinari, di fatto contigui agli altri ma amministrativamente ricadenti nell'attiguo comune di Serra de' Conti, da cui sono separati unicamente dalla strada che ne segna il confine. A questa articolazione fisica corrisponde una configurazione elettrica basata su tre punti di prelievo (POD): un primo POD serve la produzione delle regge insieme agli uffici (stabilimenti 2 e 1), un secondo l'area di logistica e magazzino (stabilimento 3) e un terzo la produzione dei macchinari (stabilimenti 4 e 5). Questa corrispondenza tra POD e aree funzionali è di particolare rilievo metodologico, poiché definisce il livello di dettaglio con cui sarà possibile disaggregare i consumi nel secondo capitolo.



Figura 1.2: *Vista dall'alto degli stabilimenti Messersì Packaging, con la numerazione degli edifici.*
Fonte: Messersì Packaging.

L'azienda dispone inoltre di impianti di autoproduzione concentrati sull'area degli uffici e della produzione delle regge: un impianto di cogenerazione, attivo dal 2018, e un impianto fotovoltaico di potenza pari a 659,10 kWp, entrato in funzione all'inizio del 2026. Allo stato attuale tali impianti contribuiscono a coprire il fabbisogno elettrico di quest'area, che resta comunque in parte soddisfatto dal prelievo dalla rete; l'impianto fotovoltaico genera inoltre un modesto surplus, immesso in rete nelle ore di maggiore irraggiamento e minore assorbimento. La recente installazione del fotovoltaico comporta due implicazioni per il prosieguo del lavoro: da un lato non sono ancora disponibili serie storiche di produzione su cui basare l'analisi del terzo capitolo; dall'altro, la circostanza che l'autoproduzione fotovoltaica interessi finora soltanto una parte degli stabilimenti, lasciando le aree produttive a ciclo continuo dei macchinari e della logistica alimentate dalla sola rete, costituisce il presupposto dello studio di fattibilità di un ampliamento dell'impianto, sviluppato nel quarto capitolo.

In sintesi, la combinazione di due processi produttivi distinti, di una segmentazione elettrica su tre POD e di una copertura da autoproduzione ancora parziale definisce il perimetro e la metodologia dell'analisi dei consumi energetici, oggetto del capitolo seguente.

CAPITOLO 2: MAPPATURA E ANALISI DEI CONSUMI ENERGETICI

2.1Metodologia di raccolta dati: bollette, POD, curve di carico

L'analisi dei consumi sviluppata in questo capitolo si fonda sui dati di fatturazione dell'energia elettrica messi a disposizione dall'azienda, integrati dalle informazioni tecniche e contrattuali in essi contenute. La fonte primaria è costituita dalle bollette dei punti di prelievo (POD) attraverso cui la Messersì Packaging si approvvigiona di energia dalla rete. Il perimetro dell'analisi comprende i tre POD che alimentano gli stabilimenti produttivi e i servizi dell'azienda, mentre è escluso un ulteriore punto di fornitura, di consumo marginale e situato al di fuori dell'area produttiva oggetto di studio, in quanto non significativo ai fini della presente analisi. Il livello di disaggregazione adottato è dunque quello del singolo POD, che rappresenta il massimo dettaglio disponibile a partire dai dati di fatturazione, salvo l'eventuale presenza di contatori divisionali interni a livello di reparto o di linea.

Per ciascun POD la bolletta fornisce, con cadenza mensile, l'energia attiva prelevata espressa in kWh e ripartita nelle tre fasce orarie F1, F2 ed F3 definite dall'ARERA, la potenza massima prelevata, l'energia reattiva e la scomposizione completa della spesa nelle quattro componenti illustrate nel paragrafo 1.2: la materia energia, il trasporto e la gestione del contatore, gli oneri di sistema e le imposte. Tali dati consentono di ricostruire sia l'entità dei consumi sia la loro struttura di costo. I valori economici sono considerati al netto dell'IVA, in quanto imposta recuperabile per l'impresa e quindi non rappresentativa del costo effettivamente sostenuto. A partire dalla spesa complessiva e dall'energia prelevata si definisce inoltre il costo unitario medio dell'energia, espresso in €/kWh e ottenuto come rapporto tra il totale della bolletta, al netto dell'IVA, e i kWh prelevati: tale indicatore, comprendendo anche le quote fisse e di potenza, esprime il costo medio effettivo del prelievo e non il solo prezzo della materia energia, e tende pertanto ad assumere valori più elevati nei mesi a basso consumo, nei quali le componenti indipendenti dai kWh si ripartiscono su una base minore.

I tre POD oggetto di analisi presentano caratteristiche tecniche e contrattuali eterogenee, sintetizzate nella Tabella 2.1, alla quale ci si riferirà per brevità con le sigle POD 1, POD 2

e POD 3. Il punto di prelievo che alimenta la produzione delle regge e gli uffici è connesso in media tensione e dispone di una potenza impegnata di gran lunga superiore a quella degli altri due, coerentemente con il ruolo preponderante che esso riveste nei consumi complessivi; i punti che servono la logistica e la produzione dei macchinari sono invece connessi in bassa tensione e caratterizzati da potenze contenute. Eterogenea è anche la strategia di approvvigionamento: due dei tre POD sono regolati da un contratto a prezzo indicizzato al PUN, mentre il terzo è regolato da un contratto a prezzo fisso, circostanza di rilievo che sarà ripresa e analizzata nel terzo capitolo. La differenza di livello di tensione tra i punti di prelievo non è un dettaglio puramente tecnico: incide infatti sulle tariffe di trasporto e sugli oneri applicati e, di conseguenza, sul costo unitario dell'energia, elemento di cui si terrà conto nel confronto tra stabilimenti del paragrafo 2.5.

	Area Servita	Tensione	Potenza impegnata	Fornitore	Struttura di prezzo
Pod 2	Produzione regge ed uffici	Media Tensione	2753kw	Hera Comm	Indicizzato al PUN
Pod 2	Logistica e magazzino	Bassa Tensione	50kw	Hera Comm	Indicizzato al PUN
Pod 3	Produzione macchinari	Bassa Tensione	102kw	Confindustria Energia Adriatica	Prezzo fisso

Tabella 2.1: *Configurazione dei tre punti di prelievo (POD) oggetto dell'analisi*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.

Sotto il profilo temporale, l'analisi copre il periodo che va da gennaio 2024, primo mese per cui è disponibile una serie continua di dati aziendali, fino ai più recenti mesi disponibili del 2026. La fase di forte rincaro dei prezzi del biennio 2021-2022, antecedente a tale orizzonte, è già stata trattata su scala di sistema nel primo capitolo attraverso l'andamento del PUN; la presente analisi si concentra dunque sulla dinamica propria dell'azienda nel periodo successivo. Sul piano metodologico si adottano alcuni criteri. In primo luogo, coerentemente con la duplice natura della produzione descritta nel paragrafo 1.5, i consumi della linea delle regge e quelli della produzione dei macchinari sono trattati separatamente, in ragione dei processi produttivi e delle unità di misura differenti, scelta che si riflette negli indicatori normalizzati del paragrafo 2.4 e nel benchmark del paragrafo 2.5. In secondo luogo, la grandezza analizzata è il prelievo dalla rete, ossia l'energia effettivamente misurata e fatturata per ciascun POD, che costituisce anche la determinante diretta del costo; l'autoproduzione da cogenerazione e da fotovoltaico, presente sul punto che alimenta le regge e gli uffici, è trattata come strato distinto, ricostruito ove i relativi dati lo consentano,

e assume rilievo specifico nell'analisi degli investimenti del terzo capitolo e nello studio di fattibilità del quarto. Infine, i mesi che presentano valori anomali, riconducibili a conguagli o a ricalcoli di fatturazione, sono identificati e spiegati puntualmente anziché essere corretti o esclusi, al fine di preservare la trasparenza del dato.

La ripartizione dell'energia nelle fasce orarie costituisce un primo strumento per caratterizzare il profilo temporale dei consumi e la loro distribuzione tra ore diurne, serali e notturne o festive, oggetto di approfondimento nel paragrafo 2.3. Per il punto di prelievo principale, il POD 1, sono inoltre disponibili le curve di prelievo a risoluzione quartoraria, che consentono di ricostruirne direttamente il profilo di carico; per gli altri due punti, in assenza di tali curve, la suddivisione per fasce è impiegata come indicatore del profilo di funzionamento. Per la normalizzazione degli indicatori sviluppata nel paragrafo 2.4 si dispone dei volumi di produzione mensili della linea delle regge, afferenti al medesimo POD 1: poiché tale punto alimenta congiuntamente la produzione e gli uffici, la componente di consumo indipendente dalla produzione viene isolata analizzando la relazione tra energia prelevata e volumi prodotti. Per gli altri due punti di prelievo, in assenza di un volume produttivo fisico omogeneo, l'analisi normalizzata si concentra sul POD 1, che rappresenta peraltro la quota largamente preponderante dei consumi. L'analisi potrà infine essere integrata, ove disponibile, con la diagnosi energetica prevista per le imprese a forte consumo dal D.Lgs. 102/2014, che fornirebbe un ulteriore livello di dettaglio sui principali assorbimenti.

2.2Analisi dei consumi per stabilimento

L'analisi dei consumi prende avvio dalla quantificazione dell'energia prelevata dalla rete da ciascun punto di prelievo nel periodo gennaio 2024 – maggio 2026. Ne emerge immediatamente una fortissima asimmetria di scala tra i tre POD. Il POD 1, che alimenta la produzione delle regge e gli uffici, assorbe la quota largamente preponderante dell'energia, con un prelievo dell'ordine di 8,7 GWh nel 2025; seguono, a grande distanza, il POD 3, dedicato alla produzione dei macchinari, con circa 230 MWh, e il POD 2, relativo alla logistica e al magazzino, con circa 105 MWh. Complessivamente, nel medesimo anno l'azienda ha prelevato dalla rete poco più di 9 GWh, a fronte di una spesa elettrica, al netto dell'IVA, di circa 1,55 milioni di euro: un valore che da solo restituisce la misura della rilevanza strategica della variabile energetica per l'impresa e che giustifica l'attenzione

dedicata, nei capitoli successivi, alle leve di contenimento del costo. I valori annui di prelievo e di spesa dei tre punti sono riepilogati nella Tabella 2.2.

Punto di prelievo	Prelievo 2025 (MWh)	Spesa 2025 (€)	Quota sul prelievo
POD 1 (regge e uffici)	8.699	1.481.832	96,30%
POD 2 (logistica)	104	21.956	1,20%
POD 3 (macchinari)	229	48.479	2,50%
Totale	**9.032**	**1.552.267**	**100%**

Tabella 2.2: *Prelievo annuo dalla rete e spesa per punto di prelievo (anno 2025; spesa al netto dell'IVA).*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.

L'andamento mensile del prelievo è riportato nella Figura 2.1. Per il POD 1 si osserva un assorbimento elevato e sostenuto lungo l'intero arco temporale, con una riduzione marcata nel mese di agosto, riconducibile alla sospensione estiva dell'attività, e alcune punte di prelievo più accentuate in singoli mesi. Il livello mediamente elevato del prelievo anche al di fuori dei picchi, e in particolare l'assenza di forti flessioni nei periodi ordinari, riflette il funzionamento continuo delle linee di estrusione, il cui profilo a scala oraria e giornaliera sarà analizzato nel paragrafo 2.3.

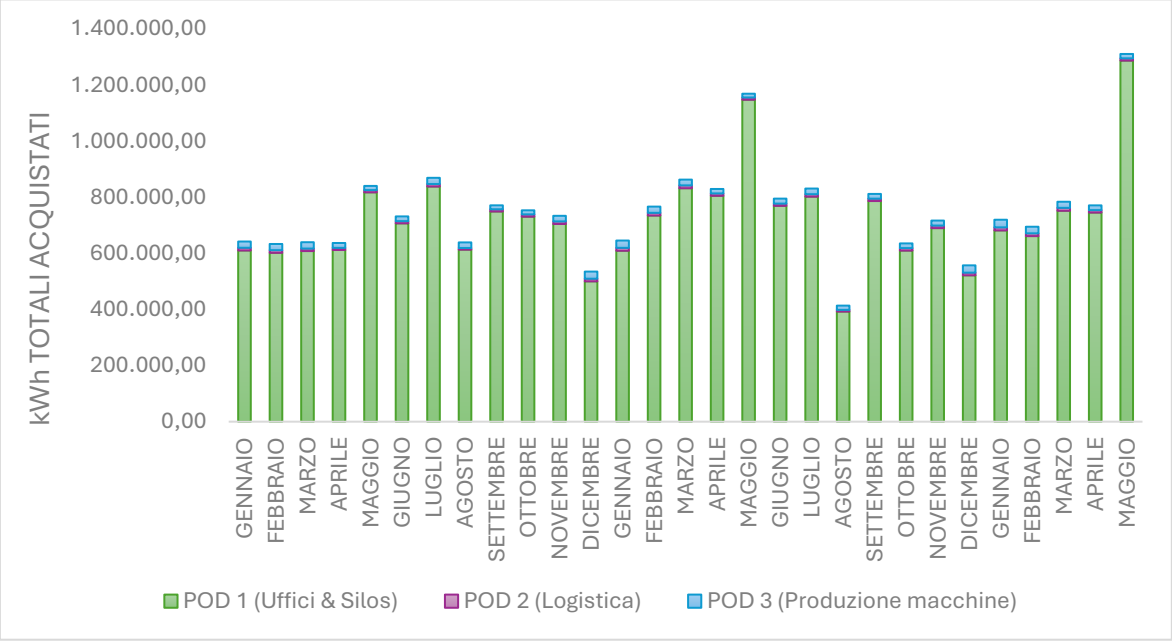


Figura 2.1: *Prelievo mensile di energia elettrica per punto di prelievo (gennaio 2024 – maggio 2026).*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.

In termini relativi la ripartizione dei consumi è nettissima, il POD 1 rappresenta circa il 96% dell'energia prelevata dall'azienda, mentre i POD 2 e 3 si dividono il restante 4% circa, con la produzione dei macchinari di entità superiore alla logistica. Sotto il profilo energetico, dunque, l'azienda si identifica in larghissima misura con il solo POD 1, ed è su di esso che si concentra la parte più approfondita dell'analisi. Il livello complessivo dei consumi, dell'ordine dei 9 GWh annui, conferma su base quantitativa la classificazione dell'azienda come impresa a forte consumo di energia elettrica, ampiamente al di sopra della soglia di 1 GWh richiamata nel paragrafo 1.4. Sul piano temporale, il prelievo del POD 1 mostra, inoltre, una crescita di circa l'8% tra il 2024 e il 2025: una dinamica la cui riconducibilità all'andamento dei volumi produttivi sarà verificata, attraverso la normalizzazione dei consumi, nel paragrafo 2.4.

Alla preponderanza del POD 1 nei consumi corrisponde un'analoga preponderanza nella spesa, poiché, come anticipato nel paragrafo 1.2, la parte largamente prevalente della bolletta è proporzionale all'energia prelevata. La scomposizione della spesa per il mese rappresentativo di aprile 2026, illustrata nella Figura 2.2 con riferimento al POD 1, conferma sui dati aziendali tale struttura: la materia energia incide per circa l'80% del totale al netto dell'IVA, il trasporto per circa l'11%, gli oneri di sistema e le imposte per circa il 5% ciascuno. È dunque la componente legata al prezzo dell'energia a governare l'entità della bolletta, circostanza che spiega l'andamento sostanzialmente parallelo di spesa e consumo nel tempo e che individua nella riduzione dei prelievi e nell'autoproduzione le leve di intervento più incisive, analizzate nei capitoli successivi.

