



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

**Analisi di soluzioni per il risparmio energetico in uno
stabilimento industriale di Iveco Group**

Relatore:

Prof. Marco Badami

Ing. Giorgina Negro

Candidato:

Gabriele Musso

Ottobre 2023

Indice

Lista delle figure	4
Lista delle tabelle	7
Abstract	10
1. Obiettivo dello studio	11
1.1 Il cambiamento climatico: concetti chiave	11
1.1.1 Dati <i>IPCC</i>	12
1.1.2 Politiche attuali	14
1.2 Ruolo dell'industria: i dati <i>IEA</i>	15
1.3 Iveco Group	18
1.3.1 Strumenti adottati da <i>Iveco Group</i>	19
1.3.2 Consumi energetici, emissioni e target del Gruppo	24
2. Analisi dei consumi e delle emissioni di uno stabilimento <i>Iveco</i>	27
2.1 Descrizione dello stabilimento e del processo di produzione	27
2.2 Consumo di vettori energetici primari	33
2.2.1 Energia elettrica	33
2.2.2 Gas naturale	40
2.2.3 Gasolio	42
2.2.4 Distribuzione del consumo dei vettori primari e dei costi associati	43
2.3 Ripartizione del consumo di energia elettrica	44
2.4 Ripartizione del consumo di gas naturale	46
2.5 Consumo di vettori energetici secondari	48
2.5.1 Illuminazione	48
2.5.2 Acqua surriscaldata	50
2.5.3 Aria compressa	52
2.5.4 Acqua refrigerata	53
2.5.5 Acqua industriale e acqua demineralizzata	54
2.6 Indicatori di prestazione energetica	55
2.6.1 <i>KPI</i> generale	55
2.6.2 <i>KPI</i> per gas naturale e acqua surriscaldata impiegati direttamente per riscaldamento	56
2.6.3 <i>KPI</i> per gas naturale impiegato per la generazione di acqua surriscaldata ..	58
2.6.4 <i>KPI</i> per energia elettrica impiegata per la generazione di acqua refrigerata	58
2.6.5 <i>KPI</i> per aria compressa	58
2.7 Emissioni di <i>CO</i>₂	60

3. Analisi di interventi implementabili nello stabilimento	63
3.1 Metodologia	63
3.2 Illuminazione	65
3.2.1 Sostituzione di lampade a ioduri metallici	65
3.2.2 Sostituzione di lampade a fluorescenza	70
3.3 Elettrificazione del forno per ritocchi	73
3.4 Impianto fotovoltaico	82
Conclusioni	91
Bibliografia	93
Ringraziamenti	94

Lista delle figure

Figura 1: andamento della temperatura media della superficie globale [1]	12
Figura 2: andamento delle emissioni di GHG [1]	13
Figura 3: andamento delle concentrazioni di GHG in atmosfera [1]	13
Figura 4: andamento dei consumi energetici del settore dell'industria [4].....	15
Figura 5: andamento delle emissioni dirette di CO ₂ del settore dell'industria [4]	16
Figura 6: andamento dei consumi energetici del settore dell'industria leggera [6].....	17
Figura 7: formazione di Iveco Group	18
Figura 8: tipologie di emissioni di GHG secondo il GHG Protocol [6].....	21
Figura 9: strumenti contrattuali disponibili sul mercato dell'energia elettrica [8].....	22
Figura 10: definizione di coefficiente emissivo nazionale secondo il GHG protocol [8].....	23
Figura 11: andamento dei consumi energetici di Iveco Group [8].....	24
Figura 12: andamento del KPI energetico generale di Iveco Group [8]	25
Figura 13: andamento della quota di energia elettrica da fonte rinnovabile [8]	25
Figura 14: andamento delle emissioni dirette e indirette di Iveco Group [8]	25
Figura 15: veicolo commerciale Daily, modello 4x2 VAN	27
Figura 16: vista dall'alto dello stabilimento e indicazione delle aree in cui è scomposto	27
Figura 17: vista dall'alto dello stabilimento e indicazione dell'uso delle aree	28
Figura 18: macchine per saldatura a punti multipli.....	29
Figura 19: processo di saldatura a punti.....	29
Figura 20: immersione della scocca nelle vasche presenti in reparto di verniciatura	29
Figura 21: aree costituenti l'U.O. Verniciatura.....	30
Figura 22: montaggio dei fascioni laterali.....	31
Figura 23: allestimento del motore lungo linea adibita.....	32
Figura 24: aree costituenti l'U.O. Montaggi	32
Figura 25: le diverse aree costituenti l'U.O. Collaudo e Finizione.....	33
Figura 26: consumo mensile di energia elettrica dal 2020 al 2023	34
Figura 27: ore di produzione totali mensili relative agli anni 2020 e 2021	34
Figura 28: consumo annuale di energia elettrica dal 2020 al 2022.....	35
Figura 29: consumo di energia elettrica distinto nelle fasce picco e fuori picco nell'anno	
2022.....	35
Figura 30: distinzione delle fasce elettriche picco e fuori picco secondo la delibera AEEG	
181/06 [11].....	36
Figura 31: consumo orario di energia elettrica nell'anno 2022	37
Figura 32: curva di durata elettrica nell'anno 2022	37
Figura 33: ripartizione della spesa sostenuta per l'acquisto di energia elettrica nell'anno	
2022.....	38
Figura 34: ripartizione della spesa sostenuta per l'energia elettrica nel marzo 2023	39
Figura 35: consumo mensile di gas naturale dall'anno 2020 al 2023	40
Figura 36: consumo annuale di gas naturale dall'anno 2020 al 2022	40
Figura 37: ripartizione della spesa sostenuta per l'acquisto di gas naturale nell'anno 2022 ..	41
Figura 38: distribuzione del consumo dei vettori energetici primari	43
Figura 39: distribuzione della spesa sostenuta per l'acquisto di vettori energetici primari ...	43
Figura 40: ripartizione in percentuale del consumo di energia elettrica per aree	44
Figura 41: ripartizione in percentuale del consumo di energia elettrica per destinazione d'uso	
.....	46

Figura 42: ripartizione in percentuale del consumo di gas naturale per aree	47
Figura 43: ripartizione percentuale del consumo di gas naturale per destinazione d'uso	47
Figura 44: incidenza dell'illuminazione sui consumi di energia elettrica	49
Figura 45: ripartizione in percentuale del consumo per illuminazione per aree	50
Figura 46: correlazione fra acqua surriscaldata e TMH nei mesi estivi dell'anno 2022 per l'area Collaudo e Finizione	50
Figura 47: ripartizione del consumo di acqua surriscaldata per aree e destinazione d'uso nell'anno 2022.....	51
Figura 48: ripartizione in percentuale del consumo di acqua surriscaldata per destinazione d'uso.....	51
Figura 49: ripartizione in percentuale del consumo di acqua surriscaldata per aree.....	52
Figura 50: ripartizione in percentuale del consumo di aria compressa per aree	53
Figura 51: ripartizione in percentuale del consumo di acqua refrigerata per le aree	53
Figura 52: ripartizione dei consumi di acqua industriale fra le aree dello stabilimento	54
Figura 53: ripartizione dei consumi di acqua demineralizzata fra le aree dello stabilimento	54
Figura 54: andamento del KPI generico nell'anno 2022.....	56
Figura 55: andamento del consumo diretto di gas naturale per riscaldamento e dei gradi giorno invernali nell'anno 2022	56
Figura 56: andamento del consumo di acqua surriscaldata per riscaldamento e dei gradi giorno invernali nell'anno 2022	57
Figura 57: correlazione fra gas naturale per riscaldamento e gradi giorno invernali.....	57
Figura 58: correlazione fra acqua surriscaldata per riscaldamento e gradi giorno invernali .	57
Figura 59: andamento del consumo di aria compressa e della relativa energia elettrica adoperata nell'anno 2022	59
Figura 60: correlazione fra energia elettrica e aria compressa.....	59
Figura 61: distribuzione delle emissioni Scope 1 e Scope 2 con metodo Market-based	62
Figura 62: distribuzione delle emissioni Scope 1 e Scope 2 con metodo Locaton-based.....	62
Figura 63: struttura adoperata per lo sviluppo dei Business Plan	64
Figura 64: lampade a ioduri metallici in area Ovest	66
Figura 65: lampade a ioduri metallici in area Collaudo e Finizione	66
Figura 66: flusso di cassa cumulato dell'intervento di sostituzione delle lampade a ioduri metallici.....	69
Figura 67: lampade a fluorescenza in area Montaggi	70
Figura 68: flusso di cassa cumulato dell'intervento di sostituzione delle lampade a fluorescenza	72
Figura 69: flusso attualmente adoperato per il processo di finizione.....	74
Figura 70: schema della cabina di spruzzatura e del forno per ritocchi.....	75
Figura 71: vista della cabina per spruzzatura e del forno per ritocchi in sequenza.....	75
Figura 72: calore utilizzato in CTA per immissione di aria calda in cabina spruzzatura	75
Figura 73: calore utilizzato in CTA per immissione di aria calda in forno per ritocchi	76
Figura 74: energia elettrica utilizzata per l'immissione e l'estrazione di aria	76
Figura 75: pannelli radianti a IR installati su struttura a soffitto [12].....	78
Figura 76: vista della cabina di ritocco n.2	78
Figura 77: flusso adoperabile per il processo di finizione nella condizione post-intervento .	79
Figura 78: flusso di cassa cumulato dell'intervento di implementazione di lampade IR	81
Figura 79: aree identificate per l'implementazione dell'impianto fotovoltaico.....	82
Figura 80: interfaccia grafica di PV-GIS [13].....	83

Figura 81: sovrapposizione dei consumi dello stabilimento e della produzione da fotovoltaico	86
Figura 82: valori annuali di autoconsumo, del surplus e del restante prelievo da rete	87
Figura 83: autosufficienza derivante dalla produzione di energia elettrica	87
Figura 84: ripartizione dell'energia elettrica prodotta fra autoconsumo e surplus	87
Figura 85: flusso di cassa attualizzato per l'implementazione di un impianto fotovoltaico ..	90

Lista delle tabelle

Tabella 1: coefficienti emissivi dei combustibili per l'industria manifatturiera [9].....	22
Tabella 2: densità e potere calorifico dei combustibili adottati	22
Tabella 3: consumo mensile di energia elettrica, distinto nelle fasce picco e fuori picco, nell'anno 2022.....	36
Tabella 4: spesa sostenuta per l'acquisto di energia elettrica nell'anno 2022	38
Tabella 5: dettaglio della bolletta di energia elettrica del marzo 2023	38
Tabella 6: prezzo medio dell'energia nel marzo 2023	39
Tabella 7: spesa sostenuta per l'acquisto di gas naturale nell'anno 2022	41
Tabella 8: dettaglio della bolletta del gas naturale del marzo 2023	41
Tabella 9: calcolo del costo medio del gas naturale nel marzo 2023	42
Tabella 10: consumo mensile di gasolio dal 2020 al 2022	42
Tabella 11: consumo dei vettori primari e rispettiva spesa sostenuta nell'anno 2022.....	43
Tabella 12: ripartizione del consumo di energia elettrica per aree nell'anno 2022	44
Tabella 13: ripartizione del consumo di energia elettrica per destinazione d'uso nell'anno 2022.....	45
Tabella 14: ripartizione del consumo di gas naturale per aree e destinazione d'uso nell'anno 2022.....	46
Tabella 15: censimento dei corpi illuminanti e relativi consumi in area Lastratura	48
Tabella 16: ripartizione del consumo per illuminazione per aree nell'anno 2022	49
Tabella 17: ripartizione del consumo di aria compressa per aree nell'anno 2022	52
Tabella 18: ripartizione del consumo di acqua refrigerata per aree nell'anno 2022	53
Tabella 19: ripartizione del consumo di acqua industriale per aree nell'anno 2022.....	54
Tabella 20 ripartizione del consumo di acqua demineralizzata per aree nell'anno 2022	54
Tabella 21: KPI generico valutato come consumo di energia rispetto a TMH nell'anno 2022	55
Tabella 22: KPI valutato come consumo diretto di gas naturale per riscaldamento rispetto ai gradi giorno nell'anno 2022	57
Tabella 23: KPI valutato come consumo di acqua surriscaldata per riscaldamento rispetto ai gradi giorno nell'anno 2022	58
Tabella 24: KPI valutato come energia elettrica rispetto ad aria compressa nell'anno 2022	59
Tabella 25: comparazione dei coefficienti emissivi dei combustibili per la rendicontazione delle emissioni.....	60
Tabella 26: comparazione dei coefficienti emissivi dell'energia elettrica per la rendicontazione delle emissioni	60
Tabella 27: emissioni dirette derivanti dal consumo di gas naturale e gasolio nell'anno 2022	61
Tabella 28: emissioni indirette derivanti dal consumo di gas naturale ed energia elettrica nell'anno 2022.....	61
Tabella 29: riepilogo degli attuali costi unitari dell'energia elettrica e del gas naturale	63
Tabella 30: valori dell'indice di attualizzazione in base alla tipologia di progetto	65
Tabella 31: consumo energetico e costo sostenuto nello stato ex-ante	66
Tabella 32: caratteristiche della lampada adoperata nello stato ex-ante	66
Tabella 33: costo annuo delle lampade nello stato ex-ante	67
Tabella 34: consumo energetico e costo sostenuto nello stato post-intervento.....	67

Tabella 35: ricavo annuo totale derivante dalla sostituzione delle lampade a ioduri metallici	67
Tabella 36: investimento e caratteristiche delle lampade nello stato post-intervento	68
Tabella 37: ammortamento dell'investimento iniziale per sostituzione di lampade a ioduri metallici	68
Tabella 38: Business Plan dell'intervento di sostituzione delle lampade a ioduri metallici	68
Tabella 39: parametri per la valutazione dell'intervento di sostituzione delle lampade a ioduri metallici	69
Tabella 40: emissioni evitate mediante l'intervento di sostituzione delle lampade a ioduri metallici	69
Tabella 41: consumo energetico e costo sostenuto nello stato ex-ante	70
Tabella 42: investimento e caratteristiche delle lampade nello stato post-intervento	71
Tabella 43: ammortamento dell'investimento iniziale per sostituzione di lampade a fluorescenza	71
Tabella 44: consumo energetico e costo sostenuto nello stato post-intervento	71
Tabella 45: ricavo annuo totale derivante dalla sostituzione di lampade a fluorescenza	71
Tabella 46: Business Plan dell'intervento di sostituzione delle lampade a fluorescenza	72
Tabella 47: parametri per la valutazione dell'intervento di sostituzione delle lampade a fluorescenza	72
Tabella 48: emissioni evitate mediante intervento di sostituzione di lampade a fluorescenza	73
Tabella 49: consumi annui di calore ed energia elettrica presso la linea di finizione	76
Tabella 50: consumo annuo di gas naturale per la generazione di acqua surriscaldata impiegata presso la linea di finizione	77
Tabella 51: costo annuo stimato per l'uso di vettori energetici lungo la linea di finizione	77
Tabella 52: gruppi di pannelli IR indipendenti e potenza nominale dei singoli gruppi	79
Tabella 53: consumo annuo nominale di energia elettrica dei pannelli IR	79
Tabella 54: Ricavo annuo totale derivante dall'implementazione di pannelli IR	80
Tabella 55: ammortamento dell'investimento iniziale per l'implementazione di pannelli IR	80
Tabella 56: Business Plan dell'intervento di implementazione di pannelli IR	80
Tabella 57: parametri per la valutazione dell'investimento per l'implementazione di pannelli IR	81
Tabella 58: emissioni evitate mediante l'implementazione di lampade IR	81
Tabella 59: settaggio dei parametri di PV-GIS	83
Tabella 60: producibilità media mensile del sistema	84
Tabella 61: valutazione preliminare della taglia dell'impianto ai fini di massimizzare l'autoconsumo	85
Tabella 62: numero di moduli e della superficie coperta	85
Tabella 63: valori mensili di prelievo da rete, autoconsumo e surplus	86
Tabella 64: calcolo preliminare del costo di investimento per l'implementazione di un impianto fotovoltaico	87
Tabella 65: ammortamento dell'investimento iniziale per implementazione di un impianto fotovoltaico	88
Tabella 66: calcolo preliminare dei costi operativi di un impianto fotovoltaico	88
Tabella 67: calcolo preliminare del costo di manutenzione straordinaria di un impianto fotovoltaico	88

Tabella 68: Business plan per l'implementazione di un impianto fotovoltaico	89
Tabella 69: parametri per la valutazione dell'implementazione di un impianto fotovoltaico	90
Tabella 70: emissioni evitate mediante l'implementazione di un impianto fotovoltaico	90

Abstract

La tesi intitolata *Analisi di soluzioni per il risparmio energetico in uno stabilimento industriale di Iveco Group* offre un'analisi del consumo energetico e delle emissioni di CO_2 di uno stabilimento industriale appartenente a *Iveco Group*, azienda leader nella produzione di veicoli commerciali, industriali e per movimentazione terra.

L'obiettivo primario di questa ricerca è identificare i vettori energetici utilizzati all'interno dello stabilimento, distinguendo tra vettori primari e secondari, e individuare le aree di maggiore impatto in termini di consumo energetico. La metodologia adottata prevede la raccolta dei dati relativi ai consumi energetici attraverso le bollette energetiche disponibili e i misuratori posti all'interno dello stabilimento. Le emissioni di CO_2 , distinte tra emissioni dirette e indirette, sono calcolate conformemente alle direttive del *GHG Protocol* adottato dal Gruppo societario. I fattori di emissione utilizzati, forniti dalle organizzazioni *IPCC* e *IEA*, garantiscono una valutazione accurata delle emissioni di gas serra.

La tesi prosegue con l'analisi di progetti concreti di efficienza energetica, quali l'implementazione di lampade a LED in diverse aree dello stabilimento e la modifica del processo produttivo mediante l'implementazione di sistemi a lampade IR utilizzabili durante la fase di finizione delle scocche dei veicoli. Inoltre, viene presentata un'analisi di fattibilità per l'installazione di un impianto fotovoltaico, con l'obiettivo di promuovere la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in loco, riducendo i costi di approvvigionamento dell'energia. Ogni proposta è accompagnata da una valutazione economica dettagliata e dal calcolo delle potenziali riduzioni delle emissioni di CO_2 .

La tesi rappresenta un contributo all'ottimizzazione dell'utilizzo di risorse energetiche e alla riduzione dell'impatto ambientale di *Iveco Group*. Le soluzioni proposte non solo possono contribuire a migliorare l'efficienza energetica, ma offrono anche benefici tangibili per l'azienda in termini ambientali ed economici.

1. Obiettivo dello studio

Nel contesto attuale di crescente preoccupazione per il cambiamento climatico e la necessità di ridurre le emissioni di gas serra, questo studio si concentra sulla valutazione dei consumi energetici e delle emissioni di uno stabilimento di produzione appartenente a *Iveco Group*, con l'obiettivo di identificare le aree di miglioramento in termini di efficienza energetica e sostenibilità ambientale. Pertanto, lo studio presenta l'analisi di fattibilità relativa a tre diverse soluzioni energetiche con l'obiettivo di migliorare l'utilizzo dei vettori energetici e di implementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in stabilimento.

1.1 Il cambiamento climatico: concetti chiave

Nella climatologia, si definiscono cambiamenti del clima le variazioni dei parametri statistici legati al clima e all'ambiente, come pressione, temperatura, composizione chimica dell'atmosfera e precipitazioni. Pertanto, esempi di variazione climatica possono essere il riscaldamento o il raffreddamento globale. Tali cambiamenti possono verificarsi a livello globale, coinvolgendo continenti diversi, e possono perdurare anche per periodi parecchio estesi. Il clima, infatti, ha più volte mostrato cicli di riscaldamento e raffreddamento nel corso della storia, come l'alternanza tra periodi glaciali e interglaciali. Si tratta, dunque, di un sistema complesso, influenzato da numerosi parametri interni ed esterni al pianeta, che coinvolge diverse discipline per l'analisi di serie storiche di dati atmosferici. Oggi, il termine *riscaldamento globale* indica il mutamento del clima sviluppatosi a partire dalla fine del *XIX* secolo, caratterizzato dall'aumento della temperatura media globale e da fenomeni atmosferici conseguenti, fra i quali quelli correlati al ciclo dell'acqua sono sicuramente fra i più impattanti. Già dagli anni successivi al 1820, la comprensione scientifica del fenomeno del cambiamento climatico ha fatto in modo che la maggioranza degli studiosi concordi ormai nel ritenere che l'attività umana, manifestata prevalentemente attraverso la modifica del fenomeno di *effetto serra*, sia responsabile dei più recenti cambiamenti climatici. Tra le forzature climatiche artificiali si annoverano:

- Aumento della concentrazione di aerosol che modificano le quote di radiazione solare assorbita e, di conseguenza, riflessa dall'atmosfera;
- Deforestazione, che modifica la quota di radiazione solare direttamente assorbita o riflessa dalla superficie del pianeta;
- Aumento della concentrazione di gas serra che diminuiscono la quota di calore irradiato nello spazio, incrementando l'effetto serra.

1.1.1 Dati IPCC

Secondo il rapporto *IPCC Climate Change 2023*, le forzature climatiche hanno causato, nel periodo compreso fra gli anni 2011 e 2020, un aumento della temperatura globale di circa $1,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ rispetto al periodo 1850-1900. La temperatura media della superficie è aumentata di $1,59\text{ }^{\circ}\text{C}$, mentre l'aumento è risultato pari a circa $0,88\text{ }^{\circ}\text{C}$ nel caso degli oceani. Lo stesso report riporta, con estrema confidenza, che la temperatura media superficiale è aumentata più rapidamente dal 1970 ad oggi rispetto a qualsiasi periodo lungo 50 anni compreso nei 2000 anni precedenti al 1970 [1]. La figura seguente mostra l'andamento della temperatura nel periodo 1850-2019.

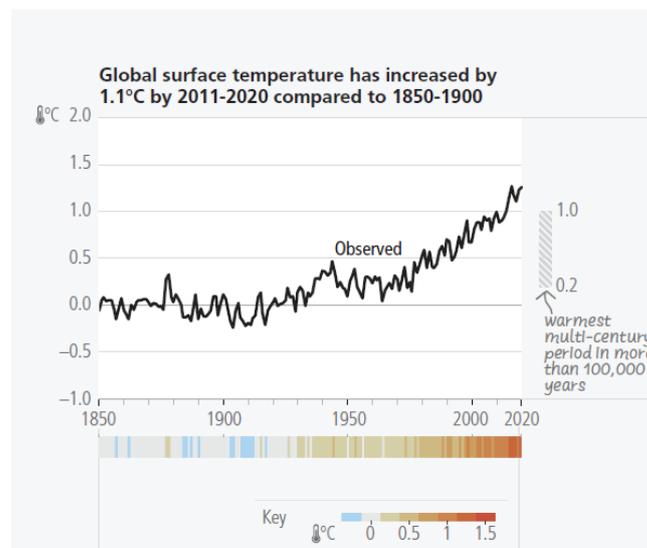


Figura 1: andamento della temperatura media della superficie globale [1]

Il gruppo *IPCC* [1], inoltre, stima che l'aumento complessivo della temperatura della superficie globale registratosi tra il 2011 e il 2019, prossimo a $1,07\text{ }^{\circ}\text{C}$, sia stato determinato prevalentemente da diverse forzanti artificiali. Fra queste, le emissioni di *GHG* hanno contribuito a un riscaldamento compreso tra 1 e $2\text{ }^{\circ}\text{C}$, in parte compensato dal raffreddamento causato dall'aumento delle concentrazioni di aerosol.

Pertanto, è possibile affermare che le forzanti artificiali precedentemente citate agiscono tutte sul bilancio energetico del pianeta, causandone una variazione della temperatura media. Fra tali forzanti, le emissioni di *GHG* sono da considerare le più impattanti. Come osservabile dalla figura seguente, le emissioni di *GHG* di natura antropica, misurate in tonnellate equivalenti di CO_2 ($t\text{CO}_2\text{-eq}$), sono state stimate pari a circa $59 \pm 6\text{ GtCO}_2\text{-eq}$ nel 2019 [1]. Riferendosi alle diverse fonti di emissione, è possibile osservare come le principali consistano nei processi produttivi industriali e nell'uso di combustibili fossili. I gas *GHG* differenti dalla CO_2 sono CH_4 , N_2O e tutti i gas fluorurati (*HFC*, *PFC*, *SF₆*, *NF₃*).

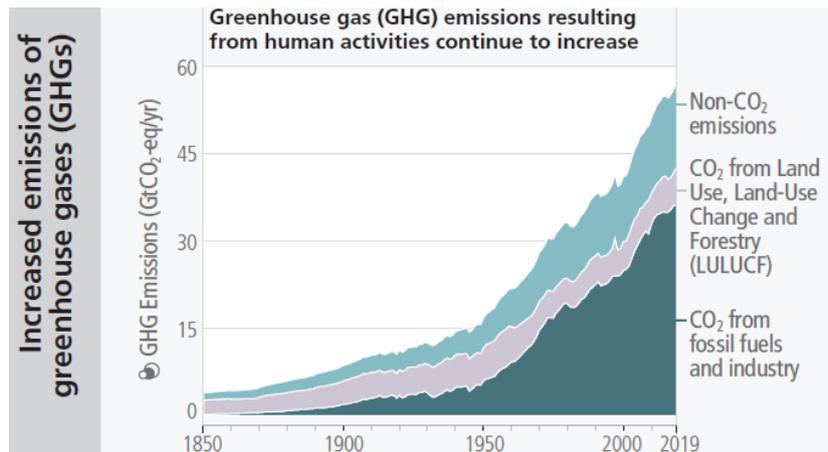


Figura 2: andamento delle emissioni di GHG [1]

L'IPCC [1] afferma, con elevata confidenza, che le concentrazioni di CH_4 e N_2O sono ai massimi livelli mai registrati o stimati in almeno ottocentomila anni, mentre le concentrazioni di CO_2 superano quelle degli ultimi due milioni di anni. La particolarità dell'attuale cambiamento climatico risiede nella rapidità con cui tali variazioni tendono a manifestarsi: gli aumenti delle concentrazioni di GHG in atmosfera, secondo l'IPCC [1], sono paragonabili a quelli caratterizzanti i periodi plurimillenni di transizione da ere glaciali a interglaciali. In particolare, dal 1850 al 2019, si stima che le variazioni di concentrazione di CO_2 , CH_4 e N_2O possano essere rispettivamente pari a 47%, 156% e 23% [1].

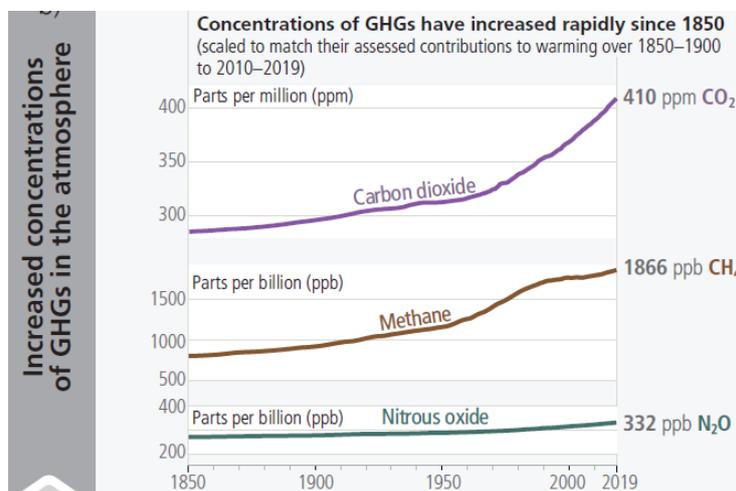


Figura 3: andamento delle concentrazioni di GHG in atmosfera [1]

Il riscaldamento della superficie globale non consiste nell'unico effetto delle attività antropiche. Fra gli effetti dell'attuale cambiamento climatico vi sono [1]:

- Aumento del livello del mare
- Diminuzione dell'area di ghiaccio marino artico e ritiro dei ghiacciai;
- Acidificazione della superficie degli oceani;

- Eventi metereologici e climatici estremi.

1.1.2 Politiche attuali

Il cambiamento climatico è un processo complesso che ha coinvolto una serie di tappe e sviluppi chiave; fra questi, l'*Accordo di Parigi*, adottato durante la conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 2015, nota come *COP 21*, è un punto di riferimento in quanto consiste in un trattato internazionale giuridicamente vincolante. Esso, infatti, unisce i cento novantasei (196) paesi aderenti per la lotta e l'adeguamento al cambiamento climatico. L'obiettivo principale dell'accordo consiste nel mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e perseguire sforzi per limitare l'aumento della temperatura a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. A tal fine, secondo la *UNFCCC (Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici)*, le emissioni di *GHG* dovrebbero raggiungere il picco entro il 2025 e diminuire del 43%, rispetto ai livelli del 2010, entro il 2030 [2]. L'accordo stipulato funziona su un ciclo quinquennale di programmi redatti dai paesi. Pertanto, dal 2020, i paesi sono impegnati nella presentazione dei loro piani di azione climatica nazionale, indicati con l'acronimo *NDC*, nei quali comunicano le azioni che intraprenderanno per ridurre le emissioni di *GHG* e aumentare la capacità di adattamento agli impatti del cambiamento climatico.

Fra i diversi membri, l'*Unione Europea* ha stabilito il suo obiettivo generale nell'ambito dell'*Accordo di Parigi* di ridurre le sue emissioni di gas serra del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Tuttavia, nell'ambito della *COP 27*, l'*UE* ha deciso di accrescere l'ambizione e ha stabilito obiettivi più stringenti, quali la riduzione delle emissioni di almeno il 55%, entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990, e il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050 [3]. Le azioni dell'*UE* per raggiungere questi obiettivi sono descritte nel *Green Deal Europeo*, il quadro generale contenente la strategia volta a trasformare l'Europa in un continente a basse emissioni. Fra le diverse attività previste vi sono, chiaramente, la promozione delle fonti di energia rinnovabile, il miglioramento dell'efficienza energetica in diversi settori, il rafforzamento del sistema *ETS* per lo scambio delle quote di emissione, la promozione dell'economia circolare e altre. Gli obiettivi del *Green Deal Europeo* si relazionano, pertanto, con il pacchetto di direttive noto come *Fit for 55*.

Come deducibile dall'esempio riportato riguardante l'Unione Europea, già nel periodo successivo alla sua implementazione, l'*Accordo di Parigi* ha incoraggiato lo sviluppo di soluzioni con minori emissioni di carbonio e la creazione di nuovi mercati. È evidente che sempre più nazioni, di cui gli stati membri dell'*UE* sono un esempio, e sempre più imprese stanno adottando piani per raggiungere la neutralità climatica.

1.2 Ruolo dell'industria: i dati IEA

Un dato da evidenziare, riportato dall'*IPCC* nel rapporto *Climate Change 2023: Synthesis Report* [1], riguarda le emissioni dell'industria che nel 2019 ammontavano a circa 14 *gtCO₂-eq*; l'incidenza dello stesso settore, riferendosi alle emissioni globali di *GHG*, ammontava a circa il 24%.

Per il settore industriale, il consumo energetico è un fattore chiave in termini di emissioni di *GHG*: la produzione industriale, il trasporto dei beni prodotti, il riscaldamento, l'illuminazione dei siti produttivi e altre attività coinvolgono spesso la combustione di combustibili fossili. Attualmente, il settore industriale è uno dei più complessi in cui attuare un piano di decarbonizzazione: le tecnologie a minor impatto di carbonio per numerosi processi sono ancora in fase di ricerca oppure risultano economicamente poco convenienti, mentre le risorse industriali hanno una lunga vita utile e vengono raramente sostituite.

Come osservabile dallo studio dell'agenzia *IEA* (*International Energy Agency*) [4], l'utilizzo diretto di fonti fossili costituisce il principale metodo di approvvigionamento di energia da parte del settore industriale.

