

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Modellazione energetica ed efficientamento di un sito
industriale secondo la norma UNI CEI EN ISO 50001**



Relatore:

Prof. Marco C. Masoero

Candidata:

Francesca Cotto

Correlatore:

Ing. Laura Rietto

A.A. 2019-2020

Abstract

Il presente lavoro di tesi ripercorrerà le varie circostanze che hanno provocato l'incremento della domanda energetica e di conseguenza l'aumento delle emissioni degli inquinanti ambientali. Successivamente verrà esaminato il panorama energetico mondiale e nazionale, prestando attenzione alle politiche energetiche attuate per contrastare i cambiamenti climatici.

Si approfondiranno i quadri normativi europei ed italiani in materia di efficienza energetica. In particolare, si analizzerà la metodologia utile ad implementare correttamente un Sistema di Gestione dell'Energia, che permetterà di ottenere un miglioramento continuo della prestazione energetica, secondo la norma UNI CEI EN ISO 50001.

Seguirà l'analisi del profilo energetico dell'azienda Rocatek S.r.l. attraverso la ricostruzione dei consumi termici ed elettrici. La modellazione dello stabilimento verrà eseguita con l'implementazione del software "EdilClima" per la simulazione in regime semi-stazionario; mentre l'analisi in regime dinamico verrà realizzata con "EnergyPlus".

Successivamente verranno proposti degli interventi di risparmio energetico, studiati appositamente per il sito industriale oggetto di studio. Inoltre, si andranno ad esaminare i risparmi energetici conseguibili sotto il profilo costo-beneficio.

Sommario

1. Introduzione	1
1.1 Il panorama energetico mondiale	4
1.2 La situazione energetica in Italia.....	9
2. Il quadro normativo europeo.....	14
3. Il quadro normativo italiano.....	16
4. La diagnosi energetica	18
4.1 Redazione di una diagnosi energetica nel settore industriale.....	18
4.2 La norma UNI CEI EN ISO 50001	25
4.2.1 Siti certificati.....	25
4.2.2 Lo scopo.....	26
4.2.3 L'iter procedurale	27
4.2.4 Il ciclo PDCA.....	28
4.2.4.1 Plan	29
4.2.4.2 Do	31
4.2.4.3 Check.....	31
4.2.4.4 Act	32
4.2.5 I benefici derivanti dall'applicazione della norma UNI CEI EN ISO 50001	34
4.3 International Performance Measurement and Verification Protocol - IPMVP	34
5. Il caso studio Rocatek.....	38

5.1	Inquadramento aziendale	38
5.2	Dati climatici.....	41
5.3	Documentazione acquisita	44
6.	Analisi dei consumi	45
6.1	Bolletta elettrica	45
6.1.1	Analisi bollettazione elettrica	49
6.2	Bolletta termica	55
7.	Identificazione delle utenze	56
7.1	Utenze elettriche.....	56
7.1.1	Illuminazione	56
7.1.2	Macchinari elettrici	58
7.1.3	Apparecchiature elettriche degli uffici	60
7.2	Utenze termiche	60
7.2.1	Centrale termica.....	61
8.	Ricostruzione dei consumi elettrici	62
9.	Analisi energetica con modelli termici ed elettrici.....	65
9.1	Modello elettrico effettuato con foglio Excel	66
9.2	Modello termico realizzato con EdilClima	74
9.2.1	Stratigrafie involucro termico	76
9.2.2	Locali climatizzati.....	82
9.2.3	Impianto termico.....	83

9.2.4	Risultati di EdilClima	87
9.3	Modello termico ed elettrico prodotto con EnergyPlus	92
9.3.1	Stratigrafie involucro termico	92
9.3.2	Schede orarie.....	93
9.3.3	Carichi massimi elettrici	95
9.3.4	Impianto termico	96
9.3.5	Risultati di EnergyPlus	97
10.	Confronto tra i modelli.....	105
10.1	Modelli termici	105
10.2	Modelli elettrici	107
11.	Interventi di risparmio energetico.....	109
11.1	Relamping.....	109
11.2	Isolamento della copertura	113
11.3	Impianto fotovoltaico	116
11.3.1	Calcolo della producibilità.....	116
11.3.2	Valutazione del costo dell'investimento.....	119
11.3.3	Risultati.....	119
11.4	Efficientamento globale.....	125
12.	Indicatori energetici.....	128
12.1	EnPIs sito industriale	128
12.2	EnPIs ante e post efficientamento	133

13. Conclusioni	135
Bibliografia	138

Indice delle figure

Figura 1: Copertura della domanda energetica europea con fonti rinnovabili secondo l'Eurostat [4].....	2
Figura 2: Previsione di IEA sui consumi globali di energia primaria [7].....	5
Figura 3: Consumo totale di energia primaria diviso per fonte energetica da fonte IEA [9]	6
Figura 4: Emissioni globali di CO ₂ da fonte IEA [10].....	6
Figura 5: Riduzione delle emissioni di CO ₂ secondo il “Sustainable Development Scenario” e il “Stated Policies Scenario” [11].....	8
Figura 6: Consumo di energia primaria in Italia e PIL [12]	9
Figura 7: Consumo di energia primaria per fonte in Italia [13].....	10
Figura 8: Consumi totali di energia nel 1990 [9].....	11
Figura 9: Emissioni di CO ₂ in Italia [14]	12
Figura 10: Schema esecuzione DE secondo EN 16247-3 [28].....	21
Figura 11: Schema di struttura energetica aziendale [30].....	22
Figura 12: Clusterizzazione imprese multi-sito [30]	23
Figura 13: Clusterizzazione per il monitoraggio di imprese multi-sito [30]	24
Figura 14: Soglie percentuali dei piani di misurazione e/o monitoraggio [30]	24
Figura 15: Evoluzione del numero di siti certificati in Italia [31]	25
Figura 16: Flow chart UNI CEI EN ISO 50001 [26].....	27
Figura 17: Ciclo PDCA.....	28
Figura 18: Fase Plan [26].....	29

Figura 19: Schema Check [8]	32
Figura 20: Risparmi dovuti all'efficientamento energetico con sistema di M&V [30].....	36
Figura 21: Uffici Rocatek	38
Figura 22: Inquadramento aereo del sito	39
Figura 23: Planimetria capannone	40
Figura 24: Andamento giornaliero delle temperature	42
Figura 25: Temperature medie nei mesi invernali	43
Figura 26: Consumi elettrici	50
Figura 27: Spesa elettrica.....	50
Figura 28: Consumi elettrici suddivisi per fasce	50
Figura 29: Consumi suddivisi per fasce orarie	51
Figura 30: Stima dell'andamento dei consumi orari	54
Figura 31: Plafoniera con neon presente nella produzione	56
Figura 32 : Plafoniera a LED presente nella produzione.....	57
Figura 33: Pannelli LED collocati negli uffici.....	57
Figura 34: Faro a LED per esterni e plafoniera con neon collocata negli uffici....	57
Figura 35: ETS Bonetto e Micro HAAS.....	58
Figura 36: Rismat e Fanuc	58
Figura 37: Syntax.....	58
Figura 38: T-mech	59
Figura 39: Doosan.....	59

Figura 40: DMU 50 e DMU 70	59
Figura 41: CMX 1100.....	60
Figura 42: Centrale termica con caldaie	61
Figura 43: Aerotermo ad acqua	61
Figura 44: Consumi annuali produzione in percentuale	72
Figura 45: Consumi totali con calcolo dell'errore	72
Figura 46: Ripartizione in percentuale degli assorbimenti elettrici	73
Figura 47: Dati climatici EdilClima.....	75
Figura 48: Visione aerea dei lucernari	78
Figura 49: Finestra standard	80
Figura 50: Modello grafico della zona produttiva	81
Figura 51: Modello grafico della zona uffici	81
Figura 52: Dispersioni zona produttiva	88
Figura 53: Dispersioni zona degli uffici	90
Figura 54: Dispersioni e apporti termici	91
Figura 55: Apporti e dispersioni rispetto al fabbisogno	91
Figura 56: Modellizzazione grafica dello stabile oggetto di analisi	92
Figura 57: Scheda oraria dell'assorbimento elettrico dei macchinari produttivi..	93
Figura 58: Profilo orario del consumo dovuto all'illuminazione esterna.....	94
Figura 59: Profilo orario di temperatura interna agli uffici	95
Figura 60: Caratteristiche generatore.....	96

Figura 61: Caratteristiche impianto	96
Figura 62: Andamento della temperatura per la zona produttiva settimana invernale.....	97
Figura 63: Andamento della temperatura e del carico elettrico per la zona produttiva giorno invernale.....	98
Figura 64: Andamento della temperatura e del carico elettrico per la zona produttiva giorno estivo	98
Figura 65: Andamento temperatura zona produttiva settimana estiva	99
Figura 66: Assorbimento zona produttiva	99
Figura 67: Andamento giornaliero della temperatura nelle zone degli uffici periodo invernale	100
Figura 68: Andamento settimanale della temperatura nelle zone degli uffici caso invernale.....	101
Figura 69: Andamento settimanale della temperatura nelle zone degli uffici caso estivo.....	101
Figura 70: Assorbimenti elettrici giornalieri zona uffici	102
Figura 71: Assorbimenti elettrici settimanali zona uffici	102
Figura 72: Ripartizione degli assorbimenti elettrici	104
Figura 73: Suddivisione dei consumi elettrici in percentuale.....	107
Figura 74: Altezza del Sole e irradianza media mensile.....	117
Figura 75: Producibilità impianto fotovoltaico.....	120
Figura 76: Consumi e produzione dell'impianto fotovoltaico	122
Figura 77: Prelievi dalla rete.....	122
Figura 78: Producibilità impianto fotovoltaico e assorbimenti elettrici	123

Figura 79: EnPI per i macchinari	129
Figura 80: EnPI apparecchiature elettriche.....	129
Figura 81: EnPI e produzione	130
Figura 82: EnPIs EdilClima.....	132
Figura 83: EnPIs EnergyPlus.....	132
Figura 84: Confronto EnPIs termici.....	133
Figura 85: Confronto indicatori elettrici ante e post interventi di efficientamento	136
Figura 86: Confronto indicatori termici ante e post interventi di efficientamento	137

Indice delle tabelle

Tabella 1: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 [6].....	4
Tabella 2: Riepilogo direttive europee.....	15
Tabella 3: Riepilogo decreti italiani.....	16
Tabella 4: Riepilogo norme tecniche e protocolli.....	17
Tabella 5: Opzioni per valutare i risparmi con il protocollo IPMVP [30].....	37
Tabella 6: Dati climatici	41
Tabella 7: Gradi giorni per i diversi modelli energetici.....	42
Tabella 8: Temperature medie mensili	43
Tabella 9: Bolletta elettrica.....	46
Tabella 10: Suddivisione consumi per fasce elettriche.....	47
Tabella 11: Bolletta elettrica capannone di Settimo	48
Tabella 12: Consumi totali per un anno tipo dello stabilimento di Torino.....	49
Tabella 13: Fasce orarie di consumo elettrico	49
Tabella 14: Fasce orarie in cui vi è produzione	51
Tabella 15: Ore lavorative suddivise per fasce elettriche	52
Tabella 16: Ore lavorative al mese	52
Tabella 17: Consumi anno tipo	52
Tabella 18: Bolletta del gas naturale.....	55
Tabella 19: Potenze corpi illuminanti.....	62
Tabella 20: Consumi macchinari elettrici	63

Tabella 21: Dati di targa dei macchinari elettrici	64
Tabella 22: Scheda produzione.....	67
Tabella 23: Fasce orarie con produzione	67
Tabella 24: Dati mensili di produzione Rismat	67
Tabella 25: Dati mensili di produzione Bonetto	68
Tabella 26: Dati mensili di produzione T-mech	68
Tabella 27: Consumi e pezzi prodotti da T-mech, Rismat e Bonetto	68
Tabella 28: Ore lavorative per fascia al mese.....	69
Tabella 29: Fattori di aggiustamento	69
Tabella 30: Consumi calcolati per i macchinari	70
Tabella 31: Consumi produzione con calcolo dell'errore	71
Tabella 32 : UNI/TS 11300	74
Tabella 33: Ricambi d'aria e apporti gratuiti	82
Tabella 34: Risultati per la zona produttiva.....	88
Tabella 35: Perdite per componente zona produzione.....	89
Tabella 36: Risultati per l'area uffici.....	90
Tabella 37: Dispersioni per componente zona uffici	90
Tabella 38: Carichi massimi delle schede orarie	95
Tabella 39: Consumi termici calcolati con EnergyPlus.....	103
Tabella 40: Consumi stimati annuali	103
Tabella 41: Consumi di gas naturale.....	105