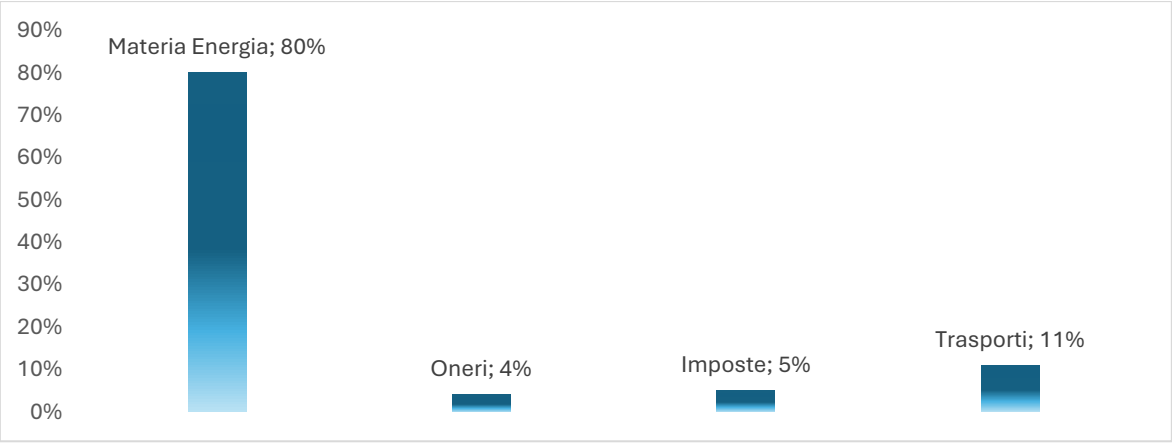


Figura 2.2: *Composizione percentuale della spesa elettrica del POD 1 nel mese rappresentativo di aprile 2026, al netto dell'IVA.*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.

La struttura della spesa non è tuttavia identica per i tre punti, e la differenza si lega al rispettivo livello di tensione. Il POD 1, connesso in media tensione, beneficia di tariffe di trasporto più contenute, mentre i POD 2 e 3, in bassa tensione, presentano per il medesimo mese una quota di trasporto sensibilmente maggiore, dell'ordine del 14-15% a fronte dell'11% del POD 1. Ne discende che il costo unitario medio dell'energia, comprensivo di tutte le componenti, risulta più elevato per i due punti minori, nell'ordine di 0,20-0,22 €/kWh contro circa 0,18 €/kWh del POD 1 nello stesso mese, pur condividendo essi il medesimo contesto di prezzo. Tale divario, imputabile sia al livello di tensione sia alla maggiore incidenza delle quote fisse e di potenza su volumi ridotti, sarà ripreso nel confronto tra stabilimenti del paragrafo 2.5, mentre la sua evoluzione nel tempo, insieme alla dinamica complessiva del costo unitario, costituisce oggetto del terzo capitolo.

2.3 Profili di carico e stagionalità

Definita l'entità dei consumi, l'analisi si sposta sulla loro distribuzione temporale, prima nell'arco della giornata e poi lungo l'anno. L'esame si concentra sul POD 1, per il quale si dispone delle curve di prelievo a risoluzione quartoraria, mentre per gli altri due punti il profilo è ricostruito attraverso la ripartizione in fasce orarie. La Figura 2.3 riporta il profilo di carico medio giornaliero del POD 1 nell'anno 2025, distinguendo tra giornata infrasettimanale e giornata festiva. Il dato più significativo è la sostanziale costanza del prelievo lungo le ventiquattro ore: il carico non presenta il crollo notturno tipico delle attività a turno diurno, ma si mantiene su valori elevati anche nelle ore centrali della notte, non scendendo mai al di sotto di circa l'85% del massimo giornaliero. Ancora più indicativo è il confronto tra i due profili: la curva del fine settimana, pur leggermente inferiore a quella dei giorni feriali, conserva il medesimo andamento elevato e privo di interruzioni. Questo comportamento costituisce la conferma diretta, sui dati di prelievo, del funzionamento continuo delle linee di estrusione descritto nel paragrafo 1.5: la produzione delle regge non si arresta né di notte né nei giorni festivi.

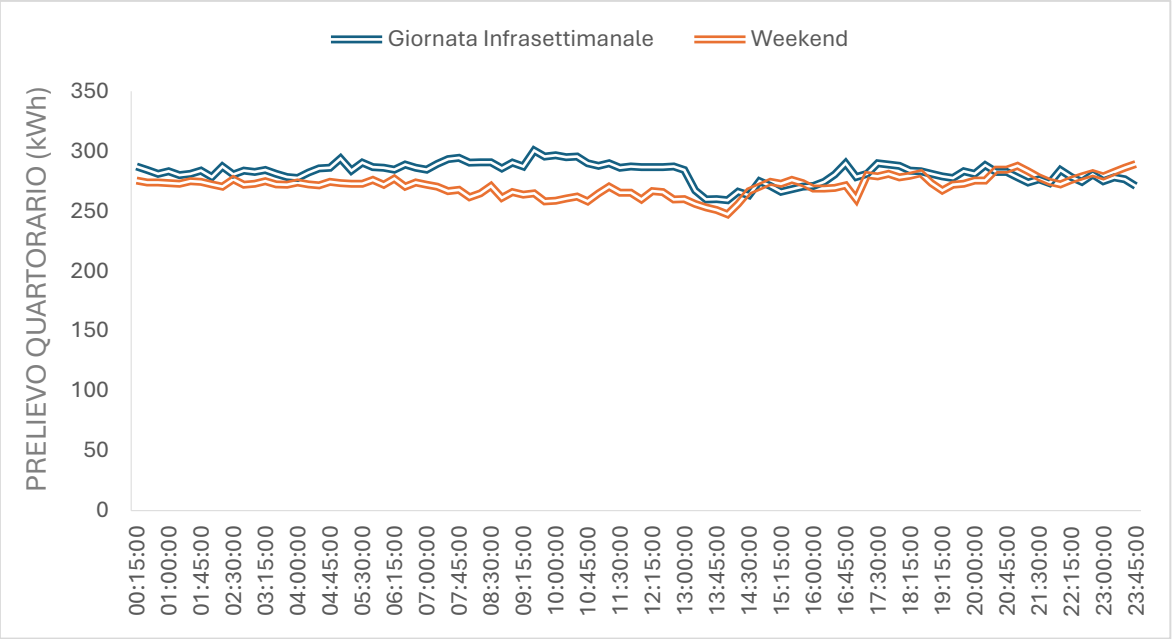


Figura 2.3: *Profilo di carico medio giornaliero del POD 1 nei giorni feriali e festivi (anno 2025).*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.

La presenza di un carico di fondo costante e sempre attivo, comunemente indicato come baseload, riveste un'importanza specifica ai fini dello studio sviluppato nel quarto capitolo. Un'utenza che assorbe energia in misura rilevante in ogni ora del giorno è infatti in grado di autoconsumare una quota elevata dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico, poiché esiste sempre una domanda interna capace di assorbirla nel momento stesso in cui viene generata. Tale aspetto sarà ripreso e quantificato nel quarto capitolo.

Sul piano annuale, la Figura 2.4 riporta l'andamento del consumo giornaliero del POD 1 nel corso del 2025. La continuità che caratterizza la singola giornata si ritrova lungo l'intero anno, con un prelievo elevato e sostanzialmente regolare, interrotto in modo netto soltanto in corrispondenza delle due sospensioni dell'attività, quella estiva di agosto e quella natalizia di fine dicembre. Al di fuori di tale periodo le oscillazioni risultano contenute e prive di una marcata dipendenza dalle condizioni climatiche, coerentemente con la natura del processo di estrusione, il cui assorbimento è legato ai ritmi produttivi più che alla temperatura esterna.

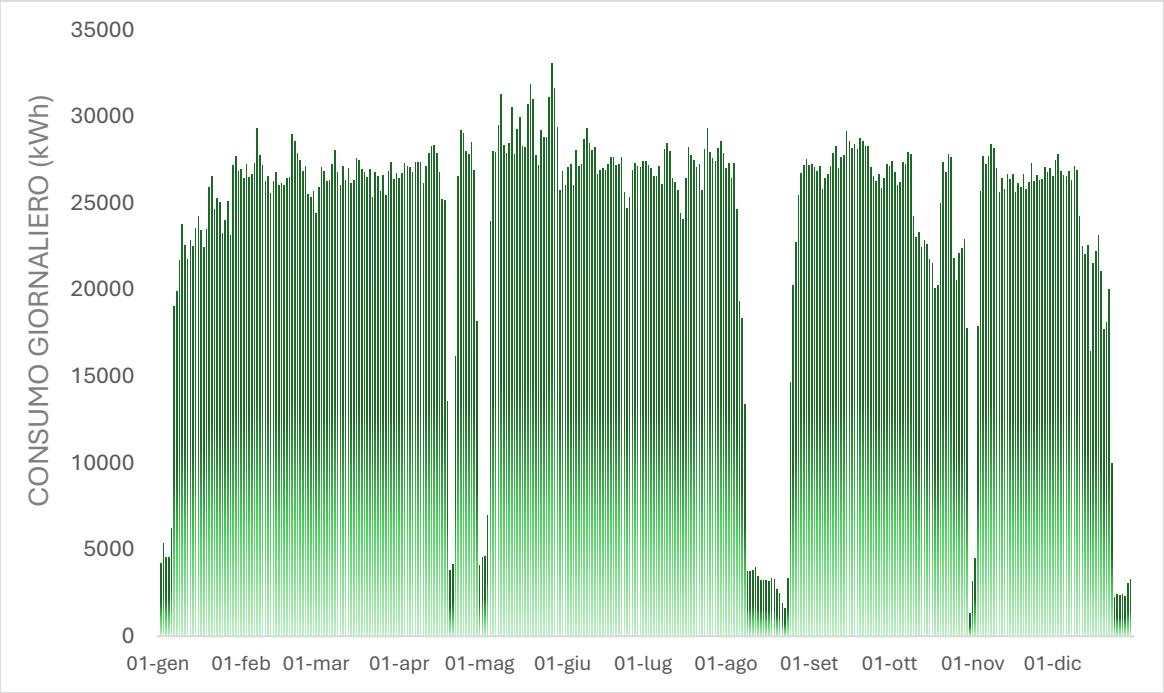


Figura 2.4: *Andamento del consumo giornaliero del POD 1 nel 2025.*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.

Il confronto tra i profili dei tre punti di prelievo è reso possibile dalla ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie F1, F2 ed F3 definite dall'ARERA, riportata nella Tabella 2.3. I tre POD presentano regimi di funzionamento nettamente diversi. Il POD 1, dedicato alla produzione delle regge, presenta circa il 44% del prelievo nella fascia F3, che comprende le ore notturne, i fine settimana e i giorni festivi. Tale quota non indica una concentrazione dei consumi in queste ore, bensì riflette il fatto che la fascia F3 racchiude un numero di ore annue nettamente superiore a quello delle altre due: a fronte di un prelievo pressoché costante lungo tutte le ore, è la fascia più ampia a raccogliere la porzione maggiore di energia. La ripartizione conferma quindi, su base annua, il funzionamento continuo già emerso dal profilo giornaliero. All'opposto, il POD 3, relativo alla produzione dei macchinari, concentra circa il 60% del prelievo nella fascia F1, propria delle ore diurne dei giorni feriali, a testimonianza di un'attività organizzata prevalentemente su turni diurni. Il POD 2, dedicato alla logistica, presenta infine una ripartizione più equilibrata tra le tre fasce. La concentrazione diurna del prelievo del POD 3 assume particolare rilievo in vista dello studio di fattibilità del quarto capitolo: un'utenza che assorbe energia prevalentemente nelle ore di luce presenta un profilo di consumo naturalmente sovrapponibile a quello della generazione fotovoltaica, condizione che favorisce un elevato grado di autoconsumo dell'energia prodotta.

POD	F1 (giorno feriale)	F2 (intermedia)	F3 (notte/festivi)
POD 1 – regge	33%	23%	44%
POD 2 – logistica	36%	29%	35%
POD 3 – macchinari	60%	17%	23%

Tabella 2.3: *Ripartizione del prelievo per fasce orarie (F1, F2, F3) dei tre punti di prelievo (valori annui).*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.

In sintesi, l'analisi dei profili evidenzia due regimi di funzionamento opposti, il ciclo continuo della produzione delle regge e l'attività diurna della produzione dei macchinari, destinati a riflettersi sia sul confronto di efficienza tra stabilimenti sviluppato nel paragrafo successivo, sia sulle scelte di dimensionamento dell'impianto fotovoltaico analizzate nel quarto capitolo.

2.4 Indicatori di prestazione energetica: consumi normalizzati sulla produzione

L'analisi condotta finora ha riguardato i consumi in valore assoluto e la loro distribuzione temporale. Per valutare l'efficienza con cui l'energia viene impiegata occorre tuttavia rapportare il consumo alla produzione, attraverso un indicatore di prestazione energetica normalizzato. Tale analisi è sviluppata per il solo POD 1, che è l'unico punto di prelievo per cui esiste un volume produttivo fisico di riferimento, ossia le tonnellate di regge prodotte, mentre per la logistica e per la produzione dei macchinari non si dispone di un denominatore omogeneo. L'indicatore considerato è il consumo specifico, espresso in kWh per tonnellata di regge prodotta e calcolato su base mensile a partire dai dati di prelievo e dai volumi di produzione comunicati dall'azienda. Poiché il POD 1 alimenta congiuntamente la produzione e gli uffici, l'energia prelevata comprende una quota indipendente dalla produzione, di cui si tiene conto nell'analisi che segue. I valori si riferiscono al biennio 2024-2025, precedente all'entrata in funzione dell'impianto fotovoltaico, così da misurare l'effettiva intensità del consumo non ancora alterata dall'autoproduzione.

La Figura 2.5 riporta l'andamento del consumo specifico mensile. L'indicatore si mantiene sostanzialmente stabile, oscillando intorno a un valore medio di circa 370 kWh per tonnellata, un livello coerente con quello tipico dei processi di estrusione di materie plastiche. Il dato più rilevante emerge dal confronto tra i due anni: a fronte di una crescita della produzione di circa il 10% tra il 2024 e il 2025, da circa 21.400 a circa 23.600

tonnellate, il prelievo è aumentato di circa l'8%, con un consumo specifico medio passato da 378 a 369 kWh per tonnellata. L'incremento dei consumi rilevato nel paragrafo 2.2 trova quindi piena spiegazione nella crescita dei volumi produttivi, mentre l'efficienza energetica per unità di prodotto è rimasta stabile, con una lieve flessione. Il risultato è significativo, poiché indica che l'aumento della spesa non è imputabile a un peggioramento dell'efficienza, ma all'espansione dell'attività produttiva. Fanno eccezione alcuni mesi che si discostano dal valore medio per ragioni opposte. I mesi di ridotta produzione, come l'agosto 2024, presentano un consumo specifico più elevato non per una perdita di efficienza, ma per un effetto puramente aritmetico: a bassi volumi la componente di consumo indipendente dalla produzione, descritta più avanti, si ripartisce su poche tonnellate, facendo salire il rapporto. Diverso è il caso del maggio 2025 e del maggio 2026, in cui il consumo specifico risulta nettamente più elevato a fronte di una produzione nella media. Il dato, confermato dalle rilevazioni di fatturazione e ricorrente in entrambi gli anni, è riconducibile a un assorbimento aggiuntivo di natura stagionale, legato all'avvio dei sistemi di raffrescamento e condizionamento nei mesi di transizione verso l'estate; tali mesi sono stati esclusi dal calcolo del consumo specifico in quanto non rappresentativi del solo processo produttivo.