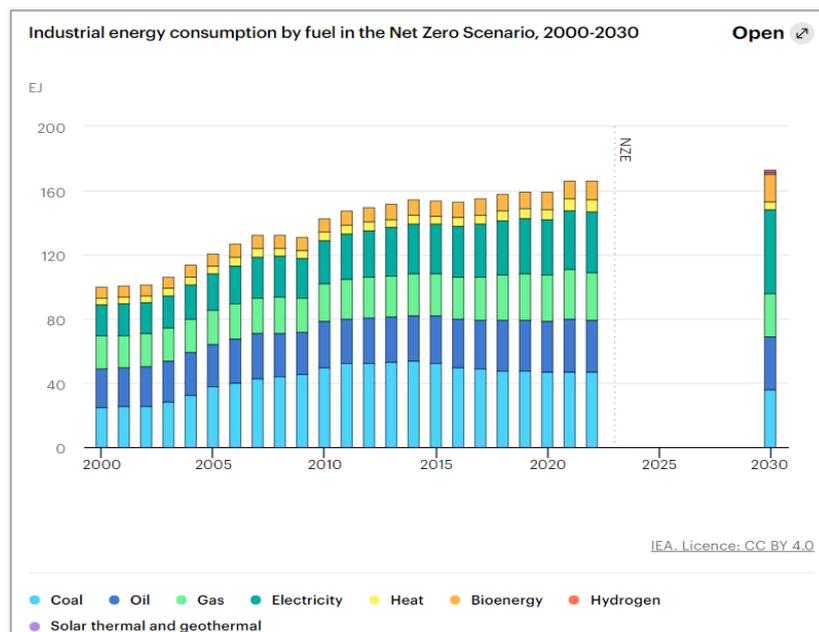


Figura 4: andamento dei consumi energetici del settore dell'industria [4]

Sebbene l'intensità energetica del settore sia in continuo calo per via dell'incremento dell'efficienza energetica dei processi e delle tecnologie adoperate, il consumo assoluto di energia è in continua crescita. Nel 2022, in particolare, i consumi complessivi del settore ammontavano a circa 166 *EJ*, corrispondenti al 37% dei consumi globali dello stesso anno [4]. Dal grafico precedente è possibile osservare come il mix energetico non sia particolarmente variato negli ultimi anni. Un dato importante, tuttavia, consiste nella decrescita dell'incidenza delle fonti fossili, quali carbone, petrolio

e gas naturale: la percentuale di tali fonti nel mix energetico è passata da circa il 75%, nel 2010, a circa il 65% nel 2022. Tale variazione è stata favorita dall'elettificazione dei consumi finali: il consumo di elettricità è incrementato da 26,8 EJ a 37,8 EJ nello stesso periodo, fino a costituire il 23% dei consumi finali nel 2022 [4]. La stessa fonte, tuttavia, precisa che tale variazione non sia da attribuire a industrie pesanti quali quelle della produzione dell'acciaio e l'industria chimica. Nello scenario globale NZE proposto dalla IEA, il consumo di energia elettrica dovrebbe costituire circa il 30% del consumo totale del settore entro il 2030 [4]. Chiaramente, tale incremento di incidenza andrebbe necessariamente accompagnato da una progressiva crescita dell'utilizzo di risorse rinnovabili nell'ambito della generazione di energia elettrica. Inoltre, è possibile osservare come la stessa IEA ritenga importante anche la presenza di fonti quali idrogeno, solare termico e geotermico.

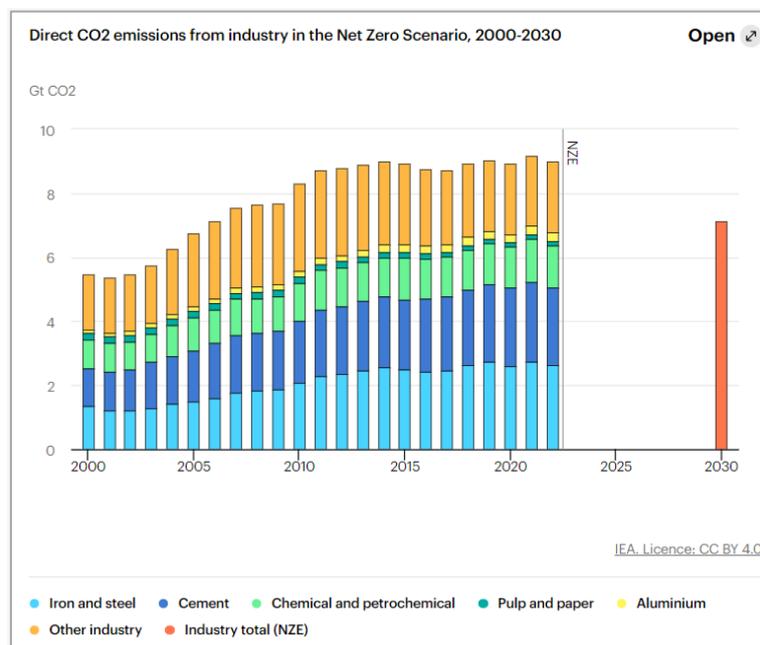


Figura 5: andamento delle emissioni dirette di CO₂ del settore dell'industria [4]

Nel 2022, come osservabile dalla figura riportata sopra, si è ritenuto il settore industriale responsabile delle emissioni dirette di circa 9 Gt di CO₂ [4]. Le emissioni del settore, pertanto, pesano per circa il 25% delle emissioni dirette globali [4]. Tuttavia, essendo di tipo diretto, le emissioni stimate da IEA e riportate nel grafico precedente non tengono conto di quelle derivanti dall'utilizzo di energia elettrica nei processi industriali. Dal grafico, inoltre, è possibile osservare come i settori quali la produzione di ferro e acciaio, la produzione di cementi e l'industria chimica e petrolchimica siano quelli più impattanti in termini di emissioni. Nonostante le società operanti in tali settori svolgano le funzioni produttive in pochi siti, l'utilizzo di elevate temperature rende particolarmente difficile il processo di decarbonizzazione. Lo scenario NZE proposto da IEA, tuttavia, prevede la necessità di ridurre le emissioni di tutto il settore fino a circa a 7 Gt entro il 2030 [4].

All'interno delle analisi dell'agenzia *IEA*, la produzione dei veicoli viene considerata appartenente all'industria leggera (*light industry*) [5]. Come osservabile dal grafico successivo, la forte elettrificazione dei consumi verificatasi negli ultimi anni ha fatto sì che l'energia elettrica costituisca circa il 48% dei consumi finali dell'industria leggera nel 2022 [5]; l'attuale crescita annua dell'uso di energia elettrica è stimata pari a circa il 2% [5]. Tuttavia, lo stesso settore rimane ancora dipendente, per circa il 38%, da combustibili fossili, principalmente adoperati per la generazione di calore adoperato nel processo produttivo [5]. Lo scenario *NZE* proposto prevede che l'uso di combustibili fossili costituisca circa un terzo del consumo finale totale del settore, mentre l'energia elettrica arrivi a costituirne circa il 55% [5].

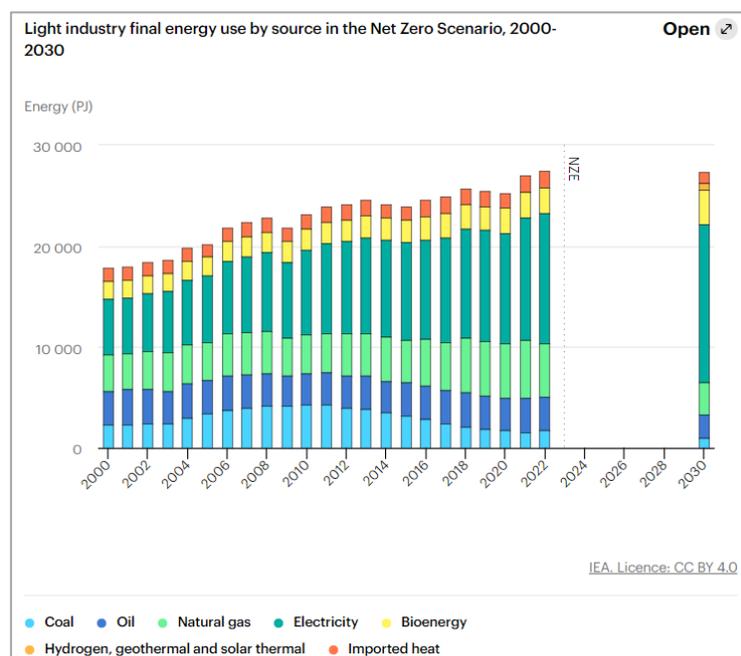


Figura 6: andamento dei consumi energetici del settore dell'industria leggera [6]

In termini di emissioni di CO_2 , l'agenzia *IEA* stima che il settore dell'industria leggera sia responsabile di circa 750 Mt di CO_2 , ossia circa il 7,6% delle emissioni del settore industriale [5]. Al suo interno, in particolare, l'industria automobilistica rappresenta circa il 6% delle emissioni totali di CO_2 [5]. Secondo lo scenario *NZE* dell'*IEA*, l'industria leggera dovrebbe ridurre le proprie emissioni della propria riduzione delle emissioni di circa il 6% l'anno [5].

1.3 Iveco Group

Iveco Group è un importante Gruppo di aziende specializzate nella produzione e vendita di veicoli industriali, commerciali e speciali, oltre che nella fornitura di servizi finanziari correlati. Fondata come scissione da *CNH Industrial* il 1° gennaio 2022, è diventata una figura di spicco nel settore della mobilità grazie alla sua variegata gamma di veicoli.

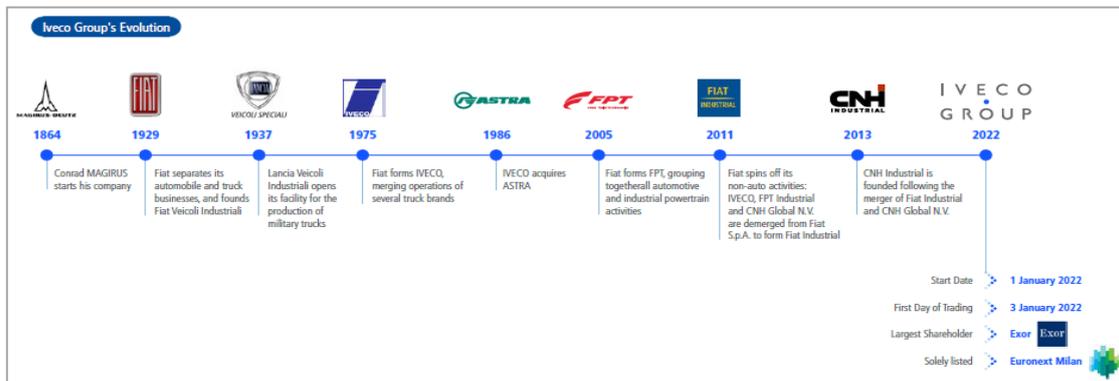


Figura 7: formazione di Iveco Group

Iveco Group è composto da diverse divisioni specializzate, tra cui:

- *Iveco*, che si concentra su veicoli commerciali leggeri, medi e pesanti;
- *FPT Industrial*, specializzata in tecnologie di propulsione;
- *Iveco Bus*, dedicata alla produzione di autobus;
- *Heuliez*, che completa l'offerta di autobus;
- *Iveco Defence Vehicles*, che fornisce soluzioni di mobilità per la difesa e la protezione civile;
- *Astra*, produttrice di veicoli da costruzione e movimento terra;
- *Magirus*, specializzata in veicoli antincendio;
- *Iveco Capital*, che offre servizi finanziari per agevolare l'accesso ai prodotti dell'azienda.

La presenza di diversi marchi specializzati rende *Iveco Group* presente in un contesto internazionale. L'azienda conta attualmente di ventidue (22) stabilimenti di produzione dislocati in Europa, Nord America, Sud America e altre parti del mondo. Inoltre, essa conta di ventinove (29) centri di ricerca e sviluppo distribuiti, utili per la progettazione di tecnologie innovative.

Iveco Group è fortemente impegnata nella sostenibilità, con una priorità strategica centrata sulla riduzione dell'impatto ambientale sia dei processi di produzione che dei prodotti. La prossima

sezione esplorerà gli strumenti utilizzati dall'azienda per valutare i consumi energetici e le emissioni di *GHG* oltre che gli obiettivi di sostenibilità fissati.

1.3.1 Strumenti adottati da *Iveco Group*

Sistemi di gestione dell'energia

L'impegno a ridurre le emissioni di *GHG*, facendo fronte ai rischi associati a un elevato costo sostenuto per i consumi energetici, ha condotto *Iveco Group* a costruire un sistema di gestione dell'energia all'interno dei siti produttivi. Alla fine del periodo di certificazione del 2022, ventitré (23) siti produttivi erano certificati secondo la norma *ISO 50001:2018*. L'obiettivo alla base del mantenimento della certificazione nel tempo è quello di sostenere il processo di miglioramento continuo in termini di prestazioni energetiche.

In accordo con la stessa certificazione, il gruppo promuove numerose ore di formazione per il personale dei diversi stabilimenti, focalizzandosi sul corretto monitoraggio e sulle norme per una migliore utilizzo dei vettori energetici.

Pertanto, le attività necessarie alla gestione dell'energia sono svolte sia a livello centrale, sia a livello di stabilimento. Infatti, la struttura prevede la presenza di diversi specialisti responsabili dell'uso dell'energia a livello di stabilimento, ai quali è richiesta l'interazione con il dipartimento *EEHS*, responsabile dell'impostazione degli obiettivi e delle linee guida del Gruppo, della gestione del budget disponibile per specifici investimenti e del monitoraggio dei progressi in termini di prestazioni energetiche ed emissioni di *CO₂*. In tal senso, la piattaforma *EMT (Energy Monitoring & Trading)* consente agli specialisti presenti negli stabilimenti di condividere i dati circa i consumi dei vettori energetici adoperati.

GHG Protocol e ISO 14064

Il calcolo e la rendicontazione delle emissioni da parte di *Iveco Group* si basa sulle linee guida del *GHG Protocol (Greenhouse Gas Protocol)*; l'utilizzo del protocollo da parte del Gruppo societario si declina mediante l'utilizzo dello standard *ISO 14064* per il calcolo della propria impronta di carbonio.

All'interno del documento relativo alle modalità di identificazione, calcolo e rendicontazione dei *GHG* emessi da *Iveco Group*, è possibile dedurre come il perimetro di rendicontazione delle emissioni sia limitato esclusivamente all'ambito *Manufacturing*. Inoltre, viene riportato che lo standard adottato dal gruppo societario è il *Corporate Accounting and Reporting Standard*, reso disponibile dallo stesso *GHG Protocol*. Tale standard [6] prevede tre diversi approcci al fine della rendicontazione delle emissioni. L'approccio adoperato da *Iveco Group*, in particolare, è quello

basato sul controllo operativo delle operazioni, *Operational Control* [7]. Mediante tale approccio, l'azienda valuta esclusivamente le emissioni derivanti dalle operazioni su cui detiene controllo. In termini operativi, come indicato nelle guide del protocollo, una società detiene il controllo su una operazione nel caso in cui ha la piena autorità di introdurre e attuare delle politiche operative nel processo in considerazione [6].

Definito l'approccio per la rendicontazione delle emissioni, il *GHG Protocol* [6] stabilisce diversi confini operativi in modo da distinguere la diversa natura delle emissioni dei *GHG* in maniera esauriente. Pertanto, la rendicontazione delle emissioni si basa su tre ambiti, noti come *Scopes*, al fine di delineare le fonti di emissioni dirette ed indirette:

- *Scope 1*: questo ambito include tutte le emissioni dirette di gas serra prodotte da fonti di proprietà o controllate dall'organizzazione. Questo include, ad esempio, le emissioni derivanti dalla combustione in caldaie, forni o veicoli posseduti o controllati dall'azienda;
- *Scope 2*: questo ambito include le emissioni indirette di gas serra derivanti dalla produzione di energia acquistata e consumata dall'organizzazione. Questo può includere, ad esempio, l'energia elettrica acquistata da terzi e consumata all'interno dei confini dell'azienda. Pertanto, le emissioni indirette di tipo *Scope 2* si verificano presso l'infrastruttura dove il vettore energetico è generato;
- *Scope 3*: questo ambito include le emissioni indirette di gas serra associate alle attività dell'organizzazione, ma che si verificano al di fuori dei suoi confini operativi. Questo può riguardare la catena di fornitura, attività relative ai trasporti di prodotti o di dipendenti e altre attività di terzi legate alle operazioni aziendali. La rendicontazione delle attività incluse in tale ambito è opzionale e pertanto lo *Scope 3* potrebbe non essere utile al fine di effettuare delle comparazioni fra diverse aziende in quanto le emissioni da rendicontare sono a discrezione di queste.

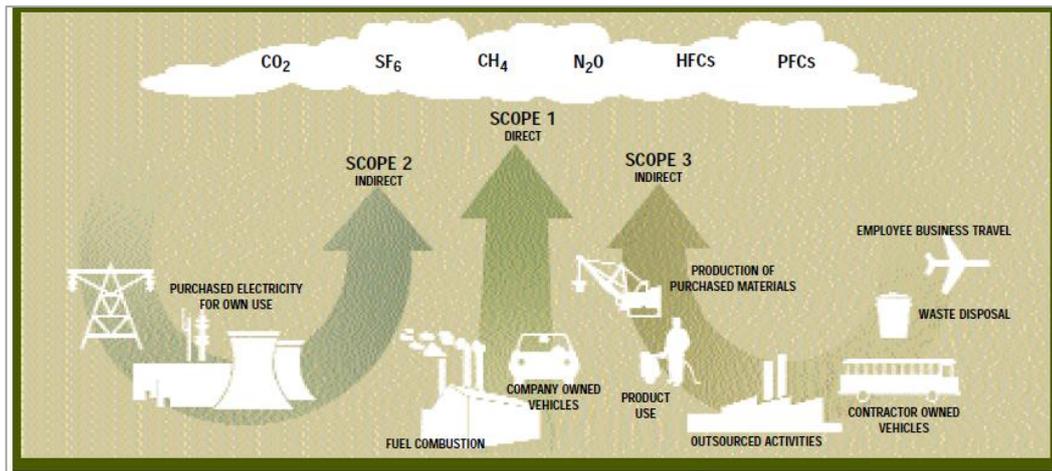


Figura 8: tipologie di emissioni di GHG secondo il GHG Protocol [6]

Distinte le emissioni dirette da quelle indirette, il più comune approccio per il calcolo delle emissioni di *GHG* si basa sull'applicazione di fattori di emissione documentati come previsto dalle linee guida *IPCC*.

Nel caso di emissioni dirette di tipo *Scope 1*, i fattori di emissione utilizzati sono relativi a combustibili commerciali. Dall'inventario di *Scope 1*, infatti, sono state escluse alcune tipologie di emissioni il cui contributo non è rilevante oppure la cui quantificazione non è economicamente e/o tecnicamente fattibile. Fra tali emissioni, classificate come *de minimis*, vi sono quelle di CH_4 e N_2O , generate dalla combustione diretta di combustibili, le emissioni fuggitive di gas tecnici (*HFC*) da diverse tipologie di impianti. Per quest'ultime, in particolare, si stima che abbiano un'incidenza di circa 1,2% sulle emissioni dell'intero gruppo [7].

In merito all'ambito *Scope 2*, è necessario definire prima i metodi per la determinazione delle emissioni derivanti dal consumo di energia elettrica. I due metodi adoperati dalle aziende per la rendicontazione, presentati nel testo *Scope 2 Guidance* [8], sono definiti *Market-based* e *Location-based*. I due metodi differiscono per l'applicazione di fattori di emissione che, rispettivamente, sono riferiti a uno specifico fornitore e una rete elettrica locale. Una descrizione più dettagliata dei due metodi è riportata di seguito:

- *Location-based method*: questo metodo sottolinea la connessione tra la domanda collettiva di elettricità dei consumatori e le emissioni derivanti dalla produzione locale di elettricità. Pertanto, il metodo include un quadro generale del mix di risorse necessarie per mantenere la stabilità della rete. Il metodo, pertanto, si basa su informazioni circa le emissioni aggregate entro un confine geografico e mediate su un periodo di tempo definito.
- *Market based method*: questo metodo riflette le emissioni di *GHG* associate alle scelte del consumatore circa il proprio fornitore di energia elettrica; tali scelte sono rappresentate da

alcuni strumenti contrattuali adoperati che attestano degli attributi circa l'energia elettrica utilizzata dal consumatore finale. Fra tutti, uno degli strumenti contrattuali più adoperati è quello riguardante l'attestazione della generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile da parte del produttore. Tale strumento, noto come *REC* o *GO*, consente l'annullamento delle emissioni derivanti da energia elettrica.

<p>Energy attribute certificates or equivalent instruments (unbundled, bundled with electricity, conveyed in a contract for electricity, or delivered by a utility)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Renewable Energy Certificates (U.S., Canada, Australia and others) • Generator Declarations (U.K.) for fuel mix disclosure • Guarantees of Origin (EU) • Electricity contracts (e.g. PPAs) that also convey RECs or GOs • Any other certificate instruments meeting the Scope 2 Quality Criteria
--	--

Figura 9: strumenti contrattuali disponibili sul mercato dell'energia elettrica [8]

In ambito *Scope 3*, le emissioni di *GHG* sono quantificate a partire dai dati circa le attività in esso incluse e l'utilizzo, anche in tale caso, di fattori di emissione pubblicati.

All'interno di *Iveco Group* la valutazione delle emissioni viene svolta da diversi dipartimenti interni. Pertanto, le emissioni di tipo *Scope 1* e *Scope 2* vengono valutate dall'ente *EEHS (Energy, Environment, Health and Safety)*, mentre quelle di tipo *Scope 3* vengono determinate dall'ente *Sustainability*. I fattori di emissione utilizzati dal gruppo societario per la rendicontazione delle emissioni sono dedotti da fonti quali *IPCC* e *IEA*. Le emissioni derivanti dalla combustione di gas naturale e gasolio vengono valutate mediante i coefficienti emissivi proposti all'interno della guida *Stationary Combustion 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* [9]. In particolare, nel *Volume II* della guida vengono indicati i coefficienti emissivi per ogni *GJ* di combustibile utilizzato. I coefficienti sono stati trasformati per ottenere delle unità di misure più agevoli, considerando i parametri quali densità e potere calorifico inferiore dei combustibili.

Tabella 1: coefficienti emissivi dei combustibili per l'industria manifatturiera [9]

Gas naturale	56,1 kgCO ₂ /GJ	1,99 kgCO ₂ /Sm ³	202 gCO ₂ /kWh
Gasolio	74,1 kgCO ₂ /GJ	3186,3 kgCO ₂ /t	267 gCO ₂ /kWh

Tabella 2: densità e potere calorifico dei combustibili adottati

	Potere calorifico	Densità
Gas naturale	0,035 GJ/Sm ³	0,739 kg/Sm ³
Gasolio	43 GJ/t	

Per le emissioni indirette di tipo *Scope 2* associate al consumo di energia elettrica, il gruppo fa uso di fattori distinti sulla base del metodo di rendicontazione adottato, *Market-based* oppure *Location-based*. Poiché i fattori dipendono, rispettivamente, dal fornitore e dalla rete elettrica locale, essi variano in base allo stabilimento considerato. In particolare, nel caso di metodo *Location-based*, il gruppo societario utilizza i coefficienti resi disponibili da *IEA* [10] e relativi alla rete elettrica nazionale del paese considerato, impegnandosi ad aggiornare tali coefficienti ogni tre (3) anni. Per gli stabilimenti siti in Italia, il coefficiente reso noto da *IEA*, determinato sulla base della produzione nazionale di energia, è pari a 270,3 gCO_2/kWh .

<p>National production emission factors</p> <p><i>Average emission factors representing all electricity production information from geographic boundaries that are not necessarily related to dispatch region, such as state or national borders. No adjustment for physical energy imports or exports, not representative of energy consumption area.</i></p>	<p>IEA national electricity emission factors^c</p>
---	--

Figura 10: definizione di coefficiente emissivo nazionale secondo il GHG protocol [8]

Nel caso di metodo *Market-based*, qualora non fosse reso disponibile il fattore emissivo da parte del fornitore, il Gruppo ha scelto di adoperare lo stesso fattore reso disponibile da *IEA* utilizzato già per la rendicontazione in *Location-based*. In tutti i casi, i fattori emissivi sono espressi in gCO_2/kWh . Tuttavia, per la quasi totalità dei siti di produzione, i contratti di fornitura stipulati da *Iveco Group* prevedono l'approvvigionamento, da parte del fornitore, di *Garanzie d'Origine (GO o RECs)*.

Come suggerito dal *GHG Protocol*, inoltre, il Gruppo societario ha fissato un periodo di riferimento (*base year*) per il monitoraggio delle emissioni di *GHG* nel tempo. In particolare:

- Per le emissioni di tipo *Scope 1* e *Scope 2*, l'anno di riferimento è stato fissato al 2019 al fine di non considerare l'impatto di fattori esterni quale, ad esempio, la pandemia;
- Per le emissioni di tipo *Scope 3*, l'anno di riferimento è stato fissato al 2022.

Indicatori di prestazione energetica

L'indicatore di prestazione energetica generico rendicontato dal Gruppo all'intero del proprio *Bilancio di Sostenibilità* è caratterizzato dall'unità di misura GJ/TMH . Il termine *TMH (Total Manufacturing Hours)* indica le ore di presenza dei dipendenti, all'interno dell'ambito di produzione, necessarie per la fabbricazione dei prodotti. Tale indicatore di tipo generale consente di effettuare un *benchmark* interno fra gli stabilimenti in quanto, essendo essi adibiti alla produzione di veicoli dalle caratteristiche molto differenti, non si potrebbe comparare il rapporto fra il consumo energetico e il numero di veicoli prodotti. L'indicatore comprende al suo interno l'utilizzo dei vettori energetici

primari quali energia elettrica e gas naturale, mentre rimane escluso il gasolio il cui utilizzo è destinato alla logistica o ai test eseguiti sui prodotti in fase di collaudo.

In termini di emissioni di *GHG*, come dedotto nel paragrafo precedente, *Iveco Group* è attiva nella rendicontazione della *CO₂* emessa derivante dai propri consumi energetici. L'indicatore attualmente utilizzato, differente rispetto al passato, consiste nelle tonnellate di *CO₂* assolute emesse.

Altri indicatori energetici più specifici vengono utilizzati all'interno del Gruppo ai fini del monitoraggio energetico.

1.3.2 Consumi energetici, emissioni e target del Gruppo

Il seguente paragrafo verrà impiegato per illustrare brevemente i consumi energetici e le conseguenti emissioni del Gruppo. Inoltre, verrà mostrato l'andamento dell'indicatore di performance energetica generale, precedentemente menzionato, che rapporta il consumo di energia alle ore totali di lavoro. Parallelamente, ci si concentrerà sugli obiettivi impostati dal Gruppo per gli stessi ambiti. Tutte le informazioni riportate di seguito sono desunte dal *Bilancio di Sostenibilità* dell'anno 2022, documento reso pubblico [7].

La prima figura riportata nel seguente paragrafo include una tabella nella quale vengono indicati i valori dei consumi assoluti dell'intero Gruppo misurati in *GJ*. Si precisa, a questo punto, che il dato del 2020 è fortemente influenzata dalla pandemia.

Energy Consumption by Type			
Iveco Group worldwide (GJ)			
	2022	2021	2020
Plants (no.)	23	25	26
Electricity ^a	1,321,355	1,365,458	1,197,598
Heat	658,832	727,073	555,490
Steam ^b	-	-	-
Cooling	28,706	20,017	12,385
Natural gas	921,375	1,002,851	853,070
Other energy sources	121,773	134,547	115,266
Total energy consumption	3,052,041	3,249,946	2,733,809

Figura 11: andamento dei consumi energetici di Iveco Group [8]

Il dato relativo al consumo assoluto, tuttavia, non consente di dedurre informazioni circa l'efficienza del Gruppo. Gli obiettivi aziendali, infatti, sono fissati sul consumo energetico rapportato alle ore di lavorazione totali, *TMH*. Come anticipato, si precisa che l'indicatore energetico generale utilizzato non tiene conto del consumo di gasolio.

Energy Consumption per Production Unit ^a				
Iveco Group worldwide (GJ/hour of production ^b)				
	Target 2030 vs 2019	2022	2021	2020
Plants (no.)		23	25	26
Energy consumption per production unit	-30%	0.09675	0.10520	0.10692

Figura 12: andamento del KPI energetico generale di Iveco Group [8]

L'andamento decrescente dell'indicatore, osservabile nella figura precedente, è dovuto all'implementazione di progetti di efficienza di energetica di diversa tipologia. Inoltre, la figura mostra il target di riduzione del *KPI* al 2030: si tratta di una riduzione percentuale del 30% rispetto al valore del 2019, pari a 0,1086 *GJ/TMH*, fino all'obiettivo di 0,076 *GJ/TMH*.

L'acquisto di energia elettrica, come precedentemente menzionato, avviene utilizzando strumenti contrattuali mediante i quali i fornitori, approvvigionandosi di *GO*, attestino che la fonte di energia adoperata sia di tipo rinnovabile. L'obiettivo dell'azienda è quello di adoperare tali strumenti per la totalità dell'energia elettrica acquistata entro la fine del 2030.

Electricity Consumption from Renewable Sources				
Iveco Group worldwide (%)				
	Target 2030 vs 2019	2022	2021	2020
Plants (no.)		23	25	26
Electricity consumption from renewable sources	100%	98	98	91

Figura 13: andamento della quota di energia elettrica da fonte rinnovabile [8]

Come osservabile nella figura riportata di seguito, tali strumenti contrattuali fanno sì che le emissioni di *CO₂* vengano distinte secondo i due metodi di rendicontazione precedentemente analizzati: *Market-based* e *Location-based*.

Direct and Indirect CO ₂ Emissions ^a				
Iveco Group worldwide (tons)				
	2022	2021	2020	
Plants (no.)	23	25	26	
Direct emissions (Scope 1)	60,712	66,229	56,377	
Indirect emissions (Scope 2) - market-based	41,024	46,851	48,897	
Indirect emissions (Scope 2) - location-based	132,064	145,537	133,290	
Total CO₂ emissions^b	101,736	113,080	105,274	
Direct emissions from landfill gases	-	-	-	

Figura 14: andamento delle emissioni dirette e indirette di Iveco Group [8]

Anche in tale caso, è possibile osservare l'effetto di diminuzione del dato causato dalla pandemia. La diminuzione delle emissioni registratasi dal 2021 al 2022 è dovuta alla realizzazione di investimenti su progetti e, se pur in parte, alle condizioni climatiche. Dalla figura riportata precedentemente, è possibile osservare come i valori delle emissioni in ambito *Scope 2* siano elevati anche nel caso di rendicontazione con metodo *Market-based*. Tale condizione, infatti, è dovuta alla produzione di vettori secondari, quali vapore, acqua surriscaldata o acqua calda. All'interno di alcuni stabilimenti, infatti, la produzione di tali vettori avviene in aree di cui *Iveco Group* non detiene né la proprietà, né la gestione.

L'analisi delle emissioni di tipo *Scope 3*, poiché affrontata dall'ente *Sustainability*, non è oggetto della seguente tesi.

Riferendosi ai target fissati da *Iveco Group* circa le emissioni di CO_2 , l'adesione al programma *The Climate Pledge* ha richiesto l'impegno da parte del Gruppo societario a raggiungere l'obiettivo di emissioni nette di carbonio pari a zero (0) entro il 2040. Un obiettivo intermedio, inoltre, riguarda la riduzione delle emissioni di CO_2 del 50%, rispetto al 2019, entro il 2030.

2. Analisi dei consumi e delle emissioni di uno stabilimento *Iveco*

2.1 Descrizione dello stabilimento e del processo di produzione

Nello stabilimento *Iveco* in analisi, attraverso i processi produttivi di lastratura, verniciatura, bardatura e montaggio di particolari, vengono prodotte le diverse versioni disponibili dei veicoli commerciali leggeri denominati *Daily*.



Figura 15: veicolo commerciale *Daily*, modello 4x2 VAN

Lo stabilimento in analisi è scomponibile in diverse aree, distinte sulla base dei macro-processi al loro interno svolti; tale scomposizione è osservabile in figura seguente.