Tabella 42: Gradi giorni per i vari file meteo dei software	106
Tabella 43: Consumi ricavati con rispettivo errore	106
Tabella 44: Indicatori EnPIs termici	106
Tabella 45: Errore tra bolletta e modelli elettrici.....	107
Tabella 46: Indicatori EnPIs elettrici	107
Tabella 47: EnPI macchinari.....	108
Tabella 48: Caratteristiche corpi illuminanti ante e post-intervento.....	110
Tabella 49: Confronto consumi ante e post relamping	110
Tabella 50: Intervento di relamping con EnergyPlus	111
Tabella 51: Costi vari.....	111
Tabella 52: Risparmi e costi dell'intervento di relamping con Excel	111
Tabella 53: Risparmi e costi dell'intervento di relamping con EnergyPlus.....	112
Tabella 54: EnPI relamping	112
Tabella 55: Isolamento della copertura valutato con EdilClima.....	114
Tabella 56: Isolamento della copertura valutato con EnergyPlus.....	115
Tabella 57: Risultati isolamento della copertura	115
Tabella 58: Indicatori EnPIs isolamento copertura.....	115
Tabella 59: Caratteristiche modulo fotovoltaico	117
Tabella 60: Quota di energia autoconsumata suddivisa per fasce elettriche	118
Tabella 61: Costi d'acquisto e di vendita energia elettrica	118
Tabella 62: Caratteristiche impianto fotovoltaico	120

Tabella 63: Calcolo della producibilità massima.....	120
Tabella 64: Produzione impianto fotovoltaico.....	121
Tabella 65: Consumi e produzione da fotovoltaico	124
Tabella 66: Percentuali di autoconsumo valutate con il calcolo orario	125
Tabella 67: Risparmi elettrici	126
Tabella 68: Risparmi termici	126
Tabella 69: Piano economico globale	127
Tabella 70: EnPIs consumi elettrici	130
Tabella 71: EnPIs illuminazione	131
Tabella 72: Indicatori energetici termici.....	131
Tabella 73: EnPIs vettore termico	132
Tabella 74: Riduzione EnPIs dovuti agli interventi di efficientamento.....	134
Tabella 75: Riduzione in tep	134

1. Introduzione

L'aumento crescente della popolazione terrestre ha comportato l'incremento della domanda energetica mondiale. Secondo il "World Population Prospects 2017", pubblicato dall'ONU, il numero totale di individui presenti sulla Terra nel 2050 sarà di 9,8 miliardi, rispetto ai 7,6 miliardi circa odierni. [1] Questo dato fornisce una chiara visuale sull'andamento futuro dei consumi, i quali saranno inoltre influenzati dal miglioramento delle condizioni di vita nei Paesi in via di sviluppo; implicando così un inarrestabile incremento della domanda energetica mondiale.

Questa tendenza comporterà un gravoso aumento delle emissioni di inquinanti in ambiente. Le conseguenze saranno drammatiche, molte delle quali si sono già presentate come l'effetto serra, lo scioglimento dei ghiacciai ecc... Per contrastare i cambiamenti climatici si sono indotte varie conferenze mondiali. La prima tra tutte è stata la "Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici" o meglio nota come "Accordi di Rio" del 1992, la quale non aveva obiettivi vincolanti per gli Stati che vi parteciparono. Dopo quell'incontro nacquero i COP ovvero le "Conferenze della Parti". Nella COP-3 del 1997 venne introdotto il primo trattato internazionale nominato "Protocollo di Kyoto" che aveva lo scopo di ridurre le emissioni totali dei Paesi più sviluppati, eccetto per gli Stati Uniti, riferite ai sei principali inquinanti gassosi tra cui ovviamente il biossido di carbonio. Il secondo accordo mondiale di notevole interesse è stato redatto nella COP-21 tenutasi a Parigi nel dicembre del 2015. A questo meeting parteciparono 195 Paesi tra cui l'Italia, i quali definirono un piano d'azione globale per limitare l'aumento della temperatura mondiale al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali, incoraggiando in questo modo gli Stati a contenere ulteriormente l'aumento entro 1,5°C [2]. A fine 2012, ovvero al termine del primo periodo di adempimento del "Protocollo di Kyoto", l'Unione Europea scelse di protrarre il proprio impegno nel contrastare i cambiamenti climatici, pertanto introdusse nel 2007 ulteriori targets. Entro il 2020 gli Stati europei dovevano ridurre le emissioni di gas ad effetto serra del 20% rispetto ai livelli del 1990, ottimizzare l'efficienza energetica del 20% ed il fabbisogno energetico doveva essere coperto per almeno il 20% da fonti rinnovabili [3]. Questo pacchetto di norme venne denominato "Pacchetto clima-energia" o meglio noto come "Piano 20-20-20". La sezione inerente alle emissioni

di gas a effetto serra rientrò nella Direttiva 2009/29/CE, mentre il quadro riferito alla produzione di energia da fonti rinnovabili venne incluso nella Direttiva 2009/28/CE. Il report dell'Eurostat "Statistics Explained", pubblicato a gennaio 2020, illustra la copertura della domanda energetica da fonti rinnovabili per ogni Stato che ha sottoscritto il "Piano 20-20-20". Come si evince dalla figura n°1, nel 2018 le energie rinnovabili hanno rappresentato il 18% dell'energia consumata nell'UE. Questo incoraggiante dato delinea i presupposti per raggiungere l'obiettivo finale imposto dal pacchetto energia.

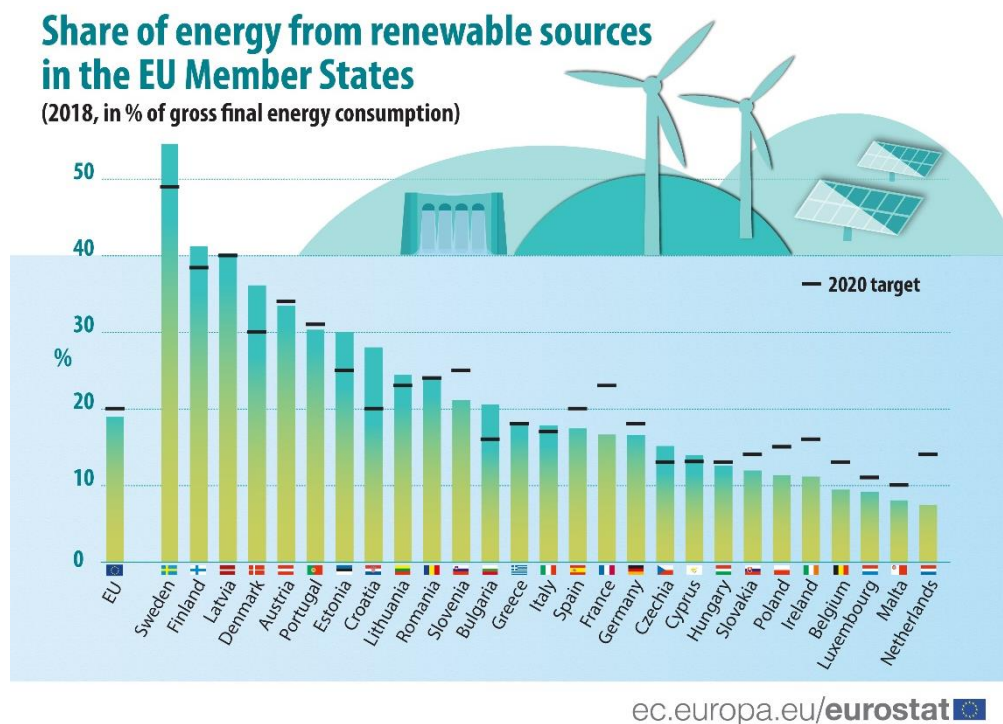


Figura 1: Copertura della domanda energetica europea con fonti rinnovabili secondo l'Eurostat [4]

Purtroppo, poco più della metà degli Stati membri ha raggiunto o superato i targets che si erano prefissati. L'Italia è stata una di questi in quanto ha superato il suo obiettivo del 17%, arrivando ad utilizzare un discreto 18% di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tuttavia, vi sono stati Paesi più virtuosi quali la Svezia che ha coperto oltre il 50% della propria domanda energetica da fonti rinnovabili [4]. Puntando sempre più a un continuo miglioramento, sono stati introdotti ulteriori

vincoli più restrittivi entro l'anno 2030. Il “Clean Energy for All Europeans Package” è un insieme di norme atte a perseguire i seguenti obiettivi:

- diminuzione della produzione di gas ad effetto serra del 40% (rispetto ai livelli del 1990);
- quota minima del 32% di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

Codesti targets sono stati recepiti dalla Direttiva europea 2018/2001/UE in ambito fonti rinnovabili e dalla Direttiva 2018/2002/UE riferita all'efficientamento energetico (in sostituzione della Direttiva 2009/28/CE e della Direttiva 2009/29/CE) per il periodo di riferimento 2021-2030 [5]. Per raggiungere i risultati prefissati, occorre realizzare azioni virtuose come quelle introdotte nel “Piano Nazionale Integrato per Energia e Clima (PNIEC)” inviato dall'Italia alla Commissione europea. *“L'obiettivo dell'Italia – dichiara il Ministro dello Sviluppo Economico Stefano Patuanelli - è quello di contribuire in maniera decisiva alla realizzazione di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale dell'Unione europea, attraverso l'individuazione di misure condivise che siano in grado di accompagnare anche la transizione in atto nel mondo produttivo verso il Green New Deal”* [6]. I cinque pilastri su cui verte il PNIEC sono la decarbonizzazione (FER e CO₂), l'efficienza energetica, la sicurezza degli approvvigionamenti, il mercato interno dell'energia e la sezione ricerca, innovazione e competitività. La tabella sottostante riassume gli obiettivi, le politiche e le misure principali del piano PNIEC al 2020 e al 2030.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Tabella 1: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 [6]

Le strategie attuate fin oggi dallo Stato italiano comprendono diverse norme UNI in merito al miglioramento delle prestazioni energetiche in ambito residenziale e industriale. In particolare, in quest'ultimo settore spicca la norma UNI CEI EN ISO 50001, la quale definisce i requisiti per creare, implementare, mantenere e migliorare un sistema di gestione dell'energia.

1.1 Il panorama energetico mondiale

Il seguente studio, eseguito dallo IEA (International Energy Agency) riportato nel *World Energy Outlook 2018* [7], illustra l'evolversi dei consumi totali di energia primaria di diverse fonti energetiche, espressi in Mega tonnellate equivalenti di petrolio, secondo lo scenario futuro "New Policy Scenario".

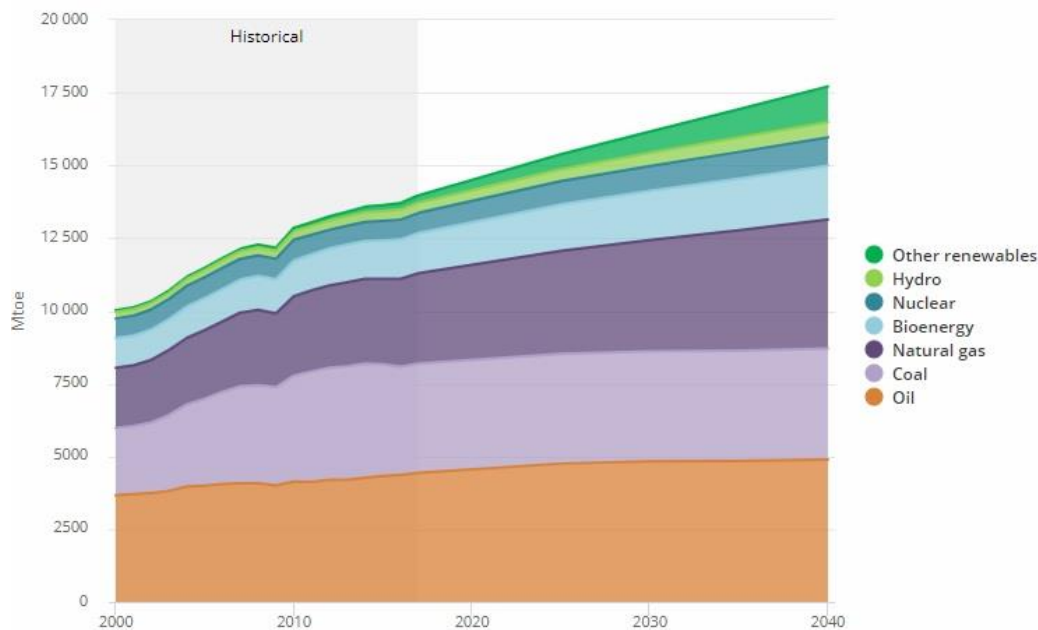


Figura 2: Previsione di IEA sui consumi globali di energia primaria [7]

Negli ultimi 20 anni vi è stato un innalzamento dei consumi di circa il 35% che potrà aumentare fino al 75% nel 2040. Gli incrementi più significativi avverranno per le fonti rinnovabili, le quali, grazie alla continua ricerca e agli incentivi stanziati dai Paesi, passeranno da una produzione di 300 Mtoe a circa 1330 Mtoe nel 2040. Tuttavia, la quota prevalente della domanda energetica sarà ancora coperta dai combustibili fossili, i quali saranno seguiti dalle fonti rinnovabili e dal nucleare. L'intensificazione dello sfruttamento delle risorse fossili come il petrolio, il carbone e il gas naturale comporterà l'esaurimento dei giacimenti. Il carbone finirà nei prossimi 140 anni, mentre ci vorranno solamente 55 anni circa per il gas naturale e per il petrolio [8], agli attuali ritmi di estrazione. Conseguentemente il prezzo di questi combustibili aumenterà e gli approvvigionamenti risulteranno sempre più rischiosi, originando così tensioni geopolitiche.