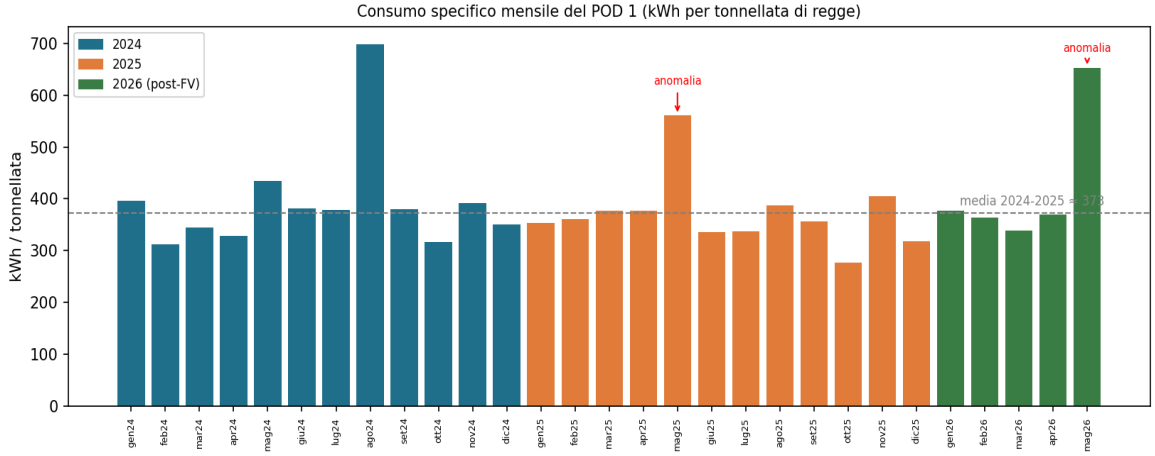


Figura 2.5: *Consumo specifico mensile del POD 1, in kWh per tonnellata di regge prodotta (gennaio 2024 – maggio 2026).*

Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione e di produzione aziendali.

Per distinguere la quota di consumo che varia con la produzione da quella che ne è indipendente, è stata analizzata la relazione tra prelievo mensile e tonnellate prodotte, riportata nella Figura 2.6. La regressione lineare conferma il legame diretto tra le due grandezze: la pendenza della retta indica un consumo specifico marginale dell'ordine di 225

kWh per tonnellata, mentre l'intercetta evidenzia la presenza di una componente di consumo indipendente dalla produzione, riconducibile agli uffici, ai servizi ausiliari e agli assorbimenti di base degli impianti, che funzionano con continuità anche a ritmi produttivi ridotti. Il consumo specifico marginale, pari a circa 225 kWh per tonnellata, risulta così inferiore al consumo specifico medio, che è dell'ordine di 370 kWh per tonnellata: questa differenza riflette proprio l'incidenza della componente fissa, la quale si ripartisce su tutte le tonnellate prodotte e incide perciò sul valore medio ma non su quello marginale. La dispersione dei dati intorno alla retta, espressa da un coefficiente di determinazione pari a circa 0,60, è coerente con la natura dell'impianto: la produzione è distribuita su otto linee che realizzano tipologie di reggia differenti, con velocità e consumi specifici diversi e con fermi di manutenzione non uniformi, fattori che introducono una variabilità mensile non riconducibile alla sola quantità prodotta.

Dalla regressione sono stati esclusi i due mesi di maggio sopra richiamati, il cui prelievo anomalo ne avrebbe distorto la stima a quello giustificato dai volumi prodotti, oltre 550 kWh per tonnellata a fronte di una produzione nella media. Una precisazione riguarda infine il 2026: a partire da tale anno il prelievo è ridotto dall'autoconsumo dell'energia fotovoltaica, sicché il consumo specifico calcolato sui dati di prelievo sottostima il consumo effettivo per tonnellata; per questa ragione l'analisi dell'efficienza è riferita al biennio 2024-2025, mentre il 2026 è considerato separatamente.

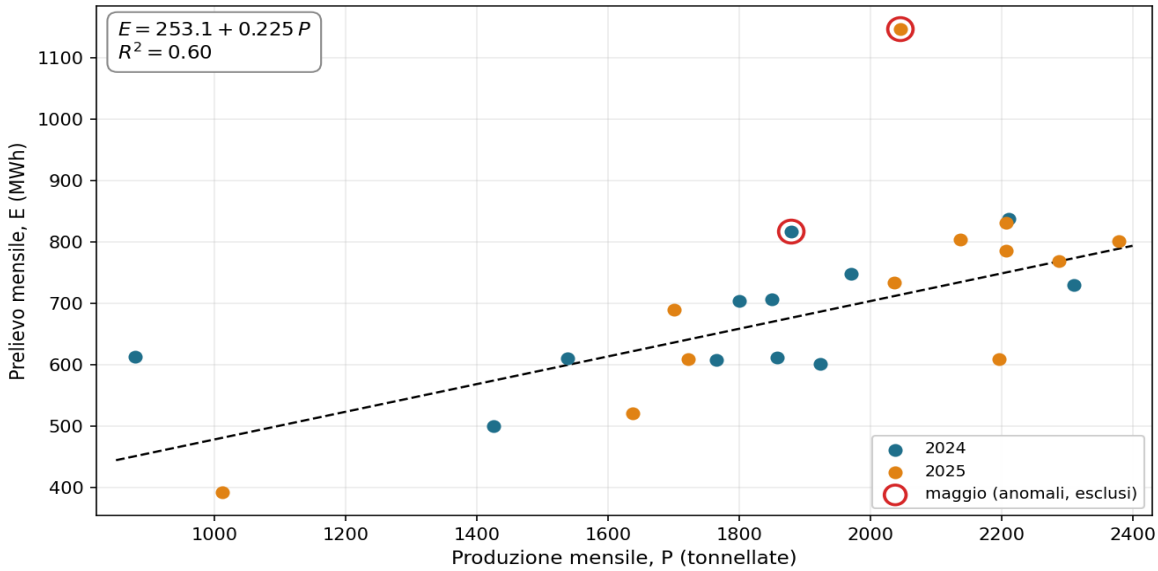


Figura 2.6: *Relazione tra prelievo mensile di energia e produzione di regge del POD 1 (2024-2025); la retta rappresenta la regressione lineare, esclusi i mesi anomali.*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione e di produzione aziendali.

In sintesi, il consumo specifico del POD 1 si conferma stabile e governato dai volumi produttivi, con un valore medio dell'ordine di 370 kWh per tonnellata. Tale indicatore costituisce il riferimento per il confronto tra stabilimenti sviluppato nel paragrafo successivo e, più in generale, una baseline rispetto alla quale valutare l'effetto degli interventi di efficientamento e di autoproduzione analizzati nel prosieguo del lavoro.

2.5 Confronto tra gli stabilimenti

I paragrafi precedenti hanno analizzato i tre punti di prelievo separatamente, sotto il profilo dei consumi, dei profili di carico e del costo. Questo paragrafo ne propone un confronto diretto, riassunto nella Tabella 2.4, dal quale emerge che i tre stabilimenti non differiscono soltanto per dimensione, ma costituiscono tre realtà energetiche distinte per regime di funzionamento, livello di tensione e condizioni contrattuali.

Punto di prelievo	Tensione	Consumo 2025	Quota	€/KWh medio	Fascia prevalente	Contratto
POD 1 (regge ed uffici)	Media tensione	8699 MWh	96,30%	0,17	F3 (notte e festivi), ~44%	Hera, indicizzato PUN
POD 2 (logistica)	Bassa tensione	104 MWh	1,20%	0,21	ripartita	Hera, indicizzato PUN
POD 3 (macchinari)	Bassa tensione	229 MWh	2,50%	0,21	F1 (giorno feriale), ~60%	Confindustria E.A., prezzo fisso

Tabella 2.4: *Confronto di sintesi tra i tre punti di prelievo (anno 2025). Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.*

Sul piano dei volumi il confronto è impari: il POD 1 rappresenta da solo circa il 96% dell'energia prelevata dall'azienda, mentre la logistica e la produzione dei macchinari incidono insieme per il 4% circa. È questa preponderanza a giustificare la scelta, adottata nei paragrafi precedenti, di sviluppare l'analisi di dettaglio come il profilo di carico e il consumo specifico sul POD 1. Per quest'ultimo, peraltro, il confronto di efficienza in senso stretto resta circoscritto: l'indicatore di consumo specifico definito nel paragrafo 2.4 è calcolabile unicamente per il POD 1, dotato di un volume produttivo fisico di riferimento, mentre per la logistica e per i macchinari, privi di un denominatore omogeneo, il confronto può fondarsi soltanto sui consumi, sui costi e sui profili di funzionamento.

Sotto il profilo del funzionamento, i tre punti presentano regimi nettamente diversi, come evidenziato dalla ripartizione in fasce della Tabella 2.3. Il POD 1, sede della produzione continua delle regge, distribuisce il prelievo in misura pressoché uniforme lungo tutte le ore: la fascia F3 vi pesa per circa il 44% non perché il consumo si concentri di notte o nei giorni festivi, ma perché tale fascia comprende un numero di ore annue nettamente superiore a quello delle altre due, cosicché a un prelievo costante corrisponde in F3 la quota maggiore di energia. Questa ripartizione conferma, su base annua, il funzionamento continuo già emerso dal profilo di carico del paragrafo 2.3. All'opposto, il POD 3, dove la produzione dei macchinari è organizzata su turni diurni, concentra circa il 60% del prelievo nella sola fascia F1, che pure comprende un numero ridotto di ore: qui l'elevata incidenza della fascia diurna riflette una reale concentrazione dei consumi nelle ore di lavoro, e non un effetto del monte-ore. Il POD 2, dedicato alla logistica, presenta infine una ripartizione più equilibrata tra le fasce. Questa differenza non è soltanto descrittiva: ciascun profilo si presta in misura diversa all'autoconsumo fotovoltaico, e in particolare il profilo diurno del POD 3 risulta naturalmente sovrapponibile alla generazione solare, circostanza che sarà ripresa nello studio di fattibilità del quarto capitolo.

Quanto al costo unitario dell'energia, la Figura 2.7 ne riporta l'evoluzione mensile per i tre punti, e due elementi meritano attenzione. Il primo è che le tre curve si muovono sostanzialmente all'unisono, con gli stessi rialzi e le stesse flessioni: i tre POD sono infatti esposti al medesimo prezzo di mercato, sicché le loro dinamiche di costo seguono lo stesso andamento di fondo. Tale corrispondenza vale pienamente nel biennio 2024-2025, quando tutti e tre i punti sono regolati da contratti indicizzati; dal 2026 il POD 3 passa a un contratto a prezzo fisso, senza che ciò ne alteri visibilmente l'andamento nel grafico, poiché il costo unitario qui rappresentato comprende anche le componenti variabili non incluse nel prezzo bloccato, come si chiarirà nel paragrafo 3.2. Il secondo è che il POD 1 si colloca stabilmente al di sotto degli altri due, con un costo medio annuo dell'ordine di 0,17 €/kWh contro circa 0,21 €/kWh della logistica e dei macchinari: la connessione in media tensione comporta per il POD 1 tariffe di trasporto più favorevoli e una minore incidenza delle quote fisse, a conferma che l'utenza maggiore è anche la più efficiente sotto il profilo del prezzo unitario. Si osserva inoltre, nel febbraio 2024, uno scostamento verso il basso che interessa il POD 1 e il POD 2 ma non il POD 3: esso riflette una rettifica di fatturazione relativa alle sole

forniture servite dal medesimo operatore, di cui si dà conto nel paragrafo 3.1, e mette in evidenza una differenza contrattuale tra i punti. Due di essi, il POD 1 e il POD 2, sono infatti regolati da un contratto a prezzo indicizzato al PUN con lo stesso fornitore, mentre il terzo è servito da un diverso operatore a prezzo fisso.

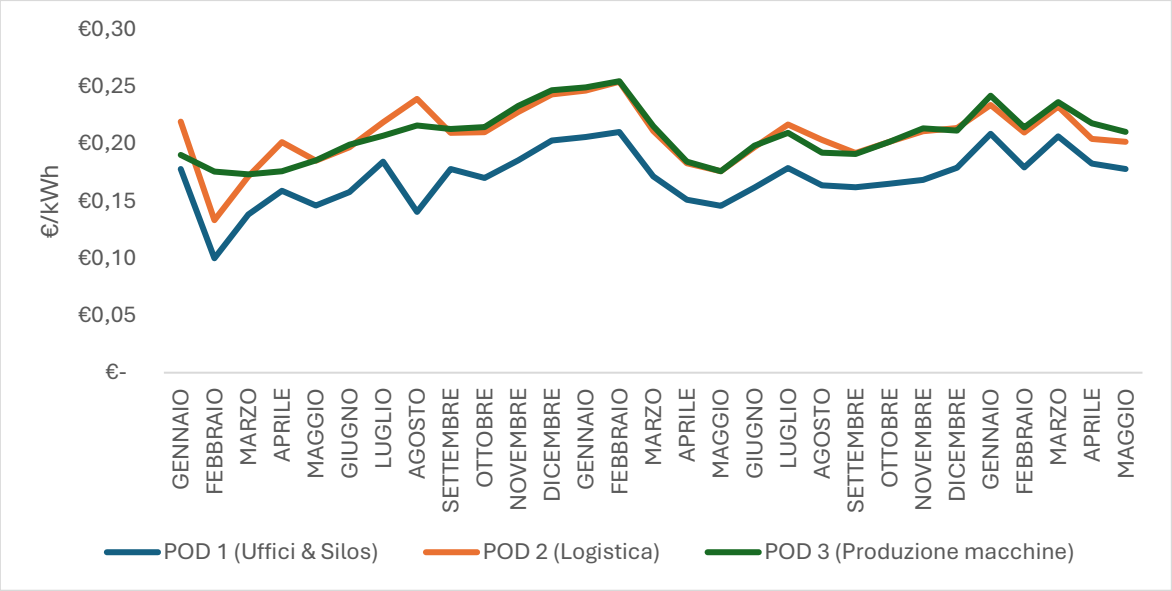


Figura 2.7: *Evoluzione del costo unitario medio mensile dell'energia per i tre punti di prelievo nel periodo gennaio 2024 – maggio 2026.*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale.

Nel complesso, il confronto restituisce l'immagine di tre stabilimenti energeticamente eterogenei: un'utenza dominante, continua e connessa in media tensione, affiancata da due utenze minori in bassa tensione, l'una diurna e l'altra bilanciata, con condizioni di prezzo e di contratto differenti. Questa caratterizzazione costituisce la base per le scelte sviluppate nel quarto capitolo, dove il profilo di carico e la disponibilità di superfici concorrono a individuare lo stabilimento più idoneo all'ampliamento dell'impianto fotovoltaico.