Figura 16: vista dall'alto dello stabilimento e indicazione delle aree in cui è scomposto

Un'indicazione più specifica circa l'utilizzo delle aree sopra individuate è disponibile di seguito.



Figura 17: vista dall'alto dello stabilimento e indicazione dell'uso delle aree

A sinistra, nella *Area Ovest* dello stabilimento, è presente la zona più vecchia oggi prevalentemente occupata da fornitori esterni per la realizzazione di plance, paraurti e sistemi di seduta per tutte le versioni del veicolo prodotto. Una volta finiti, i particolari vengono trasportati nell'area Est dello stabilimento tramite automezzi. Come osservabile dalla figura precedente, l'uso di alcune aree dello stabilimento è riservato ad imprese terze al fine di usufruire di servizi fra cui la gestione degli impianti ecologici, la fornitura di vettori energetici, l'attività di prevenzione degli incendi e la gestione delle emergenze. Infine, si evince la presenza di alcune aree destinate alla logistica. L'area di produzione dello stabilimento si compone di quattro *Unità Operative (U.O.)*:

- *Lastratura;*
- *Verniciatura;*
- *Montaggio;*
- *Collaudo e Finizione.*

L'*U.O. Lastratura* è riservata all'assemblaggio delle lamiere mediante il processo di saldatura: essa è il luogo dove i particolari sciolti, provenienti dallo stampaggio e immagazzinati, vengono fra loro uniti. Il processo di assemblaggio avviene, in prima fase, per mezzo di attrezzature di saldatura a punti multipli. Tale passaggio consente l'ottenimento di semilavorati definiti

sottogruppi. Dalla formazione di *sottogruppi*, si ottengono i gruppi principali costituenti la scocca, ossia il pianale/pavimento, le fiancate laterali e il padiglione. L'unione dei gruppi di grandi dimensioni avviene mediante aggraffatura e, successivamente, mediante saldatura a punti. Il processo di saldatura a punti è osservabile in figura successiva. Il tempo di attraversamento di ciascun veicolo è di circa sei ore. La scocca ottenuta viene pertanto inviata al successivo reparto per le operazioni di verniciatura.



Figura 18: macchine per saldatura a punti multipli



Figura 19: processo di saldatura a punti

L'*U.O. Verniciatura* è adibita al pretrattamento delle scocche mediante *sgrassaggio* e *fosfatazione* in un impianto specifico. Le scocche vengono qui movimentate e immerse all'interno di apposite vasche ricavate fuori terra per le operazioni di pretrattamento delle lamiere. Sulla lamiera, successivamente, viene depositato un primo strato di vernice a base acqua, processo noto come *cataforesi*. Tale passaggio è seguito da una prima cottura in forno.



Figura 20: immersione della scocca nelle vasche presenti in reparto di verniciatura

La successiva operazione consiste nell'applicazione del *protettivo* nella sottoscocca mediante una prima spruzzatura automatizzata e una seconda spruzzatura manuale. Terminata questa fase, le scocche giungono nella zona di *sigillatura* ove vengono sigillate le giunzioni delle lamiere. Le scocche sono dunque inviate ad una apposita cabina in cui viene applicato il fondo per tinta solamente

nel caso di utilizzo di smalti che risultano semitrasparenti alla prima applicazione. Un seguente passaggio in forno consente dunque la *polimerizzazione* del protettivo nella sottoscocca, del sigillante e dell'eventuale fondo applicato. Le scocche vengono a questo punto revisionate, pulite con impianto di *depolveratura* e successivamente inviate nella zona adibita alla verniciatura automatica dell'interno del vano. Il completamento della verniciatura delle parti esterne avviene in parte manualmente e in parte con sistema automatico all'interno delle due cabine verniciatura. Applicato lo smalto, le scocche transitano nel forno e successivamente nel relativo raffreddatore. Le scocche possono dunque essere revisionate al fine di stabilire la necessità di passaggio per una linea adibita al ritocco delle zone difettose. Qui le scocche possono eventualmente essere pulite, riverniciate localmente, polimerizzate mediante un forno dedicato e dunque essere deliberate. Il tempo di attraversamento di ciascun veicolo attraverso l'unità operativa è di circa sedici ore.

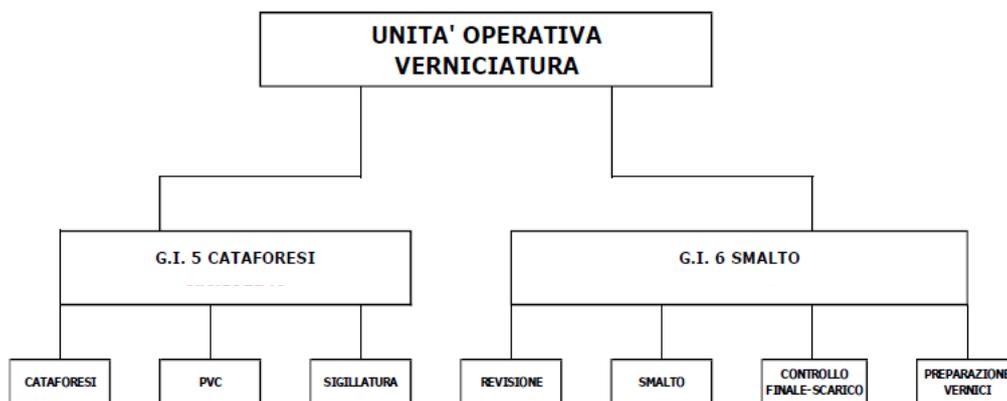


Figura 21: aree costituenti l'U.O. Verniciatura

L'area adibita al processo di preparazione delle vernici e alla loro conservazione è definita *Centrale Vernici*.

L'*U.O. Montaggio* è adibita all'assemblaggio di tutti i componenti necessari al fine di costruire i veicoli completamente, dunque alla loro bardatura. Essa è costituita da tre reparti:

- *Sellatura*;
- *Autotelai*;
- *Carrozzatura*.

Il reparto di *Sellatura* è composto da quattro linee di montaggio le cui operazioni principali vengono riassunte di seguito. La *Linea Sellatura 0* è utilizzata per l'allestimento della scocca mediante l'applicazione dei fascioni laterali e, successivamente, il montaggio del terzo stop e delle guarnizioni della porta posteriore. La scocca poi prosegue lungo la linea con trasporto a catena, dove vengono eseguite le operazioni per preparare il montaggio della porta laterale.



Figura 22: montaggio dei fascioni laterali

Dunque, la scocca è pronta per essere inserita sulla *Linea Sellatura 1*. Qui vengono montate le longherine coprigiunti longitudinali del tetto. Alle postazioni successive avviene l'asportazione della calandra e il montaggio di numerosi componenti, fra i quali gli scontrini di chiusura, i dispositivi di arresto delle porte, le plafoniere e relativi supporti, la pedaliera e il convogliatore aria. Altri elementi sono il servofreno, il riparo motore, le cinture di sicurezza e i relativi regolatori, le maniglie esterne. Il montaggio prosegue pertanto lungo la *Linea Sellatura 2* lungo la quale viene principalmente allestita la plancia del veicolo. Successivamente, lungo la *Linea Sellatura 3*, si procede con il montaggio del parabrezza. Altre operazioni di montaggio includono l'albero di comando dello sterzo, l'impianto freni, la leva freno a mano, il bocchettone del serbatoio, la centralina vano motore. Lungo la *Linea Sellatura 4* si procede con il montaggio del vetro posteriore della cabina e con l'allestimento della sottoscocca.

Il reparto *Autotelai*, costituito da due linee, è adibito principalmente all'allestimento del telaio e al montaggio del motopropulsore del veicolo. Oltre al caricamento del telaio avviene il montaggio di altri componenti quali impianto freni centrale, assale, ammortizzatori, albero di trasmissione, silenziatore scarico e ruote. L'allestimento del motore avviene, prima del suo montaggio, lungo una apposita linea parallela, una volta ricevuto dalla zona di deposito.

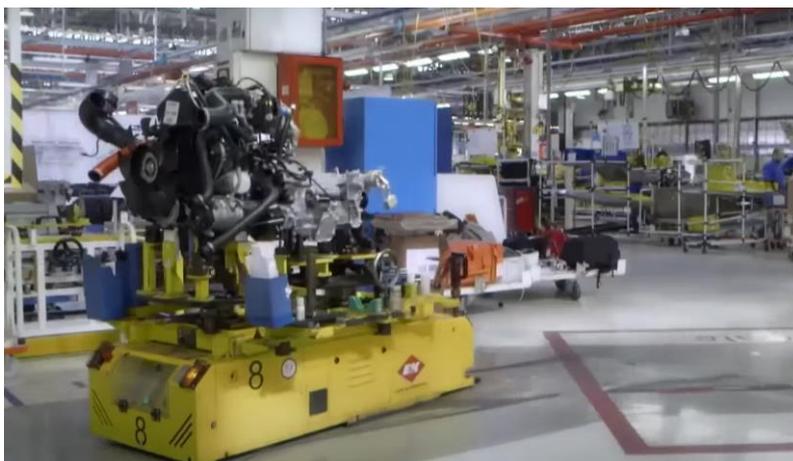


Figura 23: allestimento del motore lungo linea adibita

Il reparto *Carrozzeria* è costituito anch'esso da due linee. Dopo essere stati trasportati dalla stazione di accoppiamento tra la scocca e il telaio, i veicoli raggiungono una piattaforma girevole per essere sollevati. Pertanto, è possibile eseguire le operazioni di assemblaggio dei componenti sotto il telaio. Riportato il veicolo a livello pavimento, si svolgono le operazioni di installazione e configurazione della leva del cambio, il fissaggio del cavo di massa, il collegamento di manicotti e cavi nel vano motore, il montaggio del paraurti anteriore e della batteria e la taratura delle centraline. Dopo tale calibrazione, vengono eseguite le seguenti attività: rifornimento del liquido per il sistema dello sterzo assistito, del gasolio e del liquido *paraflù*. Inoltre, si procede con l'applicazione delle etichette di omologazione, il rifornimento di gas *R134A*, la preparazione e il caricamento del pacchetto di accessori, la regolazione del freno di stazionamento. Qui i veicoli vengono dunque sollevati per il riempimento dell'olio dei freni e successivamente vengono trainati in un'area di parcheggio per il trasporto verso il collaudo e la finitura. Con questa fase si conclude l'intero processo di assemblaggio. Il tempo di attraversamento di ciascun veicolo attraverso l'unità operativa è di circa otto ore.

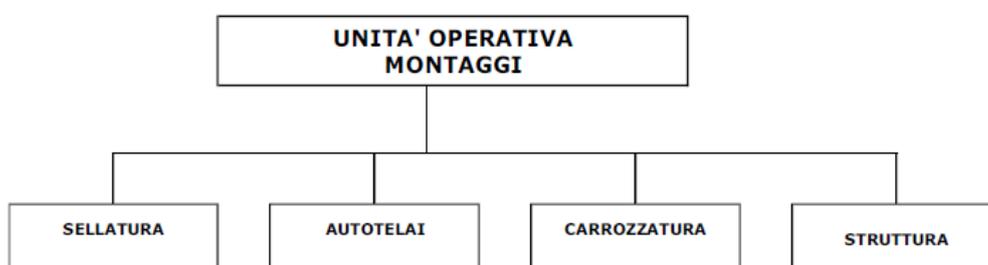


Figura 24: aree costituenti l'U.O. Montaggi

All'interno del reparto *Collaudo* vi sono quattro linee di banchi a rulli seguite da cabine per il collaudo dei freni. Inoltre, tre ulteriori linee sono adibite a controlli finali svolti prima della consegna e all'applicazione di un rivestimento protettivo alla sottoscocca dei veicoli.

Il reparto *Finizione* contiene una cabina di spruzzo, un forno, quattro cabine per ritocchi e una linea denominata *bollino verde* attraverso la quale avviene la consegna del veicolo una volta considerato allestito.

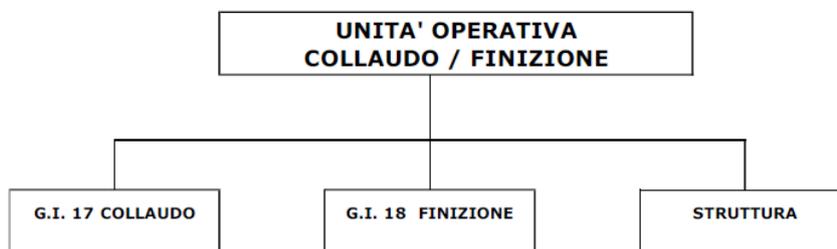


Figura 25: le diverse aree costituenti l'U.O. Collaudo e Finizione

2.2 Consumo di vettori energetici primari

Nell'ambito dell'analisi energetica dello stabilimento, apprendere il consumo dei vettori energetici primari riveste un ruolo fondamentale. I vettori energetici primari includono fonti che, una volta ricevute dallo stabilimento, possono essere utilizzate direttamente o subire dei processi di trasformazione al fine di generare vettori energetici secondari. L'analisi dei vettori energetici primari consente quindi di individuare quali sono le principali fonti di consumo e di spesa energetica dello stabilimento. Pertanto, nel seguente paragrafo verranno riconosciuti i vettori energetici primari e ne verranno valutati i rispettivi consumi. Successivamente, si procederà con l'analisi dei costi derivanti e con una ripartizione dei consumi in base alla destinazione d'uso.

I vettori primari in ingresso allo stabilimento in analisi sono:

- Energia elettrica;
- Gas naturale;
- Gasolio.

2.2.1 Energia elettrica

Lo stabilimento industriale è caratterizzato da una tensione di consegna dell'energia elettrica pari a 132 *kV*, dunque in alta tensione, con una potenza in franchigia, altrimenti detta *impegnata*, pari a 9.540 *kW*. L'energia elettrica viene distinta in base a due fasce orarie distinte, *picco* e *fuori picco*, a cui vengono applicate tariffe differenziate.

La registrazione dei consumi mensili dell'intero stabilimento, dall'anno 2020 all'anno 2023, consente la costruzione del grafico seguente.

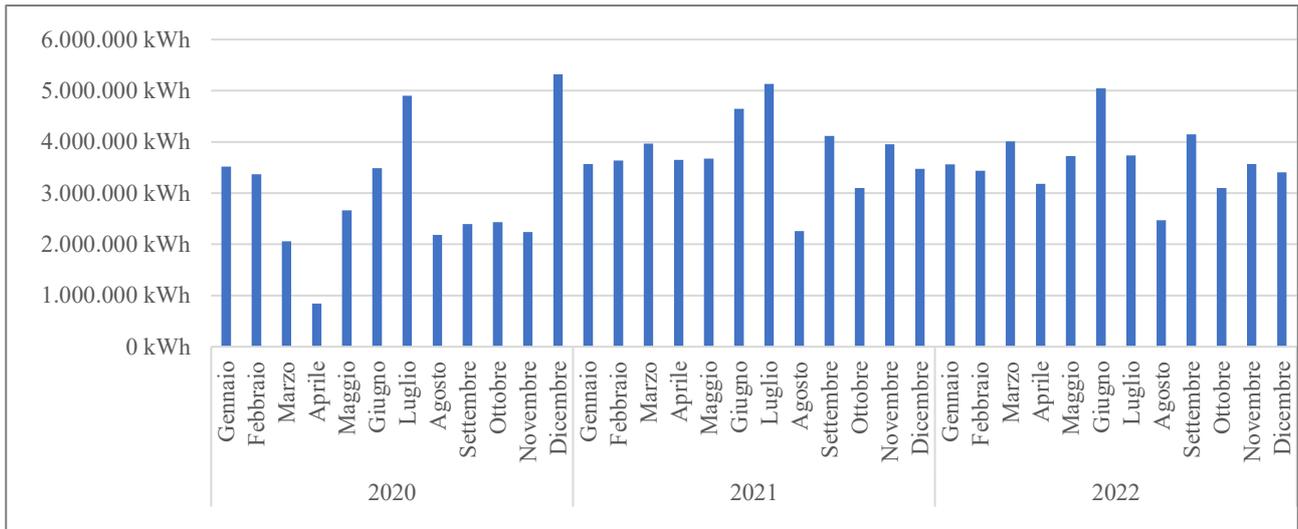


Figura 26: consumo mensile di energia elettrica dal 2020 al 2022

Come osservabile dal grafico, il consumo registrato ha un andamento praticamente periodico, ad eccezione dell'anno 2020. I mesi di tale anno, infatti, sono stati caratterizzati da un consumo inferiore per effetto di un calo delle ore produttive osservabile nella figura successiva.

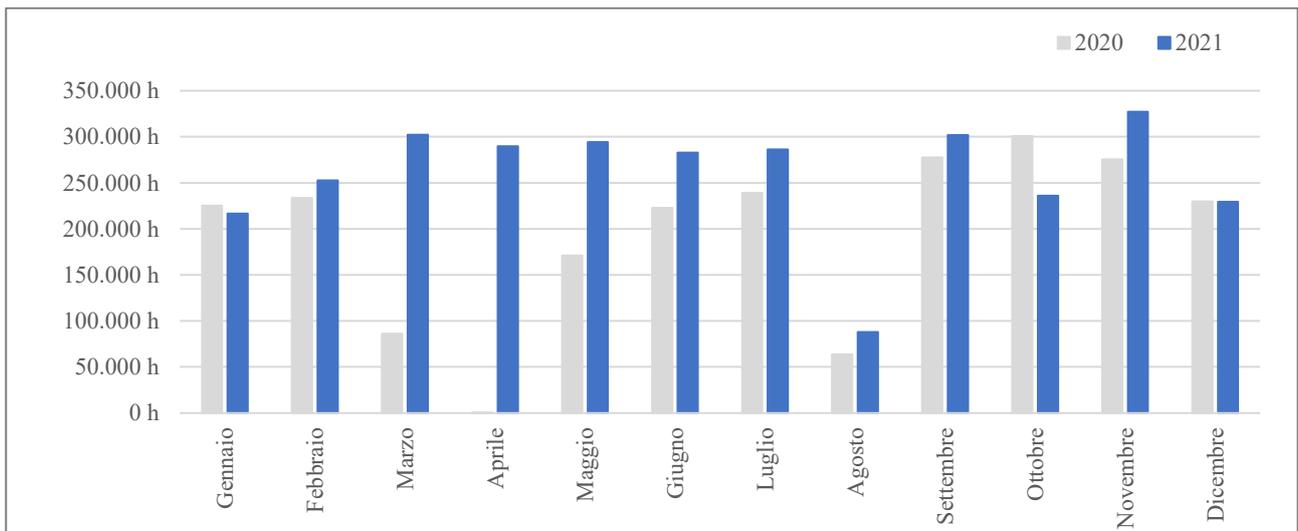


Figura 27: ore di produzione totali mensili relative agli anni 2020 e 2021

Per completezza, i valori annuali di consumo vengono riportati nel grafico seguente.

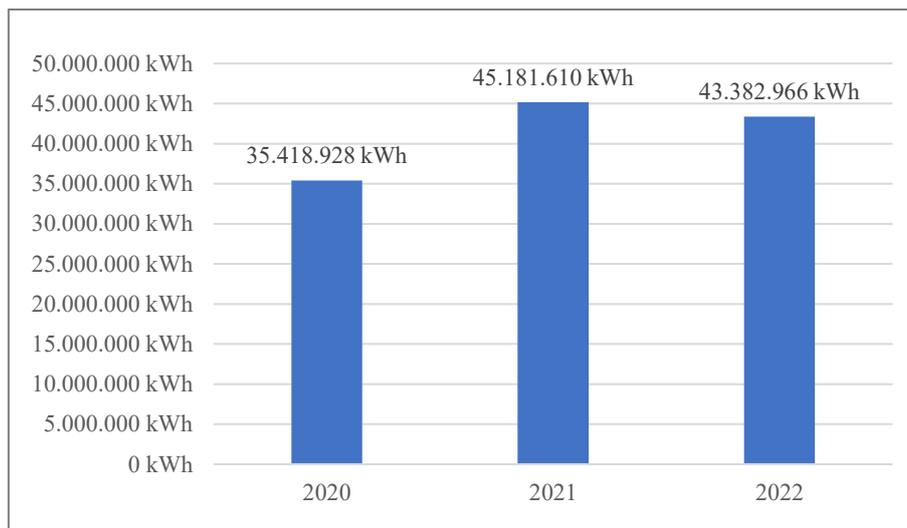


Figura 28: consumo annuale di energia elettrica dal 2020 al 2022

Concentrando l'attenzione sull'anno 2022, considerato come anno di riferimento per l'analisi dei consumi energetici, è possibile distinguere il consumo mensile nelle fasce elettriche di *picco* e *fuori picco*.

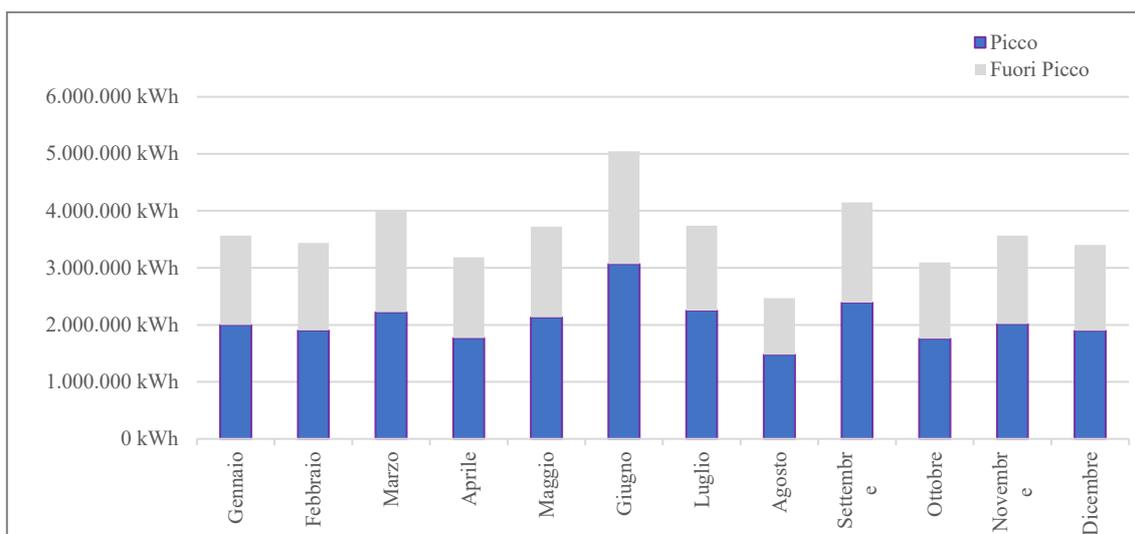


Figura 29: consumo di energia elettrica distinto nelle fasce picco e fuori picco nell'anno 2022

Esaminando i dati di consumo, è evidente che una considerevole quantità di energia elettrica, corrispondente approssimativamente alla metà del consumo totale, viene impiegata durante le ore della fascia elettrica *fuori picco*. Le attività all'interno dello stabilimento vengono svolte, infatti, su tre turni lavorativi. Si riportano di seguito i dati necessari per la costruzione del grafico a barre riguardante la ripartizione dei consumi nelle due fasce elettriche.

Tabella 3: consumo mensile di energia elettrica, distinto nelle fasce picco e fuori picco, nell'anno 2022

	Picco	Fuori Picco	Totale
Gennaio	1.996.740 kWh	1.567.977 kWh	3.564.717 kWh
Febbraio	1.900.259 kWh	1.535.574 kWh	3.435.833 kWh
Marzo	2.220.710 kWh	1.787.555 kWh	4.008.264 kWh
Aprile	1.767.508 kWh	1.414.925 kWh	3.182.433 kWh
Maggio	2.131.598 kWh	1.591.833 kWh	3.723.431 kWh
Giugno	3.068.399 kWh	1.977.082 kWh	5.045.480 kWh
Luglio	2.251.202 kWh	1.485.182 kWh	3.736.384 kWh
Agosto	1.478.779 kWh	990.472 kWh	2.469.251 kWh
Settembre	2.390.705 kWh	1.756.219 kWh	4.146.924 kWh
Ottobre	1.756.440 kWh	1.341.194 kWh	3.564.717 kWh
Novembre	2.011.587 kWh	1.555.571 kWh	3.567.158 kWh
Dicembre	1.894.387 kWh	1.511.069 kWh	3.405.456 kWh
Totale	24.868.313 kWh	18.514.653 kWh	43.382.966 kWh

La ripartizione è stata eseguita secondo la distinzione delle due fasce elettriche *picco* e *fuori picco* stabilita dall'autorità AEEG, mediante la *Delibera 181/06*, illustrata in figura seguente.

FASCE ORARIE PEAK/OFF-PEAK																								
SETTIMANA																								
Ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunedì	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP							
Martedì	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP							
Mercoledì	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP							
Giovedì	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP							
Venerdì	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP							
Sabato	OP																							
Domenica	OP																							
FESTIVITA' INFRASETTIMANALI (*)																								
Ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1 gen - 31 dic	OP																							

(*) 1 e 6 gennaio, lunedì di Pasqua (dell'Angelo), 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 dicembre, 25 e 26 dicembre.

Figura 30: distinzione delle fasce elettriche picco e fuori picco secondo la delibera AEEG 181/06 [11]

Con riferimento allo stesso anno, la misurazione dei consumi orari consente di riprodurre il profilo della domanda dello stabilimento e di costruire la curva di durata elettrica. La curva di durata elettrica, costruita in termini di consumo orario, suggerisce qualitativamente quale sia il consumo fisso dello stabilimento; esso risulta pari a circa 1200 kWh per ogni ora. Tale valore minimo si manifesta evidentemente nel mese di agosto in cui il numero delle ore produttive totali è relativamente basso per via della minore produzione.

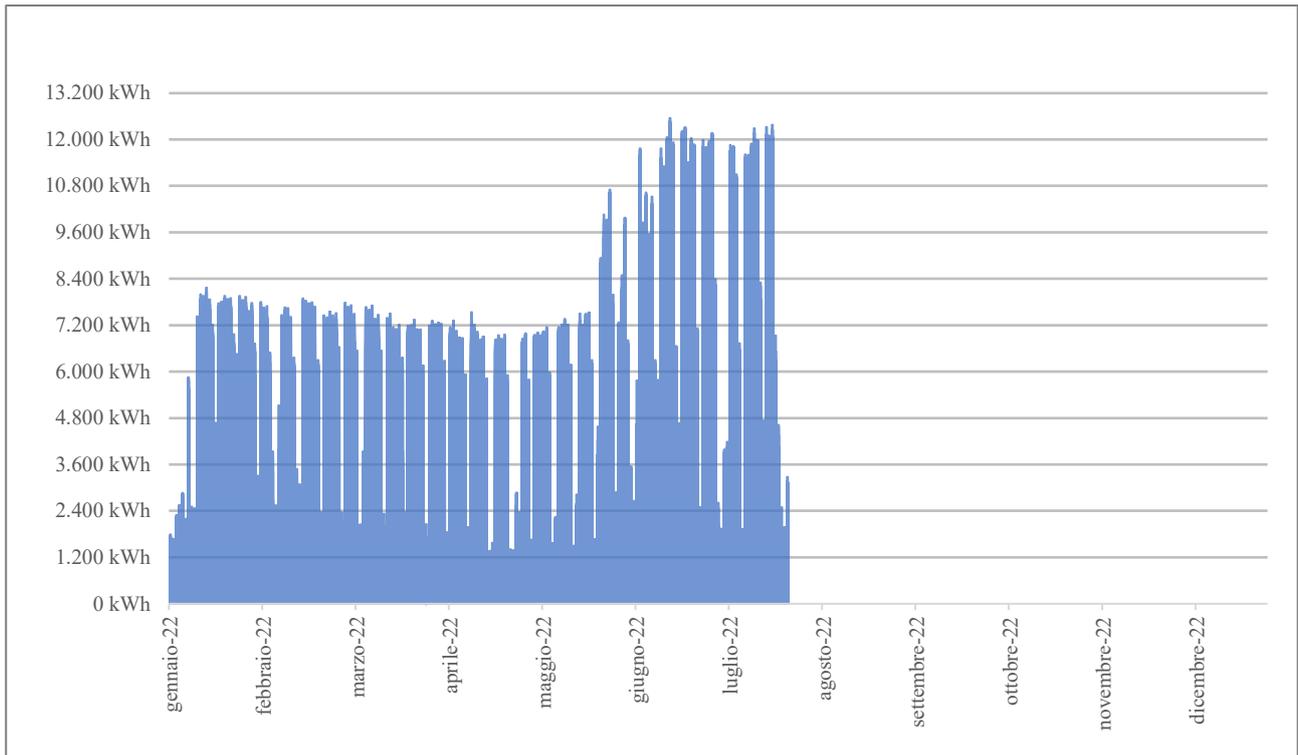


Figura 31: consumo orario di energia elettrica nell'anno 2022

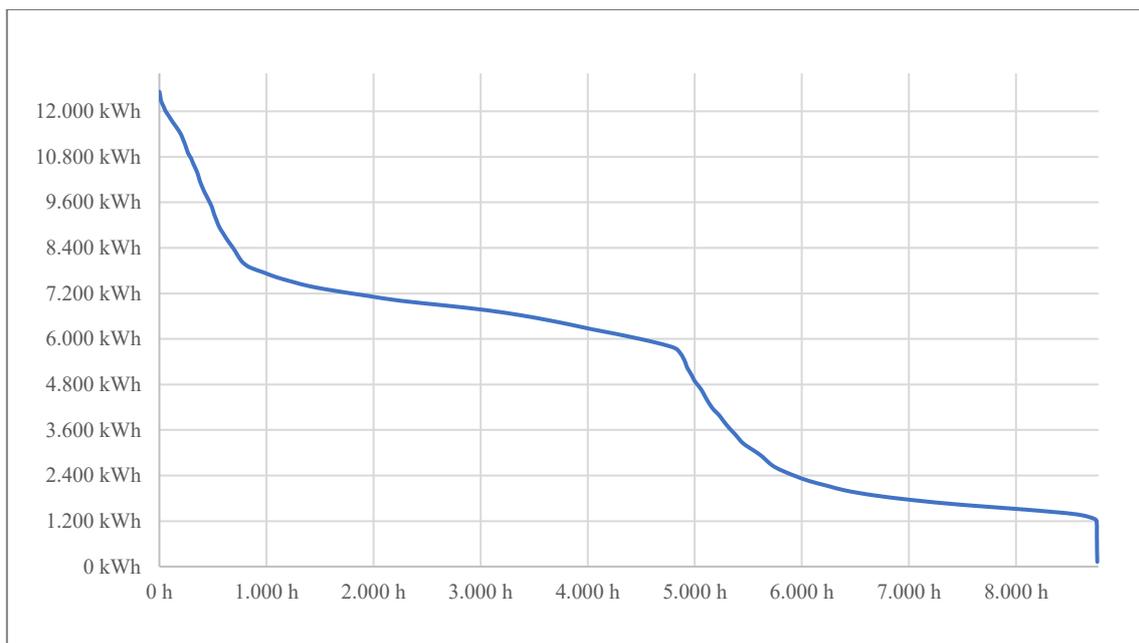


Figura 32: curva di durata elettrica nell'anno 2022

I costi complessivi sostenuti per la spesa energetica possono essere desunti dalle fatture disponibili. La ripartizione dei costi annuali dell'anno 2022 fra le diverse componenti della bolletta elettrica è riportata di seguito.