Il grafico seguente illustra nel dettaglio il trend dei consumi di energia primaria degli ultimi anni, riferiti alla produzione totale di ciascuna fonte energetica e non più al consumo globale come riportato nella figura n° 2.

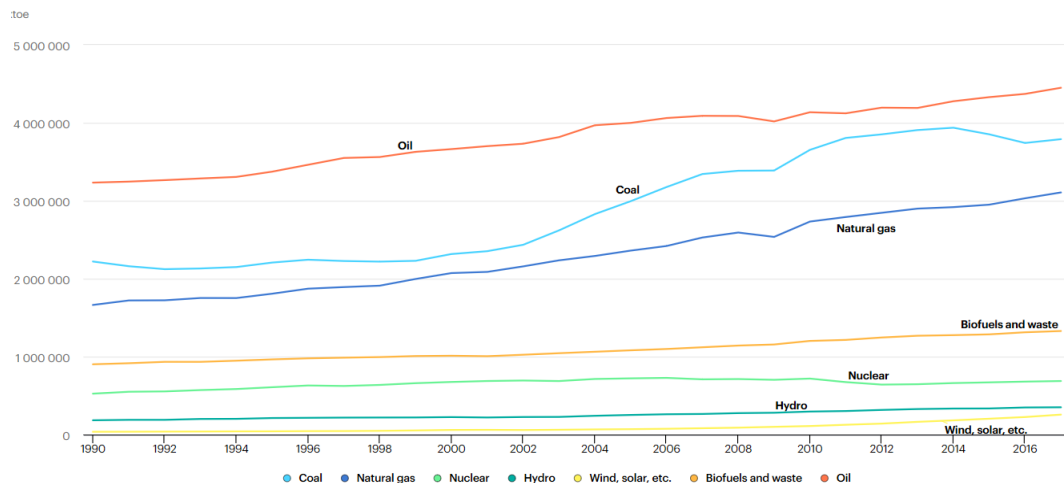


Figura 3: Consumo totale di energia primaria diviso per fonte energetica da fonte IEA [9]

L'aumento della richiesta energetica comporta, oltre allo sfruttamento delle risorse, anche l'incremento di un altro parametro di notevole importanza, ovvero l'emissione di gas clima alteranti. Quest'ultimi se prodotti in quantità elevate, specialmente nell'epoca attuale, influiscono negativamente sull'ecosistema. Il più rilevante tra tutti i composti è la CO_2 che viene emessa principalmente dalle attività antropiche. Questa ha avuto un incremento di circa il 65% dal 1990 al 2019 [10]. Il seguente grafico, sviluppato da IEA, descrive l'andamento delle emissioni globali di biossido di carbonio negli ultimi 30 anni. Si osserva che la produzione di questo prodotto ha avuto una notevole crescita che si è protratta fino a circa 33000 Mt di CO_2 . Il trend è stato sempre crescente tranne che per il 2009, anno in cui vi è stata una importante crisi finanziaria.

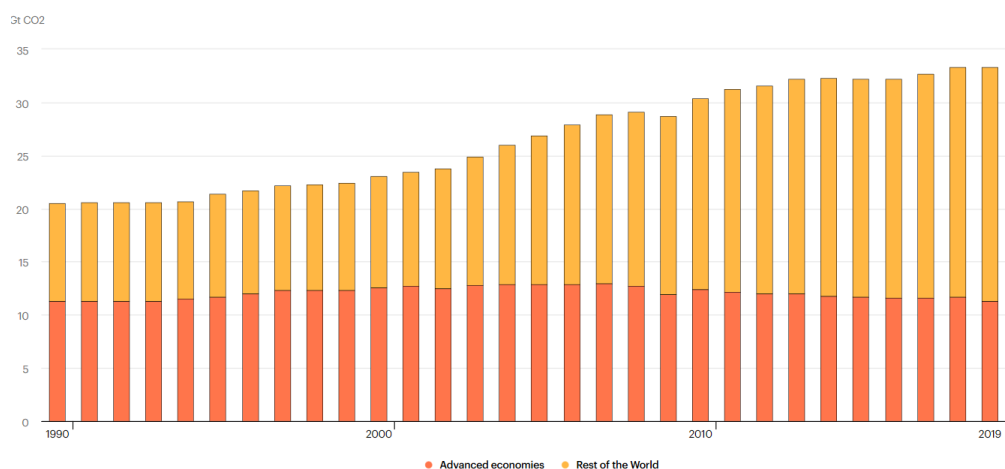


Figura 4: Emissioni globali di CO_2 da fonte IEA [10]

I Paesi non OCSE hanno contribuito maggiormente alla produzione di CO₂ a conseguenza della loro veloce crescita economica ed industriale, talvolta con sistemi poco efficienti sul lato energetico. Occorre inoltre sottolineare che la produzione d'inquinanti non è da attribuire solamente alla fase di utilizzo di un bene, ma bisogna considerare anche tutto il suo ciclo di vita per avere una stima accurata del potenziale impatto ambientale generato. Questa analisi viene condotta nell'LCA (Life Cycle Assessment). Pertanto, per limitare la generazione di sostanze dannose per l'ambiente, occorre prestare attenzione sia alle varie fasi del processo produttivo che durante il periodo d'esercizio. Per perseguire questi fini, i vari Stati hanno attuato politiche di risparmio energetico.

Vi sono diversi scenari per prevedere l'andamento futuro dei consumi mondiali tra cui il "Sustainable Development Scenario" e il "Stated Policies Scenario". Quest'ultimo era conosciuto come "New Policy Scenario" ma nel 2019 venne rinominato in quanto si volle rappresentare con maggior precisione la futura situazione energetica mondiale. Lo "Stated Policies Scenario" ingloba nella sua stima tutte le intenzioni politiche annunciate, prevedendo le conseguenze di queste in ambito energetico, senza però speculare su come questi piani politici potrebbero evolversi in futuro. Al contrario, il "Sustainable Development Scenario" pone l'attenzione sugli obiettivi energetici dettati dall'accordo di Parigi (COP21) del dicembre 2015. In particolare, si focalizza sul mantenere l'aumento temperatura ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali. Dunque, viene proposta una visione ambiziosa e pragmatica di come il settore energetico globale potrà evolversi. Inoltre, attraverso un percorso a ritroso, si potranno definire gli interventi per raggiungere codesto target. Il grafico seguente illustra in modo chiaro i diversi esiti che si otterrebbero con i due scenari sopra descritti.

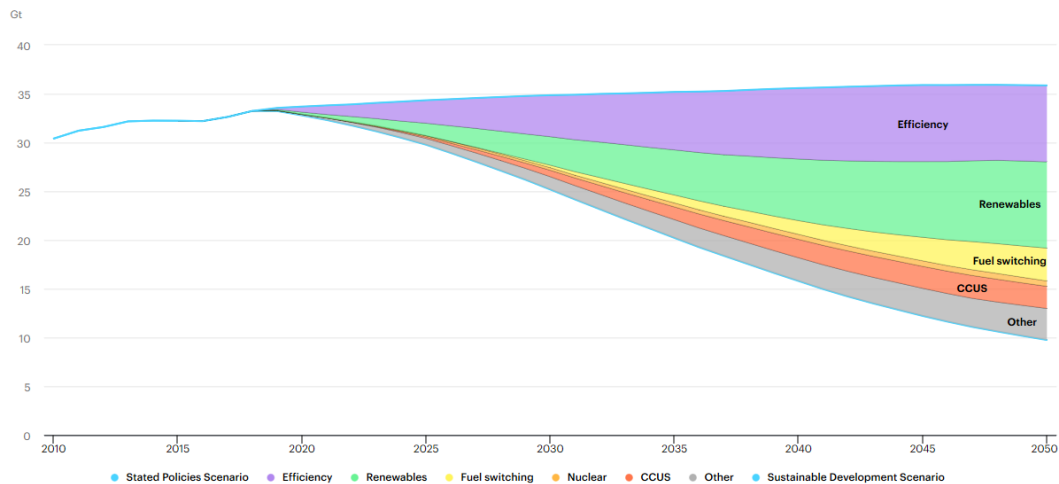


Figura 5: Riduzione delle emissioni di CO₂ secondo il “Sustainable Development Scenario” e il “Stated Policies Scenario” [11]

È nettamente visibile il divario dei risultati a cui conducono i due metodi: lo “Stated Policies Scenario” risulta insufficiente per ridurre le emissioni di CO₂, al contrario del “Sustainable Development Scenario” che riporta una netta diminuzione di CO₂ prodotta in riferimento a diverse strategie di sviluppo eco-sostenibile.

L'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'efficientamento degli impianti sono sicuramente i due cardini principali dello sviluppo sostenibile. Codesto concetto è stato introdotto per la prima volta nel 1987, grazie alla pubblicazione del rapporto Brundtland intitolato “Il nostro futuro comune” della commissione mondiale sull'ambiente e lo Sviluppo. [8] Questa relazione descrive lo sviluppo sostenibile nel modo seguente: “*Sviluppo sostenibile è lo sviluppo che soddisfa le esigenze del presente senza compromettere la capacità delle generazioni future di soddisfare le proprie*”. La tutela dell'ambiente e la protezione dei diritti dei “voiceless” sono i principali temi attuali. Ogni cittadino è ormai consapevole della grave situazione ambientale in cui verte il nostro pianeta e perciò dovrebbe avere un proprio senso di responsabilità che lo porti, nel suo piccolo, a compiere azioni in favore dell'ambiente limitando le emissioni e i consumi. Tuttavia, queste iniziative non sono sufficienti e quindi gli Stati devono attuare delle politiche di risparmio energetico.

1.2 La situazione energetica in Italia

In Italia, i consumi di energia primaria hanno avuto un andamento tendenzialmente crescente negli anni. Tuttavia, nel 1973 e nel 1979 vi furono due importanti crisi energetiche che causarono l'aumento del prezzo del petrolio e dunque la diminuzione dei consumi energetici, influenzando significativamente le abitudini dei cittadini. Il consumo interno lordo di energia primaria, che aveva avuto un aumento esponenziale, ha subito in quegli anni un rallentamento della crescita a causa degli scontri tra i Paesi OPEC (organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio). Questi avvenimenti misero in luce l'importanza della diversificazione degli approvvigionamenti e condussero alcuni Stati a ricercare nuove fonti energetiche da utilizzare per ampliare il loro sistema energetico.

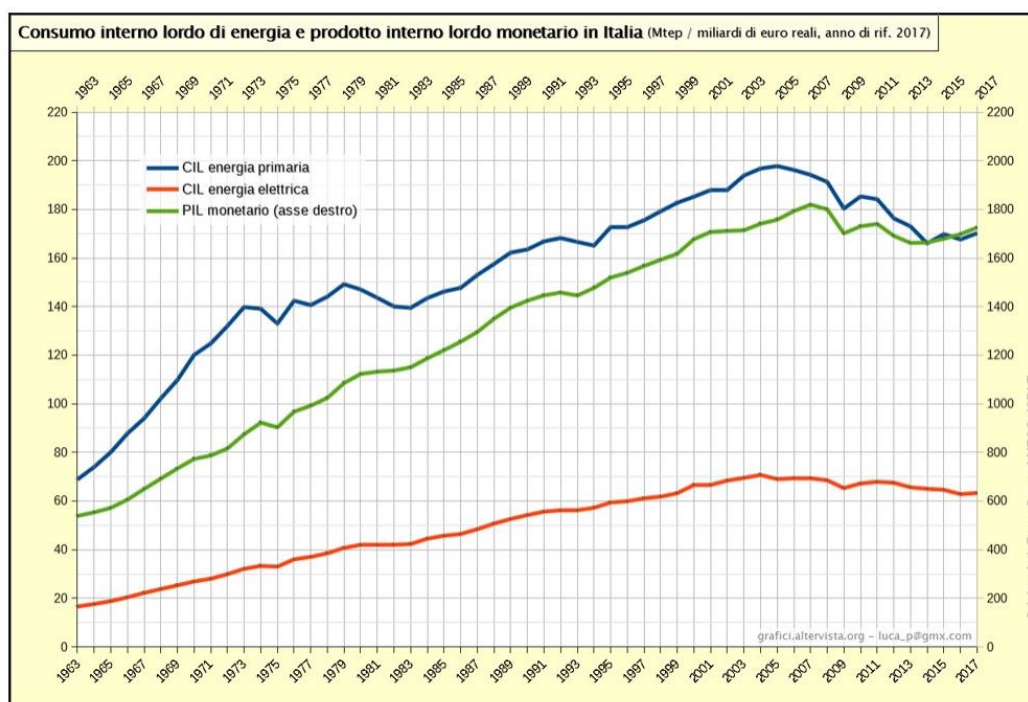


Figura 6: Consumo di energia primaria in Italia e PIL [12]

In seguito, i consumi di energia primaria sono aumentati fino al 2005, anno dopo il quale vi è stata una riduzione di circa il 14,2%. Questa inversione di tendenza è stata influenzata principalmente da due fattori. Il primo riguardava l'entrata in vigore dei Certificati Bianchi in Italia, i quali hanno contribuito a diminuire l'intensità energetica del Paese portandolo così ad incrementare la propria efficienza. Il secondo invece era correlato alla crisi tra Russia e Ucraina che ha

influenzato le forniture di gas per l'Europa e pertanto ha causato la diminuzione del Prodotto Interno Lordo (PIL); come si può osservare anche dai grafici n° 6 e n° 7.