CAPITOLO 3: EVOLUZIONE DEI COSTI ENERGETICI E INVESTIMENTI IN EFFICIENZA

3.1Andamento storico del costo dell'energia per l'azienda

La mappatura dei consumi sviluppata nel secondo capitolo ha quantificato l'energia prelevata da ciascun punto di prelievo e ne ha descritto i profili di funzionamento; il presente capitolo sposta l'analisi sul piano economico, a partire dalla grandezza che ne sintetizza l'esito, ossia il costo unitario effettivo dell'energia, espresso in euro per kWh e ottenuto rapportando la spesa fatturata, al netto dell'IVA, all'energia prelevata in ciascun mese. Tale indicatore riassume in un unico valore tutte le componenti della bolletta, dalla materia energia al trasporto fino agli oneri di sistema e alle imposte, e ne restituisce l'andamento nel tempo. L'esame si concentra sul POD 1, che da solo rappresenta circa il 96% dei consumi aziendali e ne determina perciò la dinamica complessiva del costo, mentre per i due punti minori si rimanda al confronto già svolto nel paragrafo 2.5. Come evidenziato dalla scomposizione della spesa riportata nella Figura 2.2, nel POD 1 la materia energia incide per circa l'80% del totale: è dunque la componente legata al prezzo all'ingrosso a governare l'entità della bolletta, circostanza che rende il costo unitario effettivo strettamente dipendente dall'andamento del mercato.

L'andamento del costo unitario effettivo del POD 1 nel periodo gennaio 2024 – gennaio 2026 è riportato nella Figura 3.1. Nel 2024 il valore si colloca su una media ponderata dell'ordine di 0,16 €/kWh, lungo una traiettoria crescente: dai livelli contenuti dei primi mesi, coerenti con un prezzo all'ingrosso ancora basso, il costo sale progressivamente nella seconda metà dell'anno fino a raggiungere circa 0,20 €/kWh in dicembre, seguendo il rialzo del PUN [2] illustrato nella Figura 1.1. La corrispondenza con il prezzo all'ingrosso non è tuttavia puntuale mese per mese: in agosto 2024, ad esempio, il costo unitario diminuisce pur a fronte di un PUN elevato, per effetto delle modalità di lettura e di fatturazione, che disallineano l'importo addebitato in ciascun mese dalla media del PUN del corrispondente mese di calendario. All'interno di questa traiettoria, i mesi di gennaio e febbraio 2024[1] vanno letti congiuntamente: la prima fattura emessa dal nuovo fornitore, relativa a gennaio, fu calcolata su una lettura stimata e quella di febbraio ne incorpora l'accredito di conguaglio, sicché il valore di febbraio risulta artificialmente depresso, mentre quello di gennaio sconta in senso opposto la sovrastima iniziale della lettura. Depurati di tale effetto, i due mesi si attestano

entrambi intorno a 0,10-0,14 €/kWh, in linea con il basso livello del prezzo all'ingrosso del periodo: la marcata flessione visibile nel febbraio 2024 non riflette pertanto un reale calo del prezzo dell'energia, ma un effetto puramente contabile.

Nel 2025 il costo unitario medio del POD 1 sale a circa 0,17 €/kWh. L'anno si apre con i valori più elevati dell'intera serie, prossimi a 0,21 €/kWh tra gennaio e febbraio, in corrispondenza del massimo del PUN, che nel febbraio 2025 tocca circa 150 €/MWh; segue una sensibile distensione nei mesi primaverili, con il costo che ridiscende verso 0,15 €/kWh tra aprile e maggio, quando il prezzo all'ingrosso rientra in area 95-100 €/MWh. Nella seconda metà dell'anno il costo si stabilizza in un intervallo compreso tra 0,16 e 0,18 €/kWh.

La corrispondenza tra i due profili è diretta e conferma, sui dati aziendali, quanto già osservato nel paragrafo 2.5 a proposito del movimento all'unisono delle curve di costo: poiché la fornitura del POD 1 è regolata da un contratto indicizzato al PUN, e dal 1° gennaio 2025 al PUN Index GME che ne ha ereditato la funzione di riferimento per i contratti indicizzati, le variazioni del mercato si trasferiscono pressoché integralmente sul costo sostenuto dall'impresa.

La sensibilità dei conti aziendali a tali oscillazioni è considerevole: il solo incremento del costo unitario medio dal 2024 al 2025, pari a circa un centesimo di euro per kWh, si traduce, sui circa 8,7 GWh prelevati annualmente dal POD 1, in una maggiore spesa dell'ordine di alcune decine di migliaia di euro, mentre i valori dei primi mesi del 2026 segnalano un ulteriore irrigidimento del mercato.

Ne emerge il tratto saliente della posizione dell'azienda sul fronte del costo energetico: esso non è una grandezza stabile e governabile dall'interno, ma una variabile in larga parte esogena, che segue da vicino l'andamento del mercato all'ingrosso e alla quale l'impresa è esposta in misura tanto maggiore quanto più elevata è la quota di fabbisogno coperta da contratti indicizzati. È questa esposizione a motivare le due direttrici di intervento esaminate nel resto del capitolo: da un lato la strategia di approvvigionamento e il mix tra contratti indicizzati e a prezzo fisso, analizzati nel paragrafo seguente; dall'altro gli investimenti in autoproduzione che, riducendo l'energia prelevata dalla rete, agiscono direttamente sulla componente di costo più rilevante e più volatile.

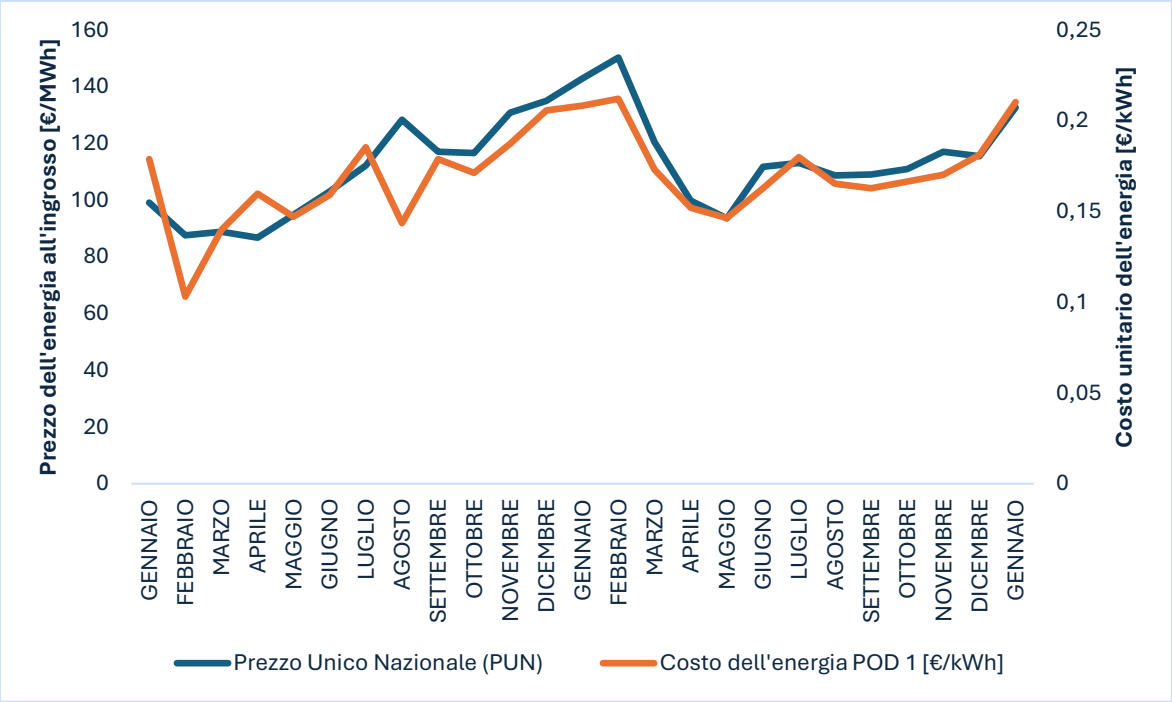


Figura 3.1: *Confronto tra l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) e il costo medio dell'energia elettrica sostenuto dall'azienda nel periodo gennaio 2024 – gennaio 2026.*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendale

[1] L'accredito di rettifica relativo alla prima fattura ha interessato le sole forniture servite dal medesimo operatore (POD 1 e POD 2), mentre il POD 3, regolato da un diverso fornitore a prezzo fisso, non ne è stato toccato. Coerentemente con il criterio metodologico enunciato nel paragrafo 2.1, il valore anomalo è qui spiegato e non corretto, così da preservare la trasparenza del dato di fatturazione.

3.2Strategia di approvvigionamento: struttura contrattuale e indicizzazione

Il paragrafo precedente ha mostrato che il costo unitario sostenuto dall'azienda segue da vicino l'andamento del mercato all'ingrosso; la ragione di questa dipendenza risiede nella struttura contrattuale dell'approvvigionamento, che ne determina il grado di esposizione. L'energia elettrica è acquistata secondo due logiche di prezzo distinte: una indicizzata, che lega il corrispettivo della materia energia all'andamento del Prezzo Unico Nazionale, e una a prezzo fisso, che blocca tale corrispettivo per un orizzonte predefinito. La configurazione tecnica dei tre punti di prelievo è già stata descritta nel secondo capitolo (Tabella 2.1); qui se ne analizza la dimensione economico-contrattuale, sintetizzata nella Tabella 3.1.

Punto di prelievo	Fornitore	Offerta	Tipo di prezzo	Materia energia	Decorrenza
POD 1 (regge e uffici, MT)	Hera Comm	3X1 Progetto	Indicizzato	PUN per fascia + perdite + dispacciamento	dal 01/01/2026
POD 2 (logistica, BT)	Hera Comm	3X1 Progetto	Indicizzato	PUN per fascia + perdite + dispacciamento	dal 01/01/2026
POD 3 (macchinari, BT)	Confindustria Energia Adriatica	Bilanciato-Dinamico	Fisso	Pfix per fascia (F1 0,127; F2 0,157; F3 0,134 €/kWh) + dispacciamento	01/01/2026 – 31/12/2026

Tabella 3.1: *Sintesi delle condizioni contrattuali di fornitura dei tre punti di prelievo (anno 2026).*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendali.

I due punti serviti da Hera Comm, ossia il POD 1, che alimenta le linee di estrusione delle regge e gli uffici in media tensione, e il POD 2, dedicato alla logistica in bassa tensione, condividono la medesima offerta, denominata "3X1 Progetto", a prezzo indicizzato. In essa la componente di materia energia è valorizzata al PUN articolato per fascia oraria (F1, F2 ed F3) e maggiorata delle perdite di rete e degli oneri di dispacciamento; il corrispettivo dell'energia riproduce così, mese per mese, il prezzo di borsa del periodo di competenza, trasferendo sul costo aziendale, senza filtri di rilievo, la volatilità del mercato osservata nel paragrafo 3.1.

Il POD 3, che alimenta i macchinari per il confezionamento nello stabilimento di Serra de' Conti, è invece servito da Confindustria Energia Adriatica con l'offerta "Bilanciato-Dinamico" a prezzo fisso. Per l'anno 2026 il prezzo della materia energia è bloccato per fascia oraria su valori predefiniti, pari a 0,127 €/kWh in F1, 0,157 €/kWh in F2 e 0,134 €/kWh in F3, ai quali si aggiunge il solo dispacciamento; le condizioni economiche hanno validità dal 1° gennaio al 31 dicembre 2026. A differenza dei punti indicizzati, qui l'azienda conosce in anticipo il costo unitario dell'energia e non risente delle oscillazioni infrannuali del PUN.

La rilevanza di questa distinzione va però commisurata al peso dei singoli punti. Il POD 1 da solo rappresenta circa il 96% del fabbisogno aziendale ed è interamente su contratto indicizzato; il POD 3, l'unico a prezzo fisso, incide per appena il 2,5% circa. Ne deriva che la quota di consumo protetta dalle oscillazioni di mercato è marginale e che l'azienda resta, di fatto, quasi integralmente esposta al prezzo di borsa: la copertura offerta dal contratto a prezzo fisso, pur presente, è troppo limitata in volume per incidere in modo apprezzabile sul profilo di rischio complessivo dell'impresa.

Sul piano dell'evoluzione temporale, il triennio 2024-2026 registra alcuni cambiamenti. I due punti Hera sono rimasti sull'offerta indicizzata "3X1 Progetto" per l'intero periodo, ma le condizioni economiche sono state rinnovate a partire dal 1° gennaio 2026: il rinnovo ne ha conservato la logica di indicizzazione al PUN, introducendo però un'opzione di energia verde (un corrispettivo aggiuntivo di 0,0023 €/kWh a fronte della certificazione della fornitura come integralmente prodotta da fonti rinnovabili) e una valorizzazione più esplicita del corrispettivo per il mercato della capacità. Il cambiamento più significativo riguarda invece il POD 3: nel biennio 2024-2025 esso era servito da un contratto a prezzo indicizzato, circostanza confermata dall'azienda e coerente con la quasi perfetta correlazione del suo costo unitario con il PUN evidenziata nel paragrafo precedente, ed è passato al prezzo fisso solo con il rinnovo del 2026. Occorre precisare, per coerenza con la Figura 2.7, che la curva di costo unitario del POD 3 continua a mostrare oscillazioni mensili anche nel 2026, nonostante il blocco del prezzo della materia energia. Ciò dipende da due ordini di ragioni. In primo luogo, l'indicatore rappresentato è il costo unitario pieno, comprensivo delle componenti di trasporto, oneri e delle quote fisse: le prime restano soggette ad aggiornamenti periodici, mentre l'incidenza delle quote fisse varia di mese in mese ripartendosi su volumi di consumo diversi. In secondo luogo, il carico dello stabilimento non è costante: le lavorazioni dei macchinari cambiano nel tempo e con esse la quantità di energia assorbita e la sua distribuzione tra le fasce orarie, sicché il prezzo bloccato di ciascuna fascia si applica di volta in volta a quantità diverse, generando un'ulteriore fluttuazione del costo medio per kWh. Il prezzo fisso agisce infatti sulla sola materia energia, mentre il costo medio effettivo per kWh continua a risentire delle altre voci e della composizione mensile dei consumi. L'azienda ha dunque scelto di bloccare il prezzo proprio sul carico più piccolo e dal profilo più regolare, quello dei macchinari a funzionamento prevalentemente diurno, con oltre il 60% dei prelievi concentrati in fascia F1, mantenendo invece sul regime indicizzato il carico continuo e preponderante delle linee di estrusione.