Tabella 4: spesa sostenuta per l'acquisto di energia elettrica nell'anno 2022

Generazione e perdite	2.448.529,78 €
Dispacciamento	752.405,19 €
Trasporto	270.678,91 €
Oneri A-UC	8.658,30 €
Imposte	87.840,00 €
Totale Imponibile	3.568.112,17 €

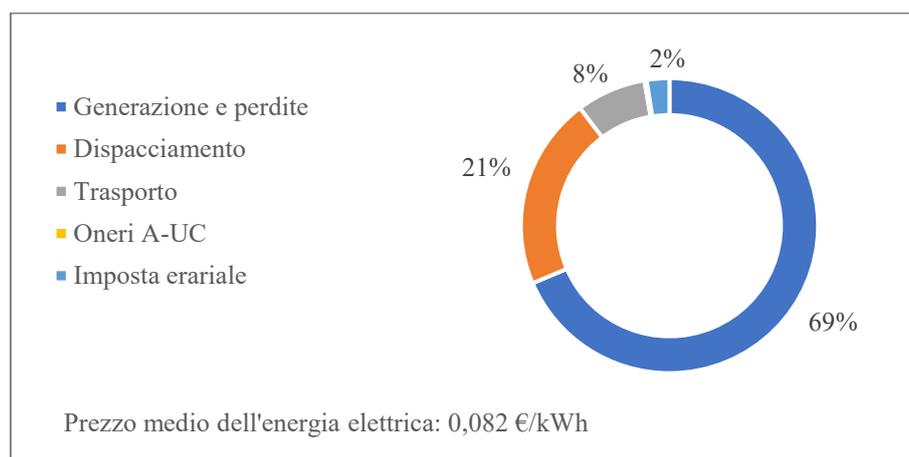


Figura 33: ripartizione della spesa sostenuta per l'acquisto di energia elettrica nell'anno 2022

Ricavata la spesa imponibile complessiva e dividendo questa per il consumo totale dell'anno in analisi, è possibile stimare il valor medio del costo unitario dell'energia elettrica: circa 0,082 €/kWh. Il valore ricavato risulta essere significativamente più basso rispetto al costo unitario dell'energia elettrica del 2023. La tabella seguente mostra, infatti, come l'attuale crisi energetica abbia causato un importante aumento generale dei costi sostenuti dallo stabilimento per l'approvvigionamento di energia elettrica. Per completezza, viene presentato il particolare della bolletta elettrica del mese di marzo 2023.

Tabella 5: dettaglio della bolletta di energia elettrica del marzo 2023

	Quantità	Prezzo unitario	Importo
ENERGIA DI MODULAZIONE			
Energia in picco	1.731,99 MWh	186,51 €/MWh	323.040,81 €
Energia fuori picco	2.028,84 MWh	177,78 €/MWh	360.695,62 €
Perdita in picco	31,18 MWh	186,51 €/MWh	5.814,78 €
Perdita fuori picco	36,52 MWh	177,78 €/MWh	6.492,51 €
TOTALE			696.043,71 €
DISPACCIAMENTO			
TOTALE			45.335,54 €
USO DELLE RETI – misura, trasmissione e distribuzione			
Quota fissa			1.663,57 €
Quota energia	3.760,83 MWh	0,98 €/MWh	3.685,61 €

Quota potenza	7,59 MW	1.852,64 €/MW	14.065,26 €
TOTALE			19.414,43 €
USO DELLE RETI – Oneri generali			
Quota fissa			1.425,98 €
Quota energia	3.760,83 MWh	26,80 €/MWh	100.790,11 €
Quota potenza	7,59 MW	1.588,00 €/MW	12.056,10 €
TOTALE			114.272,19 €
IMPOSTE			
Imposta erariale			7.320,00 €
Fuori campo IVA			2,00 €
TOTALE			7.322,00 €
TOTALE IMPONIBILE			882.387,87 €

Note le componenti della fattura, si procede con il calcolo del prezzo medio unitario dell'energia elettrica.

Tabella 6: prezzo medio dell'energia nel marzo 2023

Totale imponibile	882.387,87 €
Consumo	3.760.825 kWh
Prezzo medio dell'energia elettrica	0,23 €/kWh

Il costo unitario ottenuto a partire dalla fattura del mese di marzo del 2023 sarà utilizzato successivamente per la valutazione del risparmio ottenibile dagli interventi di efficientamento. Come riscontrabile nel grafico successivo, nel mese di marzo del 2023 la quota di generazione e perdita rappresentava circa il 79% della bolletta. In tale contesto, intervenire sui consumi elettrici riveste un'importanza cruciale nella gestione responsabile dell'energia.

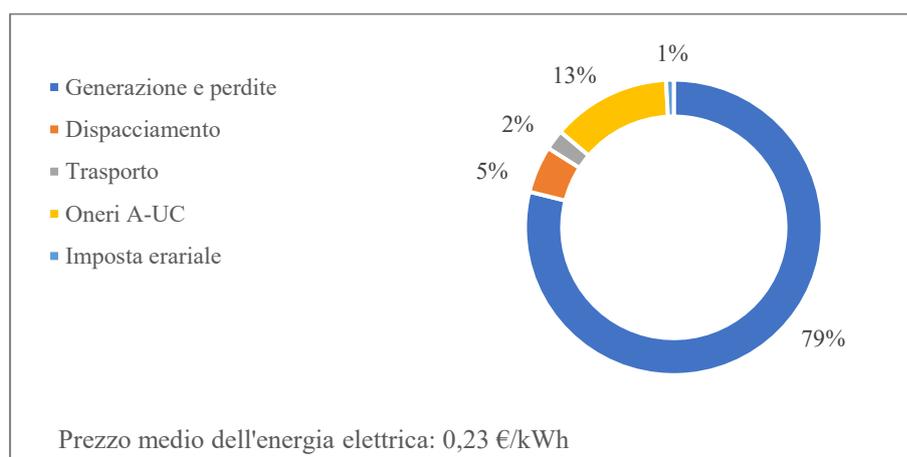


Figura 34: ripartizione della spesa sostenuta per l'energia elettrica nel marzo 2023

2.2.2 Gas naturale

I quantitativi di gas naturale utilizzati possono essere dedotti dalle fatture di fornitura. Nella seguente illustrazione viene mostrata la variazione mensile dei consumi di gas naturale nel periodo di tre anni compreso tra il 2020 e il 2023. Già dal grafico riportato di seguito, è possibile dedurre quali siano le cause del consumo di gas naturale: queste corrispondono alla necessità di riscaldamento, esclusivamente nei mesi invernali, e di utilizzo del calore per il processo di produzione. L'andamento del consumo rimane invariato nei diversi anni analizzati, seppur siano stati registrati valori di consumi minori durante l'anno 2020.

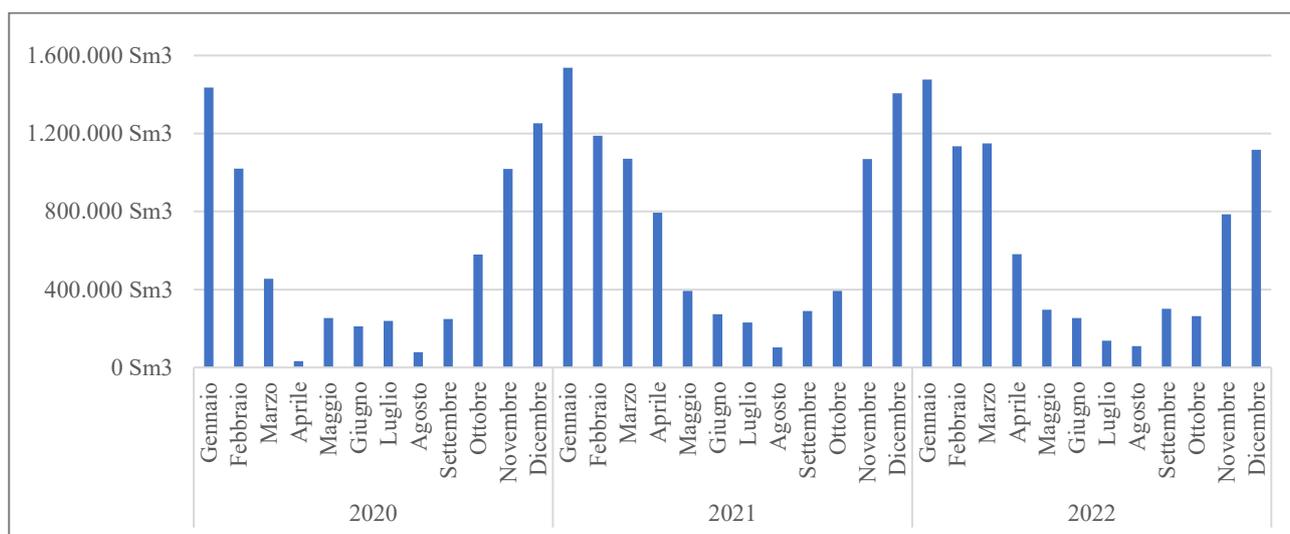


Figura 35: consumo mensile di gas naturale dall'anno 2020 al 2022

Il grafico indicante i valori annuali di gas naturale consumato viene riportato di seguito.

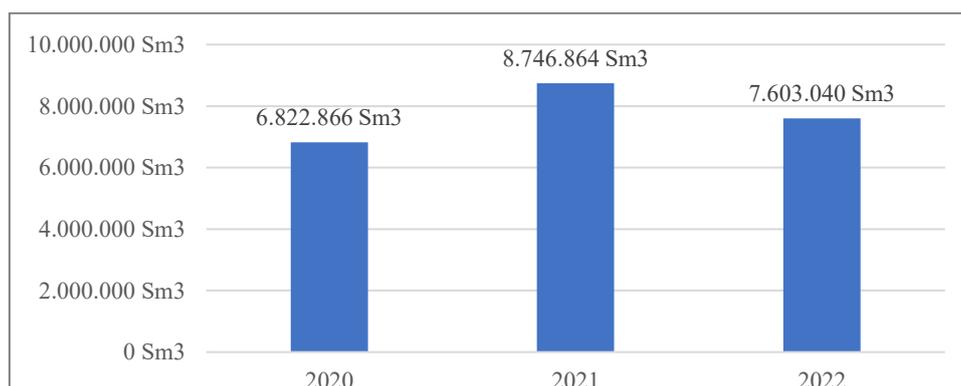


Figura 36: consumo annuale di gas naturale dall'anno 2020 al 2022

Come per l'energia elettrica, viene riportata la spesa economica sostenuta per l'acquisto del gas naturale nell'anno 2022 e la sua ripartizione nelle diverse componenti.

Tabella 7: spesa sostenuta per l'acquisto di gas naturale nell'anno 2022

Materia prima	1.375.177,17 €
Componente Fissa	306.345,07 €
Oneri di trasporto	211.527,64 €
Imposte di consumo	57.015,20 €
Totale imponibile	1.950.065,07 €

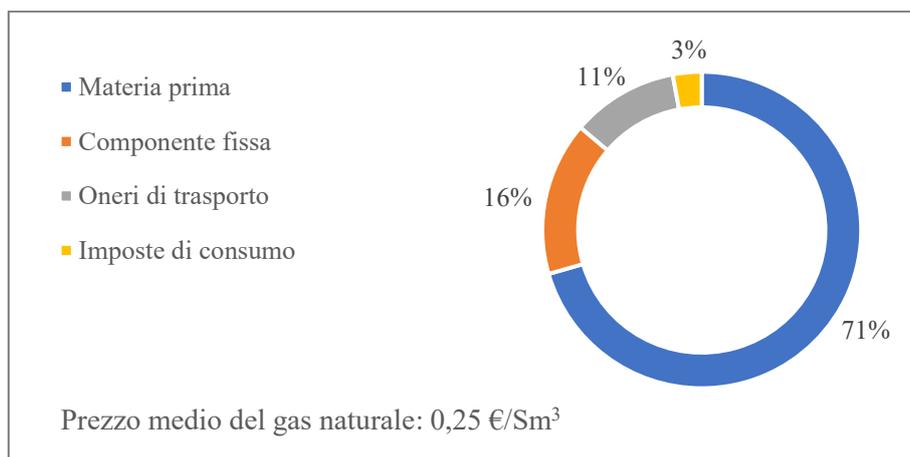


Figura 37: ripartizione della spesa sostenuta per l'acquisto di gas naturale nell'anno 2022

I costi attualmente sostenuti dall'azienda per l'acquisto del vettore energetico sono evidentemente aumentati se confrontati con quelli dell'anno 2022; per tale ragione si riporta il dettaglio della fattura di marzo 2023.

Tabella 8: dettaglio della bolletta del gas naturale del marzo 2023

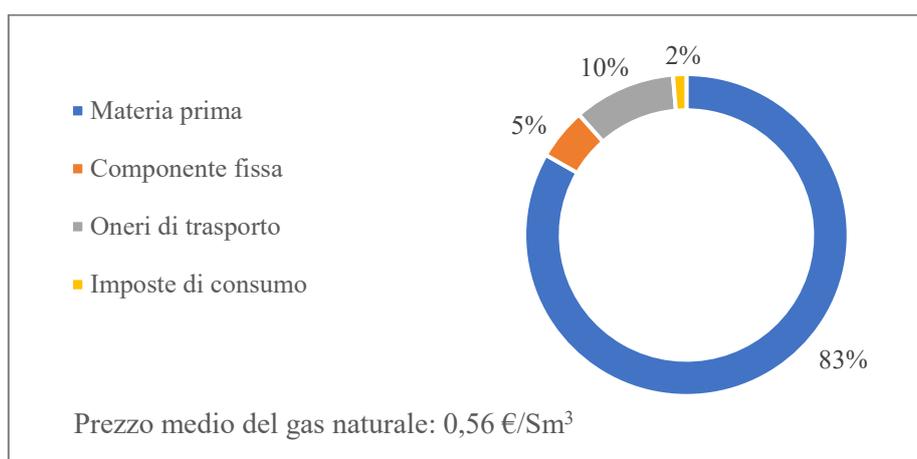
BOLLETTA DEL GAS NATURALE – MARZO 2023			
	Quantità	Prezzo unitario	Importo
COMPONENTE PREZZO			
Componente Base (Componente fissa)			25.004,19 €
Componente Proporzionale (Materia prima)	859.530 Sm ³	0,468797 €/Sm ³	402.945,09 €
Componente ARERA (Oneri di trasporto)	859.530 Sm ³	0,05742 €/Sm ³	49.355,93 €
TOTALE			477.305,21€
IMPOSTE			
Imposte di consumo	859.530 Sm ³	0,007498 €/Sm ³	6.445,44 €
TOTALE			6.445,44 €
Fuori campo IVA			2 €
TOTALE			6.447,44 €
TOTALE IMPONIBILE			483.752,65 €

Note le componenti della fattura, si procede con il calcolo del costo unitario del gas naturale.

Tabella 9: calcolo del costo medio del gas naturale nel marzo 2023

Totale imponibile	483.762,65 €
Consumo di gas naturale	859.530 Sm ³
Costo unitario del gas naturale	0,56 €/Sm³

Anche nel caso del gas naturale, il costo unitario ottenuto a partire dalla fattura del mese di marzo del 2023 sarà utilizzato per la valutazione del risparmio ottenibile dai progetti di efficientamento. Come indicato nel grafico successivo, nel mese di marzo del 2023 la quota *materia prima* rappresentava circa l'83 % della bolletta.



2.2.3 Gasolio

L'utilizzo del gasolio all'interno dello stabilimento deriva esclusivamente dall'attività di logistica, dal collaudo dei veicoli prodotti e dall'utilizzo di mezzi di trasporto interni.

Tabella 10: consumo mensile di gasolio dal 2020 al 2022

	2020	2021	2022
Gennaio	7,20 t	15,00 t	5,45 t
Febbraio	4,32 t	5,12 t	5,31 t
Marzo	1,05 t	6,47 t	6,84 t
Aprile	0,00 t	5,65 t	4,78 t
Maggio	3,53 t	5,34 t	12,30 t
Giugno	17,74 t	6,51 t	6,45 t
Luglio	17,82 t	5,74 t	4,35 t
Agosto	6,06 t	2,00 t	2,30 t
Settembre	21,43 t	7,00 t	10,90 t
Ottobre	29,79 t	11,20 t	11,20 t
Novembre	36,14 t	6,43 t	5,00 t
Dicembre	26,71 t	5,58 t	10,50 t
Totale	171,79 t	82,04 t	85,38 t

Per via della necessità di immettere nel mercato dei veicoli adeguatamente testati, il consumo di gasolio non è attualmente oggetto di analisi volta alla riduzione dello stesso.

2.2.4 Distribuzione del consumo dei vettori primari e dei costi associati

Al fine di ottenere una distribuzione dei consumi dei vettori primari, questi devono essere convertiti in *GJ*.

Tabella 11: consumo dei vettori primari e rispettiva spesa sostenuta nell'anno 2022

	Energia elettrica	Gas naturale	Gasolio
Consumo	156.178 GJ	269.695 GJ	3.671 GJ
Costo	3.568.112 €	1.950.065 €	163.600 €

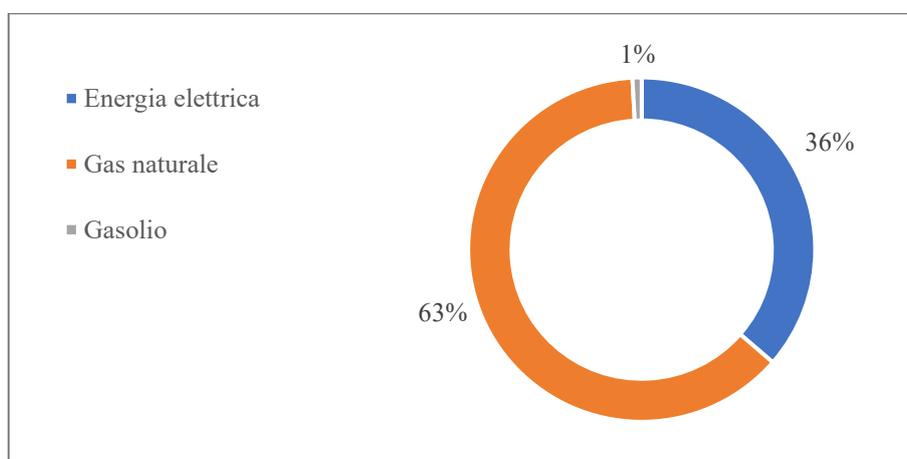


Figura 38: distribuzione del consumo dei vettori energetici primari

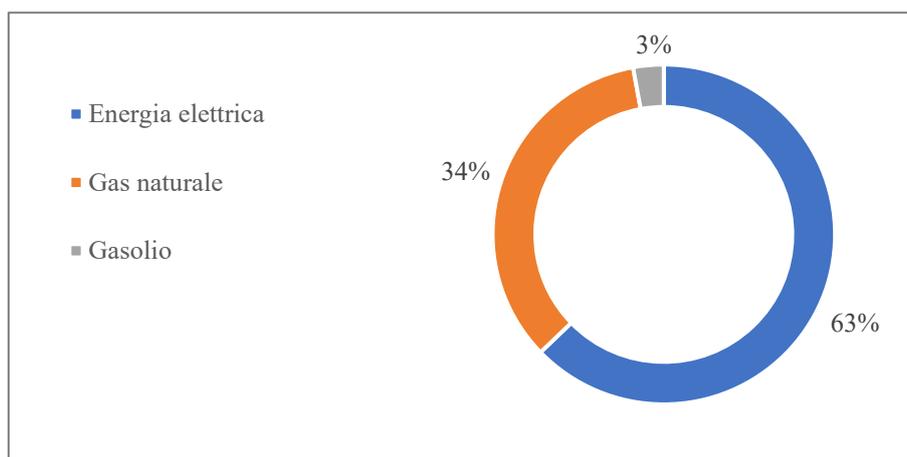


Figura 39: distribuzione della spesa sostenuta per l'acquisto di vettori energetici primari

Sebbene il consumo di energia da parte dello stabilimento sia dovuto per il 63% all'utilizzo di gas naturale, è possibile osservare come la situazione sia chiaramente ribaltata in termini di costi. Per tale motivo, interventi mirati alla riduzione dell'utilizzo di energia elettrica rivestono ancora un ruolo fondamentale.

2.3 Ripartizione del consumo di energia elettrica

Nel seguente paragrafo verrà effettuata la ripartizione dei consumi energetici fra le diverse aree dello stabilimento ed in base all'utilizzo del vettore.

Le misure di energia elettrica in ingresso allo stabilimento, precedentemente analizzate, sono da imputare alle attività produttive di *Iveco* e a quelle relative alla trasformazione dei vettori energetici attuate dal fornitore di servizi energetici presente all'interno dello stabilimento; pertanto, sono stati precedentemente esclusi i consumi di tutte le aziende terze operanti presso lo stabilimento. Come deducibile dalla tabella seguente, il consumo di energia elettrica viene monitorato per aree mediante misure condotte ad alto livello: la misurazione, dunque, non interessa l'energia elettrica consumata dalle singole utenze ma quella utilizzata da diversi gruppi di utenze a valle dei misuratori.

Tabella 12: ripartizione del consumo di energia elettrica per aree nell'anno 2022

Area	Consumo
Montaggi	7.065.984 kWh
Ovest	2.083.951 kWh
Servomezzi	4.797.297 kWh
Lastratura	6.018.065 kWh
Verniciatura	21.448.501 kWh
Collaudo e finizione	1.592.144 kWh
Totale	43.005.942 kWh

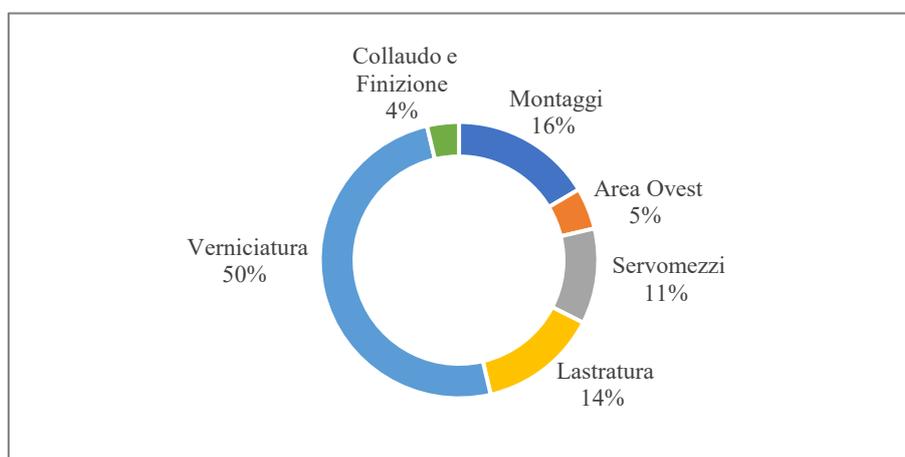


Figura 40: ripartizione in percentuale del consumo di energia elettrica per aree

Come osservabile dal grafico, il consumo elettrico dell'area *Verniciatura* è il maggiore. Fra le utenze più energivore adoperate all'interno di tale area vi sono le apparecchiature di ventilazione e aspirazione, necessarie per garantire la sicurezza dei lavoratori, una sala compressori e le macchine ausiliarie quali pompe per il trasferimento o la miscelazione delle vernici. Non disponendo di

un'analisi puntuale del consumo di energia elettrica, l'analisi non può essere spinta a un maggiore livello di approfondimento.

L'area *Servomezzi* include la maggior parte degli spazi sfruttati dal fornitore di servizi energetici per la generazione di vettori energetici secondari; si tratta, dunque, di spazi quali la centrale termica, una sala compressori, l'impianto di trattamento delle acque reflue e l'impianto di demineralizzazione. Tali spazi vengono identificati come *centri di generazione*. Nel consumo elettrico complessivo, pertanto, è compreso quello per la produzione di vettori energetici secondari generali o ausiliari al processo produttivo. In area *Servomezzi*, inoltre, la quota di energia elettrica non adoperata dal fornitore corrisponde a quella sfruttata da *Iveco* prevalentemente per l'attività di ricarica di batterie dei veicoli prodotti presso lo stabilimento.

Una volta subito il processo di variazione di tensione presso le cabine elettriche presenti nello stabilimento, l'energia elettrica, sotto forma di forza elettromotrice, giunge direttamente alle diverse utenze oppure ai centri di generazione. In particolare, nella tabella seguente viene riportata la ripartizione del consumo di energia elettrica in base alla destinazione d'uso.

Tabella 13: ripartizione del consumo di energia elettrica per destinazione d'uso nell'anno 2022

Area	Consumo
Centrale termica	395.883 kWh
Sale compressori	3.355.461 kWh
Centrali frigorifere	1.573.330 kWh
Impianti acqua demineralizzata	182.025 kWh
Impianti acqua industriale	161.323 kWh
Impianti acque reflue	252.208 kWh
Illuminazione	5.771.407 kWh
Utenze	31.314.306 kWh

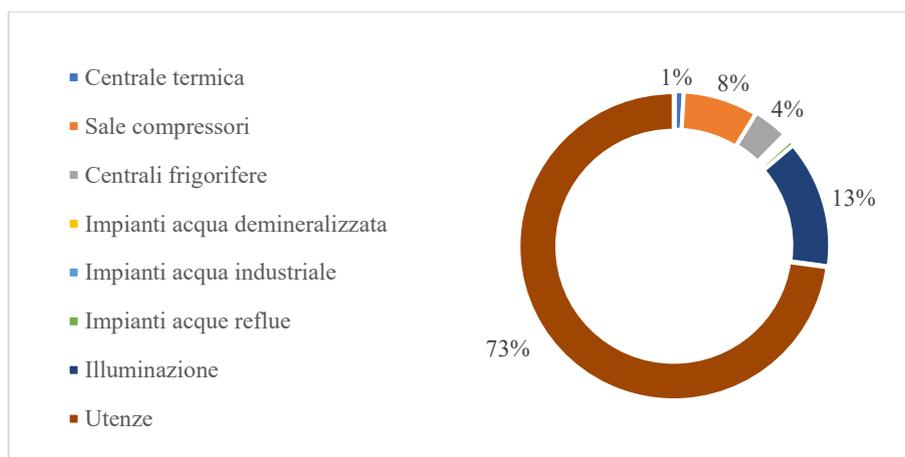


Figura 41: ripartizione in percentuale del consumo di energia elettrica per destinazione d'uso

2.4 Ripartizione del consumo di gas naturale

La tabella riportata di seguito consente di distinguere l'impiego di gas naturale in base alle aree identificate e alla tipologia di utilizzo.

È importante puntualizzare che laddove il consumo viene definito *diretto* si intende che il gas naturale viene impiegato presso l'area in analisi in generatori di calore di piccola taglia, per la generazione di acqua calda, o *CTA* a gas autonome, per la produzione di aria calda. Tali vettori vengono adoperati ai fini del riscaldamento o come acqua calda sanitaria (*ACS*). Poiché non si dispone di una misura del calore ceduto da tali vettori generati, non è possibile rendicontare questi fra i vettori secondari, né valutare il rendimento correlato alla loro generazione. In alternativa, il consumo viene definito *diretto* nel caso dell'area *Verniciatura* in quanto impiegato localmente ai fini del processo produttivo in bruciatori in vena d'aria e post-combustori.

Tabella 14: ripartizione del consumo di gas naturale per aree e destinazione d'uso nell'anno 2022

Tipologia di consumo	Area	Consumo
Diretto per processo tecnologico	Verniciatura	3.332.661 Sm ³
Diretto per riscaldamento	Verniciatura	57.030 Sm ³
	Montaggi	73.376 Sm ³
	Lastratura	306.830 Sm ³
Diretto per produzione ACS	Montaggi	137.140 Sm ³
Produzione di acqua surriscaldata in centrale termica	Servomezzi	3.696.003 Sm ³
Totale		7.603.040 Sm³

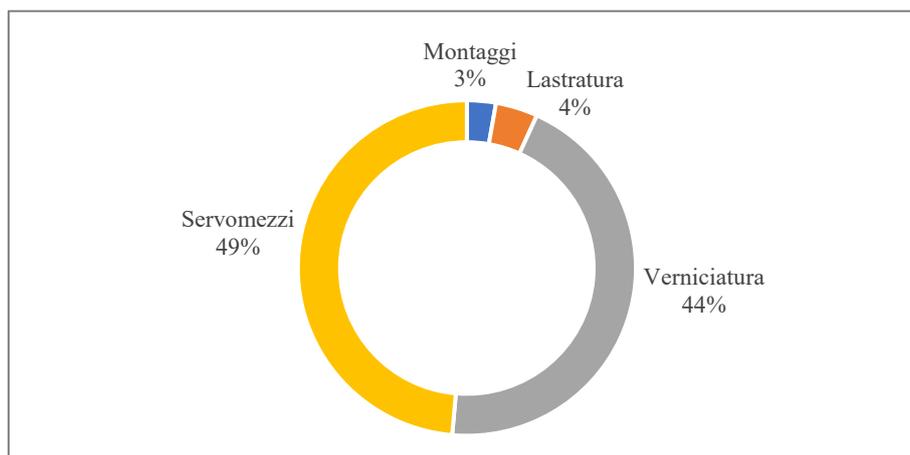


Figura 42: ripartizione in percentuale del consumo di gas naturale per aree

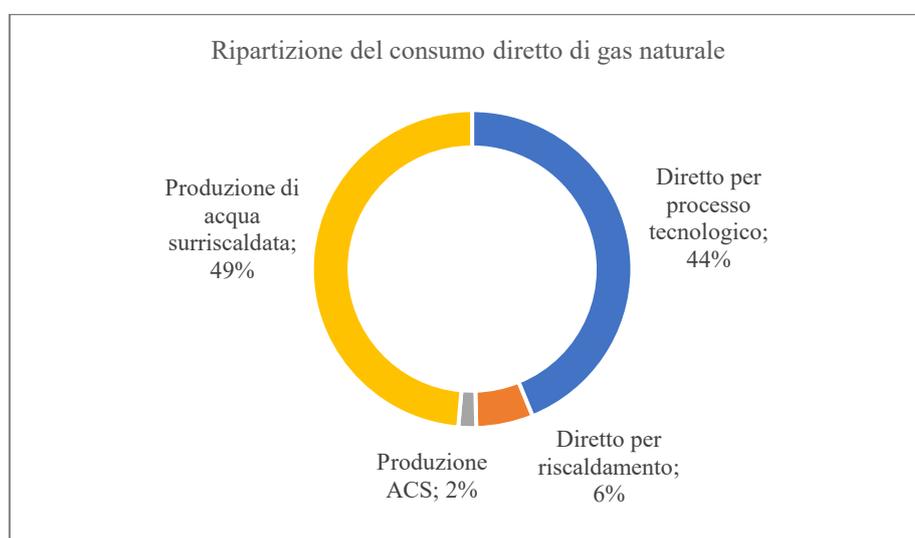


Figura 43: ripartizione percentuale del consumo di gas naturale per destinazione d'uso

Come deducibile dalla tabella e dai grafici ottenuti, l'utilizzo maggiore di gas naturale deriva dall'area *Servomezzi*, in quanto contenente la centrale termica. L'acqua surriscaldata generata, infatti, viene impiegata ai fini tecnologici, durante tutti i mesi dell'anno, o per riscaldamento ambientale, esclusivamente nel periodo invernale. Inoltre, è possibile osservare che il processo produttivo svolto all'interno dell'area *Verniciatura* pesa per circa il 44%. Una quota minore di gas naturale viene direttamente impiegata per il riscaldamento delle zone appartenenti alla medesima area. Le aree *Montaggi* e *Lastratura*, invece, registrano consumi diretti di gas naturale per via della produzione di *ACS* e riscaldamento.

2.5 Consumo di vettori energetici secondari

Nel seguente paragrafo verranno valutate le quantità riferite esclusivamente ai consumi finali delle aree di *Iveco*; pertanto, rimarranno escluse quantità relative ad eventuali perdite, come nel caso delle fughe di aria compressa, e verranno esclusi anche consumi delle società terze operanti all'interno del comprensorio.

2.5.1 Illuminazione

Il consumo relativo all'illuminazione viene valutato sulla base della tipologia dei corpi illuminanti presenti nello stabilimento e mediante una stima circa le ore annue di funzionamento. Tale valutazione, pertanto, richiede l'utilizzo dell'ultimo censimento disponibile dei corpi illuminanti di cui la tabella seguente ne mostra una parte.