Inoltre, dal 2007 al 2013 vi sono stati due avvenimenti che hanno ulteriormente mutato il trend dei consumi: la grande crisi economica mondiale (2007-2013) e il secondo conflitto energetico tra la Russia e l'Ucraina del 2009. Quest'ultimo ha condotto all'interruzione per 13 giorni delle forniture di gas all'Ucraina, riversando così il deficit in cascata anche sull'Europa e quindi sull'Italia. Tale avvenimento ha spinto l'UE a redigere nuovi regolamenti per fronteggiare le future crisi energetiche con lo scopo di non essere ulteriormente influenzati dalle tensioni geopolitiche che si potranno instaurare tra i diversi Stati.

Nell'ultima analisi si è evidenziato come nel primo trimestre del 2019, secondo le stime di ENEA, i consumi di energia primaria si siano ridotti del 3% rispetto all'anno precedente, durante il quale si erano raggiunti circa i 171,5 Mtep consumati.

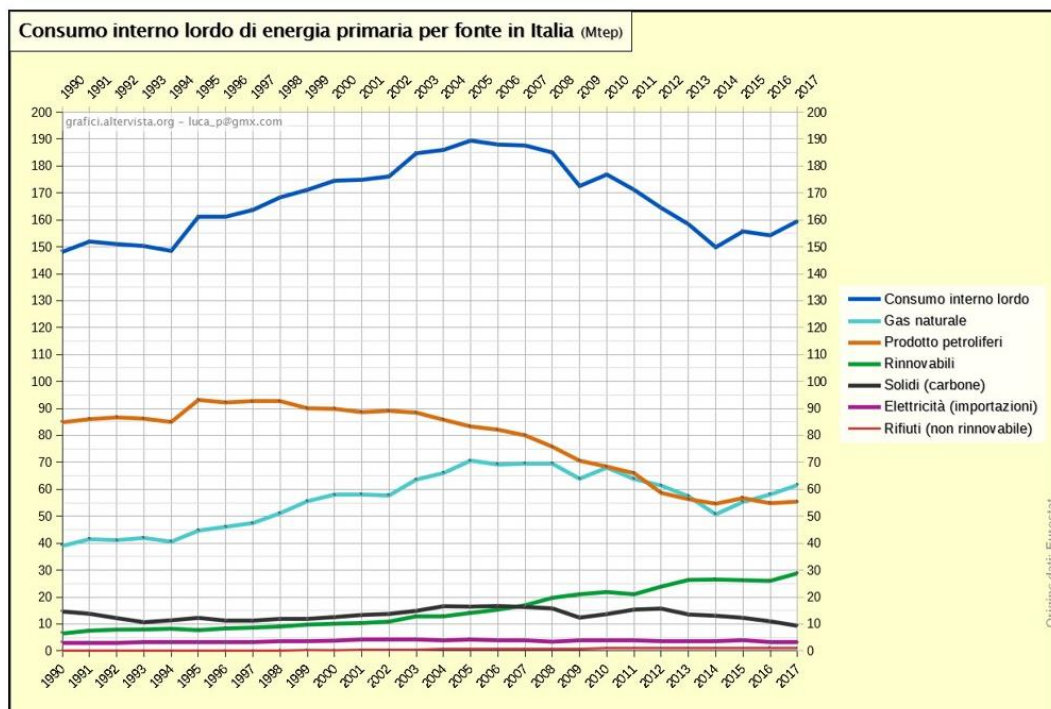


Figura 7: Consumo di energia primaria per fonte in Italia [13]

Il petrolio è la fonte energetica che ha subito il maggior decremento negli anni, difatti i consumi sono scesi di circa il 57%. Tuttavia, rimane il secondo combustibile

più utilizzato siccome ricopre il 34% dei consumi lordi di energia primaria in Italia. Lo sfruttamento del gas naturale è aumentato dal 1990 fino alla grande crisi economica mondiale, durante la quale ha avuto un repentino decremento arrestatosi intorno ai 65 Mtep. Tuttavia, negli ultimi anni il suo consumo ha ripreso ad amplificarsi fino a diventare la prima fonte energetica utilizzata, andando così a ricoprire il 40% dei consumi di energia primaria. Al contrario, il carbone ha avuto uno sviluppo approssimativamente costante negli anni intorno ai 10 Mtep.

Fortunatamente le fonti rinnovabili hanno avuto una significativa crescita dal 2005, anno in cui è entrato in vigore il programma “Conto Energia per il solare fotovoltaico”, il quale erogava incentivi per l'energia prodotta da impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica. A tutt'oggi però le fonti rinnovabili ricoprono solamente il 18% dei consumi interni lordi di energia primaria; pertanto negli ultimi anni sono stati introdotti ulteriori incentivi per incrementare la produzione di energia da fonti sostenibili.

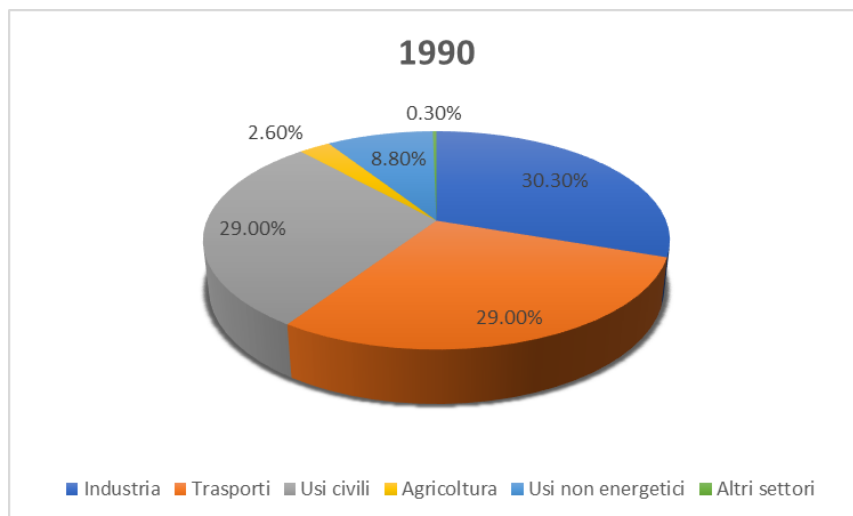


Figura 8: Consumi totali di energia nel 1990 [9]

I settori più energivori erano e sono ancora tutt'oggi il settore civile, quello dei trasporti e infine il settore industriale. Negli anni '90 l'industria utilizzava oltre il 30% dell'energia consumata in Italia. Venticinque anni più tardi questa percentuale si è ridotta di 1/3 grazie alle normative nazionali volte a promuovere l'efficientamento energetico. Contrariamente, il settore dei trasporti e gli usi civili hanno incrementato l'utilizzo di energia dal 1990 al 2015, passando dal 29% al 39.30% per gli usi civili e al 32,10% per i trasporti.

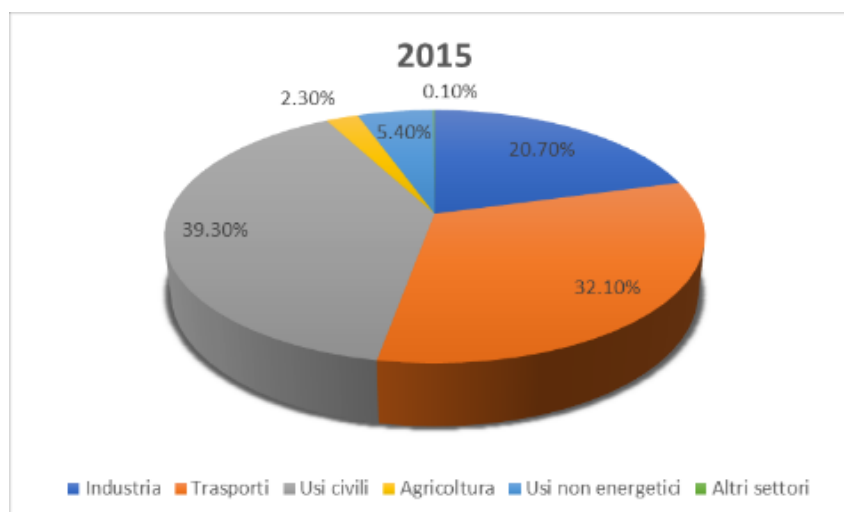


Figura 9: Consumi totali di energia nel 2015 [9]

Le emissioni totali di biossido di carbonio, fortemente influenzate dalle efficienze dei cicli termodinamici, hanno avuto un crescente aumento fino al 2006, anno durante il quale raggiunsero circa 500 migliaia di tonnellate di CO₂. Dopo questo periodo, le emissioni ebbero un repentino decremento grazie all'entrata in vigore del D. Lgs 4/4/2006 n° 216. Questa normativa, costruita sullo stampo del Protocollo di Kyoto, dettava i meccanismi basati sullo scambio di quote d'emissioni di gas ad effetto serra. Quindi, grazie all'introduzione di questo decreto, le emissioni di biossido di carbonio in Italia vennero attenuate fino a circa 360 migliaia di tonnellate di CO₂.

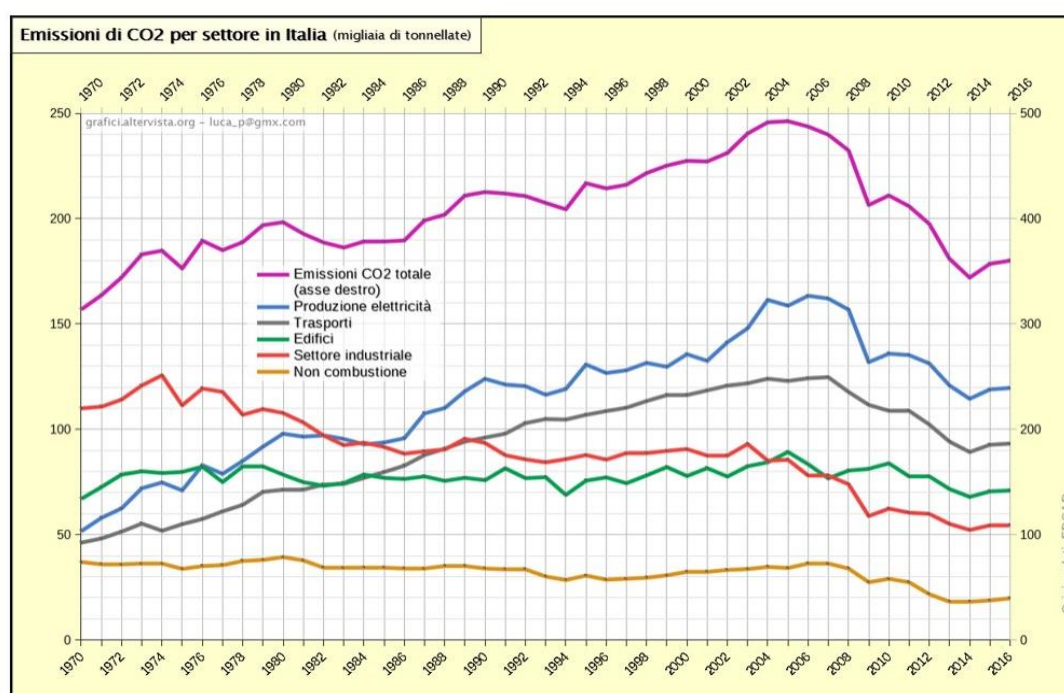


Figura 9: Emissioni di CO₂ in Italia [14]

I settori che risposero con maggior vigore sono stati quello dei trasporti, l'industriale e la produzione elettrica, la quale tuttavia risulta ancora la più emissiva. Sicuramente quest'ultima e i trasporti dovranno ancora limitare l'emissione di gas ad effetto serra, in quanto sono riusciti solamente ad eguagliare l'emissione di CO₂ che avevano nel 1990 e perciò non hanno ancora raggiunto l'obiettivo imposto dal *"Clean Energy for All Europeans Package"*. Al contrario, il comparto industriale ha ridotto di circa il 50% la produzione di CO₂, che nel 2016 si aggirava intorno alle 54 tonnellate. Il decremento più sostanzioso è avvenuto nel 2008, grazie all'emanazione del D. Lgs 115/08 riferito all'efficientamento degli usi finali dell'energia e dei servizi energetici. Questi dati mostrano come la strada per ridurre la produzione totale di gas ad effetto serra del 40% (rispetto ai livelli del 1990) sia ancora lunga, però le strategie adottate dallo Stato italiano possono portare al raggiungimento di codesto target attraverso il risparmio energetico.