Questa scelta presenta un'asimmetria significativa. Confrontando, per il mese di aprile 2026, il prezzo della materia energia fascia per fascia, i valori fissi applicati al POD 3 risultano sistematicamente superiori, di circa il dieci per cento, ai corrispettivi indicizzati al PUN applicati nello stesso mese al POD 1: in fascia F1, ad esempio, 0,127 €/kWh contro circa 0,115 €/kWh. In una fase di prezzi all'ingrosso relativamente contenuti, il contratto a prezzo

fisso si rivela dunque più oneroso, scontando il premio implicito che l'azienda paga per la certezza del prezzo. Tale premio costituisce però una protezione contro il rischio opposto: in un mese di picco come il febbraio 2025, quando il PUN ha sfiorato i 150 €/MWh, il prezzo bloccato avrebbe schermato il punto dalle impennate che i punti indicizzati hanno invece integralmente assorbito. La strategia di approvvigionamento dell'azienda si configura quindi come una copertura limitata e selettiva, che lascia il grosso del fabbisogno esposto alla dinamica di mercato. È proprio questa esposizione strutturale a rendere gli interventi di autoproduzione, la cogenerazione e il fotovoltaico esaminati nei paragrafi seguenti, la leva più incisiva per ridurre tanto il livello quanto la variabilità del costo dell'energia, agendo sulla quantità di energia prelevata dalla rete anziché sul solo prezzo unitario.

3.3Gli investimenti realizzati: fotovoltaico e interventi di efficientamento

L'esposizione al prezzo di mercato evidenziata nel paragrafo precedente trova una risposta concreta negli investimenti di autoproduzione che l'azienda ha realizzato sull'area di Barbara, ossia sul perimetro del POD 1, che concentra la quasi totalità dei consumi. Si tratta di due interventi di natura e dimensione molto diverse, ma accomunati dall'obiettivo di ridurre l'energia prelevata dalla rete: l'impianto di cogenerazione, attivo dal 2018, e l'impianto fotovoltaico, entrato in funzione a inizio 2026. I dati essenziali dei due interventi sono riepilogati nella Tabella 3.2.

IMPIANTO	ANNO	TECNOLOGIA	POTENZA	ENERGIA ELETTRICA ANNUA	INVESTIMENTO	INCENTIVO
Cogeneratore	2018	Cogenerazione a gas naturale in assetto trigenerativo	~1,8 MW	~8 GWh (produzione lorda)	~1,5–1,8 M€ (stima)	Non disponibile
Fotovoltaico	2026	Fotovoltaico su copertura e pensilina	659,1 kWp	~824 MWh (producibilità attesa)	780000€ (IVA esclusa)	Credito d'imposta Transizione 5.0 ~258.000 €

Tabella 3.2: *Sintesi degli investimenti di autoproduzione realizzati.*
Fonte: elaborazione propria su dati di produzione aziendali, contratto di fornitura ENWE e dichiarazioni aziendali.

Il primo intervento è l'impianto di cogenerazione, in funzione dal 2018 a servizio del fabbisogno elettrico e termico dell'area regge e uffici. Si tratta di un gruppo a combustione interna alimentato a gas naturale, configurato in assetto trigenerativo: oltre all'energia elettrica esso recupera il calore dei fumi e del circuito di raffreddamento del motore e, attraverso un gruppo ad assorbimento, produce anche energia frigorifera per gli usi di processo. La potenza elettrica nominale è dell'ordine di 1,8 MW, mentre in esercizio

l'impianto eroga mediamente una potenza prossima a 1.200 kW, regolata in funzione del fabbisogno termico, con un funzionamento pressoché continuo per circa ottomila ore l'anno. La produzione elettrica lorda si attesta intorno agli 8 GWh annui, un valore che copre all'incirca la metà del fabbisogno elettrico del POD 1 e che fa della cogenerazione il principale strumento di autoproduzione dell'azienda; a fronte di tale produzione l'impianto consuma annualmente circa due milioni di metri cubi di gas naturale. Il costo di investimento, non più documentabile a distanza di anni, è qui stimato sulla base dei valori di mercato dell'epoca per impianti di taglia analoga, nell'ordine di 1,5–1,8 milioni di euro; il dato è dichiarato come stima e l'analisi di redditività che ne consegue, sviluppata nel paragrafo successivo, è verificata su tale intervallo. Quanto agli incentivi, la documentazione relativa a eventuali titoli riconosciuti all'impianto, quali i certificati bianchi previsti per la cogenerazione ad alto rendimento, non è disponibile; il relativo beneficio è pertanto trattato in via prudenziale come una componente aggiuntiva non quantificata, che migliorerebbe ulteriormente il risultato economico illustrato nel paragrafo 3.4.

Il secondo intervento è l'impianto fotovoltaico, realizzato sulla base del contratto stipulato con la società ENWE nel 2025 ed entrato in funzione a inizio 2026 sulle coperture dello stabilimento di Barbara e su una pensilina del parcheggio. La potenza complessiva è di 659,10 kWp, suddivisa in 623,70 kWp installati su quattro sezioni di copertura e 35,40 kWp sulla pensilina, per un totale di 1.446 moduli; la parte elettrica è affidata a sei inverter da 100 kW e a un settimo da 30 kW, completati da ottimizzatori di potenza a livello di modulo. La scelta di moduli di produzione europea è stata dettata dalla volontà di accedere al credito d'imposta previsto dal piano Transizione 5.0. L'investimento ammonta a 780.000 euro al netto dell'IVA, a fronte dei quali il contratto stima un credito d'imposta Transizione 5.0 di circa 258.000 euro. La producibilità attesa, ricavata dalla simulazione contenuta nello studio tecnico, è pari a circa 824 MWh annui, corrispondenti a circa 1.250 ore equivalenti di funzionamento; di questa energia il 96,5% è destinato all'autoconsumo, mentre la quota residua, dell'ordine di 29 MWh, è immessa in rete e valorizzata in regime di Ritiro Dedicato. L'analisi di fattibilità tecnico-economica dell'impianto, comprensiva della simulazione della producibilità e della valutazione dei flussi attesi, è contenuta nella relazione tecnica predisposta dal fornitore ENWE, mentre la redditività dell'investimento è ripresa, insieme a quella della cogenerazione, nel paragrafo 3.4.

Il confronto fra i due impianti mette in luce una differenza di scala di un ordine di grandezza. Con i suoi circa 8 GWh annui la cogenerazione produce all'incirca dieci volte l'energia del fotovoltaico e rimane l'asse portante dell'autoproduzione aziendale; il fotovoltaico, pur modesto in valore assoluto, aggiunge una quota di energia rinnovabile a costo marginale praticamente nullo e quasi interamente autoconsumata, agendo sulla parte residua di fabbisogno coperta dalla rete. Entrambi gli interventi possiedono, inoltre, una valenza di efficientamento: la cogenerazione recupera e valorizza l'energia termica che andrebbe altrimenti dispersa nella produzione separata, mentre il fotovoltaico sostituisce prelievi dalla rete con generazione rinnovabile in sito. Insieme, i due impianti riducono la quantità di energia elettrica acquistata dal mercato, agendo così sulla componente di costo più rilevante e più esposta alla volatilità individuata nel paragrafo 3.2; la quantificazione del risparmio e dei tempi di ritorno che ne derivano è sviluppata nel paragrafo seguente.

3.4Analisi costi-benefici: risparmi conseguiti e tempi di ritorno

Definiti gli investimenti, se ne valuta ora la convenienza economica. Il beneficio dell'autoproduzione si misura come prodotto fra l'energia autoprodotta e autoconsumata e il costo unitario che essa consente di evitare: ogni kWh generato in sito e consumato internamente sostituisce un kWh che sarebbe stato prelevato dalla rete, evitandone il costo. Tale costo evitato non coincide con il costo unitario medio della bolletta, bensì con la sua sola componente variabile, ossia la materia energia, il dispacciamento, le perdite, le quote variabili di trasporto e di sistema e l'accisa, poiché l'autoproduzione riduce l'energia prelevata ma non incide sulle quote fisse e di potenza, che restano comunque dovute. Per il POD 1, sul quale insistono gli impianti, tale costo evitato è dell'ordine di 0,16-0,17 €/kWh. Il tempo di ritorno dell'investimento è quantificato attraverso il Payback Period semplice, definito come rapporto fra il costo dell'investimento iniziale (I) e il flusso di cassa netto generato annualmente (R).

$$PBP = I/R$$

La convenienza di un impianto di cogenerazione dipende essenzialmente da due fattori, la potenza installata e le ore annue di funzionamento, ed è tanto maggiore quanto più elevati sono entrambi, poiché un impianto potente e a funzionamento continuo distribuisce il costo fisso su una quantità di energia molto ampia. Il quadro di convenienza proposto da Di Franco [11], che incrocia le classi di potenza con le classi di ore annue di esercizio, colloca nella

fascia più favorevole gli impianti di potenza superiore a 500 kW e con funzionamento prossimo o superiore alle ottomila ore l'anno. Il cogeneratore in esame, con una potenza nominale di circa 1,8 MW e un funzionamento di poco inferiore alle ottomila ore annue, ricade pienamente in tale fascia, circostanza che lascia attendere un ritorno economico rapido.

Il risparmio netto annuo del cogeneratore è stato ricostruito a partire dai dati di esercizio mensili. Al beneficio elettrico, pari all'energia autoconsumata moltiplicata per il costo evitato, si somma il beneficio termico, ottenuto valorizzando il calore recuperato con il criterio della caldaia evitata: il calore utile, diviso per il rendimento di una caldaia convenzionale, assunto pari al 90%, e per il potere calorifico del gas, pari a 9,5 kWh per metro cubo, fornisce i metri cubi di gas che sarebbero stati necessari per produrlo, valorizzati al prezzo del gas effettivamente pagato. Da tale somma si sottrae infine il costo del gas consumato dall'impianto. Nei calcoli il prezzo dell'energia elettrica evitata è stato assunto pari al costo variabile di prelievo del POD 1, dell'ordine di 0,16-0,17 €/kWh, mentre il gas è stato valorizzato al prezzo medio effettivamente sostenuto dall'azienda nel periodo, dell'ordine di 0,56 €/mc, ricavato dalle bollette di fornitura. Entrambi i valori costituiscono medie del biennio 2024-2025; la loro dinamica futura, e in particolare il loro rapporto reciproco, condiziona il risultato nei termini appena illustrati. Nel calcolo sono state adottate due scelte prudenziali. La prima riguarda il gas: poiché il cogeneratore assorbe una quota compresa fra il 90% e il 97% del gas complessivamente acquistato, gli è stata attribuita la quota più alta, il 97%, così da non sottostimarne il costo. La seconda riguarda il calore: il beneficio termico è calcolato sul solo circuito ad acqua, che ne costituisce la parte misurata, mentre il calore veicolato dall'olio diatermico, pur effettivamente impiegato nel processo, non è misurato in termini energetici e viene perciò prudenzialmente escluso. Entrambe le scelte vanno nella direzione di contenere il beneficio stimato, cosicché il risultato che ne deriva rappresenta un limite inferiore del risparmio reale.

Periodo	Energia autoconsumata (MWh)	Beneficio elettrico (€)	Beneficio termico, circuito ad acqua (€)	Costo del gas, quota 97% (€)	Risparmio netto annuo (€)	Tempo di ritorno su 1,5 M€ (anni)	Tempo di ritorno su 1,8 M€ (anni)
2024	7813	1268000	383000	1119000	532000	2,8	3,4
2025	8311	1456000	420000	1241000	635000	2,4	2,8

Tabella 3.3: *Bilancio economico annuo del cogeneratore e tempo di ritorno semplice. Fonte: elaborazione propria su dati di produzione e di fatturazione aziendali.*

Su queste basi il bilancio economico del cogeneratore risulta nettamente positivo, come riepilogato nella Tabella 3.3. Il beneficio elettrico si attesta intorno a 1,27 milioni di euro nel 2024 e 1,46 milioni nel 2025, ai quali il recupero di calore aggiunge rispettivamente circa 0,38 e 0,42 milioni; detratto il costo del gas, dell'ordine di 1,12 e 1,24 milioni, il risparmio netto annuo ammonta a circa 532.000 euro nel 2024 e 635.000 euro nel 2025. Considerando il valore del calore recuperato, il costo netto di ciascun kWh elettrico autoprodotto si colloca intorno a 0,09-0,10 €/kWh, all'incirca la metà del costo di prelievo dalla rete: è questo divario fra il costo dell'energia autoprodotta e quello dell'energia acquistata a generare il risparmio. L'andamento mensile delle singole componenti del bilancio è illustrato nella Figura 3.2.

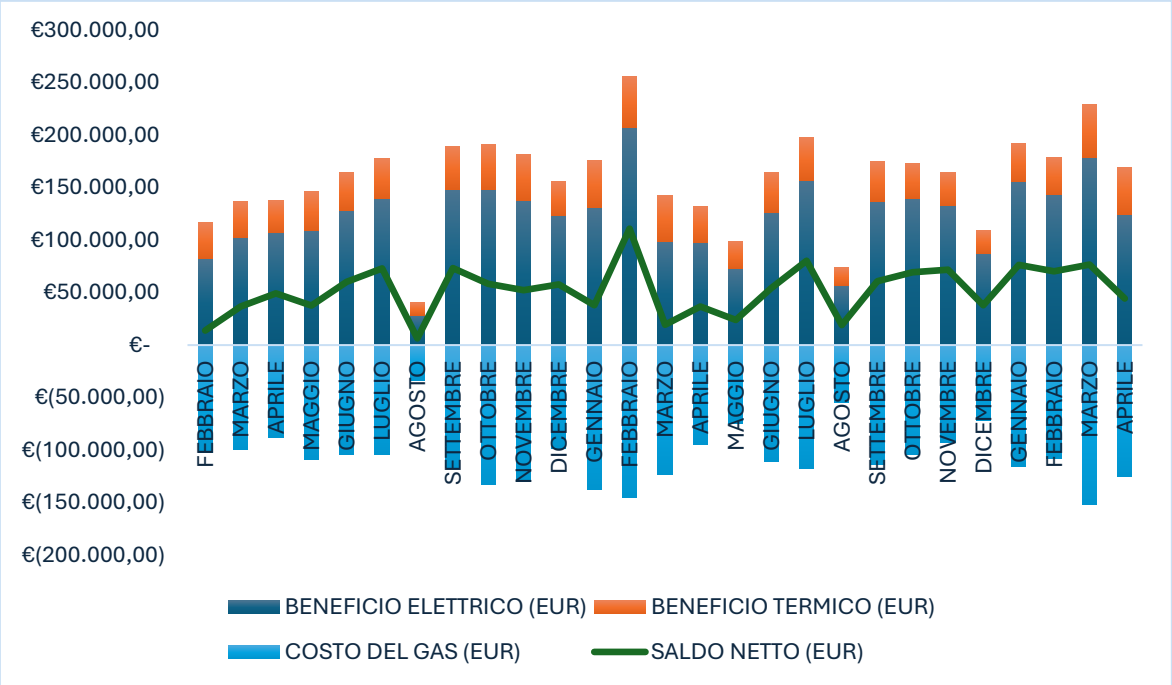


Figura 3.2: *Andamento mensile del bilancio economico del cogeneratore nel periodo febbraio 2024 – aprile 2026 (beneficio elettrico, beneficio termico, costo del gas e saldo netto).*
Fonte: elaborazione propria su dati di produzione e di fatturazione aziendali.