Tabella 15: censimento dei corpi illuminanti e relativi consumi in area Lastratura

Macroarea	Tipologia corpo illuminante	Potenza	Numero di corpi	Ore annue	Consumo annuo
Lastratura	LED 1X18 W	18 W	40	1.760 h/a	1.267 kWh/a
			5	2.640 h/a	237 kWh/a
			16	5.280 h/a	1.521 kWh/a
	Fluorescenti 1X36 W	36 W	130	3.520 h/a	16.474 kWh/a
			16	5.280 h/a	3.041 kWh/a
	LED 2X18 W	36 W	3	3.520 h/a	285 kWh/a
	Fluorescenti 2X36 W	72 W	74	1.760 h/a	9.377 kWh/a
			26	2.640 h/a	4.942 kWh/a
			10	5.280 h/a	3.802 kWh/a
	Fluorescenti 2X58 W	116 W	513	5.280 h/a	314.202 kWh/a
	LED 4X18 W	72 W	2	2.640 h/a	380 kWh/a
			38	3.520 h/a	9.631 kWh/a
	Fluorescenti 4X80 W	320 W	51	5.280 h/a	86.169,6
	LED 5X18 W	90 W	210	3.520 h/a	53.222 kWh/a
	Ioduri metallici 250 W	250 W	15	5.280 h/a	19.800 kWh/a
Ioduri metallici 400 W	400 W	40	5.280 h/a	84.480 kWh/a	
Apparecchio LED	115 W	15	3.520 h/a	2.640 kWh/a	
		415	5.280 h/a	247.394 kWh/a	
Totale					862.033 kWh/a

La tabella precedente illustra in modo chiaro il metodo adoperato per la stima dei consumi energetici: il calcolo dei consumi si basa su una stima circa le ore annue di funzionamento dei corpi illuminanti, moltiplicate successivamente per la potenza complessiva di ciascun di essi. I risultati ottenuti per le singole aree sono stati riportati, in maniera condensata, nella tabella seguente.

Tabella 16: ripartizione del consumo per illuminazione per aree nell'anno 2022

Area	Consumo per illuminazione
Lastratura	862.033 kWh/a
Montaggi	1.349.874 kWh/a
Verniciatura	1.118.480 kWh/a
Collaudo e Finizione	1.176.342 kWh/a
Servomezzi	397.183 kWh/a
Area Ovest	867.495 kWh/a
Totale	5.771.407 kWh/a

Si precisa, a questo punto, che il consumo per illuminazione non è stato precedentemente separato da quello dei centri di generazione in quanto non si dispone di una misura separata. Essendo il calcolo derivante da un'assunzione circa le ore di funzionamento, è importante precisare che il risultato ottenuto è chiaramente suscettibile ad errore. L'obiettivo, tuttavia, rimane quello di ottenere una stima del suo ordine di grandezza e del rispettivo peso sul consumo elettrico complessivo, ossia circa il 13,4%.

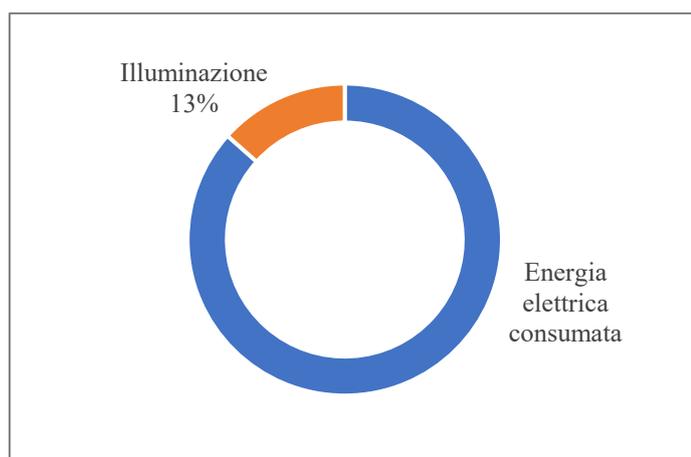


Figura 44: incidenza dell'illuminazione sui consumi di energia elettrica

Il risultato del calcolo effettuato suggerisce che il consumo di energia elettrica per illuminazione sia rilevante. Per tale motivo, gli interventi di retrofit degli impianti di illuminazione, come l'installazione di corpi illuminati di tipo LED, sono fondamentali per la riduzione del rispettivo consumo. Inoltre, si vogliono evidenziare le aree maggiormente responsabili del consumo per illuminazione. Dalle tabelle precedenti, è possibile notare la presenza di lampade a fluorescenza e a ioduri metallici ad elevato assorbimento; in un paragrafo successivo verrà analizzato un importante intervento di *relamping* per la sostituzione di esse.

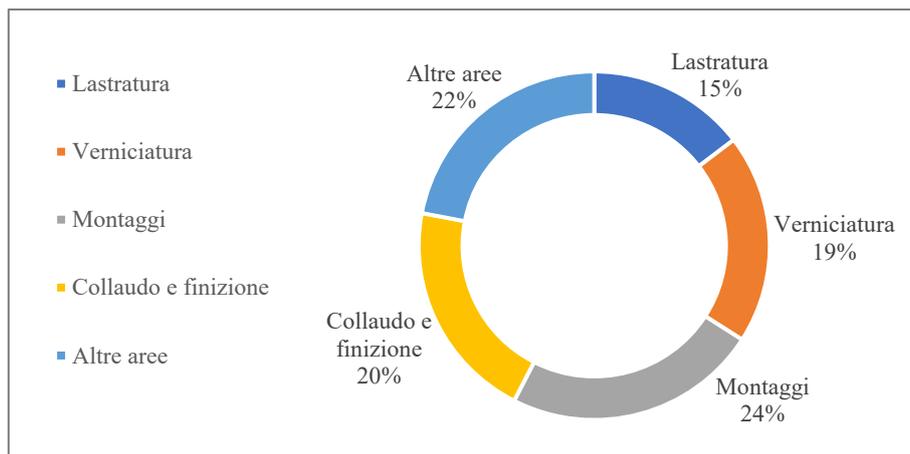


Figura 45: ripartizione in percentuale del consumo per illuminazione per aree

2.5.2 Acqua surriscaldata

Il vettore energetico secondario *acqua surriscaldata* fa riferimento esclusivamente al calore ceduto dall'acqua surriscaldata prodotta in centrale termica. L'acqua surriscaldata può essere utilizzata per riscaldamento, esclusivamente nel periodo annuale convenzionale di riscaldamento, e per processo produttivo. Poiché, esclusivamente per l'area *Collaudo e Finizione*, la rendicontazione effettuata non contiene alcuna distinzione dell'acqua surriscaldata utilizzata per riscaldamento e per processo produttivo, si riporta di seguito la correlazione fra la quantità utilizzata e le ore totali di produzione esclusivamente nei mesi compresi fra maggio e settembre. Tale correlazione, infatti, consente di isolare il calore adoperato ai fini del processo produttivo da quello adoperato per il riscaldamento.

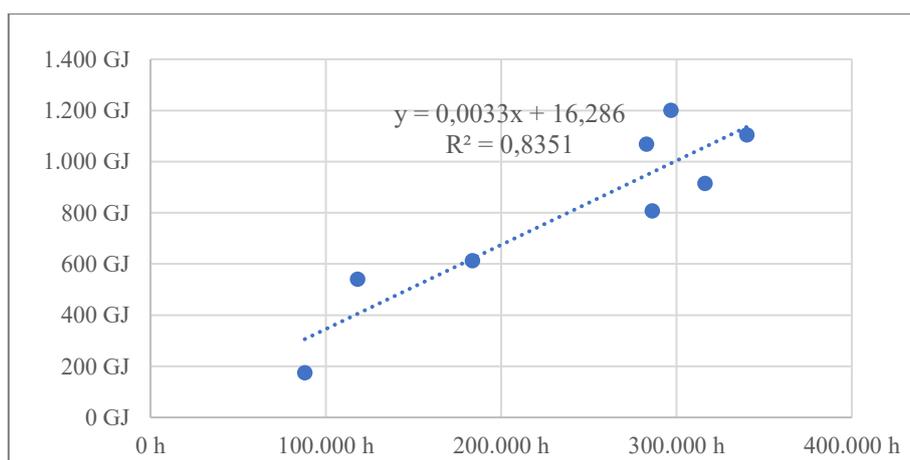


Figura 46: correlazione fra acqua surriscaldata e TMH nei mesi estivi dell'anno 2022 per l'area Collaudo e Finizione

Il consumo di acqua surriscaldata per processo è valutato, per i mesi non invernali, mediante la retta di regressione ottenuta in funzione delle ore produttive totali (TMH).

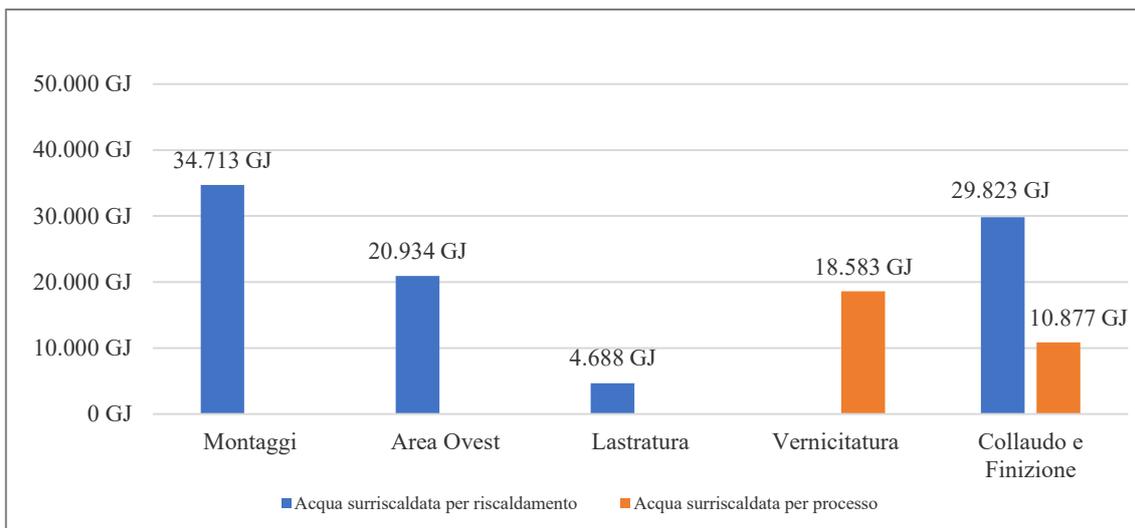


Figura 47: ripartizione del consumo di acqua surriscaldata per aree e destinazione d'uso nell'anno 2022

Come osservabile dal grafico precedente, le aree che adoperano acqua surriscaldata all'interno del processo produttivo sono quelle contenute nelle U.O. Vernicitatura e Collaudo e Finizione. Nei processi di verniciatura, infatti, gioca un ruolo fondamentale il mantenimento delle condizioni delle vasche di pretrattamento delle scocche. Nel reparto di collaudo è necessario il mantenimento di particolari condizioni ambientali per lo svolgimento dei test sui veicoli, mentre nel reparto di finizione si può far uso di acqua surriscaldata al fine del mantenimento delle condizioni ambientali all'interno delle cabine adibite alla realizzazione dei ritocchi, processo che verrà descritto in seguito. Dal grafico, inoltre, è possibile dedurre che il 75% dell'impiego di acqua surriscaldata è dovuto al riscaldamento delle aree con sistemi quali aerotermi.

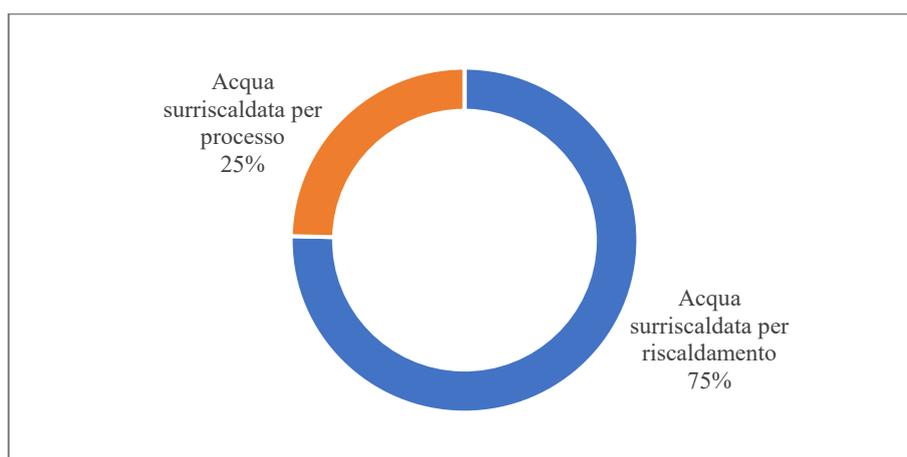


Figura 48: ripartizione in percentuale del consumo di acqua surriscaldata per destinazione d'uso

Inoltre, è possibile osservare come l'area Collaudo e Finizione sia quella maggiormente responsabile dell'utilizzo di acqua surriscaldata.

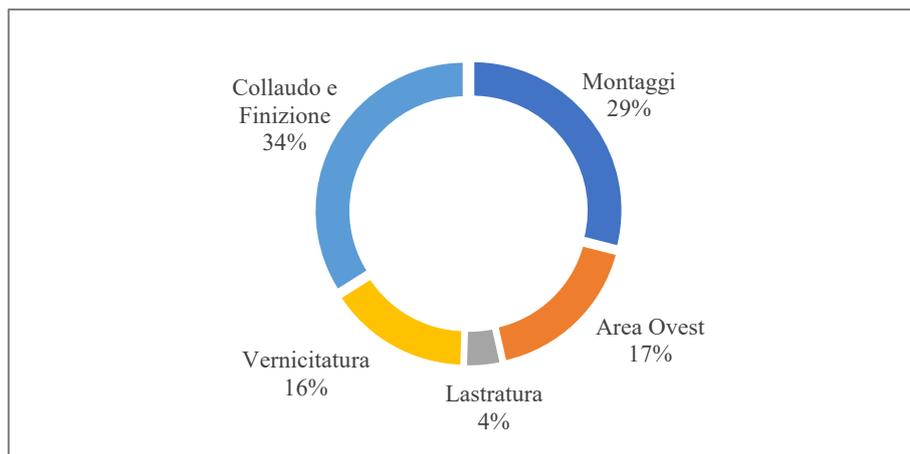


Figura 49: ripartizione in percentuale del consumo di acqua surriscaldata per aree

2.5.3 Aria compressa

La tabella riportata direttamente sotto mostra i consumi finali di aria compressa legati alle attività di *Iveco*. Dunque, si precisa che il consumo totale di aria compressa, misurato presso le aree identificate e riportato nella tabella seguente, non coincide con la produzione totale direttamente contabilizzata presso i centri di generazione. Il valore complessivo di aria compressa prodotta, infatti, è notevolmente maggiore per via delle fughe e della fornitura alle aziende terze operanti all'interno del comprensorio.

Tabella 17: ripartizione del consumo di aria compressa per aree nell'anno 2022

Area	Consumo di aria compressa
Lastratura	7.216.590 Nm ³
Montaggi	2.926.429 Nm ³
Verniciatura	3.957.280 Nm ³
Collaudo e Finizione	885.066 Nm ³
Area Ovest	704.266 Nm ³
Totale	15.689.631 Nm³

Il grafico successivo illustra la ripartizione dei consumi fra le aree e in percentuale.

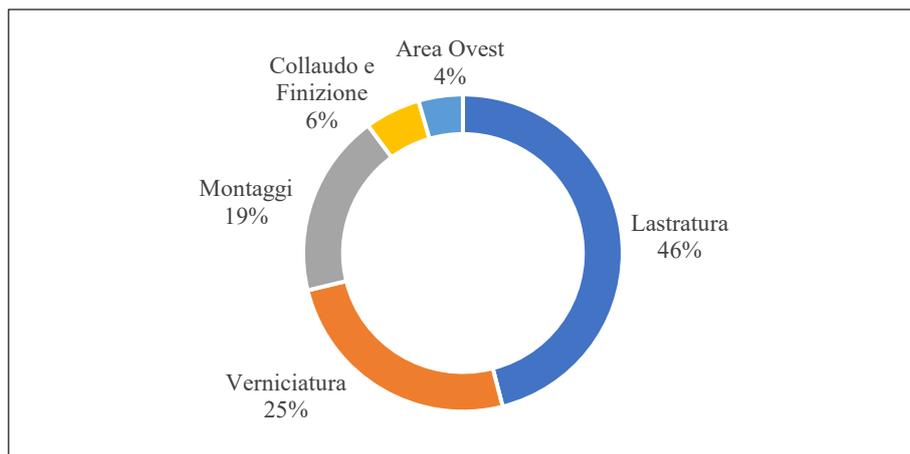


Figura 50: ripartizione in percentuale del consumo di aria compressa per aree

Il valore di aria compressa complessivamente prodotta per il comprensorio, valutato tenendo conto dell'intera generazione di aria compressa, verrà preso in considerazione in fase di valutazione degli indicatori di prestazione delle sale compressori. Considerare una produzione parziale di aria compressa, infatti, altererebbe l'analisi apportando benefici all'indicatore utilizzato.

2.5.4 Acqua refrigerata

Il consumo di acqua refrigerata nelle diverse zone dello stabilimento è riportato nella tabella successiva. L'acqua refrigerata viene adoperata esclusivamente ai fini del condizionamento ambientale nei mesi estivi in tutte le aree includenti le diverse unità operative.

Tabella 18: ripartizione del consumo di acqua refrigerata per aree nell'anno 2022

Area	Consumo di acqua refrigerata
Lastratura	2.420 GJ
Montaggi	10.865 GJ
Verniciatura	7.785 GJ
Collaudo e Finizione	911 GJ
Totale	21.981 GJ

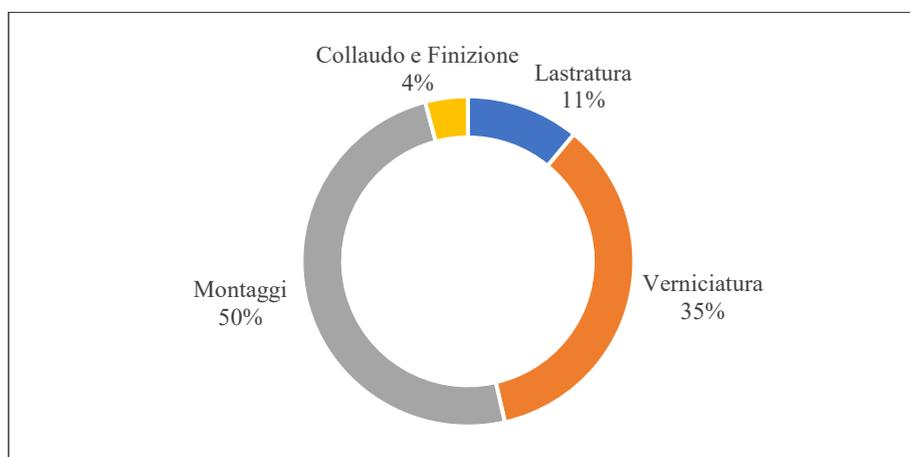


Figura 51: ripartizione in percentuale del consumo di acqua refrigerata per le aree

2.5.5 Acqua industriale e acqua demineralizzata

Come per i vettori secondari precedenti, le tabelle e i grafici successivi mostrano la ripartizione dei vettori quali acqua industriale e acqua demineralizzata fra le diverse aree.

Tabella 19: ripartizione del consumo di acqua industriale per aree nell'anno 2022

Area	Consumo di acqua industriale
Verniciatura	48.749 m3
Montaggi	20.491 m3
Totale	69.239 m3

Tabella 20 ripartizione del consumo di acqua demineralizzata per aree nell'anno 2022

Area	Consumo di acqua industriale
Verniciatura	15.393 m3
Lastratura	977 m3
Totale	16.370 m3

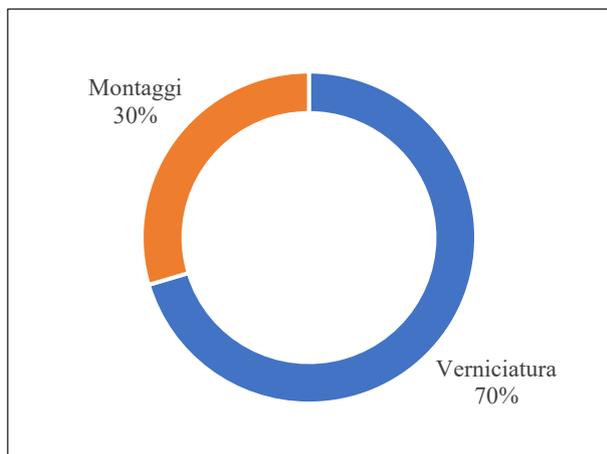


Figura 52: ripartizione dei consumi di acqua industriale fra le aree dello stabilimento

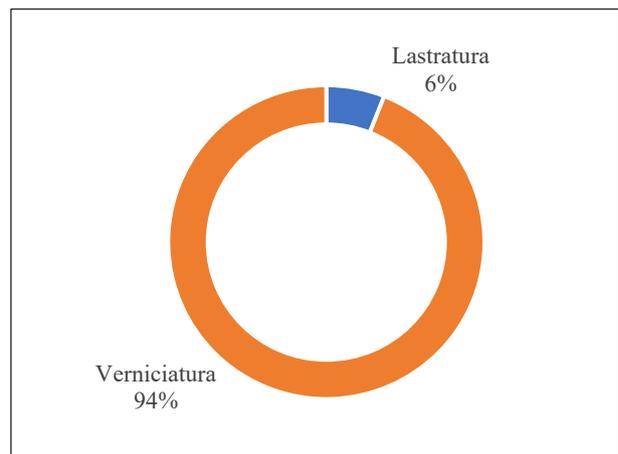


Figura 53: ripartizione dei consumi di acqua demineralizzata fra le aree dello stabilimento

Come osservabile dai grafici riportati sopra, l'unità operativa inclusa nell'area *Verniciatura* è la maggiore responsabile dei consumi di acqua industriale e di acqua demineralizzata; l'ampio utilizzo è dovuto ai processi di sgrassaggio e pretrattamento che sono precedenti alla verniciatura delle scocche.

2.6 Indicatori di prestazione energetica

2.6.1 KPI generale

Come discusso precedentemente, l'indicatore di prestazione energetica generale utilizzato da *Iveco Group* prevede di rapportare il consumo globale dello stabilimento al numero totale di ore produttive, *TMH*. Si ricorda, quindi, che all'interno della spesa energetica si conteggiano esclusivamente le quantità di gas naturale ed energia elettrica consumate, mentre rimane escluso il gasolio. Come anticipato, infatti, il gasolio viene impiegato nell'ambito del collaudo dei veicoli e della logistica.

Dalla tabella e dal grafico successivo è possibile riscontrare la diminuzione del *KPI* nei mesi non facenti parte del periodo convenzionale di riscaldamento: a parità di ore produttive, il consumo di gas naturale è minore. Pertanto, i valori minori di *KPI* sono registrati nei mesi estivi. Fra questi mesi, inoltre, è possibile notare come il *KPI* assuma un valore maggiore laddove il numero di ore produttive decresce, segno della minore saturazione dei centri di generazione e di un utilizzo meno efficiente di essi.

Tale *KPI* consente di tener conto, se pur complessivamente, dei progetti di efficienza energetica realizzati dallo stabilimento e di eseguire un benchmark interno fra gli stabilimenti.

Tabella 21: *KPI* generico valutato come consumo di energia rispetto a *TMH* nell'anno 2022

CONSUMO DI ENERGIA E KPI GENERALE – ANNO 2022							
	Energia elettrica attiva		Gas naturale		Totale	<i>TMH</i>	<i>KPI</i>
Gennaio	3.564.717 kWh	12.833 GJ	1.476.096 Sm ³	52.254 GJ	65.087 GJ	236.593 h	0,275 GJ/TMH
Febbraio	3.435.833 kWh	12.369 GJ	1.134.286 Sm ³	40.154 GJ	52.523 GJ	285.500 h	0,184 GJ/TMH
Marzo	4.008.264 kWh	14.430 GJ	1.148.452 Sm ³	40.655 GJ	55.085 GJ	357.729 h	0,154 GJ/TMH
Aprile	3.182.433 kWh	11.457 GJ	581.761 Sm ³	20.594 GJ	32.051 GJ	270.279 h	0,119 GJ/TMH
Maggio	3.723.431 kWh	13.404 GJ	295.758 Sm ³	10.470 GJ	23.874 GJ	296.953 h	0,080 GJ/TMH
Giugno	5.045.480 kWh	18.164 GJ	253.143 Sm ³	8.961 GJ	27.125 GJ	316.314 h	0,086 GJ/TMH
Luglio	3.736.384 kWh	13.451 GJ	137.571 Sm ³	4.870 GJ	18.321 GJ	183.754 h	0,100 GJ/TMH
Agosto	2.469.251 kWh	8.889 GJ	108.970 Sm ³	3.858 GJ	12.747 GJ	118.132 h	0,108 GJ/TMH
Settembre	4.146.924 kWh	14.929 GJ	301.744 Sm ³	10.682 GJ	25.611 GJ	340.240 h	0,075 GJ/TMH
Ottobre	3.564.717 kWh	12.833 GJ	263.524 Sm ³	9.329 GJ	22.162 GJ	248.418 h	0,089 GJ/TMH
Novembre	3.567.158 kWh	12.842 GJ	785.529 Sm ³	27.808 GJ	40.649 GJ	292.782 h	0,139 GJ/TMH
Dicembre	3.405.456 kWh	12.260 GJ	1.116.206 Sm ³	39.514 GJ	51.773 GJ	244.465 h	0,212 GJ/TMH

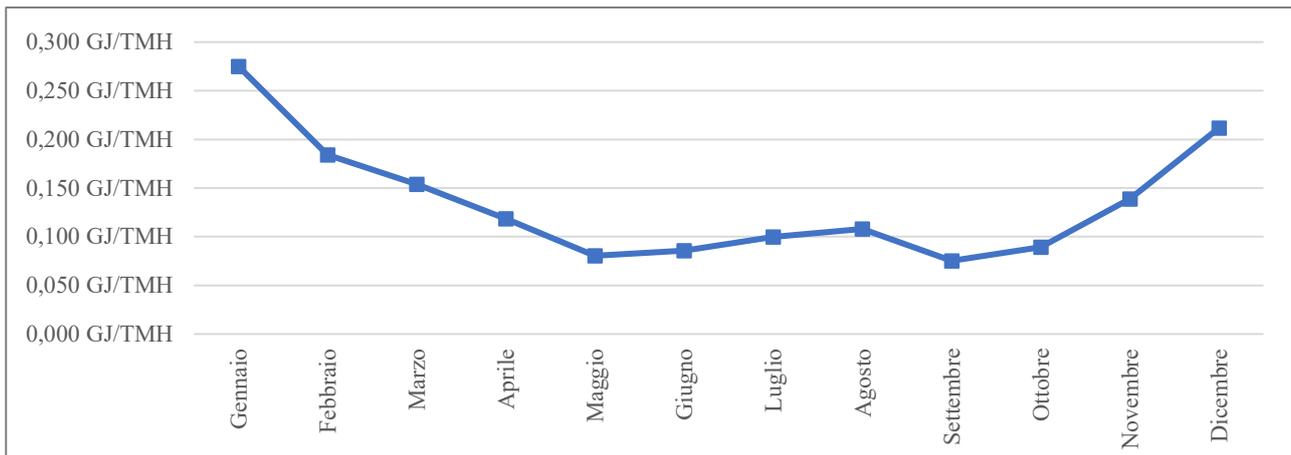


Figura 54: andamento del KPI generico nell'anno 2022

2.6.2 KPI per gas naturale e acqua surriscaldata impiegati direttamente per riscaldamento

Il monitoraggio energetico prevede la correlazione fra il consumo diretto di gas naturale o acqua surriscaldata e i gradi giorno mensili, *GG*, registrati durante la stagione di riscaldamento. Come osservabile dai grafici sottostanti, tale correlazione è valida sia per il gas naturale che per l'acqua surriscaldata impiegati per il riscaldamento.

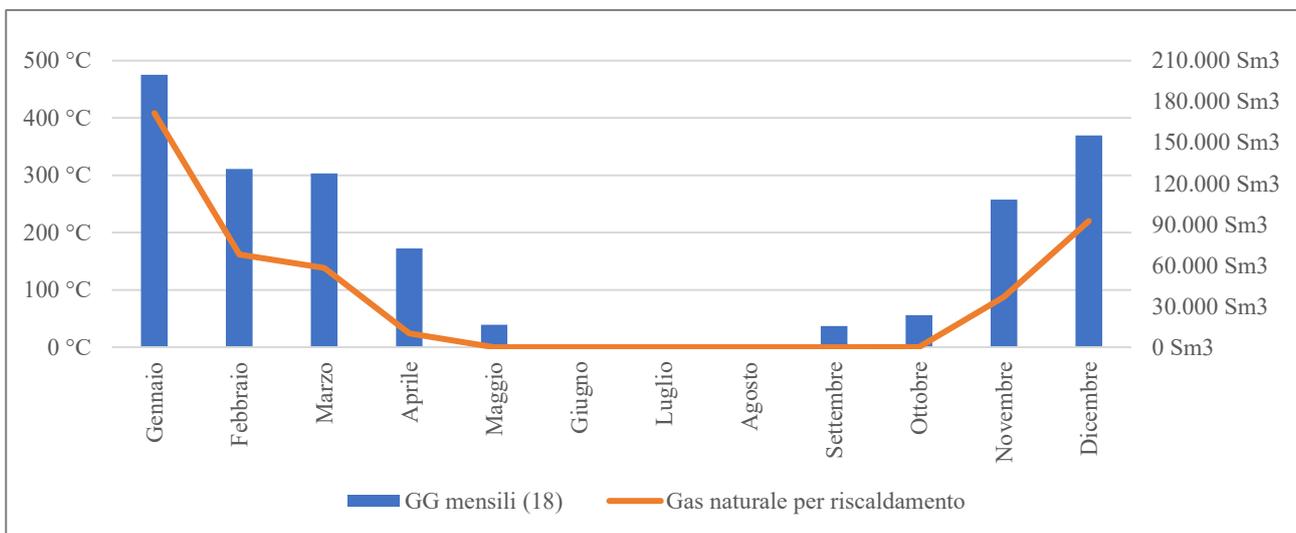


Figura 55: andamento del consumo diretto di gas naturale per riscaldamento e dei gradi giorno invernali nell'anno 2022

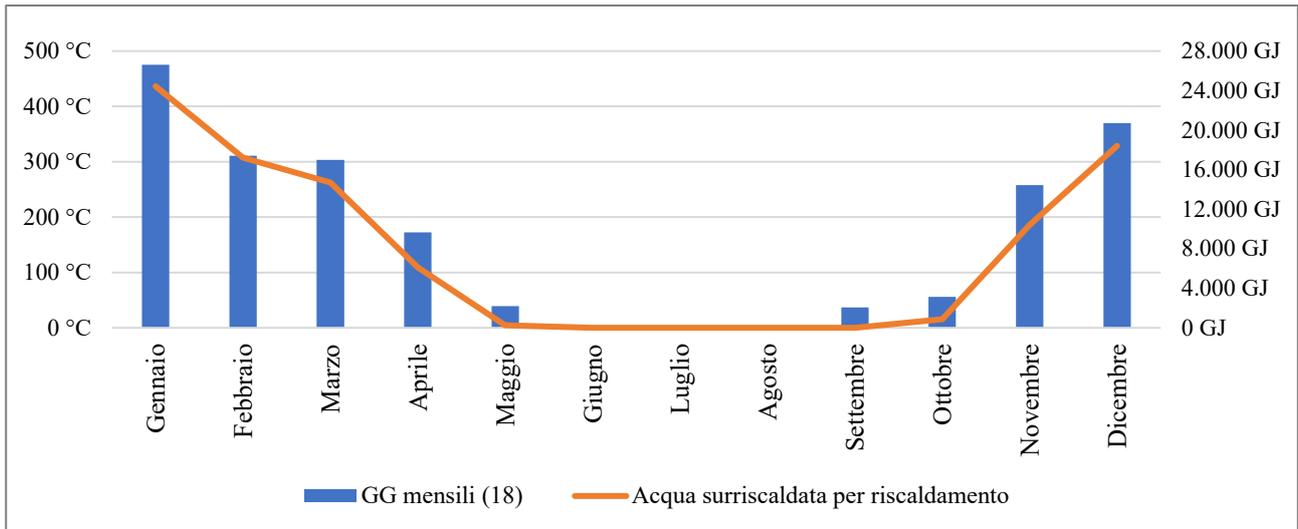


Figura 56: andamento del consumo di acqua surriscaldata per riscaldamento e dei gradi giorno invernali nell'anno 2022

Vista l'evidente correlazione, è possibile sviluppare una regressione lineare fra i gradi giorno mensili e il gas naturale oppure il calore direttamente impiegati per il riscaldamento delle diverse aree.