2. Il quadro normativo europeo

Di seguito viene riportato il riepilogo delle direttive europee in ambito di sostenibilità ambientale. Queste sono elencate in ordine cronologico di emanazione con le relative modifiche e/o abrogazioni.

DIRETTIVE EUROPEE			
[15]	Dir. Eu. 93/76/CEE	13 settembre 1993	<i>Intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica.</i>
[16]	Dir. Eu. 96/61/CE	24 settembre 1996	<i>Sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento.</i>
[17]	Dir. Eu. 2003/87/CE	13 ottobre 2003	<i>Istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio.</i>
[18]	Dir. Eu. 2006/32/CE	5 aprile 2006	<i>Concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio.</i>
[19]	Dir. Eu. 2009/29/CE	23 aprile 2009	<i>Modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.</i>
[20]	Dir. Eu. 2012/27/UE	25 ottobre 2012	<i>Sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.</i>

[5]	Dir. Eu. 2018/2001	11 dicembre 2018	<i>Sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.</i>
[21]	Dir. Eu. 2018/2002	11 dicembre 2018	<i>Modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.</i>

Tabella 2: Riepilogo direttive europee

3. Il quadro normativo italiano

Lo Stato italiano ha recepito e attuato le direttive europee sopra citate, introducendo i seguenti decreti legislativi.

DECRETI LEGISLATIVI ITALIANI			
[22]	D. Lgs 4/4/2006 n° 216	20 giugno 2006	<i>Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto.</i>
[23]	D. Lgs 115/08	30 maggio 2008	<i>Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE</i>
[24]	D. Lgs 102/14	19 luglio 2014	<i>Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.</i>

Tabella 3: Riepilogo decreti italiani

Per definire in modo univoco le procedure di attuazione delle politiche energetiche, sono state introdotte le norme tecniche UNI. Le più rilevanti in ambito di efficientamento energetico sono state riportate di seguito. Queste saranno le basi su cui verterà codesto progetto di tesi.

NORME TECNICHE E PROTOCOLLI APPLICABILI IN ITALIA			
[25]	UNI CEI EN 16247	06 settembre 2012	<i>Diagnosi energetiche</i>
[26]	UNI CEI EN ISO 50001	27 settembre 2018	<i>Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso</i>
[27]	Protocollo IPMVP	01 maggio 2020	<i>Per verificare i risultati di progetti di efficienza energetica, efficienza idrica e fonti rinnovabili in qualsiasi campo, dagli edifici civili ai siti industriali.</i>

Tabella 4: Riepilogo norme tecniche e protocolli

4. La diagnosi energetica

La diagnosi energetica o audit energetico, è *“una procedura sistematica finalizzata a ottenere un’adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e a riferire in merito ai risultati”* [28]. Gli obiettivi della diagnosi energetica si focalizzano sulla riqualificazione del sistema energetico, incrementando l’efficienza delle conversioni energetiche, riducendo i costi di approvvigionamento delle fonti energetiche e migliorando la sostenibilità ambientale, attraverso l’implementare di soluzioni che utilizzano fonti rinnovabili.

Questa procedura si basa sulla valutazione dei consumi reali, quindi l’output che si ottiene è riferito alle reali condizioni d’esercizio. Perciò questi risultati non si basano su condizioni standard, come accade invece nel caso della certificazione energetica che viene redatta in condizioni ambientali standard.

La DE può essere condotta solamente da soggetti certificati quali le ESCO certificate UNI CEI EN 11352, gli EGE certificati UNI CEI 11339 e gli auditor accreditati UNI CEI EN 16247-5. Inoltre, l’obbligo di DE non sussiste qualora l’azienda sia certificata EMAS, ISO 50001 o ISO 14001, a condizione che nell’ambito dei suddetti sistemi di gestione, sia stato realizzato un Audit Energetico in conformità con l’Allegato n° 2 al decreto.

4.1 Redazione di una diagnosi energetica nel settore industriale

La conoscenza del profilo energetico aziendale è fondamentale per sviluppare un piano di energy management. Attraverso l’identificazione delle aree energivore si possono limitare gli eventuali sprechi, riducendo i costi energetici e incrementando l’efficienza. Di conseguenza risulta uno strumento utile a favore la riduzione degli

approvvigionamenti energetici e delle emissioni in ambiente, limitando al contempo i costi di esercizio dell'impianto.

Con l'emanazione del Decreto Legislativo n.102/2014, attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, viene sancito l'obbligo di redazione di diagnosi energetica per le imprese energivore. Pertanto dal 2014, le grandi imprese e le imprese a forte consumo di energia sono obbligate a efficientare gli impianti ogni 4 anni. Con il termine energivore si intendono le imprese che rientrano nelle seguenti categorie:

- Grande impresa (D.lgs 18 Luglio 2016 n.141): impresa con almeno 250 dipendenti oppure, a prescindere dal personale occupato, con un fatturato annuo superiore a 50 milioni di euro e contemporaneamente un totale di bilancio annuo superiore a 43 milioni di euro. Le grandi imprese sono soggette all'obbligo di DE se la condizione è verificata per due anni consecutivi precedenti all'anno di diagnosi;
- Impresa energivora (DM 21/12/2017): se il consumo di energia elettrica è maggiore o uguale a $1 \frac{GWh}{anno}$ e l'indice di intensità elettrica (costi per il consumo di energia elettrica / VAL) $\geq 20\%$. Le imprese a forte consumo di energia soggette all'obbligo di DE, ai sensi dell'articolo n° 8 comma 3 del D.Lgs 102/2014, sono le sole imprese iscritte nell'elenco annuale istituito presso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico ai sensi del decreto interministeriale del 5 aprile 2013.

Il procedimento per l'esecuzione della diagnosi energetica, conforme all'allegato n° 2 del D.lsg 102/14, è descritto dalla Norma UNI CEI EN 16247 parti 1-5. In particolare occorre:

- avere i consumi di energia aggiornati, misurati e tracciabili;
- comprendere con un esame dettagliato dei profili di consumo energetico di edifici, attività ed impianti;
- basarsi sull'analisi LCC (Life Cycle Cost) per valutare i risparmi a lungo termine;

- attenersi a dati proporzionati e sufficientemente rappresentativi della realtà.

I passaggi che devono essere affrontati durante la redazione delle DE, sono descritti nella terza parte della UNI CEI EN 16247 e comprendono:

- 1) incontro preliminare con descrizione della procedura per lo svolgimento della diagnosi;
- 2) raccolta dei dati relativi ai consumi per i vari vettori energetici attraverso l'analisi delle bollette e/o monitoraggio;
- 3) inventario misuratori, macchinari e apparecchiature;
- 4) analisi dei dati con ripartizione dei consumi per vettore energetico, area funzionale e relativi fattori di aggiustamento;
- 5) calcolo degli indici di prestazione energetica IPE e confronto tra indici effettivi e di riferimento;
- 6) individuazione dell'indice IPE obiettivo;
- 7) identificazione delle aree più energivore e valutazione degli interventi di risparmio energetico;
- 8) analisi costi-benefici;
- 9) individuazione degli interventi prioritari;
- 10) rapporto finale di diagnosi.

Gli “Indici di Prestazione Energetica” IPE hanno come scopo il confronto con i benchmark di settore, per identificare le possibili opportunità di miglioramento. Questi vengono valutati con la seguente formula:

$$IPE = \frac{\text{consumo [u.m.]}}{\text{produzione [t, kg, m}^3\text{, etc]}}$$

I vari steps per definire la diagnosi energetica sono riassunti nel flow chart seguente.

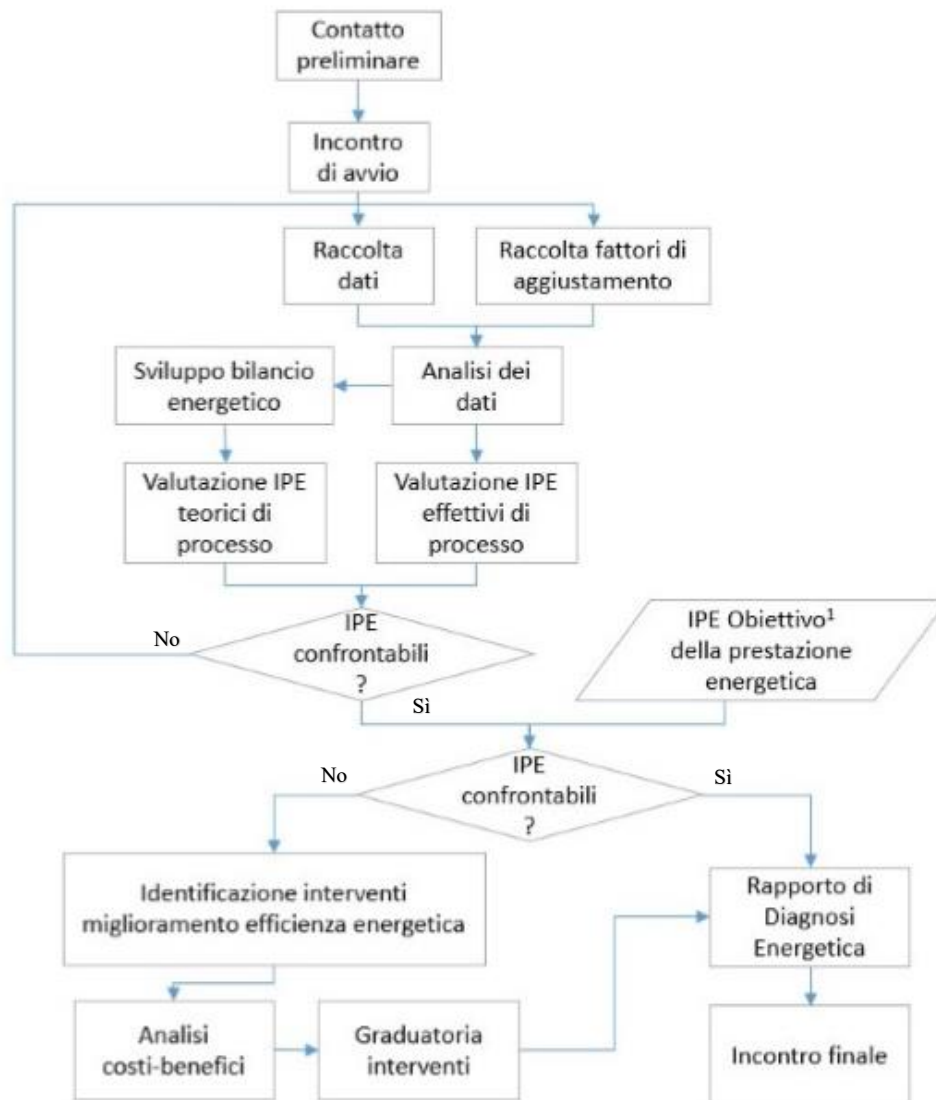


Figura 10: Schema esecuzione DE secondo EN 16247-3 [28]

Queste procedure devono essere effettuate per le diverse attività che vengono eseguite nello stabilimento, suddivise in:

- Attività principali del processo produttivo che conducono al prodotto finale;
- Servizi ausiliari che non partecipano direttamente alla produzione del prodotto finale ma sono a servizio delle attività principali. Un esempio di questi è la movimentazione dei materiali, l'aria compressa ecc;

- Servizi generali non correlati direttamente all'attività principale dello stabilimento. Sono ad esempio l'illuminazione, il riscaldamento ecc.

Inoltre, vi sono quattro livelli di consumo che si dividono in:

- Consumo complessivo del sito in tep;
- Contatori fiscali dei vettori energetici;
- Suddivisione nelle aree funzionali;
- Quadri di reparto/linee.

La precisione minima richiesta per l'elaborazione della DE al 05/12/19 è il livello C, ovvero la suddivisione dei consumi per aree funzionali [29]. La fig. n° 11 illustra lo schema di una struttura energetica aziendale divisa per livelli.