Rapportando il risparmio netto annuo al costo di investimento stimato, compreso fra 1,5 e 1,8 milioni di euro, il tempo di ritorno semplice risulta compreso fra circa due anni e mezzo e tre anni e mezzo. Si tratta di un valore molto contenuto, coerente con la collocazione dell'impianto nella fascia di massima convenienza e largamente inferiore alla vita utile attesa per un impianto di questo tipo: l'investimento realizzato nel 2018 è stato quindi recuperato in pochi anni e l'impianto opera oggi ampiamente oltre il proprio tempo di ritorno, generando un risparmio netto ricorrente. Va tuttavia precisato che tale risultato è condizionato dal

rapporto tra il prezzo del gas e quello dell'energia elettrica registrato nel periodo analizzato. La convenienza della cogenerazione dipende infatti dal divario tra il costo dell'elettricità evitata e il costo del gas consumato: qualora il prezzo del gas aumentasse in misura più marcata rispetto a quello dell'energia elettrica, tale divario si ridurrebbe e il beneficio economico risulterebbe inferiore a quello qui stimato. I valori ottenuti riflettono pertanto le condizioni di prezzo del biennio 2024-2025, favorevoli alla cogenerazione, e non incorporano l'eventualità di un disallineamento futuro sfavorevole tra le due fonti.

Per l'impianto fotovoltaico, lo studio di fattibilità predisposto dal fornitore ENWE stima una rendita annua dell'ordine di 160.000 euro, derivante quasi interamente dall'energia autoconsumata, a fronte di spese di gestione annue di circa 8.000 euro. Ne deriva un tempo di ritorno semplice di 5,4 anni, che si riduce a 3,8 anni una volta considerato il credito d'imposta Transizione 5.0. Il fotovoltaico presenta dunque un ritorno più lento rispetto alla cogenerazione, differenza che riflette il minor numero di ore equivalenti di funzionamento e l'assenza di un beneficio termico associato; resta comunque un investimento conveniente, con un rientro ampiamente interno alla vita utile dell'impianto.

Entrambi gli interventi si confermano quindi economicamente vantaggiosi, con tempi di ritorno dell'ordine di pochi anni. Al di là del rientro dell'investimento, il loro effetto strutturale consiste nel sostituire energia acquistata a costo pieno con energia autoprodotta a costo sensibilmente inferiore, abbassando così il costo medio dell'energia effettivamente impiegata dall'azienda; la misura di questo effetto sul costo unitario e sul costo per unità di prodotto costituisce l'oggetto del paragrafo conclusivo.

3.5Impatto complessivo sul costo energetico unitario

I paragrafi precedenti hanno mostrato, da un lato, che il costo dell'energia per l'azienda è in larga misura determinato dal mercato all'ingrosso e dalla struttura contrattuale e, dall'altro, che gli investimenti di autoproduzione generano un risparmio rilevante e si ripagano in pochi anni. Resta da misurare l'effetto complessivo di questi interventi sul costo unitario dell'energia, ossia sul costo effettivo del kWh che l'azienda impiega: non più il prezzo pagato alla rete per la singola fornitura, ma il costo medio dell'energia realmente consumata, risultante dalla miscela fra energia autoprodotta ed energia acquistata. È questo l'indicatore che sintetizza, in un unico valore, il beneficio dell'intera strategia energetica.

Il costo unitario miscelato si ottiene come media ponderata dei costi delle due fonti, pesati sulle rispettive quantità. L'energia prelevata dalla rete sul POD 1 incide per circa 0,16-0,17 €/kWh, mentre l'energia cogenerata, una volta valorizzato il calore recuperato secondo il criterio illustrato nel paragrafo precedente, ha un costo netto dell'ordine di 0,09-0,10 €/kWh, all'incirca la metà. Poiché le due fonti coprono quote paragonabili del fabbisogno del POD 1, la loro combinazione abbatte sensibilmente il costo medio: il kWh effettivamente impiegato dall'azienda è costato circa 0,129 €/kWh nel 2024 e 0,135 €/kWh nel 2025, contro i 0,162 e 0,170 €/kWh che si sarebbero pagati acquistando l'intero fabbisogno dalla rete. La riduzione è dell'ordine di 0,03 €/kWh, pari a circa un quinto del costo unitario. Va precisato che questo risultato presuppone la valorizzazione del calore cogenerato e ne costituisce comunque una stima prudente, poiché, come osservato, il calore veicolato dall'olio diatermico non è conteggiato; a partire dal 2026, inoltre, l'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico aggiunge una quota ulteriore di energia a costo pressoché nullo, destinata ad abbassare ancora, seppure in misura contenuta, il costo medio.

Voce	2024	2025
Produzione regge (t)	21.415	23.571
Consumo specifico totale (kWh/t)	743	722
Costo unitario miscelato (€/kWh)	0,129	0,135
Costo unitario a solo prelievo (€/kWh)	0,162	0,17
Costo energetico per tonnellata, effettivo (€/t)	95,6	97,7
Costo energetico per tonnellata, a solo prelievo (€/t)	120,4	122,9
Risparmio per tonnellata (€/t)	24,8	25,2

Tabella 3.4: *Costo unitario miscelato dell'energia e costo energetico per tonnellata di prodotto, effettivo e a solo prelievo da rete.*
Fonte: elaborazione propria su dati di produzione e di fatturazione aziendali.

L'impatto risulta ancora più evidente se il costo dell'energia viene rapportato all'unità di prodotto, ossia alla tonnellata di regge estruse, che rappresenta la produzione energivora dello stabilimento. Considerando l'intera energia elettrica impiegata, comprensiva sia del prelievo dalla rete sia della quota cogenerata, il consumo specifico si attesta intorno a 720-740 kWh per tonnellata, di cui circa 370 provenienti dalla rete, valore quest'ultimo coerente con quanto rilevato nel secondo capitolo. Applicando a tale consumo il costo unitario miscelato, il costo energetico per tonnellata di regge si colloca intorno a 96 €/t nel 2024 e 98 €/t nel 2025; se invece l'intera energia fosse acquistata dalla rete, lo stesso costo salirebbe a circa 120 e 123 €/t. L'autoproduzione consente quindi un risparmio dell'ordine di 25 euro

per ogni tonnellata prodotta, un margine non trascurabile per un'impresa il cui prodotto incorpora una componente energetica così rilevante. La relazione fra il volume produttivo e il costo dell'energia è illustrata nella Figura 3.3.

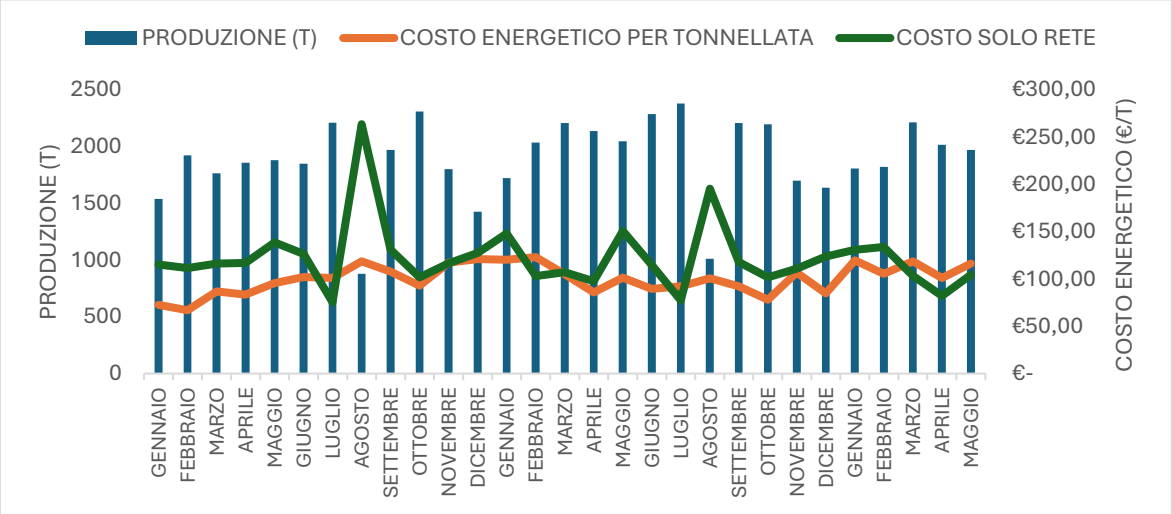


Figura 3.3: *Relazione fra il volume di produzione e il costo energetico unitario nel periodo gennaio 2024 – maggio 2026.*
Fonte: elaborazione propria su dati di produzione e di fatturazione aziendali.

Il quadro complessivo del capitolo può a questo punto essere ricomposto. I primi due paragrafi hanno mostrato che il costo dell'energia per l'azienda è guidato in misura preponderante dal mercato, attraverso un approvvigionamento quasi interamente indicizzato al Prezzo Unico Nazionale, e che la copertura a prezzo fisso, limitata al solo POD 3, incide in modo marginale. I due paragrafi successivi hanno mostrato come l'azienda abbia risposto a questa esposizione non agendo sul prezzo, leva sostanzialmente fuori dal suo controllo, bensì sulla quantità di energia prelevata, attraverso investimenti di autoproduzione che si sono rivelati rapidamente redditizi. L'effetto di questa strategia, misurato nel presente paragrafo, è duplice: il costo unitario dell'energia si riduce di circa un quinto e il costo energetico per tonnellata di prodotto cala di circa 25 euro. Per un'impresa energivora come Messersì Packaging, in cui l'energia costituisce una voce di costo strutturale, si tratta di un vantaggio competitivo significativo. Resta da valutare in quale misura questo percorso di autoproduzione possa essere esteso ad altri contesti aziendali: è quanto affronta il quarto capitolo, con lo studio di fattibilità di un ampliamento fotovoltaico a copertura di un nuovo stabilimento produttivo, così da accrescere ulteriormente la quota di energia autoconsumata e ridurre il prelievo dalla rete.

CAPITOLO 4: STUDIO DI FATTIBILITÁ DI UN AMPLIAMENTO DEL FOTOVOLTAICO PER COPRIRE UN NUOVO STABILIMENTO DI PRODUZIONE

4.1Il fabbisogno energetico dello stabilimento target

Lo studio di fattibilità sviluppato in questo capitolo assume come riferimento lo stabilimento dedicato alla produzione dei macchinari, corrispondente al POD 3 e ubicato a Serra de' Conti, in posizione contigua al sito principale di Barbara dal quale è separato unicamente dalla strada. La scelta di questo stabilimento come obiettivo dell'ampliamento fotovoltaico risponde a più ragioni. Anzitutto esso è, fra i tre punti di prelievo dell'azienda, l'unico privo di qualsiasi forma di autoproduzione: mentre il sito di Barbara è servito dalla cogenerazione e, dal 2026, dall'impianto fotovoltaico, lo stabilimento dei macchinari copre l'intero fabbisogno con energia prelevata dalla rete, in regime di contratto a prezzo fisso. In secondo luogo, come si vedrà, il suo profilo di consumo è prevalentemente diurno, condizione che ben si presta all'impiego del fotovoltaico. Infine, la disponibilità di superficie di copertura non costituisce un vincolo, circostanza che consente di impostare il dimensionamento sul fabbisogno da coprire anziché sullo spazio a disposizione.

Grandezza	Consumo annuo	Fascia F1 (diurna)	Fascia F2 (intermedia)	Fascia F3 (serale e notturna)	Potenza impegnata
Valore	Circa 230 MWh (231,8 MWh nel 2024; 228,8 MWh nel 2025)	~140.700 kWh (60%)	~38.600 kWh (17%)	~54.200 kWh (23%)	102 kW (punta massima ~106 kW)

Tabella 4.1: *Caratterizzazione del fabbisogno elettrico dello stabilimento target (POD 3). Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendali.*

Il fabbisogno elettrico dello stabilimento si attesta intorno a 230 MWh l'anno, un valore stabile nel tempo, pari a 231,8 MWh nel 2024 e a 228,8 MWh nel 2025. La sua caratteristica più rilevante ai fini del presente studio è la distribuzione oraria, riportata nella Tabella 4.1: circa il 60% dell'energia è prelevato in fascia F1, ossia nelle ore centrali dei giorni feriali, mentre alle fasce intermedia e notturna, F2 ed F3, si deve la parte restante, rispettivamente il 17% e il 23% circa. È il profilo tipico di una lavorazione a ciclo diurno, concentrata negli orari di lavoro, ed è precisamente il profilo che il fotovoltaico serve meglio, poiché la produzione solare si concentra nelle stesse ore centrali della giornata in cui il carico è più

elevato. La potenza impegnata è di circa 102 kW, con punte di prelievo che nei mesi invernali sfiorano i 106 kW.

Sul piano stagionale, invece, il consumo presenta un andamento meno favorevole, come illustrato nella Figura 4.1. Esso raggiunge il massimo nei mesi invernali, tra dicembre e febbraio, quando supera i 25 MWh mensili, e tocca il minimo nei mesi primaverili, intorno ai 13-15 MWh tra aprile e maggio. Questo profilo introduce un elemento di attenzione: la produzione fotovoltaica segue l'andamento opposto, essendo massima nei mesi estivi e minima in inverno, sicché proprio nei mesi di maggiore irraggiamento il carico dello stabilimento è relativamente contenuto. Ne consegue che una parte della produzione estiva potrà eccedere il fabbisogno nelle ore centrali, riducendo la quota di autoconsumo; la quantificazione di questo effetto è oggetto del bilancio energetico sviluppato nel paragrafo 4.3.

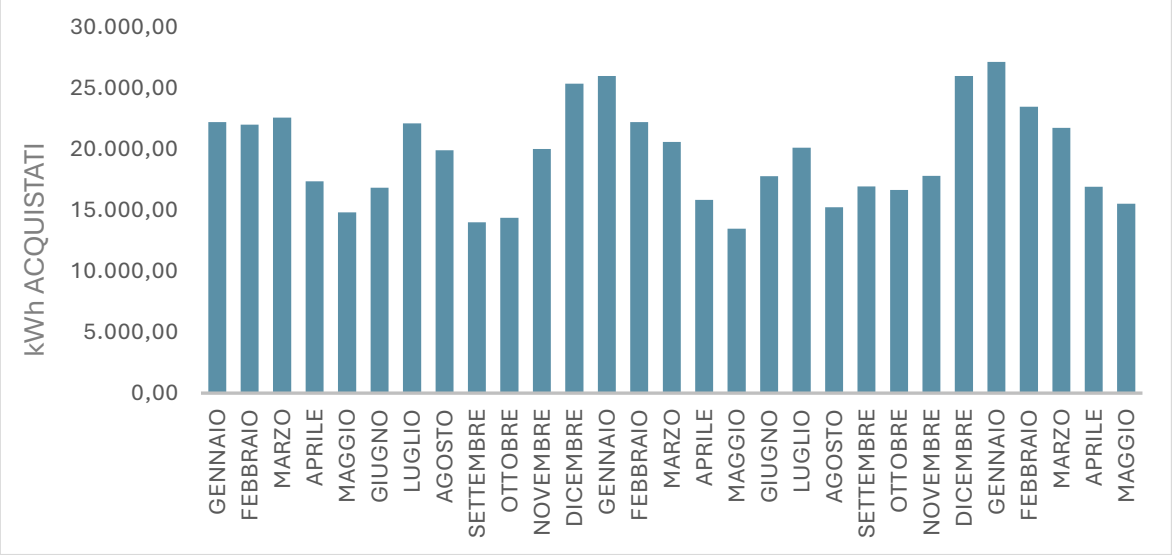


Figura 4.1: *Profilo mensile del fabbisogno elettrico dello stabilimento target nel periodo gennaio 2024 – maggio 2026.*
Fonte: elaborazione propria su dati di fatturazione aziendali.