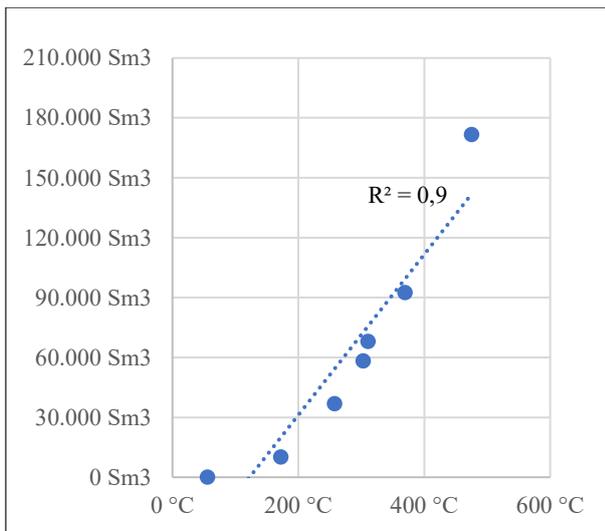


Figura 57: correlazione fra gas naturale per riscaldamento e gradi giorno invernali

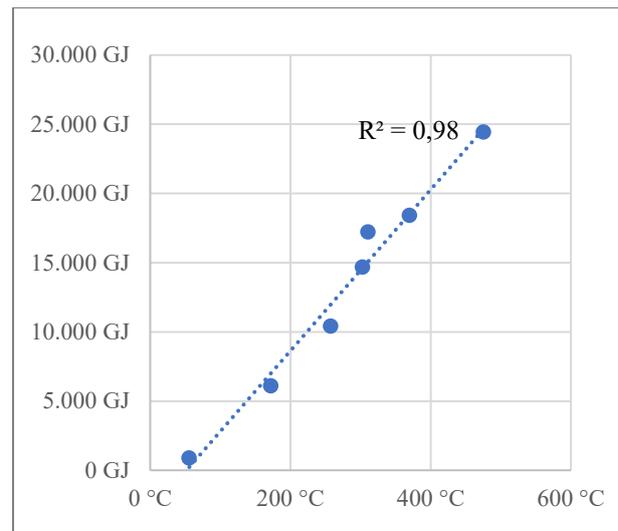


Figura 58: correlazione fra acqua surriscaldata per riscaldamento e gradi giorno invernali

L'indice di prestazione per il gas naturale utilizzato per riscaldamento è valutato mensilmente come $Sm^3/°C$.

Tabella 22: KPI valutato come consumo diretto di gas naturale per riscaldamento rispetto ai gradi giorno nell'anno 2022

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Ottobre	Novembre	Dicembre
360,76 $Sm^3/°C$	218,86 $Sm^3/°C$	191,98 $Sm^3/°C$	59 $Sm^3/°C$	0,18 $Sm^3/°C$	143,12 $Sm^3/°C$	249,96 $Sm^3/°C$

L'indice di prestazione per il calore utilizzato direttamente per riscaldamento è valutato mensilmente come $GJ/°C$.

Tabella 23: KPI valutato come consumo di acqua surriscaldata per riscaldamento rispetto ai gradi giorno nell'anno 2022

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Ottobre	Novembre	Dicembre	Media
51,38 GJ/°C	55,40 GJ/°C	48,45 GJ/°C	35,41 GJ/°C	15,78 GJ/°C	40,38 GJ/°C	49,78 GJ/°C	51,38 GJ/°C

Come osservabile dalle tabelle riportate sopra, entrambi gli indicatori energetici sono caratterizzati da valori estremamente bassi nel mese di ottobre; tale fenomeno è indotto dalle elevate temperature riscontrate nel mese considerato, le quali hanno consentito un utilizzo praticamente irrisorio dei vettori.

2.6.3 KPI per gas naturale impiegato per la generazione di acqua surriscaldata

L'efficienza relativa alla generazione dell'acqua surriscaldata viene valutata come Sm^3/GJ , con Sm^3 facente riferimento alla quantità di gas naturale adoperata.

Il consumo specifico medio annuo è circa pari a $30,89 Sm^3/GJ$. Tale dato sarà utile per la valutazione di uno dei progetti di efficienza energetica di cui di seguito.

2.6.4 KPI per energia elettrica impiegata per la generazione di acqua refrigerata

L'efficienza relativa alla generazione dell'acqua refrigerata viene valutata rapportando l'energia termica adoperata e il consumo elettrico necessario per la sua produzione. Si stima che l'efficienza energetica media stagionale associata al processo sia pari a 3,8.

2.6.5 KPI per aria compressa

Per quanto riguarda l'aria compressa, il monitoraggio prevede di confrontare l'energia elettrica impiegata presso le sale compressori con il consumo di aria compressa stessa. I grafici riportati di seguito mostrano la correlazione fra il consumo energetico e il vettore secondario in analisi. Si precisa che in questa fase viene riportata la produzione complessiva di aria compressa, includente le perdite e la fornitura ad aziende terze, in quanto necessaria per la corretta valutazione del KPI associato.

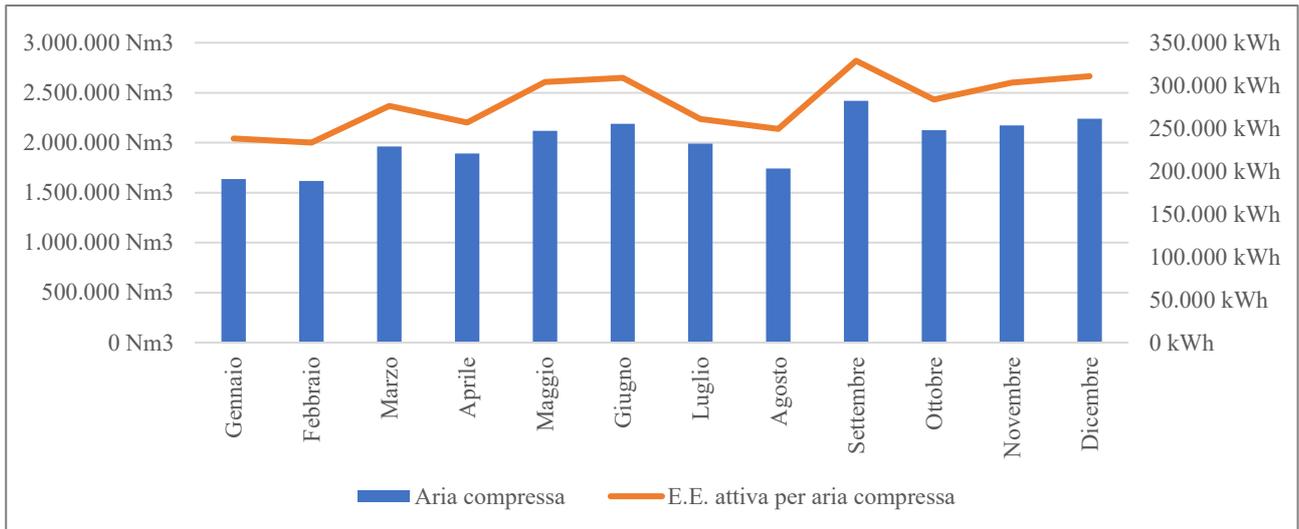


Figura 59: andamento del consumo di aria compressa e della relativa energia elettrica adoperata nell'anno 2022

Il grafico seguente illustra la regressione lineare sviluppata per la produzione di aria compressa e il consumo elettrico correlato.

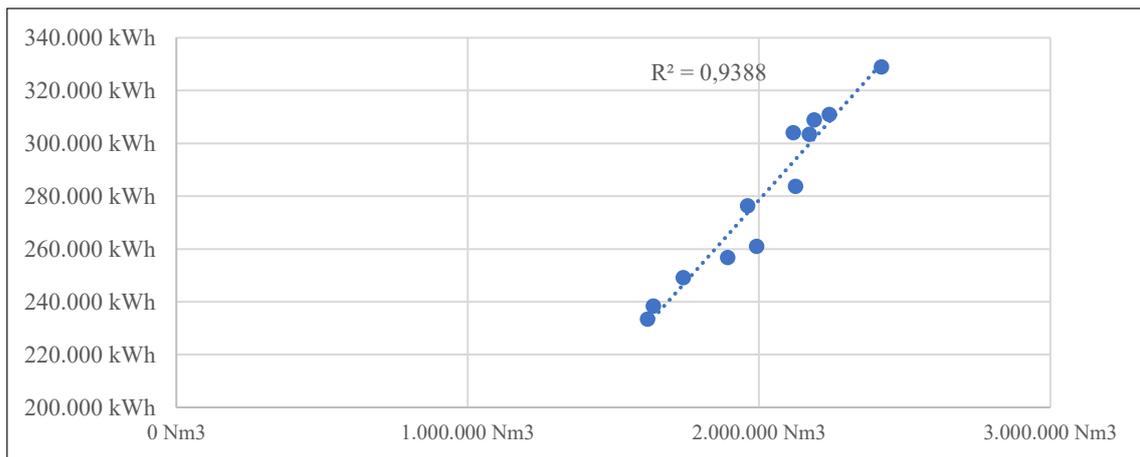


Figura 60: correlazione fra energia elettrica e aria compressa

L'indice di prestazione per l'energia elettrica impiegata per la produzione di aria compressa è valutato mensilmente come kWh/Nm^3 .

Tabella 24: KPI valutato come energia elettrica rispetto ad aria compressa nell'anno 2022

KPI – E.E. ATTIVA RISPETTO AD ARIA COMPRESSA – anno 2022											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0,146 kWh/N m ³	0,144 kWh/N m ³	0,141 kWh/N m ³	0,136 kWh/N m ³	0,144 kWh/N m ³	0,141 kWh/N m ³	0,131 kWh/N m ³	0,143 kWh/N m ³	0,136 kWh/N m ³	0,134 kWh/N m ³	0,140 kWh/N m ³	0,139 kWh/N m ³

Come osservabile da tabella, l'indicatore di prestazione energetica relativo alla produzione di aria compressa suggerisce che tale processo è svolto in maniera efficiente. Tuttavia, considerando l'aria compressa complessivamente prodotta e l'utilizzo effettivo delle utenze finali, si ricava che la

rete di distribuzione ha un rendimento pari a circa il 70%. Si conclude che l'impianto può essere associato ad una perdita corrispondente a circa 1.107.687 kWh, stimata considerando un indicatore di prestazione medio annuo pari a 0,139 kWh/Nm³. Pertanto, le perdite di aria compressa sono da considerare una fonte importante di dispendio energetico.

2.7 Emissioni di CO₂

Appresi i consumi dei vettori energetici, il seguente paragrafo verrà incentrato sulla valutazione delle emissioni di CO₂ di tipo *Scope 1* e *Scope 2*.

Il coefficiente emissivo adottato per la rendicontazione delle emissioni di tipo *Scope 2* con metodo *Market-based* è reso disponibile dal fornitore di energia elettrica ed è pari a 389 gCO₂/kWh. Tuttavia, poiché il metodo *Market-based* consente di tener conto di tutti gli strumenti contrattuali utilizzabili dalle aziende per rivendicare attributi specifici sull'energia acquistata, l'utilizzo della *Garanzia di Origine (GO)* annulla le emissioni associate al consumo di energia elettrica.

Tutti i coefficienti emissivi vengono riassunti nella tabella seguente.

Tabella 25: comparazione dei coefficienti emissivi dei combustibili per la rendicontazione delle emissioni

Gas naturale	56,1 kgCO ₂ /GJ	1,99 kgCO ₂ /Sm ³	202 gCO₂/kWh
Gasolio	74,1 kgCO ₂ /GJ	3186,3 kgCO ₂ /t	267 gCO₂/kWh

Tabella 26: comparazione dei coefficienti emissivi dell'energia elettrica per la rendicontazione delle emissioni

Energia elettrica	<i>Scope 2 - Market-based</i>	389 gCO₂/kWh
	<i>Scope 2 - Market-based con GO</i>	0 gCO₂/kWh
	<i>Scope 2 - Location-based</i>	270,3 gCO₂/kWh

Nell'ambito delle emissioni indirette (*Scope 2*), oltre a quelle derivanti dall'utilizzo di energia elettrica, vengono incluse quelle derivanti dalla combustione del gas naturale per la produzione di acqua surriscaldata; tale processo, infatti, avviene nella centrale termica gestita dal fornitore di servizi energetici. Poiché l'azienda non detiene la gestione della centrale termica, le emissioni associate sono da intendersi indirette secondo il *GHG protocol*. Trattandosi comunque di emissioni derivanti dalla combustione di gas naturale, il coefficiente emissivo applicato rimane invariato.

Le emissioni dirette (*Scope 1*) vengono riportate nella tabella seguente in cui vengono richiamati anche i consumi energetici associati.

Tabella 27: emissioni dirette derivanti dal consumo di gas naturale e gasolio nell'anno 2022

EMISSIONI DIRETTE (Scope 1)				
Vettore	Tipologia di consumo	Consumo	Coefficiente emissivo	Emissioni CO ₂
Gasolio	Collaudo e logistica	85 t	3186 kgCO ₂ /t	272 t
Gas naturale	Riscaldamento, ACS, processo	3.907.037 Sm ³	1,99 kgCO ₂ /Sm ³	7.775 t
Totale				8.052 t

Le emissioni indirette (*Scope 2*) vengono riportate nella tabella seguente in cui vengono richiamati anche i consumi energetici associati; la valutazione viene effettuata con entrambi i metodi *Market-based* e *Location-based*.

Tabella 28: emissioni indirette derivanti dal consumo di gas naturale ed energia elettrica nell'anno 2022

			EMISSIONI INDIRETTE (Scope 2)			
			Metodo <i>Market-based</i>		Metodo <i>Location-based</i>	
Vettore	Tipologia di consumo	Consumo	Coefficiente emissivo	Emissioni	Coefficiente emissivo	Emissioni
Energia elettrica	Totale	43.005.942 kWh	0 gCO ₂ /kWh	0 t	270,3 gCO ₂ /kWh	11.624 t
Gas naturale	Produzione di vettore secondario per riscaldamento o processo	3.696.003 Sm ³	1,99 kgCO ₂ /Sm ³	7.360 t	1,99 kgCO ₂ /Sm ³	7.360 t
Totale				7.360 t		18.984 t

Come osservabile dalla tabella, le emissioni derivanti da energia elettrica consumata sono annullate nel caso di metodo *Market-based* in quanto il fornitore ha venduto l'energia elettrica come rinnovabile approvvigionandosi della corrispondente quantità di *GO*.

La ripartizione delle emissioni totali è osservabile nel grafico seguente per entrambi i metodi di rendicontazione.

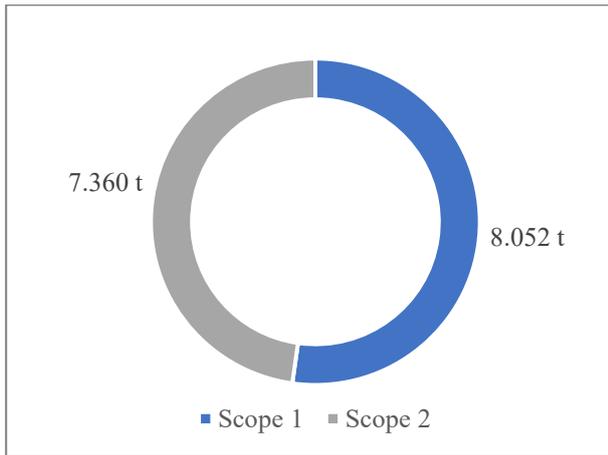


Figura 61: distribuzione delle emissioni Scope 1 e Scope 2 con metodo Market-based

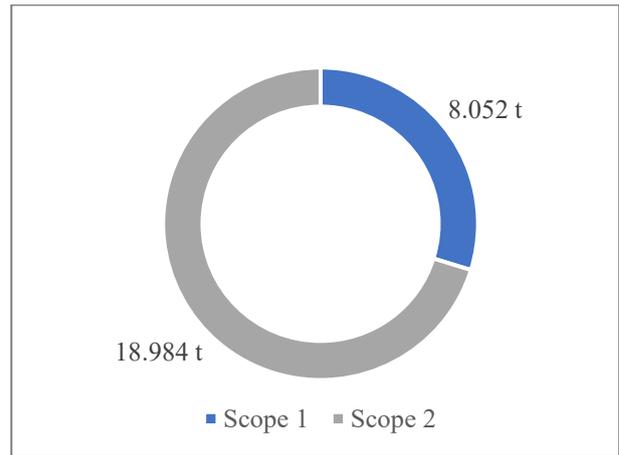


Figura 62: distribuzione delle emissioni Scope 1 e Scope 2 con metodo Location-based

3. Analisi di interventi implementabili nello stabilimento

3.1 Metodologia

Nel seguente capitolo verranno esplorati alcuni degli interventi implementabili nello stabilimento, ossia le strategie mirate a migliorare l'utilizzo delle risorse energetiche e le pratiche sostenibili che hanno delle potenziali ricadute positive come la riduzione dei consumi e delle emissioni. L'analisi di tali progetti verrà incentrata prevalentemente sugli aspetti di fattibilità economica, mentre gli aspetti tecnici verranno affrontati da fornitori esterni all'azienda.

Fondamentale nella valutazione delle iniziative individuate in ambito energetico è l'analisi di fattibilità economica volta a valutare la sostenibilità di un progetto dal punto di vista dei benefici attesi e dei costi sostenuti. Pertanto, un aspetto chiave di tale analisi è la valutazione dei flussi di cassa derivanti dal progetto. Questi includono i costi di investimento, i costi operativi e il risparmio economico conseguibile. Una prima analisi, più semplice, può essere condotta considerando esclusivamente informazioni quali l'investimento e il risparmio economico annuo atteso; tale valutazione consente il calcolo del criterio *SPBT* (*Simple Pay Back Time*).

$$SPBT = \frac{I}{S}$$

Nella formula compaiono le seguenti grandezze: *I*, investimento, *S*, risparmio annuo. L'investimento, *I*, consiste nella somma di tutti i costi iniziali sostenuti dall'azienda, quali i costi d'acquisto, di installazione e altri quali le possibili contingenze. Il risparmio annuo, *S*, viene calcolato come prodotto fra il risparmio energetico annuo conseguibile e il costo unitario dell'energia, precedentemente ottenuto mediante l'analisi approfondita delle bollette e riportato nuovamente nella tabella seguente.

Tabella 29: riepilogo degli attuali costi unitari dell'energia elettrica e del gas naturale

Costo unitario dell'energia elettrica	Costo unitario del gas naturale
0,23 €/kWh	0,56 €/Sm ³

Una valutazione più precisa della fattibilità richiede di stabilire il valore di alcuni criteri finanziari quali *NPV* (*Net Present Value*), *IRR* (*Internal Rate of Return*), *PBT* (*Payback Back Time*) determinabili una volta valutati i flussi di cassa attualizzati mediante il metodo noto come *DCF* (*Discounted Cash Flow*). Per gli interventi che verranno successivamente analizzati, il *Business Plan* verrà sviluppato utilizzando la struttura riportata nella figura successiva.

Il criterio *IRR* corrisponde al tasso di attualizzazione tale per cui il valore attuale netto, valutato per l'intera vita utile del progetto, assume un valore nullo.

$$0 = -I + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1 + IRR)^i}$$

Dopo aver descritto brevemente i criteri per la valutazione della fattibilità, si passerà all'analisi di alcuni dei progetti individuati. I valori del tasso di attualizzazione considerati per l'analisi di fattibilità economica sono differenti a seconda della tipologia di progetto considerato.

Tabella 30: valori dell'indice di attualizzazione in base alla tipologia di progetto

Sostituzione di lampade tradizionali con lampade a LED	Elettificazione del forno per ritocchi	Implementazione di un impianto fotovoltaico su copertura
11%	8,9 %	11 %

Il valore delle imposte, invece, è da considerarsi pari al 28% in ogni caso.

3.2 Illuminazione

Come riportato nel precedente capitolo, il consumo per illuminazione costituisce circa il 13% del consumo totale di energia elettrica totale dello stabilimento; infatti, le diverse aree sono caratterizzate dalla presenza di lampade tradizionali non efficienti. Uno degli interventi di efficientamento energetico più semplici e convenienti è la sostituzione delle lampade tradizionali con lampade a LED. Il personale dello stabilimento ha individuato la possibilità di implementare tale tipologia di lampade in diverse aree; nel paragrafo seguente, pertanto, verranno illustrate due diverse proposte.

3.2.1 Sostituzione di lampade a ioduri metallici

La prima proposta che verrà analizzata riguarda la sostituzione di lampade a ioduri metallici, tutte dalla potenza di 400 *W*, presenti nelle aree dello stabilimento precedentemente identificate come *Ovest*, *Lastratura*, *Collaudo* e *Finzione*.



Figura 64: lampade a ioduri metallici in area Ovest



Figura 65: lampade a ioduri metallici in area Collaudo e Finizione

L'intervento di sostituzione non riguarda l'intero sistema di illuminazione delle zone identificate. In particolare, nelle aree *Lastratura*, *Ovest*, *Collaudo e Finizione* è possibile la sostituzione dei corpi illuminanti indicati nella tabella riportata di seguito. Nella stessa tabella, viene valutato il costo annuo associato al consumo energetico derivante dall'uso degli attuali corpi illuminanti.

Tabella 31: consumo energetico e costo sostenuto nello stato ex-ante

Area	Tipologia lampada	Potenza unitaria	Numero di corpi	Numero di ore annue	Consumo annuo	Costo unitario energia elettrica	Costo annuo
Area Ovest	Ioduri metallici	400 W	453	5.280 h/a	956.736 kWh/a	0,23 €/kWh	220.049 €/a
Collaudo e Finizione			72		152.064 kWh/a		34.974 €/a
Lastratura			40		84.480 kWh/a		19.430 €/a
Totale			565		1.193.280 kWh/a		274.454 €/a

Le caratteristiche delle lampade a ioduri metallici necessarie per la costruzione del *Business Plan* vengono riportate nella tabella seguente.

Tabella 32: caratteristiche della lampada adoperata nello stato ex-ante

Ore di vita utile	Ore annue di funzionamento	Anni di vita utile	Costo di acquisto per lampada	Costo di installazione per lampada	Costo annuo per lampada
10.000 h	5.280 h/a	1,9 a	40 €	10 €	26,4 €

Il numero di anni di vita utile e il costo annuo della lampada attualmente adoperata sono calcolati come segue:

$$Anni_{vita\ utile, lampada} = \frac{Ore_{vita\ utile, lampada}}{Ore_{funzionamento\ annuo, lampada}}$$

$$Costo_{annuo,lampada} = \frac{Costo_{acquisto,lampada} + Costo_{installazione,lampada}}{Anni_{vita\ utile,lampada}}$$

Poiché ciascun corpo illuminante contiene una sola lampada, il numero totale di lampade coincide con il numero totale di corpi illuminanti. Pertanto, il costo annuo totale delle lampade attualmente presenti è valutato moltiplicando il numero totale di corpi illuminanti per il costo annuo della singola lampada.

Tabella 33: costo annuo delle lampade nello stato ex-ante

Numero totale di lampade	Costo annuo delle lampade
565	14.916 €/a

La situazione *post-intervento* viene riportata in forma tabellare indicando anche i costi di investimento, *I*, necessari da sostenere per l'acquisto e l'installazione. Il sistema che si mira ad installare è tale da consentire il controllo dei corpi illuminanti e dunque la regolazione dell'illuminazione, processo spesso indicato come *dimmeraggio*. In base all'esperienza dell'azienda e alle indicazioni dei fornitori, il risparmio energetico che si prevede di conseguire mediante l'utilizzo della regolazione dell'illuminazione è circa pari al 15% del consumo nominale dei corpi illuminanti a LED.

Tabella 34: consumo energetico e costo sostenuto nello stato post-intervento

Area	Tipologia lampada	Potenza unitaria	Numero di corpi	Numero di ore annue	Risparmio per dimmer	Consumo annuo	Costo unitario energia elettrica	Costo annuo
Area Ovest	LED	210 W	240	5.280 h/a	15% (rispetto al consumo nominale delle lampade)	385.160 kWh/a	0,23 €/kWh	88.587 €/a
		280 W	40					
		140 W	173					
Collaudo e Finizione		140 W	16			59.062 kWh/a		13.584 €/a
		210 W	44					
Lastratura		350 W	12			62.832 kWh/a		14.451 €/a
Totale			565			507.054 kWh/a		116.622 €/a

I ricavi totali sono ottenuti sommando il costo annuo evitato, associato alla manutenzione delle lampade esistenti, al ricavo annuo derivante dalla diminuzione del consumo energetico.

Tabella 35: ricavo annuo totale derivante dalla sostituzione delle lampade a ioduri metallici

Ricavi per variazione consumo energetico	157.831 €/a
Costo annuo per manutenzione evitata	14.916 €/a
Ricavi totali	172.748 €/a

Le caratteristiche delle lampade a LED necessarie per la costruzione del *Business Plan* vengono riportate nella tabella seguente.

Tabella 36: investimento e caratteristiche delle lampade nello stato post-intervento

Costo di acquisto dei corpi	Costo di installazione dei corpi	Investimento	Ore di vita utile della lampada	Ore annue di funzionamento	Anni di vita utile
280.324 €	129.950 €	410.274 €	30.000 h	5.280 h/a	5,7

Il *Business Plan* viene costruito sulla base di un ammortamento a quota fissa valutato su un numero di anni di vita utile del progetto, n , pari a sei (6). Ricavata la vita utile delle lampade a LED, di conseguenza è possibile ipotizzare che per l'intera vita utile del progetto non sia prevista alcuna sostituzione delle lampade a LED. Il calcolo del deprezzamento dei corpi illuminanti viene riportato di seguito.

Tabella 37: ammortamento dell'investimento iniziale per sostituzione di lampade a ioduri metallici

Investimento	410.274 €
Anni di vita utile	6
Ammortamento	68.379 €

Desunte tutte le informazioni necessarie, si riporta di seguito il *Business Plan*.

Tabella 38: Business Plan dell'intervento di sostituzione delle lampade a ioduri metallici

	Anno					
	0	1	2	3	4	5
Investimento	-410.274 €	-	-	-	-	-
Ricavi	-	172.748 €	172.748 €	172.748 €	172.748 €	172.748 €
O&M	-	- 0 €	- 0 €	- 0 €	- 0 €	- 0 €
Ricavi + O&M	-	172.748 €	172.748 €	172.748 €	172.748 €	172.748 €
Ammortamento	- 68.379 €	- 68.379 €	- 68.379 €	- 68.379 €	- 68.379 €	- 68.379 €
Imponibile	-	52.184 €	104.369 €	104.369 €	104.369 €	104.369 €
Imposte	-	- 14.612 €	- 29.223 €	- 29.223 €	- 29.223 €	- 29.223 €
Flusso di cassa	-410.274 €	158.136 €	143.525 €	143.525 €	143.525 €	143.525 €
Flusso di cassa attualizzato	- 410.274 €	142.465 €	116.488 €	104.944 €	94.544 €	85.175 €
Flusso di cassa cumulato	-410.274 €	-267.809 €	-151.321 €	-46.377 €	48.167 €	133.342 €

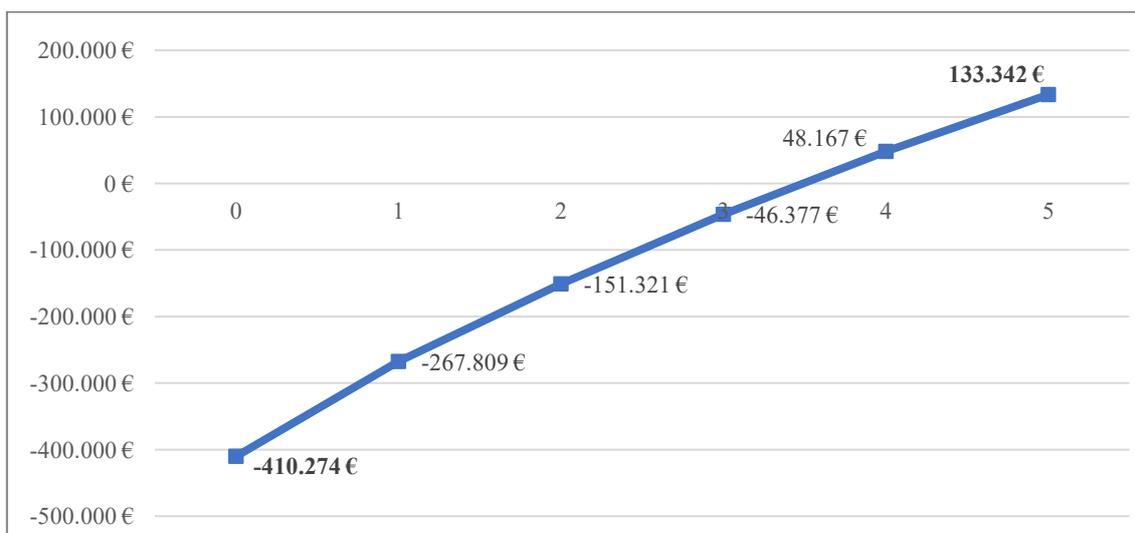


Figura 66: flusso di cassa cumulato dell'intervento di sostituzione delle lampade a ioduri metallici

Tabella 39: parametri per la valutazione dell'intervento di sostituzione delle lampade a ioduri metallici

SPBT	PBT	NPV	IRR
2,4 a	3,5 a	133.342 €	23,5 %

Concludendo, l'investimento consentirebbe un potenziale risparmio annuo di energia elettrica pari a 686.226 kWh/a, attualmente traducibile in un risparmio economico di circa 157.831 €/a. Garantendo un tempo di ritorno relativamente breve, l'investimento risulta molto conveniente per l'azienda.

Il risparmio energetico consentirebbe, inoltre, una riduzione di emissioni di tipo *Scope 2* di 185 t/a di CO₂, valutata con metodo *Location based*.

Tabella 40: emissioni evitate mediante l'intervento di sostituzione delle lampade a ioduri metallici

	EMISSIONI INDIRETTE EVITATE (<i>Scope 2</i>)				
	Consumo evitato	Metodo <i>Market-based</i>		Metodo <i>Location-based</i>	
		Coefficiente emissivo	Emissioni evitate	Coefficiente emissivo	Emissioni evitate
Energia elettrica	686.226 kWh	0 gCO ₂ /kWh	0 t	270,3 gCO ₂ /kWh	185 t

3.2.2 Sostituzione di lampade a fluorescenza

Nel seguente paragrafo verrà illustrata la proposta di intervento di *relamping* delle aree *Lastratura*, *Montaggi*, *Verniciatura*; tali aree sono tutte caratterizzate dalla presenza di corpi illuminanti di tipo *2x58 W*, *3x58 W*, *4x58 W*, ossia contenenti, rispettivamente, due (2), tre (3), quattro (4) lampade a fluorescenza dalla potenza nominale di 58 *W*. Poiché il metodo per la valutazione dell'investimento è lo stesso adoperato per l'intervento di *relamping* precedentemente analizzato, di seguito verranno esposti in maniera condensata i risultati ottenuti.