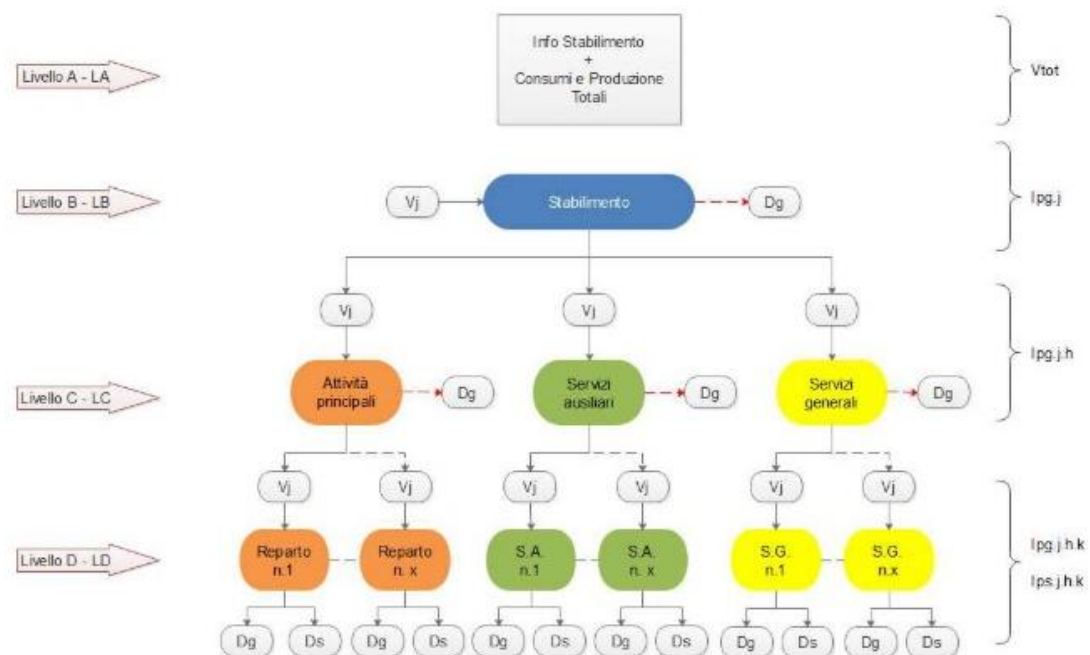


Figura 11: Schema di struttura energetica aziendale [30]

Nel caso di imprese che presentano più siti produttivi, risulta difficoltoso effettuare un'analisi dettagliata di tutti i consumi. Quindi vi è la possibilità di sottoporre a DE solo una parte dei siti, andando a effettuare un processo di clusterizzazione sui consumi di energia primaria. Se i consumi sono inferiori ai 10000 tep vi sono

diverse fasce proposte da Enea, le quali descrivono la percentuale di siti da sottoporre a DE, con un massimo di 100 siti. Se i consumi risultano minori a 100 tep, non vi è l'obbligo di DE per nessun sito, come si evince dalla figura seguente.

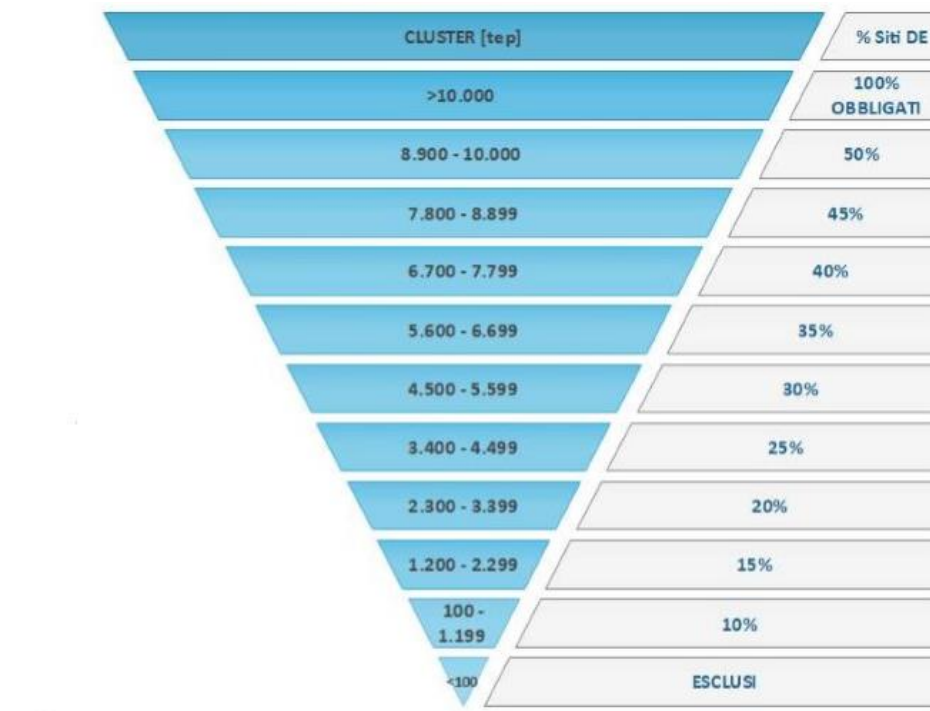


Figura 12: Clusterizzazione imprese multi-sito [30]

Inoltre, lo stesso processo di clusterizzazione è adottato anche per l'obbligo di monitoraggio, il quale è applicabile ai siti con consumi di energia primaria maggiori di 100 tep e per un massimo di 50 siti sottoposti a monitoraggio.

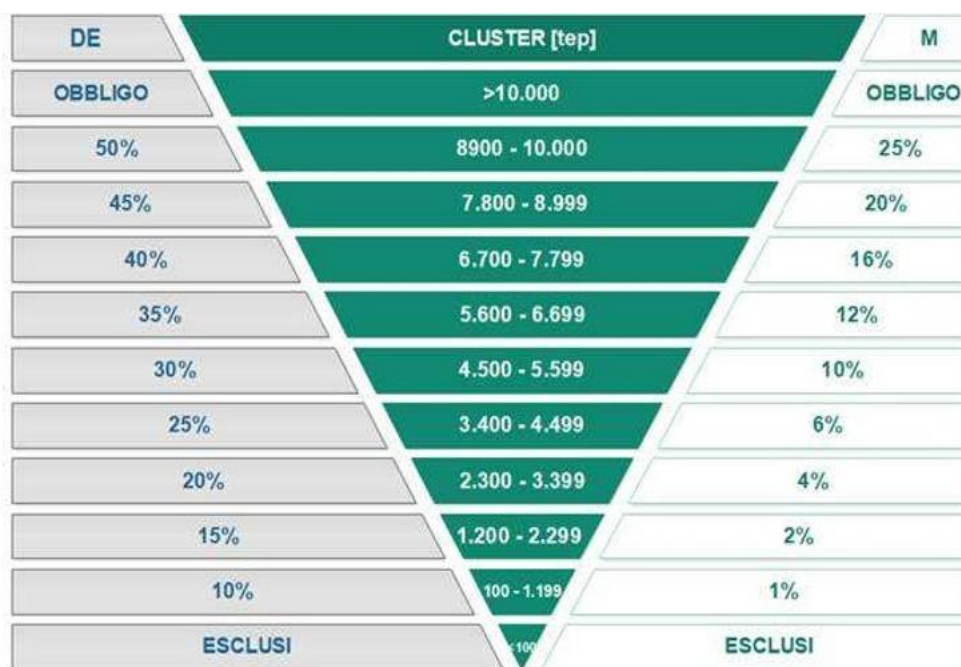


Figura 13: Clusterizzazione per il monitoraggio di imprese multi-sito [30]

Per esempio, i siti industriali con consumo totale superiore a $10000 \frac{\text{tep}}{\text{anno}}$ possono attuare piani di monitoraggio e/o misurazione suddivisi con le seguenti percentuali.

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

Figura 14: Soglie percentuali dei piani di misurazione e/o monitoraggio [30]

Tuttavia, il processo di clusterizzazione illustrato è una proposta di Enea e non è pertanto vincolante. Dunque, il redattore della diagnosi può utilizzare qualsiasi altro metodo per la scelta dei siti da sottoporre a monitoraggio, purché sia rappresentativo della realtà produttiva dell'azienda esaminata.

4.2 La norma UNI CEI EN ISO 50001

4.2.1 Siti certificati

Nel corso degli anni sempre più aziende hanno scelto di supportare politiche di efficientamento che consentono di ridurre l'impatto economico e al contempo quello ambientale. Il seguente grafico illustra l'andamento del numero di siti certificati ISO 50001 negli ultimi anni in Italia.

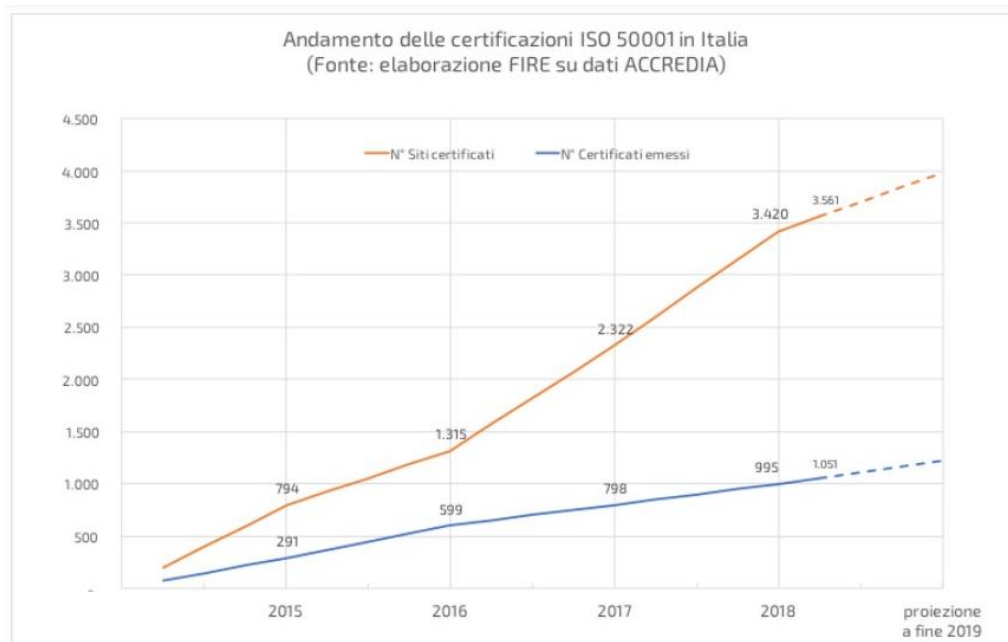


Figura 15: Evoluzione del numero di siti certificati in Italia [31]

Dall'anno 2016 vi è stato un forte incremento del numero di aziende che hanno scelto di certificarsi, difatti nell'arco di un anno il numero di siti certificati è quasi

raddoppiato! Questo aumento è stato sicuramente influenzato dalla possibilità di assolvere all'obbligo di Diagnosi Energetica, introdotto dall'art. 8 del D. Lgs. 102/2014, per le grandi imprese e i soggetti energivori qualora questi fossero certificati ISO 50001.

4.2.2 Lo scopo

La norma UNI CEI EN ISO 50001 *“specifica i requisiti per stabilire, attuare, mantenere e migliorare un sistema di gestione dell'energia (SGE). L'esito atteso è quello di consentire a un'organizzazione di seguire un approccio sistematico per ottenere un miglioramento continuo della prestazione energetica e del SGE.”* [26] Questa frase, tratta dal capitolo “Scopo e campo di applicazione” della normativa, racchiude gli aspetti salienti che verranno affrontati durante l'applicazione della stessa. La norma ha come fine la creazione di una politica energetica, attraverso l'identificazione di misure, responsabilità e autorità che hanno lo scopo di migliorare la performance energetica.

Come evidenziato nella citazione, il Sistema di Gestione dell'Energia ha un ruolo fondamentale nel migliorare le prestazioni energetiche dello stabilimento in esame. Il SGE è composto da un insieme di procedure e strategie che permettono di gestire in modo razionale i vettori energetici. Tanto più l'industria sarà energivora, più saranno rilevanti i risparmi energetici ed economici conseguibili dall'efficientamento. Inoltre, per amplificare questi risultati occorre individuare e quantificare con maggior accuratezza, le possibili fonti di risparmio energetico. A tal proposito è utile inserire un sistema di monitoraggio dei consumi termici ed elettrici, che potrà essere utile per verificare le prestazioni energetiche future. Le linee guida in merito a questo campo sono racchiuse nel Protocollo Internazionale di Misura e Verifica delle Prestazioni (IPMVP).

Un secondo aspetto su cui si sofferma la normativa è la continuità del miglioramento energetico. Codesto è intrinseco nella UNI CEI EN ISO 50001 in

quanto questa verte su un percorso circolare (PDCA) che implica la continua ricerca dell'ottimizzazione. Dunque, i risultati devono essere misurati e registrati al fine di poter garantire un paragone nel tempo; siccome la normativa non impone il raggiungimento di un target ma solo il miglioramento continuo. Questi parametri definiscono gli “Energy Performance Indicators” (EnPI) dello stabilimento e possono essere utilizzati anche per confrontare diverse aziende tra loro.

4.2.3 L'iter procedurale

Lo schema su cui verte la UNI CEI EN ISO 50001 è suddiviso in procedure e controlli illustrati nel flow chart seguente.