Il fabbisogno così caratterizzato, dell'ordine di 230 MWh annui e a prevalenza diurna, costituisce il bersaglio su cui calibrare l'impianto. La combinazione fra un profilo giornaliero favorevole, che il fotovoltaico serve efficacemente, e un profilo stagionale in controtendenza, che ne limita la copertura, definisce i termini del problema di dimensionamento: individuare la taglia che massimizza la quota di energia autoconsumata senza generare un'eccedenza eccessiva. È il tema affrontato nel paragrafo seguente.

4.2Dimensionamento dell'impianto

A differenza dell'impianto realizzato a Barbara, il cui dimensionamento era vincolato dalla superficie di copertura disponibile, per lo stabilimento target lo spazio non costituisce il limite: la superficie a disposizione è ampia e consente in linea di principio qualunque taglia utile. L'unico vincolo fisico potenziale riguarda la portata strutturale della copertura, che potrebbe richiedere interventi di adeguamento analoghi a quelli effettuati sull'altro impianto; il relativo costo è considerato, come scenario alternativo, nell'analisi economica del paragrafo 4.4. Venendo meno il vincolo dello spazio, la taglia dell'impianto non è determinata da quanto si può installare, bensì da quanto conviene installare in rapporto al fabbisogno da coprire.

Il criterio di dimensionamento discende direttamente dal profilo di consumo descritto nel paragrafo precedente. Poiché la produzione fotovoltaica si concentra nelle ore diurne e nei mesi estivi, un impianto di grande taglia coprirebbe una quota maggiore del fabbisogno annuo, ma genererebbe nelle ore centrali e nella stagione calda una produzione eccedente il consumo istantaneo, che verrebbe immessa in rete e valorizzata a un prezzo molto inferiore a quello dell'energia autoconsumata. Un impianto di piccola taglia, all'opposto, verrebbe autoconsumato quasi integralmente ma coprirebbe una porzione limitata del fabbisogno. Il dimensionamento consiste quindi nell'individuare il punto di equilibrio fra queste due esigenze contrapposte, la copertura del fabbisogno da un lato e la massimizzazione dell'autoconsumo dall'altro. Quanto alla producibilità, essendo lo stabilimento target adiacente al sito di Barbara e quindi caratterizzato dal medesimo irraggiamento, si assume la stessa resa specifica rilevata per l'impianto esistente, pari a circa 1.250 kWh all'anno per ogni kWp installato.

Su queste basi si individuano tre taglie di riferimento, riportate nella Tabella 4.2, che delimitano l'intervallo entro cui collocare la scelta. La taglia inferiore, di circa 100 kWp, produce all'incirca quanto lo stabilimento consuma nelle sole ore diurne, condizione che ne assicura un autoconsumo pressoché totale; la taglia superiore, di circa 200 kWp, produce all'incirca quanto l'intero fabbisogno annuo, massimizzando la copertura al prezzo però di una consistente eccedenza immessa in rete; una taglia intermedia di 150 kWp rappresenta una soluzione di compromesso. Va inoltre osservato che le taglie maggiori, la cui potenza

supera quella impegnata attualmente sul punto di prelievo, potrebbero richiedere una verifica della capacità di connessione in immissione, aspetto da considerare accanto alla convenienza economica.

Taglia	Produzione annua attesa	Produzione in rapporto al consumo annuo	Orientamento
~100 kWp	~125 MWh	~54%	Massimo autoconsumo
~150 kWp	~190 MWh	~82%	Soluzione di compromesso
~200 kWp	~250 MWh	~109%	Massima copertura

Tabella 4.2: *Taglie di riferimento dell'impianto e relativa producibilità attesa.*
Fonte: elaborazione propria sulla resa dell'impianto di Barbara, coerente con il potenziale del sito stimato con PVGIS [12].

La scelta fra queste alternative non può fondarsi sulla sola produzione, che cresce proporzionalmente alla potenza installata, bensì richiede di valutare quanta parte di essa sia effettivamente autoconsumata e quanta ricada in eccedenza, e soprattutto quale delle due configurazioni si traduca nel maggior beneficio economico. Occorre inoltre tenere presente che i valori di copertura reali saranno inferiori ai rapporti di sola produzione riportati nella Tabella 4.2, poiché parte dell'energia prodotta non coincide temporalmente con il consumo. Il bilancio energetico di ciascuna taglia, con la ripartizione fra autoconsumo e immissione e la quota di fabbisogno effettivamente coperta, è sviluppato nel paragrafo 4.3; la scelta finale, fondata sulla convenienza economica, è compiuta nel paragrafo 4.4.

4.3Bilancio energetico: copertura del fabbisogno

Determinare quanta parte della produzione fotovoltaica venga effettivamente autoconsumata richiederebbe la curva di prelievo oraria dello stabilimento, che per il punto in esame non è disponibile. In sua assenza, l'autoconsumo è stato stimato ricostruendo un profilo giornaliero tipo del consumo e della produzione e sovrapponendoli ora per ora, secondo la logica adottata nella relazione tecnica dell'impianto di Barbara ma a partire da dati ricostruiti anziché misurati. Le ipotesi assunte, che è opportuno esplicitare, sono le seguenti. Il carico è stato ricostruito dalla ripartizione per fasce orarie: nelle ore lavorative dei giorni feriali, corrispondenti alla fascia F1, lo stabilimento assorbe in media circa 51 kW, mentre nelle restanti ore, serali, notturne e dei fine settimana, il prelievo scende a un valore di base compreso fra 14 e 19 kW; si è inoltre distinto il giorno feriale, caratterizzato dalla punta

diurna di lavorazione, dal fine settimana, durante il quale l'impianto opera al minimo. La produzione è stata distribuita nelle ore diurne secondo una curva a campana centrata a mezzogiorno, scalata sul profilo mensile ricavato dal software PVGIS [12] e sulla resa prudenziale di 1.250 kWh per kWp adottata nel paragrafo precedente. Sovrapponendo le due curve, la quota di produzione che ricade al di sotto del consumo istantaneo è considerata autoconsumata, mentre quella che lo eccede è immessa in rete. Occorre precisare che i risultati così ottenuti costituiscono stime ragionate e non misure, e che il metodo, basato su giorni medi, tende semmai a sovrastimare leggermente l'autoconsumo, poiché non coglie i picchi produttivi delle giornate più serene, che si tradurrebbero in ulteriore eccedenza.

Il confronto fra i due profili mette in luce un duplice disallineamento, l'uno sfavorevole e l'altro favorevole. Sul piano stagionale, come illustrato nella Figura 4.2, la produzione fotovoltaica e il consumo dello stabilimento seguono andamenti opposti: la prima è massima nei mesi estivi, con luglio e agosto ai vertici, e minima in inverno; il secondo, al contrario, tocca il massimo nei mesi invernali e il minimo tra la primavera e l'estate. Ne consegue che proprio quando l'impianto produce di più, tra maggio e agosto, lo stabilimento consuma di meno, condizione che spinge una parte della produzione estiva verso l'immissione in rete. Sul piano giornaliero, invece, l'allineamento è favorevole, poiché sia la produzione solare sia il carico di lavorazione raggiungono il picco nelle ore centrali della giornata: è questa coincidenza a rendere possibile un autoconsumo significativo nonostante il disallineamento stagionale.

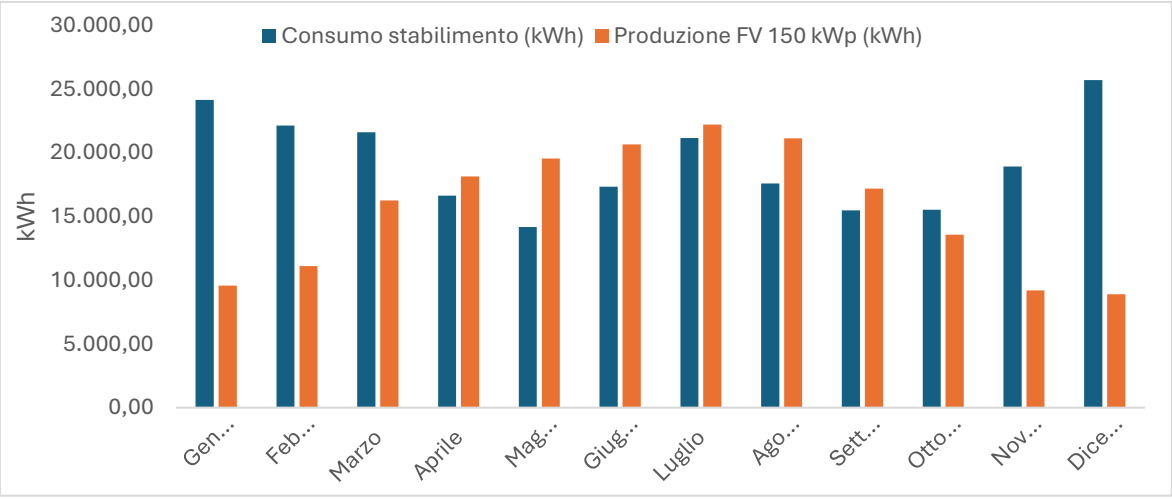


Figura 4.2: *Confronto mensile fra la produzione fotovoltaica attesa e il consumo dello stabilimento target.*
Fonte: elaborazione propria su dati di consumo aziendali e di producibilità PVGIS [12].

L'applicazione del modello alle tre taglie individuate nel paragrafo precedente fornisce i risultati riportati nella Tabella 4.3. All'aumentare della potenza installata la produzione cresce in modo proporzionale, ma l'energia autoconsumata cresce assai più lentamente: si passa da circa 103 MWh con l'impianto da 100 kWp a circa 143 MWh con quello da 200 kWp, a fronte di una produzione che raddoppia da 125 a 250 MWh. Di conseguenza la quota autoconsumata sulla produzione scende dall'82% al 57%, mentre l'energia immessa in rete si moltiplica, passando da 22 a 107 MWh. La copertura del fabbisogno, ossia la quota di consumo annuo soddisfatta dall'impianto, cresce dal 44% al 61%.

Taglia	Produzione	Autoconsumo	Autoconsumo (%)	Immissione in rete	Copertura del fabbisogno
100 kWp	125 MWh	103 MWh	82%	22 MWh	44%
150 kWp	188 MWh	128 MWh	68%	60 MWh	55%
200 kWp	250 MWh	143 MWh	57%	107 MWh	61%

Tabella 4.3: *Bilancio energetico annuo delle tre taglie di impianto.*
Fonte: elaborazione propria (stima a giorno tipo su dati di consumo aziendali e di producibilità PVGIS [12]).

La lettura di questi numeri rivela il meccanismo che governa la scelta della taglia. La copertura del fabbisogno non cresce proporzionalmente alla potenza, ma tende progressivamente a un tetto: raddoppiando la potenza da 100 a 200 kWp, essa passa dal 44% al 61%, guadagnando appena diciassette punti a fronte di un raddoppio dell'investimento. La ragione è strutturale: l'energia che l'impianto può autoconsumare è limitata dal carico presente nelle ore diurne e non può in alcun modo coprire i consumi notturni della fascia F3, pari a circa un quarto del totale, né quelli dei fine settimana. Superata la taglia che satura il carico diurno, ogni kWp aggiuntivo produce quasi esclusivamente energia in eccedenza: fra i 100 e i 200 kWp, a fronte di 125 MWh di produzione aggiuntiva, l'autoconsumo cresce di soli 40 MWh, mentre i restanti 85 MWh finiscono immessi in rete. In altri termini, oltre una certa dimensione si aggiunge potenza non per servire lo stabilimento, ma per esportare energia.

Il bilancio energetico, da solo, non è tuttavia sufficiente a individuare la taglia migliore, perché le due componenti in gioco, l'energia autoconsumata e quella immessa in rete, hanno valori economici profondamente diversi: la prima evita l'acquisto di energia a prezzo pieno, la seconda è remunerata a un prezzo assai inferiore. La taglia da 200 kWp copre una quota maggiore di fabbisogno, ma lo fa generando un'eccedenza di scarso valore; quella da 100 kWp ne copre meno, ma quasi tutta la sua produzione ha il valore pieno dell'autoconsumo.

Quale delle due configurazioni risulti complessivamente più conveniente è una questione economica, che l'analisi del paragrafo seguente affronta traducendo in euro l'energia autoconsumata, quella immessa e il costo dell'investimento.

4.4Analisi economica

La valutazione economica delle tre taglie muove dalla distinzione, già introdotta, fra l'energia autoconsumata e quella immessa in rete, che hanno valori nettamente diversi. Il valore dell'energia autoconsumata è pari al costo che essa consente di evitare, ossia alla sola componente variabile della bolletta che l'autoproduzione elimina. Poiché l'impianto produce quasi esclusivamente in fascia F1, tale costo è stato costruito a partire dal prezzo dell'energia in F1 del contratto del POD 3, pari a 0,127 €/kWh, maggiorato delle componenti che gravano su ogni kWh prelevato indipendentemente dalla fascia, ossia il dispacciamento, la quota variabile di trasporto, gli oneri variabili di sistema e l'accisa; il costo evitato risultante è dell'ordine di 0,175 €/kWh. L'energia immessa in rete è invece remunerata al Ritiro Dedicato, legato al prezzo di mercato e assunto in via prudenziale pari a 0,10 €/kWh, quasi la metà del valore dell'autoconsumo. La redditività è misurata attraverso il tempo di ritorno semplice, definito come nel terzo capitolo, e attraverso il Valore Attuale Netto e il Tasso Interno di Rendimento, calcolati sull'intera vita utile dell'impianto, assunta pari a venticinque anni, con un tasso di attualizzazione del 5%, un degrado annuo della produzione dello 0,5% e spese di gestione e manutenzione comprese fra 2.000 e 3.000 euro l'anno secondo la taglia.

Il costo di investimento è stato stimato scalando quello dell'impianto di Barbara, pari a circa 1.180 €/kWp, e tenendo conto del fatto che su potenze inferiori il costo specifico aumenta, poiché le spese fisse di progettazione, cantiere e allacciamento incidono in misura maggiore: si sono così assunti costi di 1.400, 1.300 e 1.250 €/kWp rispettivamente per le taglie da 100, 150 e 200 kWp, dichiarati come stime. A questi si aggiunge, nello scenario in cui la copertura debba essere strutturalmente adeguata prima dell'installazione, un costo di rinforzo del tetto stimato in 80.000 euro, in analogia con l'intervento realizzato a Barbara; trattandosi dell'adeguamento dell'intera copertura, anche in vista di futuri ampliamenti, tale costo è considerato fisso e indipendente dalla taglia dell'impianto.

I risultati, riportati nella Tabella 4.4 per i due scenari, delineano un quadro nettamente positivo. In assenza di interventi sul tetto, tutte e tre le taglie si ripagano in circa sette anni e

mezzo e presentano un tasso interno di rendimento intorno al 12%, largamente superiore al tasso di attualizzazione del 5%; il Valore Attuale Netto, positivo in ogni caso, cresce con la potenza installata, da circa 104.000 a 188.000 euro, poiché un impianto più grande, pur cedendo l'eccedenza a basso prezzo, aggiunge comunque valore. La necessità di rinforzare il tetto modifica sensibilmente il quadro: essendo un costo fisso, esso penalizza in misura molto maggiore la taglia piccola, il cui tempo di ritorno sale a oltre dodici anni, superando la soglia dei dieci, mentre incide assai meno sulla taglia grande, che lo distribuisce su una produzione maggiore e resta al di sotto dei dieci anni. In presenza dell'intervento sul tetto, dunque, la convenienza relativa si inverte e premia la taglia maggiore.