Tabella 41: consumo energetico e costo sostenuto nello stato *ex-ante*

Area	Tipologia lampada	Numero di corpi	Numero di ore annue	Consumo annuo	Costo unitario energia elettrica	Costo annuo
Lastratura	A fluorescenza 2x58 W 3x58 W 4x58 W	513	5.280 h/a	314.202 kWh/a	0,23 €/kWh	72.267 €
Verniciatura		570		463.341 kWh/a		106.568 €
Montaggi		861		581.856 kWh/a		133.827 €
Totale		1944		1.359.399 kWh/a		342.662 €

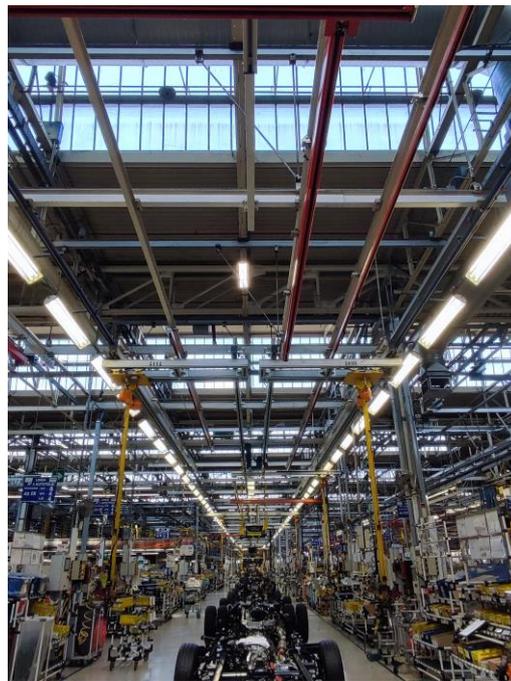


Figura 67: lampade a fluorescenza in area Montaggi

L'intervento individuato dal personale dello stabilimento prevede la sostituzione delle sole lampade adoperate e il mantenimento della plafoniera attualmente installata. Il costo di investimento e il rispettivo deprezzamento vengono riportati di seguito.

Tabella 42: investimento e caratteristiche delle lampade nello stato post-intervento

Costo di acquisto dei corpi	Costo di installazione dei corpi	Investimento	Ore di vita utile della lampada	Ore annue di funzionamento	Anni di vita utile
256.729 €	179.710 €	436.439 €	30.000 h	5.280 h/a	5,7

Tabella 43: ammortamento dell'investimento iniziale per sostituzione di lampade a fluorescenza

Investimento	436.439 €
Anni di vita utile	6
Ammortamento	72.740 €

Il calcolo del costo associato all'utilizzo di energia elettrica nello stato post-intervento è riportato nella tabella seguente.

Tabella 44: consumo energetico e costo sostenuto nello stato post-intervento

Area	Tipologia lampada	Numero di corpi	Numero di ore annue	Consumo annuo	Costo unitario energia elettrica	Costo annuo
Lastratura	LED	513	5.280 h/a	162.518 kWh/a	0,23 €/kWh	37.379 €/a
Verniciatura	2x30 W	570		298.742 kWh/a		68.711 €/a
	4x30 W					
Montaggi	3x40 W	861		300.960 kWh/a		69.221 €/a
Totale		1944		762.221 kWh/a		175.311 €/a

Come per l'intervento analizzato al paragrafo precedente, il ricavo annuo totale è ottenibile sommando il costo annuo evitato delle lampade presenti, dovuto all'attuale necessità di manutenzione, ai ricavi annui per la variazione del consumo energetico.

Tabella 45: ricavo annuo totale derivante dalla sostituzione di lampade a fluorescenza

Ricavi per variazione consumo energetico	137.351 €/a
Costo annuo per manutenzione evitata	30.000 €/a
Ricavi totali	167.351 €/a

La valutazione del flusso di cassa cumulato è riportata in tabella seguente.

Tabella 46: Business Plan dell'intervento di sostituzione delle lampade a fluorescenza

	Anno					
	0	1	2	3	4	5
Investimento	-436.439 €	-	-	-	-	-
Ricavi	-	167.351 €	167.351 €	167.351 €	167.351 €	167.351 €
O&M	-	- 0 €	- 0 €	- 0 €	- 0 €	- 0 €
Ricavi + O&M	-	167.351 €	167.351 €	167.351 €	167.351 €	167.351 €
Ammortamento	- 72.740 €	- 72.740 €	- 72.740 €	- 72.740 €	- 72.740 €	- 72.740 €
Imponibile	-	47.618 €	89.236 €	89.236 €	89.236 €	89.236 €
Imposte (28%)	-	- 13.246 €	- 26.491 €	- 26.491 €	- 26.491 €	- 26.491 €
Flusso di cassa	-436.439 €	154.106 €	154.106 €	154.106 €	154.106 €	154.106 €
Flusso di cassa attualizzato	-436.439 €	138.834 €	114.325 €	102.996 €	92.789 €	82.594 €
Flusso di cassa cumulato	-436.439 €	-297.606 €	-183.280 €	-80.285 €	12.504 €	96.097 €

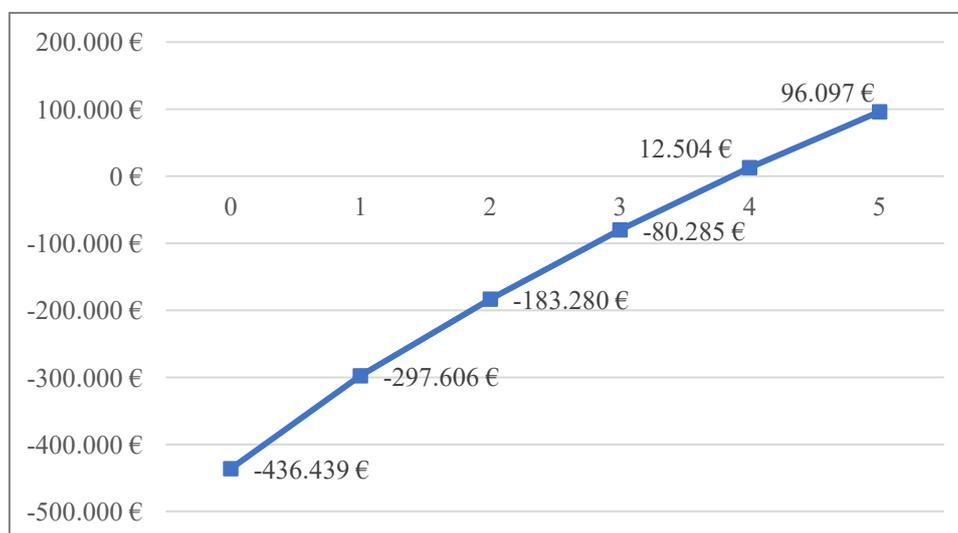


Figura 68: flusso di cassa cumulato dell'intervento di sostituzione delle lampade a fluorescenza

Tabella 47: parametri per la valutazione dell'intervento di sostituzione delle lampade a fluorescenza

SPBT	PBT	NPV	IRR
2,6 a	3,9 a	96.097 €	19,6 %

L'investimento consentirebbe un risparmio annuo di energia elettrica pari a 597.179 kWh/a, corrispondente a circa 137.351 €/a. Anche in tale caso, garantendo un tempo di ritorno relativamente breve, l'investimento risulta particolarmente conveniente.

Il risparmio energetico potenzialmente ottenibile consentirebbe una riduzione di emissioni di tipo Scope 2 di 161 t/a di CO₂, valutata con metodo Location-based.

Tabella 48: emissioni evitate mediante intervento di sostituzione di lampade a fluorescenza

	EMISSIONI INDIRETTE EVITATE (Scope 2)				
	Consumo evitato	Metodo <i>Market-based</i>		Metodo <i>Location-based</i>	
		Coefficiente emissivo	Emissioni evitate con GO	Coefficiente emissivo	Emissioni evitate
Energia elettrica	597.179 kWh	0 gCO ₂ /kWh	0 t	270,3 gCO ₂ /kWh	161 t

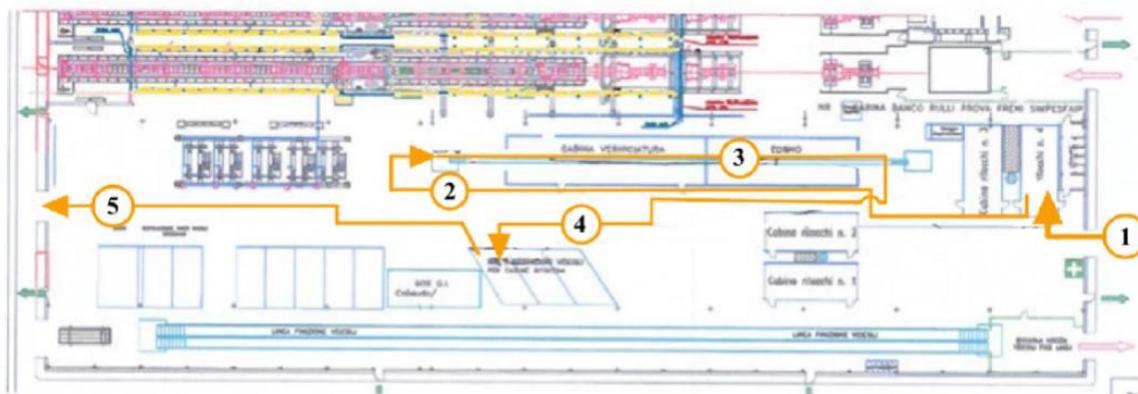
3.3 Elettrificazione del forno per ritocchi

Come dedotto nel capitolo precedente, il consumo di calore, ossia di acqua surriscaldata, è determinato, per circa il 34% del consumo totale, dall'area *Collaudo e Finizione*. All'interno del reparto di finizione, in particolare, il calore viene adoperato sia ai fini del riscaldamento sia per la polimerizzazione delle vernici applicate in fase di *ritocco* delle scocche. Quest'ultimo processo consiste nella riparazione di piccoli difetti o danni sulla superficie verniciata, senza dover ricorrere alla ripetizione dell'intero processo di verniciatura.

L'intervento analizzato nel seguente paragrafo consiste nell'installazione di appositi pannelli a raggi infrarossi al fine garantire il processo di essiccazione delle vernici richiesto dall'operazione di ritocco. L'implementazione dei pannelli a infrarossi nel reparto di *Finizione* consentirebbe una modesta riduzione dei consumi energetici di gas naturale adoperato in centrale termica per la produzione di acqua surriscaldata.

Attualmente, il processo di essiccazione delle vernici nel reparto di finizione avviene all'interno di un apposito forno. I veicoli su cui vengono riscontrate difettosità, dunque, subiscono il processo di ritocco all'interno di apposite cabine. Successivamente, questi vengono inviate al forno per l'essiccazione passando prima attraverso una cabina per spruzzatura ormai in disuso ma attualmente impiegata per la preparazione delle vernici. Terminato il processo di cottura delle vernici, i veicoli completi vengono sottoposti alla *Lucidatura*.

Flusso attuale



- 1 - Ingresso in cabina ritocco
- 2 - Entrata in cabina spruzzatura
- 3 - Passaggio in forno per ritocchi
- 4 - Lucidatura
- 5 - Uscita

Figura 69: flusso attualmente adoperato per il processo di finizione

Il funzionamento del forno per la cottura delle vernici prevede l'utilizzo di acqua surriscaldata, in arrivo direttamente dalla centrale termica a una temperatura di 135 °C circa, per l'alimentazione di una centrale di trattamento aria. Pertanto, la CTA fornisce aria calda alla temperatura di 80 °C, distribuendola all'interno del forno per ritocchi mediante ventilatori. L'attuale configurazione ha diverse volte causato problematiche relative all'inefficienza della centrale termica, in quanto la necessità di ritoccare alcuni veicoli ha richiesto la produzione di acqua surriscaldata in giorni in cui la produzione dello stabilimento è stata notevolmente ridotta. Pertanto, si è posta la necessità di disaccoppiare tale utenza dalla centrale termica. Parallelamente, la cabina di spruzzatura adiacente al forno viene riscaldata, esclusivamente nel periodo invernale, utilizzando aria alla temperatura di circa 30 °C fornita da una CTA, e distribuita da ventilatori. Anche in tale caso, l'utilizzo della CTA richiede la fornitura di acqua surriscaldata. Sebbene in disuso, infatti, la cabina per spruzzatura viene ormai impiegata per la preparazione delle vernici da parte del personale addetto; il locale necessita dunque di ventilazione oltre che di riscaldamento per evitare dispersioni eccessive dal forno adiacente. L'aria immessa in entrambi i locali viene successivamente estratta mediante appositi estrattori. Uno schema di funzionamento è riportato in figura seguente.

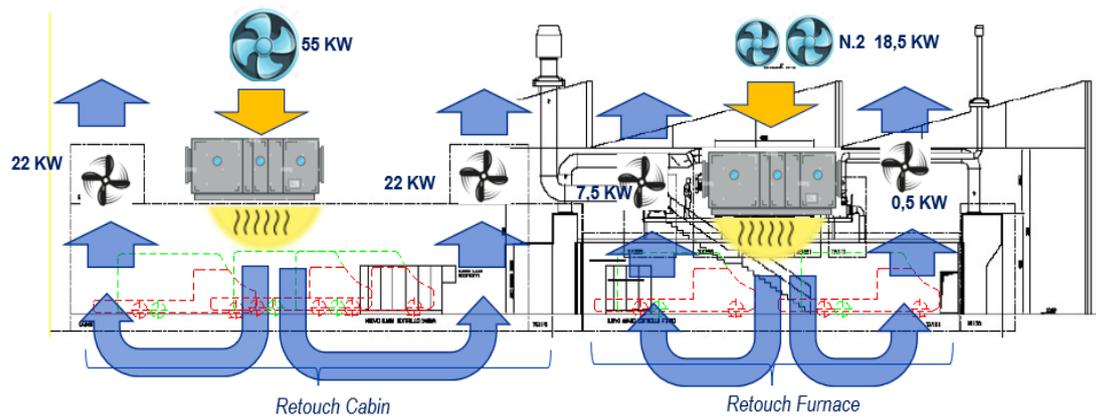


Figura 70: schema della cabina di spruzzatura e del forno per ritocchi



Figura 71: vista della cabina per spruzzatura e del forno per ritocchi in sequenza

I grafici riportati di seguito mostrano gli andamenti dei consumi giornalieri di calore, fornito da acqua surriscaldata, e di energia elettrica, utilizzata dai ventilatori di immissione e di estrazione citati precedentemente.

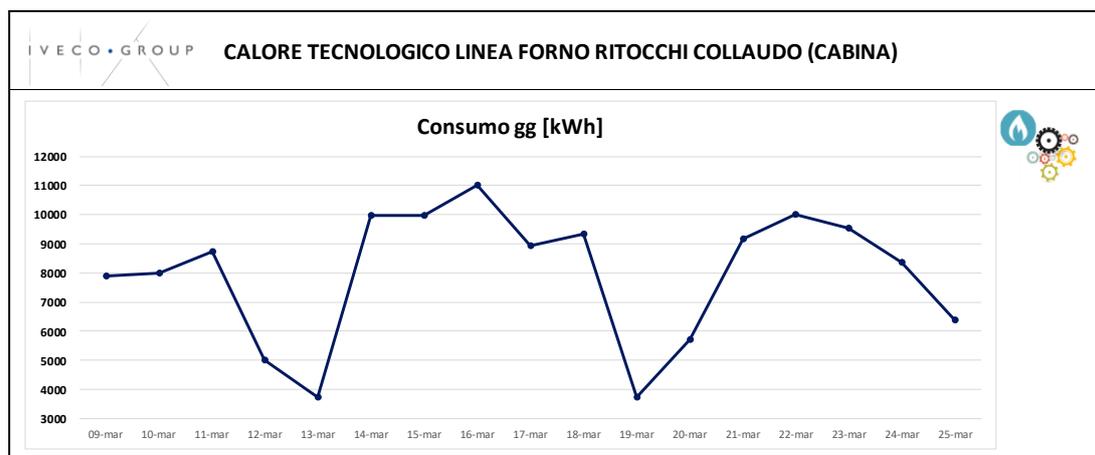


Figura 72: calore utilizzato in CTA per immissione di aria calda in cabina spruzzatura

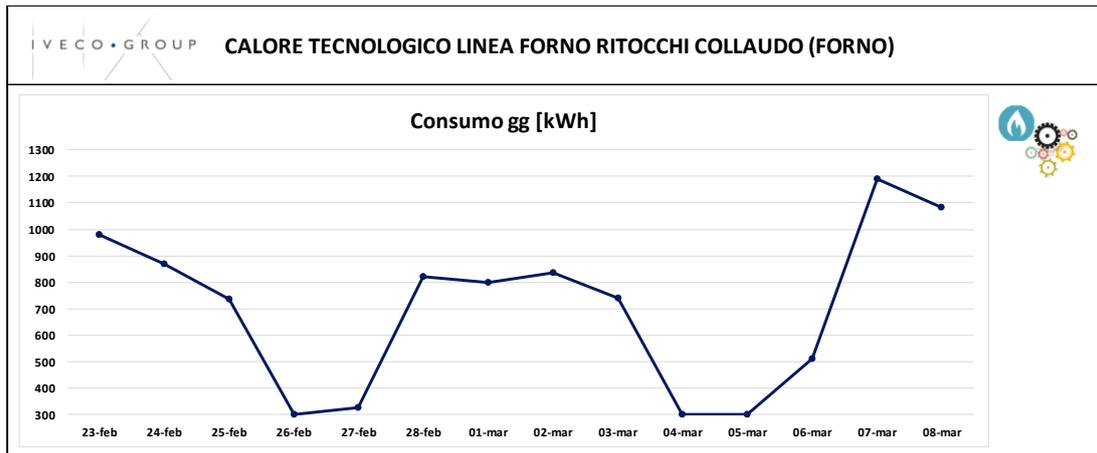


Figura 73: calore utilizzato in CTA per immissione di aria calda in forno per ritocchi

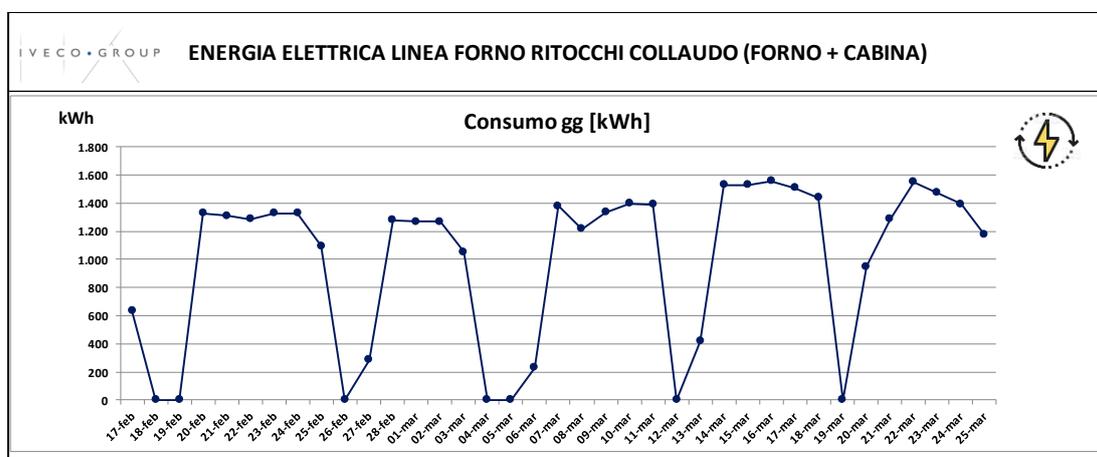


Figura 74: energia elettrica utilizzata per l'immissione e l'estrazione di aria

Al fine di tracciare tali andamenti, il personale di stabilimento ha dovuto eseguire delle misure puntuali per alcuni dei giorni fra i mesi di febbraio e marzo dell'anno corrente. Come osservabile dai grafici, l'utilizzo di energia elettrica e di calore è nullo in alcuni giorni dell'anno in quanto esso è strettamente dipendente dalla presenza di veicoli o parti di essi difettosi. I consumi annui dei vettori nello stato antecedente all'intervento vengono stimati e riportati in tabella seguente.

Tabella 49: consumi annui di calore ed energia elettrica presso la linea di finizione

CONSUMO ANNUO EX-ANTE		
Acqua surriscaldata CTA cabina spruzzatura	Acqua surriscaldata CTA forno ritocchi	Energia elettrica ventilatori CTA cabina spruzzatura e forno ritocchi
3.921 GJ/a	713 GJ/a	298.320 kWh/a

La stima dei consumi annui è stata necessaria in quanto la misura del calore per processo avviene esclusivamente in ingresso alla U.O. Finizione e Collaudo. Tale stima è stata ottenuta considerando il prodotto fra il consumo medio giornaliero, calcolato considerando la media dei consumi giornalieri registrati nei giorni campionati, e il numero di giorni annui lavorativi dello

stabilimento. Nel caso del calore per cabina spruzzatura, tuttavia, è stato utilizzato un numero di giorni pari a centoventi (120) in quanto questa viene riscaldata solo in regime invernale. Considerando un consumo specifico medio annuo della centrale termica pari a $30,9 \text{ Sm}^3/\text{GJ}$, è possibile risalire al corrispondente consumo di gas.

Tabella 50: consumo annuo di gas naturale per la generazione di acqua surriscaldata impiegata presso la linea di finizione

CONSUMO ANNUO EX-ANTE		
Consumo specifico medio annuo della centrale termica	Gas naturale per cabina spruzzatura	Gas naturale per forno ritocchi
30,9 Sm ³ /GJ	121.167 Sm ³	22.025 Sm ³

Tabella 51: costo annuo stimato per l'uso di vettori energetici lungo la linea di finizione

COSTO MEDIO ANNUO EX-ANTE		
Gas naturale per cabina spruzzatura	Gas naturale per forno ritocchi	Costo E.E. per ventilatori C.T.A.
67.854 €	12.334 €	68.614 €

I pannelli radianti, di seguito talvolta indicati con il termine *lampade* o *pannelli*, sono progettati in modo da emettere radiazioni infrarosse nella gamma di lunghezza d'onda appropriate per riscaldare e asciugare rapidamente la vernice. Le lampade e, più in generale, l'intero sistema di essiccazione di cui fanno parte, sono costruite in modo specifico in base alle esigenze dell'azienda, dunque in base alla forma dei veicoli da ritoccare. Gli emettitori proposti consentono l'emissioni di infrarossi sia a onde corte ($0,78 \div 1,4 \mu\text{m}$), sia a onde medie ($1,4 \div 3 \mu\text{m}$) a seconda delle esigenze dell'applicazione:

- I raggi infrarossi a onde corte hanno una minore capacità di penetrazione dei materiali. Essi sono pertanto più adatti per il riscaldamento superficiale, dunque sono adatte per essiccare velocemente la vernice depositata su superfici di spessore limitato;
- I raggi infrarossi a onde medie sono caratterizzati da una capacità di penetrazione più profonda e pertanto sono maggiormente adatti per strati più spessi di materiale che richiedono un riscaldamento uniforme su una maggiore profondità.



Figura 75: pannelli radianti a IR installati su struttura a soffitto [12]

Il processo di essiccazione delle vernici con lampade a infrarossi prevede l'assorbimento dell'energia infrarossa incidente da parte dei materiali verniciati. L'alta temperatura permette alla vernice di perdere rapidamente l'umidità e di indurirsi, creando un rivestimento solido e duraturo. Il processo risulta più veloce rispetto ai tradizionali metodi di asciugatura.

L'impianto di essiccazione a lampade IR si prevede possa essere installato nella cabina n. 2 del reparto. Il potenziale assetto individuato insieme a un fornitore prevede l'installazione delle lampade IR su un sistema a vie di corsa a doppio binario ancorato al soffitto della cabina.



Figura 76: vista della cabina di ritocco n.2

L'implementazione di sei gruppi di pannelli indipendenti assicurerebbe la flessibilità richiesta dalla varianza dei punti da ritoccare, tipicamente uno o più punti sulle pareti laterali, cofano e porte posteriori. La presenza di diversi gruppi indipendenti introduce la possibilità di adoperare solamente i pannelli necessari agli spot da riparare, riducendo la potenza impiegata dal processo. Complessivamente, la soluzione comprende sei (6) gruppi indipendenti per una potenza nominale complessiva pari a 54 kW.

Di conseguenza, parte del risparmio conseguibile consisterebbe nella spesa attualmente sostenuta per la produzione di acqua surriscaldada adoperata presso le CTA. Il costo del gas naturale considerato è pari a 0,56 €/Sm³, mentre è 0,23 €/kWh nel caso dell'energia elettrica.

Tabella 54: Ricavo annuo totale derivante dall'implementazione di pannelli IR

	Gas naturale per cabina spruzzatura	Gas naturale per forno ritocchi	Energia elettrica
Ricavi per variazione consumo energetico	67.854 €	12.334 €	7.135 €
Ricavi	87.322 €		

Il costo di investimento, comprensivo dei costi di acquisto e di installazione, può essere stimato sulla base delle indicazioni di un fornitore; questo ammonta a circa 275.000 €. Si precisa, tuttavia, che tali costi non includono i costi per la dismissione del forno e della cabina spruzzatura, in quanto questo processo avverrebbe in un secondo momento. L'ammortamento è stato valutato considerando una vita utile pari a sei (6) anni.

Tabella 55: ammortamento dell'investimento iniziale per l'implementazione di pannelli IR

Investimento	275.000 €
Anni di vita utile	6
Ammortamento	45.833 €

I costi annui di manutenzione, invece, sono stati considerati nulli in quanto praticamente irrilevanti.

Il *Business Plan* riportato di seguito è stato valutato considerando il tasso di attualizzazione pari al 8,9%. Si ipotizza che la conclusione dell'installazione possa avvenire entro l'anno corrente.

Tabella 56: Business Plan dell'intervento di implementazione di pannelli IR

	Anno					
	0	1	2	3	4	5
Investimento	-275.000 €	-	-	-	-	-
Ricavi	29.107 €	87.322 €	87.322 €	87.322 €	87.322 €	87.322 €
O&M	- 0 €	- 0 €	- 0 €	- 0 €	- 0 €	- 0 €
Ricavi + O&M	29.107 €	87.322 €	87.322 €	87.322 €	87.322 €	87.322 €
Ammortamento	- 45.833 €	- 45.833 €	- 45.833 €	- 45.833 €	- 45.833 €	- 45.833 €
Imponibile	-	34.574 €	34.574 €	34.574 €	34.574 €	34.574 €
Imposte (28%)	-	- 9.681 €	- 11.617 €	- 11.617 €	- 11.617 €	- 11.617 €
Flusso di cassa	-245.893 €	77.642 €	75.705 €	75.705 €	75.705 €	75.705 €
Flusso di cassa attualizzato	-245.893 €	71.296 €	65.469 €	60.119 €	55.206 €	50.649 €
Flusso di cassa cumulato	-245.893 €	-174.596 €	-109.127 €	-49.008 €	- 6.198 €	56.892 €

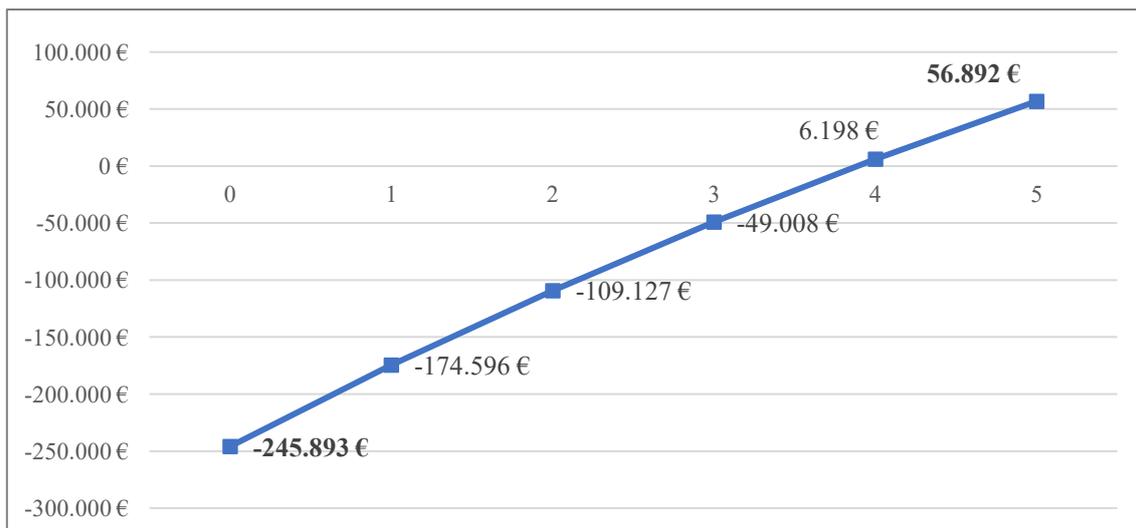


Figura 78: flusso di cassa cumulato dell'intervento di implementazione di pannelli IR

Tabella 57: parametri per la valutazione dell'investimento per l'implementazione di pannelli IR

SPBT	3 a
PBT	3,8 a
NPV	56.892 €
IRR	17,4 %

L'intervento, apportando una riduzione del consumo di acqua surriscaldata, causa una riduzione delle emissioni di CO_2 di tipo *Scope 2*. La riduzione dei consumi di energia elettrica causa anch'essa una riduzione delle emissioni di tipo *Scope 2* in ambito *Location-based*, ma questa è praticamente irrilevante. Di seguito si riporta la valutazione effettuata con entrambi i metodi di rendicontazione *Market-based* e *Location-based*.

Tabella 58: emissioni evitate mediante l'implementazione di lampade IR

	Consumo risparmiato	EMISSIONI INDIRETTE RISPARMIATE (Scope 2)			
		Metodo <i>Market-based</i>		Metodo <i>Location-based</i>	
		Coefficiente emissivo	Emissioni	Coefficiente emissivo	Emissioni
Energia elettrica	31.020 kWh	0 gCO ₂ /kWh	0 t	270,3 gCO ₂ /kWh	8 t
Gas naturale per produzione di calore	146.900 Sm ³	1,99 kgCO ₂ /Sm ³	286 t	1,99 kgCO ₂ /Sm ³	286 t
Totale			286 t		294 t

L'impiego delle lampade a raggi infrarossi nel processo di essiccazione delle vernici si dimostra di particolare rilevanza e di notevole interesse. Una strategia percorribile potrebbe essere quella di una successiva implementazione dei pannelli radianti nelle rimanenti cabine di ritocco per migliorare il processo produttivo.

3.4 Impianto fotovoltaico

All'interno dello stabilimento in analisi è emersa la potenziale implementazione di un impianto fotovoltaico utile per la produzione di energia elettrica in loco.



Figura 79: aree identificate per l'implementazione dell'impianto fotovoltaico

Il seguente paragrafo verrà incentrato prima sull'analisi energetica e, successivamente, sulla fattibilità economica.

L'analisi energetica di un impianto fotovoltaico mira innanzitutto ad individuare la taglia dell'impianto necessaria a soddisfare il fabbisogno dello stabilimento. Ai fini di un dimensionamento preliminare, un approccio classico prenderebbe in considerazione l'intero fabbisogno energetico dello stabilimento. Tuttavia, la strategia attualmente adottata dall'azienda prevede di riuscire a soddisfare esclusivamente il fabbisogno fisso dello stabilimento, massimizzando l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta. L'eventuale accrescimento della taglia dell'impianto potrebbe essere preso in considerazione, in una fase successiva, nel caso di una forte elettrificazione dei consumi, evento che causerebbe chiaramente un aumento del consumo fisso. La curva di durata elettrica mostra come lo stabilimento sia caratterizzato da un consumo fisso circa pari a 1200 kWh per ogni ora. Inoltre, dalla curva oraria di consumo elettrico, precedente alla curva di durata elettrica, è possibile osservare che il consumo elettrico ha raggiunto valori prossimi a quello minimo nei mesi di aprile, agosto, ottobre, dicembre. Poiché, verosimilmente, l'impianto fotovoltaico sarà caratterizzato da producibilità maggiore nel mese di agosto, la producibilità media di tale mese è stata presa come riferimento per il dimensionamento preliminare dell'impianto. A parità di fabbisogno, infatti, una producibilità maggiore è responsabile di una taglia minore. Determinato il fabbisogno fisso dello stabilimento, è necessario valutare la producibilità dell'impianto al fine di eseguire un dimensionamento preliminare. Tale fase dell'analisi è stata completata mediante l'utilizzo del *Photovoltaic Geographical*

Information System (PV-GIS), strumento di analisi e valutazione fotovoltaica basato su un sistema informativo geografico (*GIS*). *PV-GIS* combina dati topografici, meteorologici e solari per calcolare in modo accurato la potenza elettrica generata da un impianto fotovoltaico in una determinata area geografica.