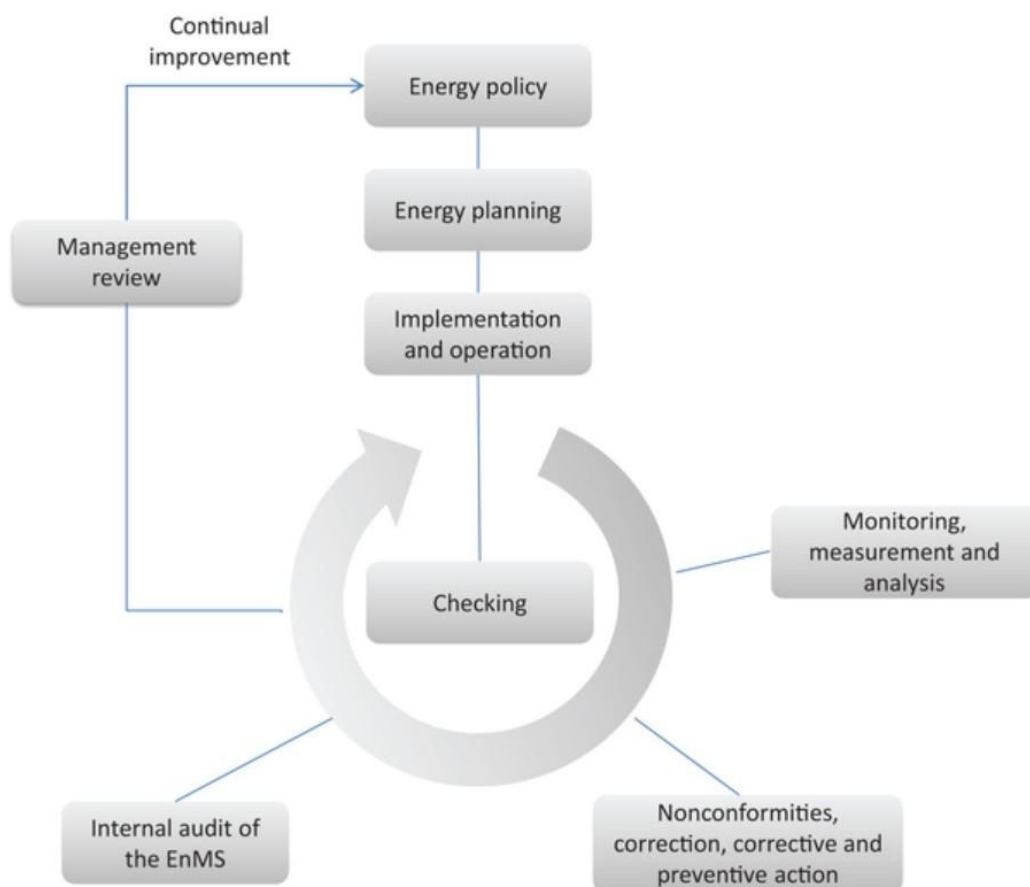


Figura 16: Flow chart UNI CEI EN ISO 50001 [26]

All'inizio dell'analisi vengono rilevati tutti i consumi precedenti agli interventi di efficientamento energetico; in seguito si indentificano le zone con maggior uso significativo di energia e quindi le priorità energetiche su cui intervenire. Individuati gli obiettivi, si attuano delle strategie energetiche per raggiungerli. Successivamente si monitorano i cambiamenti e si confrontano con gli indici EnPI per constatare se gli interventi apportati sono risultati adeguati. Se così fosse il processo ha avuto successo; nel caso contrario si dovranno identificare nuovi piani di efficientamento energetico da eseguire e ritestare. Questo percorso circolare è definito “Ciclo Deming” in quanto venne adottato negli anni 50 da E. Deming nell'ambito di gestione della qualità.

4.2.4 Il ciclo PDCA

L'implementazione della norma rappresenta una soluzione per utilizzare razionalmente le risorse, limitando così i costi di approvvigionamento e le emissioni. La metodologia seguita dal Sistema di Gestione dell'Energia è nota come “ciclo Plan - Do - Check – Act” la quale implica un miglioramento continuo e dinamico proprio a causa della sua forma circolare.



Figura 17: Ciclo PDCA

Il percorso, che inizia dalla definizione del problema e giunge alla sua risoluzione, è suddiviso nelle quattro fasi seguenti:

- Plan: Pianificazione energetica
- Do: Implementazione
- Check: Monitoraggio, misura e analisi
- Act: Riesame

4.2.4.1 Plan

La prima fase del ciclo PDCA è il Plan che si articola in tre punti principali ovvero la pianificazione dei dati in ingresso, l'analisi energetica e la pianificazione dei dati in uscita come illustrato nel diagramma seguente.

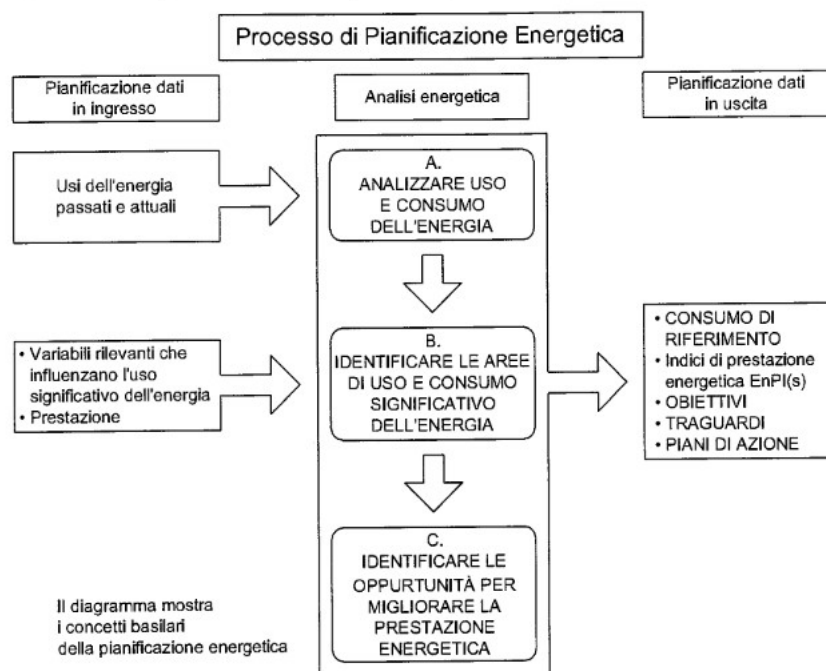


Figura 18: Fase Plan [26]

Risulta evidente che l'aspetto principale di questa fase è l'analisi energetica che permette di delineare le potenziali azioni di risparmio energetico.

La descrizione di questo step riportata nella UNI CEI EN ISO 50001 è la seguente:
“Comprendere il contesto dell'organizzazione, stabilire una politica energetica e un gruppo di gestione dell'energia, considerare azioni per affrontare rischi e opportunità, condurre un'analisi energetica, identificare gli usi significativi dell'energia (USE) e stabilire indicatori di prestazione energetica (EnPI), consumo(i) di riferimento (EnB), obiettivi e traguardi energetici e piani d'azione necessari per ottenere risultati che migliorino la prestazione energetica in conformità alla politica energetica dell'organizzazione.” [26]

Come descritto nella normativa, occorre analizzare i consumi passati e presenti, monitorando, se possibile, i vari vettori energetici dei singoli reparti o linee di produzione. Questi dati devono essere normalizzati per renderli indipendenti da fattori esterni che li influenzano. Per far questo si utilizzano gli Indicatori di Performance Energetica o Energy Performance Indicators (EnPIs). Questi si suddividono in indicatori generali se normalizzano la misura rispetto al parametro generale della destinazione d'uso, oppure in indicatori specifici se si riferiscono ad una particolare area funzionale. In seguito, si identificano i settori dell'azienda più energivori che necessitano di un intervento di risparmio energetico. Successivamente si definiscono gli obiettivi e si elaborano delle azioni energetiche per raggiungerli, valutando anche gli Energy Baseline (EnB) ovvero i riferimenti quantitativi per il confronto delle prestazioni energetiche.

La strategia energetica scelta deve essere riportata in un documento contenente lo scopo e i confini del SGE, i responsabili e le azioni che ogni partecipante deve svolgere, assicurandosi che i risultati vengano misurati e registrati.

Stimati così i consumi futuri che porteranno al raggiungimento degli obiettivi prefissati, attraverso la politica energetica delineata; si può procedere con la fase “Do” ovvero l'azione.

4.2.4.2 Do

La seconda fase del ciclo PDCA è l'implementazione della politica energetica scaturita dal processo di pianificazione. La norma specifica di: *“Attuare i piani d'azione, i controlli operativi e di manutenzione e la comunicazione, assicurare la competenza e considerare la prestazione energetica nella progettazione e nell'approvvigionamento.”* [26]

L'organizzazione deve quindi utilizzare i piani d'azione elaborati nella fase “Plan” per l'attuazione e il funzionamento del GSE. Ogni individuo dell'azienda deve essere istruito sul compito che dovrà eseguire e dovrà essere informato sulle prestazioni energetiche dello stabilimento, di modo da poter partecipare attivamente al processo di miglioramento continuo.

Allo stesso tempo è previsto un controllo operativo sulle attività di funzionamento e manutenzione, al fine di assicurare il corretto funzionamento del SGE. Le prestazioni energetiche che ne conseguono devono essere registrate, di modo da evitare potenziali scostamenti dall'obiettivo prefissato a causa di eventuali malfunzionamenti.

4.2.4.3 Check

La terza fase consiste nel *“monitorare, misurare, analizzare, valutare, condurre audit e svolgere riesami della direzione della prestazione energetica e del SGE.”* [26]. Siamo giunti allo step che racchiude tutti i risultati reali provenienti dall'applicazione della politica energetica delineata nella fase “Plan” e attuata in quella “Do”. L'elemento chiave di questa fase sono i dati derivanti dal monitoraggio dei flussi energetici. Per rendere affidabili questi valori è necessario che il sistema di monitoraggio sia conforme a certi requisiti, quali la corretta ripartizione degli strumenti di misura in riferimento agli usi energetici significativi.

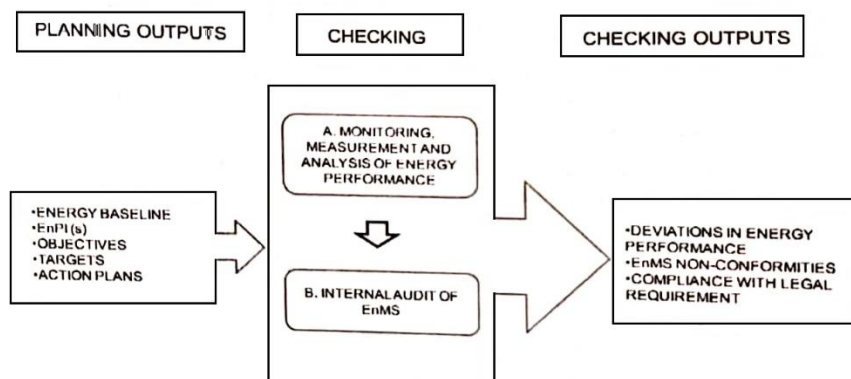


Figura 19: Schema Check [8]

L'analisi delle prestazioni energetiche derivanti dall'applicazione del SGE svela se si sono raggiunti i targets imposti attraverso il confronto degli indici EnPIs. Ad intervalli periodici e pianificati, vengono effettuate delle misurazioni per verificare quanto ci si è discostati dal raggiungimento degli obiettivi. Questo processo viene nominato "Checking". Qualora vengano evidenziate delle non conformità tra i consumi previsti e quelli registrati, bisogna pianificare ed effettuare delle azioni correttive.

4.2.4.4 Act

L'ultima fase del "Ciclo di Deming" è l'Act ovvero il riesame del Sistema di Gestione dell'Energia da parte dell'organizzazione per assicurare la sua idoneità, adeguatezza ed efficacia nel tempo ad intervalli pianificati.

Qualora fossero sorte delle criticità nella fase "Check", queste possono essere corrette attraverso il "riesame della direzione". Codesta analisi necessita dei seguenti input per la sua elaborazione:

- a) i risultati degli audit del SGE;
- b) le conseguenze delle azioni previste dai precedenti riesami della direzione;

- c) il riesame della politica energetica;
- d) il riesame della prestazione energetica e degli indici di prestazione correlati;
- e) i risultati della valutazione della conformità ai requisiti legislativi e delle modifiche ad essi e ad altri requisiti che l'organizzazione sottoscrive;
- f) il grado di raggiungimento degli obiettivi e dei traguardi energetici;
- g) lo stato delle azioni correttive e preventive;
- h) le previsioni del consumo di energia per il periodo successivo;
- i) le raccomandazioni per il miglioramento continuo. [26]

Gli output che ne derivano sono delle azioni di modifica del piano energetico iniziale quali:

- a) modifiche nella prestazione energetica dell'organizzazione;
- b) modifiche della politica energetica
- c) modifiche agli indici di prestazione energetica;
- d) modifiche degli obiettivi, dei traguardi o di altri elementi del SGE coerentemente all'impegno dell'organizzazione al miglioramento continuo;
- e) modifiche all'allocazione delle risorse. [26]

Giunti alla modellizzazione delle azioni di modifica per raggiungere un miglioramento continuo della performance energetica, si genera di conseguenza l'impulso per un ulteriore ciclo di PDCA.