Taglia	Scenario tetto	Investimento	Payback	VAN (25 anni)	TIR
100 kWp	senza rinforzo	140.000 €	7,7 anni	104.000 €	11,80%
100 kWp	con rinforzo	220.000 €	12,1 anni	24.000 €	6,10%
150 kWp	senza rinforzo	195.000 €	7,5 anni	152.000 €	12,10%
150 kWp	con rinforzo	275.000 €	10,6 anni	72.000 €	7,50%
200 kWp	senza rinforzo	250.000 €	7,6 anni	188.000 €	11,80%
200 kWp	con rinforzo	330.000 €	10,1 anni	108.000 €	8,10%

Tabella 4.4: *Risultati economici delle tre taglie nei due scenari di rinforzo del tetto.*
Fonte: elaborazione propria.

Un ulteriore elemento è rappresentato dal credito d'imposta previsto dal piano Transizione 5.0, del quale l'impianto potrebbe in linea di principio beneficiare, come è avvenuto per quello di Barbara. Trattandosi però di un incentivo la cui disponibilità e la cui entità future sono incerte, in quanto legate a una dotazione e a scadenze definite e ad aliquote soggette a revisione, esso è stato trattato in via prudenziale: il risultato principale, esposto nella Tabella 4.4, non ne tiene conto, mentre la Tabella 4.5 ne illustra separatamente l'effetto, ipotizzando un'aliquota del 35% sul costo dell'impianto. In questo scenario il tempo di ritorno si riduce a circa cinque anni per tutte le taglie e il tasso interno di rendimento sale intorno al 19-20%, con un miglioramento analogo a quello osservato a Barbara, dove il credito abbassava il payback da 5,4 a 3,8 anni.

Taglia	Investimento netto	Payback	VAN (25 anni)	TIR
100 kWp	91.000 €	5,0 anni	153.000 €	19,30%
150 kWp	127.000 €	4,9 anni	220.000 €	19,70%
200 kWp	162.500 €	5,0 anni	276.000 €	19,40%

Tabella 4.5: *Effetto del credito d'imposta Transizione 5.0 (aliquota ipotizzata del 35%, scenario senza rinforzo del tetto).*
Fonte: elaborazione propria.

Poiché i due prezzi assunti, il costo evitato e la remunerazione dell'immissione, dipendono dalle condizioni di mercato e ne costituiscono l'ipotesi più delicata, se ne è verificata l'influenza sui risultati attraverso l'analisi di sensibilità riportata nella Tabella 4.6. Ne emergono due indicazioni. La prima è la robustezza della convenienza: facendo variare i due prezzi entro un intervallo ampio, il tempo di ritorno non supera in alcun caso i nove anni e il Valore Attuale Netto rimane sempre positivo, il che rende la conclusione indipendente da ipotesi di prezzo ottimistiche. La seconda riguarda la scelta della taglia: mentre il costo evitato dell'autoconsumo influenza in misura simile tutte le taglie, il prezzo dell'immissione incide quasi esclusivamente su quelle grandi, che immettono di più. Il vantaggio della taglia da 200 kWp rispetto a quella da 150 dipende perciò in larga parte dal prezzo di vendita dell'eccedenza, ampio quando tale prezzo è elevato e quasi nullo quando è basso: la taglia da 200 kWp si configura così come una scommessa sulla remunerazione dell'immissione, mentre quella da 150 kWp mantiene un risultato solido in ogni scenario di prezzo.

Sensibilità al costo evitato dell'autoconsumo (immissione fissa a 0,10 €/kWh):

Costo evitato	100 kWp	150 kWp	200 kWp
0,15 €/kWh	8,9 anni / 69.000 €	8,6 anni / 109.000 €	8,6 anni / 140.000 €
0,175 €/kWh (base)	7,7 anni / 104.000 €	7,5 anni / 152.000 €	7,6 anni / 188.000 €
0,20 €/kWh	6,7 anni / 138.000 €	6,7 anni / 195.000 €	6,9 anni / 236.000 €

Sensibilità al prezzo dell'immissione (costo evitato fisso a 0,175 €/kWh):

Immissione	100 kWp	150 kWp	200 kWp
0,06 €/kWh	8,1 anni / 92.000 €	8,3 anni / 119.000 €	8,8 anni / 130.000 €
0,10 €/kWh (base)	7,7 anni / 104.000 €	7,5 anni / 152.000 €	7,6 anni / 188.000 €
0,14 €/kWh	7,3 anni / 116.000 €	6,9 anni / 184.000 €	6,8 anni / 246.000 €

Tabella 4.6: *Analisi di sensibilità del tempo di ritorno e del VAN a 25 anni ai prezzi dell'energia (scenario senza rinforzo del tetto). In ciascuna cella: payback / VAN.*
Fonte: elaborazione propria.

Nel complesso, l'analisi economica conferma la piena convenienza dell'investimento in tutte le configurazioni considerate e individua nei fattori strutturali ed economici, più che nella sola dimensione dell'impianto, i veri elementi di scelta. La necessità o meno di rinforzare il tetto sposta la taglia più conveniente, la disponibilità del credito Transizione 5.0 dimezza

quasi il tempo di ritorno, e il prezzo dell'immissione determina la robustezza delle taglie maggiori. Su queste basi la taglia da 150 kWp emerge come la soluzione più equilibrata, capace di coniugare una buona redditività con una limitata esposizione ai prezzi di vendita dell'eccedenza e con una copertura significativa del fabbisogno; la scelta definitiva e la relativa motivazione sono formalizzate nel paragrafo conclusivo.

4.5 Sintesi e raccomandazione

Lo studio condotto in questo capitolo ha seguito il percorso tipico di un'analisi di fattibilità: a partire dal fabbisogno elettrico dello stabilimento dei macchinari, di natura prevalentemente diurna, sono state individuate tre taglie di impianto, se ne è stimata la copertura energetica e infine se ne è valutata la convenienza economica. Alla luce dei risultati, la taglia che si raccomanda di realizzare è quella da 150 kWp.

La scelta si fonda su due ordini di ragioni. In primo luogo, è la soluzione più robusta: mentre la convenienza della taglia da 200 kWp dipende in misura rilevante dal prezzo di vendita dell'energia eccedente, e si configura quindi come una scommessa sulle condizioni di mercato, la taglia da 150 kWp mantiene un risultato solido in ogni scenario di prezzo, con un tempo di ritorno di circa sette anni e mezzo e un tasso interno di rendimento intorno al 12%, ben superiore al costo del capitale. In secondo luogo, è la soluzione che valorizza al meglio l'energia prodotta: contenendo l'eccedenza immessa in rete rispetto alla taglia maggiore, essa destina all'autoconsumo, ad alto valore, la parte prevalente della produzione, coprendo al tempo stesso oltre la metà del fabbisogno annuo dello stabilimento.

Due fattori condizionano tuttavia la decisione e vanno esplicitati. Il primo è l'eventuale necessità di rinforzare la copertura: se la struttura esistente è idonea, l'investimento è pienamente conveniente e si ripaga in pochi anni; se invece l'adeguamento è necessario, il progetto resta economicamente valido ma con tempi di ritorno più lunghi, ragione per cui converrebbe affrontare tale intervento in un'ottica di espansione futura, ammortizzandolo su più iniziative. Il secondo è il credito d'imposta Transizione 5.0 che, se ottenibile, trasformerebbe l'investimento in un'operazione altamente redditizia, riducendone il tempo di ritorno a circa cinque anni; se ne raccomanda pertanto la verifica di disponibilità prima di procedere.

Al di là della configurazione raccomandata, lo studio apre una prospettiva di sviluppo di maggiore respiro. Disponendo lo stabilimento di una superficie di copertura ampia quanto quella di Barbara, una volta soddisfatto il proprio fabbisogno si potrebbe valutare un impianto di taglia superiore e condividere l'energia in eccesso con il sito principale, attraverso l'autoconsumo diffuso o una configurazione di comunità energetica rinnovabile, a condizione, da verificare, che i due punti di prelievo ricadano sotto la medesima cabina primaria. Una simile soluzione trasformerebbe l'eccedenza, oggi penalizzata dal basso prezzo di cessione, in ulteriore energia autoconsumata ad alto valore, modificando a favore delle taglie maggiori il quadro di convenienza. Si tratta di una direzione promettente, che tuttavia introduce una complessità normativa esulante dai confini del presente studio e che si segnala come possibile evoluzione.

In conclusione, l'ampliamento fotovoltaico a servizio dello stabilimento dei macchinari risulta tecnicamente fattibile ed economicamente conveniente: la taglia consigliata è di 150 kWp, e il progetto si inserisce con coerenza nella strategia di autoproduzione già avviata dall'azienda, estendendo a un secondo sito il modello di riduzione della dipendenza dalla rete che il caso di Barbara ha dimostrato efficace.

CONCLUSIONE

Il presente lavoro è partito da una condizione caratteristica delle imprese energivore, per le quali il costo dell'energia costituisce una voce strutturale e non comprimibile con i soli strumenti gestionali ordinari, e si è posto un duplice obiettivo: misurare tale costo nel caso concreto dell'azienda Messersì Packaging e studiare le possibilità di ridurlo. A questo scopo il lavoro si è articolato in quattro fasi: l'inquadramento del contesto di mercato e normativo in cui l'impresa opera, la mappatura dei suoi consumi elettrici, l'analisi economica dei costi energetici e degli investimenti di autoproduzione già realizzati, e infine lo studio di fattibilità di un ampliamento dell'autoproduzione a un ulteriore stabilimento.

Dall'analisi sono emersi risultati precisi. La mappatura dei consumi ha mostrato come il fabbisogno aziendale sia concentrato quasi interamente sullo stabilimento di Barbara, dove la produzione delle regge, per sua natura energivora, assorbe la quota preponderante dell'energia. L'analisi economica ha poi condotto a due esiti principali. Il primo è che il costo dell'energia per l'azienda è determinato in misura preponderante dal mercato all'ingrosso, essendo l'approvvigionamento quasi integralmente indicizzato al Prezzo Unico Nazionale, con una conseguente esposizione pressoché totale alla sua volatilità. Il secondo è che gli investimenti in autoproduzione già in esercizio, la cogenerazione e il fotovoltaico, riducono in modo sostanziale tale costo: la sola cogenerazione abbatte il costo unitario dell'energia di circa un quinto e il costo energetico per tonnellata di prodotto di circa venticinque euro, ripagandosi in pochi anni. Lo studio di fattibilità ha infine dimostrato che l'estensione dell'autoproduzione allo stabilimento dei macchinari è tecnicamente possibile ed economicamente conveniente, individuando in un impianto da 150 kWp la soluzione ottimale, capace di coprire oltre la metà del fabbisogno di quel sito con un tempo di ritorno di circa sette anni e mezzo.

Considerati nel loro insieme, questi risultati convergono verso un'indicazione strategica unitaria. Per un'impresa energivora esposta alla dinamica dei prezzi come Messersì Packaging, la leva più efficace per governare il costo dell'energia non risiede nella contrattazione del prezzo di acquisto, che è una grandezza sostanzialmente esogena e sottratta al suo controllo, bensì nella riduzione della quantità di energia prelevata dalla rete attraverso l'autoproduzione. Tale strategia si è rivelata al tempo stesso conveniente sul piano

economico, come attestano i tempi di ritorno contenuti degli investimenti analizzati, e coerente con il percorso di transizione energetica, poiché sostituisce energia acquistata con energia prodotta in sito da fonti a basse o nulle emissioni. È questa la conclusione di fondo del lavoro.

I risultati raggiunti vanno tuttavia letti alla luce di alcuni limiti, che è opportuno dichiarare. Il costo di investimento del cogeneratore, non più documentabile, è stato oggetto di stima; il calore recuperato attraverso il circuito a olio diatermico, pur realmente impiegato nel processo, è stato prudenzialmente escluso dal computo del beneficio termico in quanto non misurato in termini energetici; gli eventuali incentivi riconosciuti alla cogenerazione non sono stati quantificati per indisponibilità della documentazione. Lo studio di fattibilità del quarto capitolo, inoltre, si fonda su una producibilità attesa e su un profilo di carico ricostruito a partire dalle fasce orarie, e non su misure orarie reali; i suoi risultati costituiscono pertanto stime ragionate. In tutti questi casi le assunzioni sono state operate in senso conservativo, cosicché i benefici reali risultano semmai superiori a quelli stimati.

Il lavoro suggerisce infine alcune direzioni di approfondimento. La più immediata è la condivisione dell'energia in eccesso fra gli stabilimenti dell'azienda, attraverso l'autoconsumo diffuso o una comunità energetica rinnovabile, che consentirebbe di valorizzare come autoconsumo ad alto valore l'eccedenza oggi ceduta alla rete a prezzi contenuti. A questa si affiancano l'ipotesi di un sistema di accumulo, che permetterebbe di spostare l'autoconsumo verso le ore serali e notturne che il fotovoltaico non è in grado di coprire, e il monitoraggio dei consumi reali dell'impianto di Barbara a regime, che consentirebbe di validare le stime adottate e di affinare il dimensionamento di eventuali nuovi impianti. Nel loro complesso, l'analisi svolta e lo studio di fattibilità delineano per l'azienda un percorso di progressiva riduzione della dipendenza dalla rete, fondato sull'autoproduzione, che coniuga la sostenibilità economica con quella ambientale e che, muovendo da quanto già realizzato, può essere ulteriormente esteso.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

[1] ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, www.arera.it (struttura della bolletta, oneri generali di sistema, riforma del PUN). Consultato il 17/06/2026.
[2] GME – Gestore dei Mercati Energetici, www.mercatoelettrico.org (dati sul Prezzo Unico Nazionale). Consultato il 18/06/2026.
[3] Consiglio dell'Unione Europea, www.consilium.europa.eu (andamento del prezzo del gas nel 2022). Consultato il 19/06/2026.
[4] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), *Relazione Annuale sulla Situazione Energetica Nazionale – Dati riferiti all'anno 2022*, Roma, 2023.
[5] Centro Studi Confindustria, *L'impatto della corsa dei prezzi dell'energia sui costi di produzione: settori a confronto tra Italia, Francia e Germania*, giugno 2022.
[6] Terna S.p.A., www.terna.it (indice IMCEI). Consultato il 17/06/2026.
[7] ISTAT – Istituto Nazionale di Statistica, *Rapporto sulla competitività dei settori produttivi. Edizione 2023*, Roma, 2023.
[8] Centro Studi Confindustria, *Congiuntura Flash, aprile 2026*, Roma, 2026.
[9] CSEA – Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, www.csea.it (elenco delle imprese a forte consumo di energia). Consultato il 18/06/2026.
[10] GSE – Gestore dei Servizi Energetici, www.gse.it (condizionalità per le imprese energivore; Ritiro Dedicato; cogenerazione ad alto rendimento; Piano Transizione 5.0). Consultato il 03/07/2026.
[11] Nino Di Franco, *Energy Management*, Franco Angeli, 2026.
[12] PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System, Commissione europea – Joint Research Centre, re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools (stima della producibilità fotovoltaica del sito). Consultato il 03/07/2026.