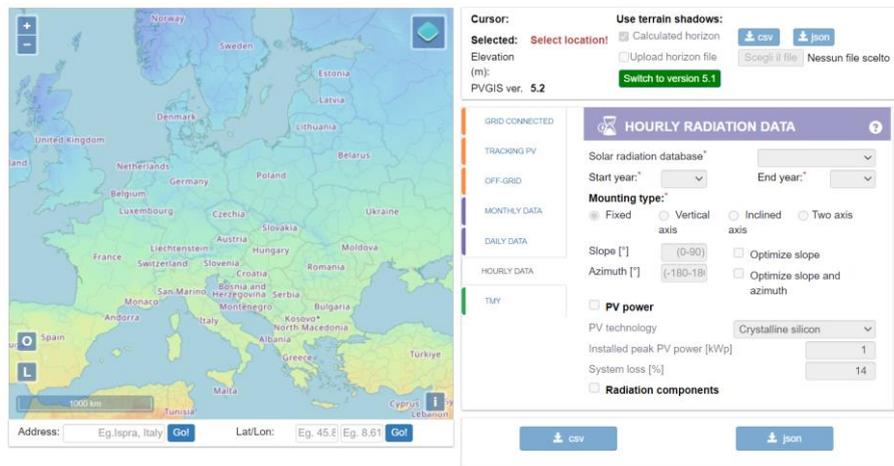


Figura 80: interfaccia grafica di PV-GIS [13]

Dapprima, esso determina l'irraggiamento incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici. Pertanto, questo strumento fornisce informazioni riguardo la radiazione solare globale, utili per valutare le prestazioni del sistema durante un determinato periodo di osservazione. Successivamente, tenendo conto di parametri come la posizione geografica, l'orientamento dei pannelli solari, l'inclinazione, l'ombreggiamento e le perdite di conversione, esso stima la produzione energetica in *kWh/kWp*. Come osservabile dalla figura precedente, lo strumento richiede la compilazione di alcune voci; le scelte vengono riportate in tabella seguente.

Tabella 59: settaggio dei parametri di PV-GIS

PARAMETRI PV-GIS	
<i>Solar radiation database</i>	<i>PVGIS-SARAH2</i>
<i>Start year</i>	2016
<i>End year</i>	2020
<i>Mounting type</i>	<i>Fixed</i>
<i>Slope</i>	20 deg.
<i>Azimuth</i>	-15 deg.
<i>PV technology</i>	<i>Crystalline silicon</i>
<i>Installed peak power</i>	1 kWp
<i>System loss</i>	14 %

In particolare, il *PVGIS-SARAH2* consiste nel database di default per il continente europeo. Gli anni considerati sono quelli compresi fra il 2016 e il 2020 al fine di poter mediare la radiazione globale su un numero di anni pari a cinque, ottenendo dunque un risultato più affidabile. Il montaggio dei pannelli è di tipo fisso; in particolare, esso avverrebbe su tetti a *shed* inclinati di circa 20° e disposti

praticamente verso *Sud* con un angolo di *Azimuth* stimato pari a circa -15° . La tipologia di cella selezionata è costituita da silicio cristallino; le perdite del sistema tengono conto di perdite nei cavi e negli inverter, causate dalla polvere e altro. Le perdite in percentuale di *default* sono fissate al 14%. Infine, la potenza selezionata è pari a 1 *kWp* in modo da ottenere il dato di producibilità unitaria, ossia espresso per unità di potenza di picco installata.

A questo punto, si precisa che la potenza di picco, indicata precedentemente con l'unità di misura *kWp*, consiste nella potenza massima generabile dal sistema in condizioni standard di irraggiamento, note come *Standard Test Conditions* (STC). Tali condizioni consistono in:

- Irraggiamento solare pari a 1000 W/m^2 ;
- Temperatura dei moduli fotovoltaici pari a $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Si sottolinea, dunque, che le condizioni standard sono ideali, mentre l'irraggiamento solare è fortemente variabile in base ai fattori di cui sopra si è discusso. Tali condizioni vengono comunque definite per garantire la comparabilità tra i diversi moduli fotovoltaici presenti sul mercato in quanto le specifiche di potenza di quest'ultimi sono state ottenute nelle medesime condizioni. Condizioni di irraggiamento differenti da quelle standard implicano una producibilità minore rispetto a quella nominale registrata durante i test *STC*.

Settati i parametri prima elencati, è possibile ottenere i dati orari di radiazione globale in kW/m^2 , chiaramente indipendenti dalla potenza nominale installata, e di potenza generata in kW/kWp . Assumendo il mantenimento del dato di potenza generata per tutta l'ora di riferimento, è possibile stimare la producibilità oraria in kWh/kWp . La producibilità media di ciascun mese è riportata in tabella seguente.

Tabella 60: producibilità media mensile del sistema

Producibilità media mensile [kWh/kWp] – dati mediati dal 2016 al 2020											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0,244	0,261	0,326	0,348	0,317	0,354	0,361	0,361	0,340	0,259	0,181	0,171

Considerato il fabbisogno fisso di 1200 *kWh* nel mese di agosto, si considera la producibilità media di tale mese e si esegue un dimensionamento preliminare dell'impianto. Indicata con *P* la potenza nominale dell'impianto, questa può essere valutata come:

$$P = \frac{\text{Consumo fisso [kWh]}}{\text{Producibilità media [kWh/kWp]}}$$

Tabella 61: valutazione preliminare della taglia dell'impianto ai fini di massimizzare l'autoconsumo

Consumo fisso	Producibilità media del mese di riferimento	Potenza di picco
1200 kWh	0,361 kWh/h	3323 kWp

Considerato un generico modulo fotovoltaico disponibile sul mercato, si valuta il numero di moduli da installare in base alla potenza di picco e la superficie coperta che ne deriva.

Tabella 62: numero di moduli e della superficie coperta

Potenza nominale del modulo	Superficie del modulo	Numero di moduli	Superficie coperta
0,545 kWp	2,584 m ²	6.098	15.760 m ²

Nota la producibilità oraria dell'impianto per l'intero anno, espressa in *kWh/kWp*, e nota la potenza di picco dell'impianto, è possibile valutare la produzione oraria di energia elettrica per l'intero anno. La conoscenza del fabbisogno orario consente di distinguere l'energia consumata dallo stabilimento nelle ore di produzione dell'impianto. Questa fase è utile per determinare la quantità di energia prodotta dall'impianto e direttamente consumata dallo stabilimento. In maniera complementare, si calcola la quota di energia eventualmente in *surplus* rispetto al fabbisogno e pertanto immessa in rete. Poiché la riproduzione integrale di una tabella contenente il dettaglio orario di tale valutazione risulterebbe poco comoda da realizzare in virtù dell'eccessivo ingombro che comporterebbe, il grafico riportato di seguito consente di illustrare, in maniera condensata, il fabbisogno dello stabilimento e la produzione dell'impianto a un livello di dettaglio orario.

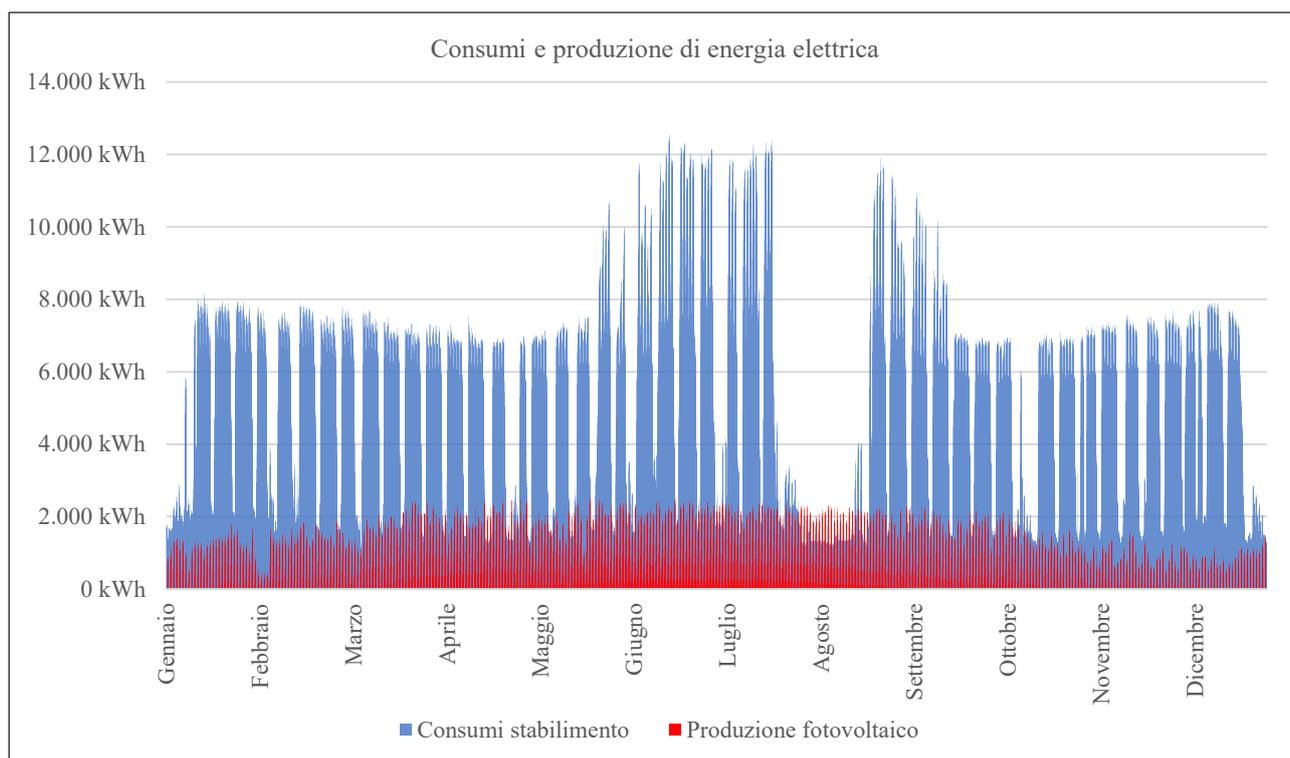


Figura 81: sovrapposizione dei consumi dello stabilimento e della produzione da fotovoltaico

Le stesse grandezze sono riportate in tabella di seguito con un livello di dettaglio mensile.

Tabella 63: valori mensili di prelievo da rete, autoconsumo e surplus

Mese	Consumo	Produzione	Prelievo da rete	Autoconsumo	Surplus
Gennaio	3.564.717 kWh	212.651 kWh	3.352.066 kWh	212.651 kWh	0 kWh
Febbraio	3.434.442 kWh	238.721 kWh	3.196.054 kWh	238.388 kWh	334 kWh
Marzo	4.008.275 kWh	380.712 kWh	3.632.813 kWh	375.462 kWh	5.250 kWh
Aprile	3.182.043 kWh	447.424 kWh	2.756.138 kWh	425.904 kWh	21.520 kWh
Maggio	3.723.431 kWh	468.941 kWh	3.259.367 kWh	464.064 kWh	4.877 kWh
Giugno	5.044.576 kWh	528.752 kWh	4.522.862 kWh	521.714 kWh	7.038 kWh
Luglio	3.735.196 kWh	547.222 kWh	3.207.820 kWh	527.376 kWh	19.846 kWh
Agosto	2.470.439 kWh	498.000 kWh	2.035.116 kWh	435.323 kWh	62.677 kWh
Settembre	4.146.327 kWh	406.253 kWh	3.746.541 kWh	399.786 kWh	6.467 kWh
Ottobre	3.097.634 kWh	281.618 kWh	2.817.681 kWh	279.954 kWh	1.664 kWh
Novembre	3.566.682 kWh	162.272 kWh	3.404.410 kWh	162.272 kWh	1.664 kWh
Dicembre	3.405.456 kWh	149.598 kWh	3.256.130 kWh	149.326 kWh	272 kWh
Totale	43.379.217 kWh	4.322.163 kWh	39.186.997 kWh	4.192.219 kWh	131.608 kWh

Si precisa che tutti i risultati riportati in tabella e utilizzati per la costruzione dei grafici seguenti riguardano esclusivamente il primo anno di utilizzo dello stesso impianto. Per la valutazione dell'investimento, infatti, si ritiene necessario considerare una percentuale di degrado della produzione da pannelli causata dall'invecchiamento degli stessi. Se pur cautelativamente, tale percentuale si stima pari all'1%.

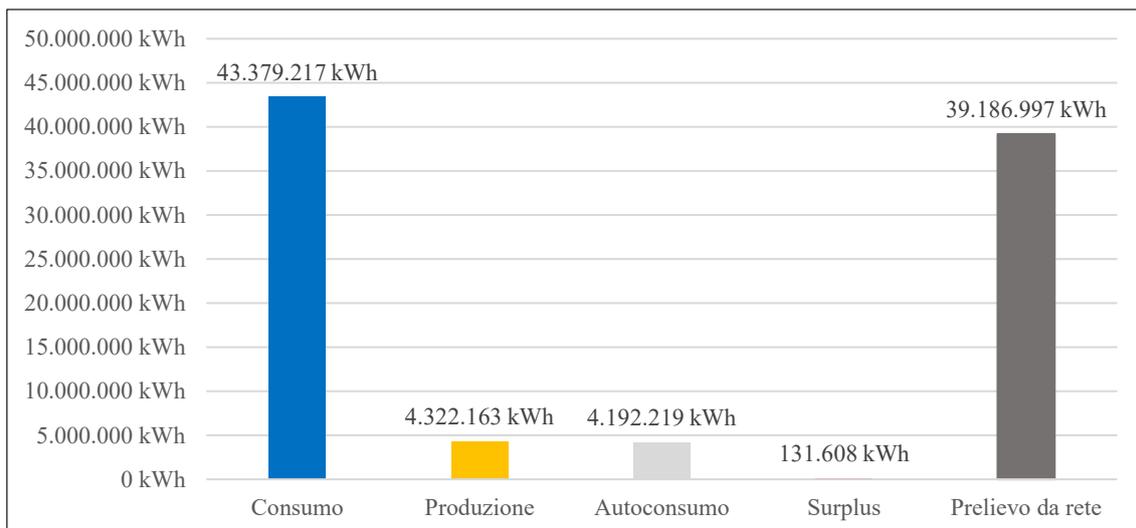


Figura 82: valori annuali di autoconsumo, del surplus e del restante prelievo da rete

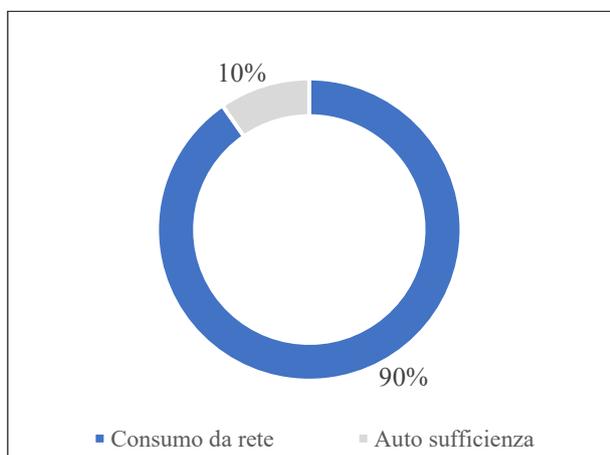


Figura 83: autosufficienza derivante dalla produzione di energia elettrica

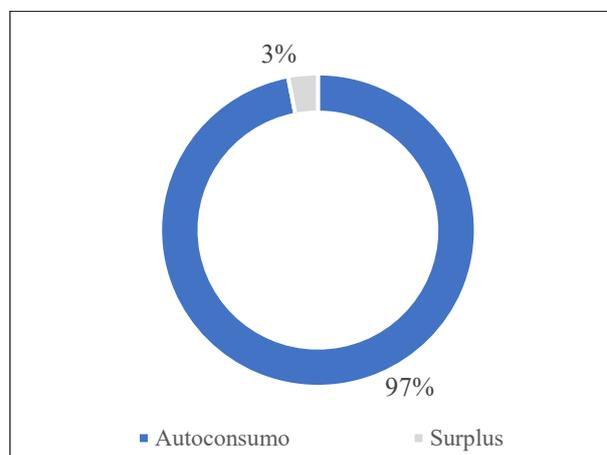


Figura 84: ripartizione dell'energia elettrica prodotta fra autoconsumo e surplus

Al fine di costruire un *Business Plan*, è necessaria dapprima la valutazione dei costi di investimento. Pertanto, si stima un valore complessivo di costo unitario pari a circa 900 €/kWp. Tale valore comprende le diverse voci che compongono il costo di investimento, quali il costo di acquisto dei materiali e dei componenti, l'ingegneria, la costruzione e altre contingenze.

Tabella 64: calcolo preliminare del costo di investimento per l'implementazione di un impianto fotovoltaico

Costo di investimento unitario	900 €/kWp
Potenza nominale	3323 kWp
Investimento	2.991.147 €

In prima battuta, ai fini del calcolo dell'ammortamento, si considera un numero di anni pari a venticinque (25).

Tabella 65: ammortamento dell'investimento iniziale per implementazione di un impianto fotovoltaico

Investimento	2.991.147 €
Anni di vita utile	25
Ammortamento	119.646 €

In opposizione agli interventi precedentemente analizzati, l'implementazione di un impianto fotovoltaico comporterebbe sostenere dei costi operativi per la conduzione e la manutenzione. Tale costo annuo si ipotizza pari all'1% del costo di investimento.

Tabella 66: calcolo preliminare dei costi operativi di un impianto fotovoltaico

Investimento	2.991.147 €
Percentuale corrispondente ai costi operativi	1%
Costi operativi	29.911 €/a

La manutenzione straordinaria, la quale comprende la sostituzione degli inverter, si suppone si verifichi al tredicesimo anno di vita dell'impianto. Si stima, inoltre, che il costo associato alla sostituzione degli *inverter* possa ammontare a circa 230.000 €.

Tabella 67: calcolo preliminare del costo di manutenzione straordinaria di un impianto fotovoltaico

Costo di manutenzione straordinaria	230.000 €/a
--	--------------------

Il costo medio dell'energia elettrica prelevata da rete è considerato pari a 0,23 €/kWh. Una prima componente di ricavo, pertanto, consiste nella diminuzione della quota di energia da prelevare da rete. Inoltre, l'immissione della quota di energia in surplus rispetto al fabbisogno si considera da valorizzare utilizzando il prezzo minimo garantito dal GSE nel 2023, pari a 0,044 €/kWh [14]. I ricavi annui, pertanto, derivano dalla somma delle due componenti appena citate. Per via della diminuzione della producibilità derivante dall'invecchiamento dei pannelli, i ricavi non sono costanti nel tempo.

Il *Business Plan* viene sviluppato e riportato di seguito.

Tabella 68: Business plan per l'implementazione di un impianto fotovoltaico

Anno	Invest. [€]	Ricavi [€]	O&M [€]	Ammort. [€]	Imponibile [€]	Imposte [€]	CF [€]	CF attualizzato [€]	CF cumulato [€]
0	-2.991.147	-	-	-	-	-	-2.991.147	-2.991.147	-2.991.147
1	-	969.928	-29.911	-119.646	820.371	-229.704	710.313	639.921	-2.351.225
2	-	960.229	-29.911	-119.646	810.671	-226.988	703.329	570.838	-1.780.388
3	-	950.626	-29.911	-119.646	801.069	-224.299	696.416	509.213	-1.271.175
4	-	941.120	-29.911	-119.646	791.563	-221.638	689.571	454.242	-816.933
5	-	931.709	-29.911	-119.646	782.152	-219.002	682.795	405.206	-411.727
6	-	922.392	-29.911	-119.646	772.835	-216.394	676.087	361.464	-50.264
7	-	913.168	-29.911	-119.646	763.611	-213.811	669.446	322.444	272.181
8	-	904.036	-29.911	-119.646	754.479	-211.254	662.871	287.637	559.818
9	-	894.996	-29.911	-119.646	745.439	-208.723	656.362	256.588	816.406
10	-	886.046	-29.911	-119.646	736.489	-206.217	649.918	228.891	1.045.297
11	-	877.185	-29.911	-119.646	727.628	-203.736	643.538	204.184	1.249.481
12	-	868.414	-29.911	-119.646	718.856	-201.280	637.222	182.144	1.431.625
13	-	859.729	-259.911	-119.646	480.172	-134.448	465.370	119.839	1.551.464
14	-	851.132	-29.911	-119.646	701.575	-196.441	624.780	144.946	1.696.410
15	-	842.621	-29.911	-119.646	693.064	-194.058	618.652	129.301	1.825.711
16	-	834.195	-29.911	-119.646	684.637	-191.698	612.585	115.345	1.941.056
17	-	825.853	-29.911	-119.646	676.295	-189.363	606.579	102.896	2.043.951
18	-	817.594	-29.911	-119.646	668.037	-187.050	600.632	91.790	2.135.741
19	-	809.418	-29.911	-119.646	659.861	-184.761	594.746	81.883	2.217.624
20	-	801.324	-29.911	-119.646	651.767	-182.495	588.918	73.046	2.290.670
21	-	788.634	-29.911	-119.646	639.077	-178.942	579.781	64.786	2.355.456
22	-	780.748	-29.911	-119.646	631.191	-176.733	574.103	57.794	2.413.250
23	-	772.941	-29.911	-119.646	623.383	-174.547	568.482	51.557	2.464.807
24	-	765.211	-29.911	-119.646	615.654	-172.383	562.917	45.993	2.510.800
25	-	757.559	-29.911	-119.646	608.002	-170.240	557.407	41.030	2.551.830

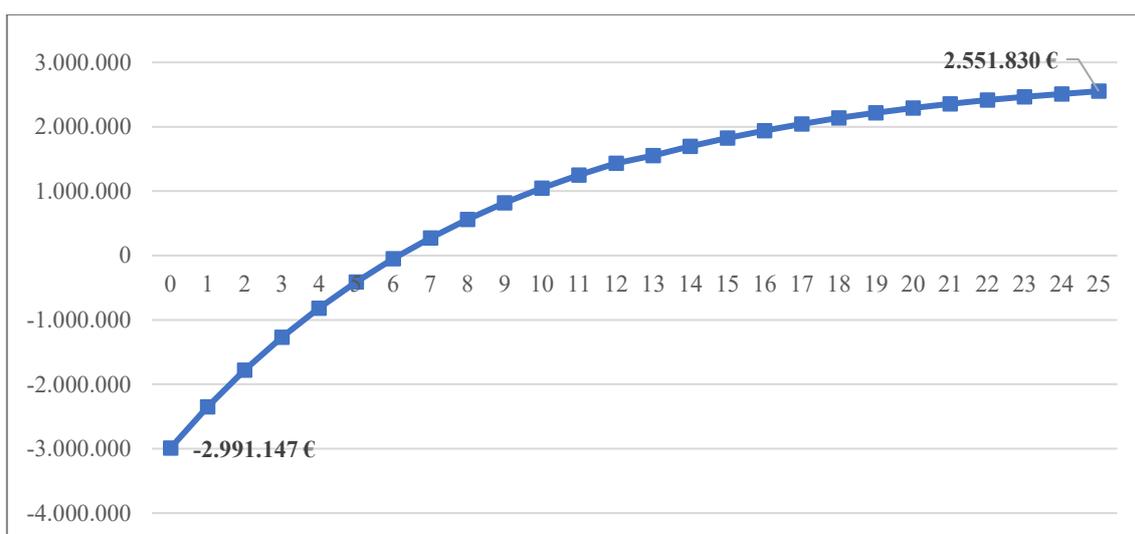


Figura 85: flusso di cassa attualizzato per l'implementazione di un impianto fotovoltaico

Tabella 69: parametri per la valutazione dell'implementazione di un impianto fotovoltaico

PBT	NPV	IRR
6,2 a	2.551.830 €	22,6 %

Concludendo, i risultati mostrano che la potenza nominale ottenuta dal calcolo preliminare effettuato precedentemente può ritenersi accettabile in quanto la percentuale di autoconsumo ottenuta è pari al 97 %. Producendo 4.322.163 kWh, di cui 4.192.219 kWh consumati dallo stabilimento, l'impianto contribuirebbe alla copertura di circa il 10% del fabbisogno totale. La produzione di energia da fonte rinnovabile in loco annullerebbe una quota di emissioni di CO₂ pari a 1133 t secondo la rendicontazione di tipo Scope 2 eseguita con metodo Location-based.

Tabella 70: emissioni evitate mediante l'implementazione di un impianto fotovoltaico

	EMISSIONI INDIRETTE EVITATE (Scope 2)				
	Consumo da fotovoltaico	Metodo Market-based		Metodo Location-based	
		Coefficiente emissivo	Emissioni	Coefficiente emissivo	Emissioni
Energia elettrica	4.192.219 kWh	0 gCO ₂ /kWh	0 t	270,3 gCO ₂ /kWh	1.133 t

Il progetto risulta particolarmente strategico in quanto caratterizzato da un NPV considerevole; esso, infatti, consentirebbe di conseguire un risparmio economico medio particolarmente elevato. Un importante rischio associato al progetto, tuttavia, è correlato al prezzo medio dell'energia considerato, ultimamente particolarmente elevato per via delle attuali questioni geo-politiche: l'ipotetico abbassamento dei prezzi potrebbe portare a una crescita del PBT fino a oltre dieci (10) anni. Inoltre, la valutazione della fattibilità del progetto richiederebbe ulteriori analisi circa le coperture delle aree identificate.

Conclusioni

La seguente tesi include un'analisi dei consumi energetici di uno stabilimento industriale adibito alla produzione di veicoli commerciali. Inoltre, essa si concentra sulla valutazione di tre soluzioni energetiche specifiche: la sostituzione di lampade tradizionali con lampade a LED, l'elettrificazione del processo di ritocco delle scocche dei veicoli lungo la linea di finizione e l'implementazione di un impianto fotovoltaico su copertura. L'obiettivo è la valutazione degli impatti di tali soluzioni in termini di risparmio energetico e riduzione delle emissioni di gas serra.

Poiché caratterizzata da costi contenuti e tempo di ritorno dell'investimento relativamente breve, l'implementazione di lampade a LED si ritiene estremamente conveniente. Adattandosi facilmente a diverse aree dello stabilimento, ancora caratterizzate dalla presenza di lampade a ioduri metallici o a fluorescenza, tale soluzione apporta un risparmio energetico cospicuo e consente di conseguire un risparmio in termini di costi operativi attualmente sostenuti per la sostituzione delle lampade di tipo tradizionale.

L'introduzione di lampade a infrarossi, ai fini dell'elettrificazione della fase di polimerizzazione delle vernici utilizzate durante il ritocco delle scocche dei veicoli, è un passo fondamentale per rendere il processo produttivo più sostenibile. Nonostante l'investimento relativamente elevato, tale soluzione consente di annullare le emissioni di CO_2 derivanti dal processo di ritocco. Inoltre, l'eventuale utilizzo degli stessi sistemi a infrarossi nelle rimanenti cabine adibite al ritocco dei veicoli renderebbe il processo produttivo più efficiente.

Complessivamente, gli interventi di efficientamento energetico consentono un risparmio annuo pari a 460.000 €/a. In particolare, la sostituzione di lampade tradizionali con quelle a LED consente una riduzione dei consumi per illuminazione circa pari al 22%. L'utilizzo di lampade a IR lungo la linea di finizione, inoltre, consentirebbe una riduzione del consumo di acqua surriscaldata presso l'area Collaudo e Finizione pari a circa l'11%.

L'implementazione di un sistema fotovoltaico all'interno dell'impianto industriale è un'opportunità di grande valore per l'azienda. Esso, infatti, contribuirebbe alla riduzione della dipendenza dalla rete elettrica e, di conseguenza, dei costi di approvvigionamento dell'energia. L'impianto consentirebbe di raggiungere un'autosufficienza di circa il 10% ed una riduzione del costo annuo da bolletta circa pari a 970.000 € per il primo anno di funzionamento. Tuttavia, tale soluzione si prevede essere di più difficile realizzazione: sebbene il tempo di ritorno dell'investimento non sia attualmente molto elevato, questo è fortemente dipendente dal prezzo dell'energia elettrica da rete. Inoltre, l'eventuale

realizzazione dell'impianto richiederebbe delle valutazioni circa le caratteristiche delle coperture dell'edificio.

Gli interventi presentati consentono una riduzione delle emissioni di gas serra che varia a seconda del sistema di rendicontazione considerato. In *Market-based*, in particolare, la riduzione delle emissioni, pari a circa 290 t/a, sarebbe esigua. Tuttavia, tale riduzione raggiunge il valore di circa 1773 t/a se ci si riferisce alla rendicontazione di tipo *Location-Based*; tale effetto è dovuto all'utilizzo di energia elettrica coperta da *GO*.

In conclusione, l'analisi energetica dello stabilimento e di alcuni degli interventi di risparmio energetico individuati mostrano come questi possano apportare benefici economici significativi, costituendo opportunità legate agli obiettivi aziendali inerenti alla sostenibilità. Fra gli altri interventi possibili si annoverano l'estensione dell'utilizzo di lampade di tipo LED a tutte le aree dello stabilimento, l'impiego di macchine elettriche più efficienti, il controllo delle fughe di aria compressa. Tuttavia, la concentrazione dovrà sicuramente essere posta sicuramente sui processi presenti nell'area *Verniciatura*, in quanto qui si riscontrano i consumi più elevati. Fra questi, il processo di polimerizzazione delle vernici rimane sicuramente il più complesso da affrontare per via delle elevate dimensioni dei veicoli prodotti. Nella stessa area, in prima battuta, sarà possibile il disaccoppiamento del processo di pretrattamento delle scocche dalla centrale termica mediante l'utilizzo diretto di acqua calda per il mantenimento della temperatura delle vasche.

Bibliografia

- [1] K. Calvin *et al.*, “IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.” Jul. 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [2] UNFCCC, “The Paris Agreement.” <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- [3] “Council of the EU PRESS EN Council sets out EU position for UN climate summit in Sharm El-Sheikh (COP27).” [Online]. Available: www.consilium.europa.eu/press
- [4] IEA, “Industry.” www.iea.org/energy-system/industry
- [5] IEA, “Light Industry.” www.iea.org/energy-system/industry/light-industry
- [6] Mary Sotos, “An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard GHG Protocol Scope 2 Guidance.”
- [7] Iveco Group, “Sustainability Report 2022.”
- [8] J. Ranganathan *et al.*, “GHG Protocol Initiative Team World Business Council for Sustainable Development Pankaj Bhatia World Resources Institute World Business Council for Sustainable Development Peter Gage World Resources Institute Revision Working Group Core Advisors.”
- [9] A. R. Darío Gómez *et al.*, “Chapter 2: Stationary Combustion 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories 2.1 C H A P T E R 2 STATIONARY COMBUSTION Volume 2: Energy 2.2 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Contributing Author.”
- [10] IEA, “Emission Factors.” <https://prod.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2#emissions-factors>
- [11] CEnPI, “Fasce Orarie.” www.cenpi.com/repofiles/5-fasce%20orarie
- [12] “EleTec - Essiccatori a tecnologia infrarosso.” <http://www.ele-tec.it/wp-content/uploads/2021/06/1-9-1030x1030.jpg>
- [13] “Photovoltaic Geographical Information System (PV-GIS)”, [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [14] “Prezzi minimi garantiti per l’anno 2023.” https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/RITIRO%20EDICATO/Altri%20contenuti/Prezzi%20minimi%20garantiti%202023.pdf

Ringraziamenti

Al termine di questo lavoro, desidero esprimere la mia profonda gratitudine a tutte le persone che hanno contribuito al completamento di questa tesi. Innanzitutto, vorrei ringraziare il mio relatore, il Professor Marco Badami, per la sua guida, la competenza e la straordinaria disponibilità. Un sentito ringraziamento va ai membri del dipartimento di energia di Iveco Group, in particolare all'Ing. Giorgina Negro, per il supporto fornito durante la mia ricerca. Desidero ringraziare i miei amici più cari, Sara e la mia famiglia per esserci stati sempre nei momenti di difficoltà. Grazie, infine, a tutti coloro con cui ho condiviso gli anni di università: siete stati tutti parte integrante di questo traguardo.