4.2.5 I benefici derivanti dall'applicazione della norma UNI CEI EN ISO 50001

Il Sistema di Gestione dell'Energia è uno strumento di notevole importanza sia in ambito di sostenibilità ambientale che per quello economico. Attraverso il miglioramento dell'efficienza e l'ottimizzazione dell'utilizzo dei flussi energetici, si possono raggiungere rilevanti benefici per l'azienda che implementa codesta normativa. Tuttavia, bisogna osservare che l'efficacia dell'SGE è correlata all'impegno che l'impresa avanza nell'attuare la politica energetica. Difatti, la direzione decide quante risorse destinare all'efficientamento definendo così il peso dell'intervento. Occorre sottolineare che la realizzazione del SGE non porta soltanto benefici sul lato energetico ed economico ma aiuta anche a migliorare l'immagine aziendale rendendola più green e competitiva nel mercato.

4.3 International Performance Measurement and Verification Protocol - IPMVP

Il protocollo IPMVP è un insieme di “best practice” per verificare i risultati e di conseguenza i risparmi dovuti ad un intervento di efficientamento energetico. I principi per far sì che una misura risulti conforme a questo protocollo sono i seguenti:

- accuratezza: le M&V devono essere il più possibile accurate e i costi per la loro esecuzione devono essere adeguati, in riferimento al valore economico dei risparmi che si ottengono. Pertanto, le stime e le valutazioni devono essere seguite con prudenza;
- completezza: i risparmi devono comprendere tutti gli effetti di un progetto e le M&V devono essere utilizzate per quantificare quelli significativi, stimando quelli meno rilevanti;

- prudenza: le stime dei risparmi devono essere ragionevoli e non devono essere sovrastimate;
- coerenza: la rendicontazione dell'efficacia energetica di un progetto deve essere coerente e confrontabile tra diversi tipi di progetti di efficienza energetica, diversi professionisti e diversi periodi di tempo per lo stesso progetto;
- pertinenza: i risparmi devono essere determinati attraverso le misurazioni dei parametri prestazionali di interesse, mentre quelli meno critici possono essere stimati;
- trasparenza: tutte le procedure di misura e verifica devono essere documentate e divulgate, di modo che chiunque possa valutare la conformità dei dati ai piani di M&V [32].

I risparmi sono valutati confrontando le misure di potenza assorbita prima e dopo l'intervento, tenendo in considerazione eventuali cambiamenti delle condizioni di esercizio, con l'utilizzo di opportuni fattori di aggiustamento. La seguente equazione di base del processo di M&V è valutata in uno specifico confine di misura e tempo di riferimento.

$$Risparmi = (E_{periodo\ rif} - E_{periodo\ rendicontazione} \pm \delta_{aggiustamenti}) * costo_{energia}$$

Dal grafico sottostante si può osservare l'andamento dei risparmi nel periodo di rendicontazione, attraverso la stima adattata dell'energia di riferimento e dell'energia misurata nel periodo post efficientamento (Azioni di Miglioramento dell'Efficienza Energetica AMEE).

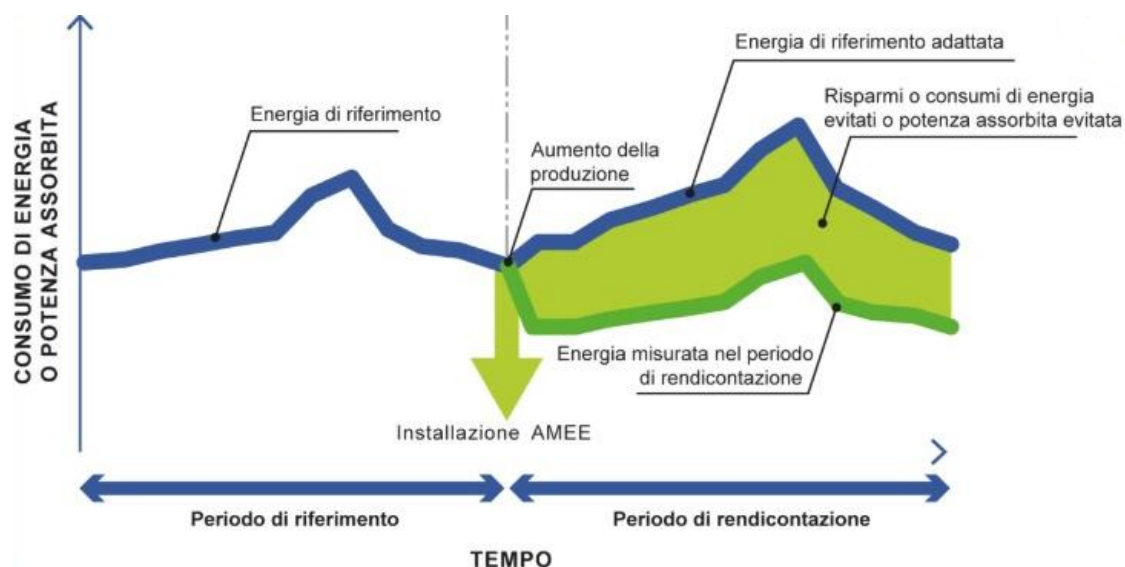


Figura 20: Risparmi dovuti all'efficientamento energetico con sistema di M&V [30]

L'IPMVP fornisce quattro possibili opzioni per la determinazione dei risparmi attraverso il processo di misura e verifica, le quali sono descritte nella tabella seguente.

Opzione IPMVP	Definizione	Come si calcolano i risparmi	Applicazioni tipiche
A. Isolamento dell'AMEE: misura dei parametri principali	» I risparmi sono determinati da misura in situ del/i parametro/i chiave, che definiscono il consumo energetico del sistema o dei sistemi interessati dall'AMEE o il successo del progetto. » La frequenza di misura va da breve termine a continuativa, a seconda delle variazioni previste nel parametro misurato e della durata del periodo di rendicontazione. I parametri non selezionati per misure sul campo vengono stimati. Le stime possono essere basate su dati storici, specifiche del costruttore o valutazioni tecniche. » È richiesta la documentazione della fonte o la giustificazione del parametro stimato. Viene valutato un plausibile errore sui risparmi derivanti da una stima invece che da una misura.	Calcolo tecnico dell'energia del periodo di riferimento e del periodo di rendicontazione da: » misure a breve termine o continuative dei principali parametri e valori stimati. » Aggiustamenti ordinari e straordinari secondo necessità. » I parametri principali sono misurati sia durante il periodo di riferimento che in quello di rendicontazione.	» Un'AMEE per illuminazione dove l'assorbimento di potenza è il parametro chiave misurato, mentre le ore di funzionamento sono stimate in base agli orari di funzionamento dell'impianto/struttura e al comportamento degli occupanti.
B. Isolamento dell'AMEE: misura di tutti i parametri	» I risparmi sono determinati dalla misura sul campo del consumo energetico e/o della potenza assorbita e/o delle variabili indipendenti, o correlate al consumo, del sistema interessato dall'AMEE. » La frequenza di misura va da breve termine a continuativa, a seconda delle variazioni previste nei risparmi e della durata del periodo di rendicontazione.	» Misure a breve termine o continuative dell'energia nel periodo di riferimento e nel periodo di rendicontazione o calcoli ingegneristici che utilizzano misure di fattori correlati ai consumi energetici e/o alla potenza assorbita. » Aggiustamenti ordinari e straordinari secondo necessità.	» Applicazione di un azionamento a velocità variabile e di regolazioni ad un motore per regolare il flusso della pompa. Misurare la potenza elettrica tramite misuratore di kW installato sull'alimentazione elettrica al motore, che mostra il valore della potenza ogni minuto. Nel periodo di riferimento questo contatore è installato per una settimana per verificare il carico costante. Il contatore rimane in sede per tutto il periodo di rendicontazione per

Opzione IPMVP	Definizione	Come si calcolano i risparmi	Applicazioni tipiche
			misurare il consumo energetico e/o la potenza assorbita.
C. Intero impianto/ struttura	» I risparmi sono determinati misurando il consumo energetico e/o la potenza assorbita a livello del contatore del distributore per l'intero impianto/struttura. » Per tutto il periodo di rendicontazione, vengono prese misure continuative del consumo energetico e/o della potenza assorbita dall'intero impianto/struttura.	» Analisi dei dati del contatore (del distributore) nel periodo di riferimento e rendicontazione dell'intero impianto/struttura. » Aggiustamenti ordinari, secondo necessità, utilizzando tecniche come semplice confronto o analisi di regressione. » Aggiustamenti straordinari secondo necessità.	» Comprensivo programma di gestione dell'energia che interessa molti sistemi di un impianto/struttura. Misurare il consumo energetico e/o la potenza con i contatori del distributore dell'energia elettrica e/o del gas per un periodo di riferimento di dodici mesi e per tutto il periodo di rendicontazione.
D. Simulazione calibrata	» I risparmi sono determinati misurando il consumo energetico e/o la potenza assorbita a livello di intero impianto/struttura o di una sua parte. » È dimostrato che i programmi di simulazione modellano adeguatamente le prestazioni energetiche effettive nell'impianto/struttura. » Questa opzione richiede specifica competenza nella simulazione calibrata.	» Simulazione del consumo energetico e/o della potenza assorbita, calibrata con dati orari o mensili di fatturazione del venditore. La misura di alcuni consumi finali e di prestazioni possono essere utilizzati per affinare il modello.	» Comprensivo programma di gestione dell'energia che interessa molti sistemi di un impianto/struttura, in cui però non esistevano contatori nel periodo di riferimento. » Per calibrare una simulazione viene utilizzata la misura del consumo energetico e/o della potenza assorbita, dopo l'installazione dei contatori dell'energia elettrica e/o del gas. » Il consumo energetico del periodo di riferimento, determinato utilizzando la simulazione calibrata, viene confrontato con una simulazione del consumo energetico e/o della potenza assorbita nel periodo di rendicontazione.

Tabella 5: Opzioni per valutare i risparmi con il protocollo IPMVP [30]

I benefici derivanti dall'adozione del protocollo IPMVP sono molteplici, tra cui la quantificazione nel tempo dei risparmi generati da un intervento di efficientamento, eseguito per esempio all'interno di una diagnosi energetica. Quindi, vi è la certezza che i risparmi energetici vengano retribuiti qualora vi fosse un contratto di EPC (Energy Performance Contract) con una ESCO che garantisce il raggiungimento di determinati obiettivi nel tempo. Di conseguenza questo protocollo condiviso tra il committente e il fornitore permette di minimizzare i costi dell'EPC legati all'incertezza di misura.

Nel caso in esame, il livello D risulta essere il più appropriato in quanto non essendoci un sistema di monitoraggio, i risparmi vengono calcolati attraverso vari modelli di simulazione. Questi sono stati calibrati con l'utilizzo di dati giornalieri di produzione e valori mensili di fatturazione dei consumi energetici.

5. Il caso studio Rocatek

L'azienda oggetto dell'analisi energetica opera nel settore metalmeccanico nell'area produttiva di Pescarito, nel comune di Torino. L'attività principale che viene svolta nello stabilimento Rocatek S.r.l. è l'assemblaggio automatizzato di pezzi meccanici, tramite l'ausilio di centri di lavoro all'avanguardia che permettono di minimizzare i tempi di produzione. Grazie alle loro soluzioni tecnologiche sono in grado di soddisfare le richieste della clientela che necessita di piccole serie di prodotti, fino ai particolari più complessi che richiedono la massima qualità. Negli ultimi 20 anni sono stati fabbricati 40000000 pistoni e vengono lavorate 2000000 flange ogni anno. L'azienda è certificata secondo lo standard ISO TS 16949 (ora IATF 16949) da maggio 2007 per "Lavorazioni meccaniche ed assemblaggi di particolari meccanici su specifica del cliente" e si sta organizzando per ottenere la certificazione di conformità ambientale UNI EN ISO 14001.

5.1 Inquadramento aziendale

Lo stabilimento è situato in Str. Settimo n° 352/8, 10156 a Torino. Si estende per circa 4.200 m², di cui 3.500 m² dedicati alla produzione e 700 m² agli uffici. Dalla fotografia seguente si può osservare la geometria degli uffici disposti su due piani.



Figura 21: Uffici Rocatek

Dalla vista aerea si distinguono le due zone del capannone, ovvero quella produttiva situata all'interno dell'edificio quadrato e gli uffici vetrati collocati nella parte anteriore dello stabile.



Figura 22: Inquadramento aereo del sito

All'interno dello stabilimento lavorano 12 persone su due turni, dal lunedì al venerdì dalle ore 6:00 alle 22:00. Tuttavia, i macchinari vengono programmati per eseguire autonomamente anche il terzo turno. Nel caso in cui vi fossero anomalie durante questo periodo di tempo, le macchine sono in grado di fermarsi autonomamente, per poi riprendere la lavorazione dei pezzi nel momento in cui vengono sbloccati dagli operai.

All'interno dello stabilimento di produzione vi sono diverse aree tra cui la sala compressori, all'interno della quale sono situati due compressori. Uno funziona durante le ore lavorative e uno è di backup. I macchinari per la lavorazione dei pezzi sono collocati nell'area di produzione mentre in quella di assemblaggio vi è la macchina pneumatica Rismat PF.

La planimetria seguente illustra la disposizione delle diverse zone citate e degli uffici.

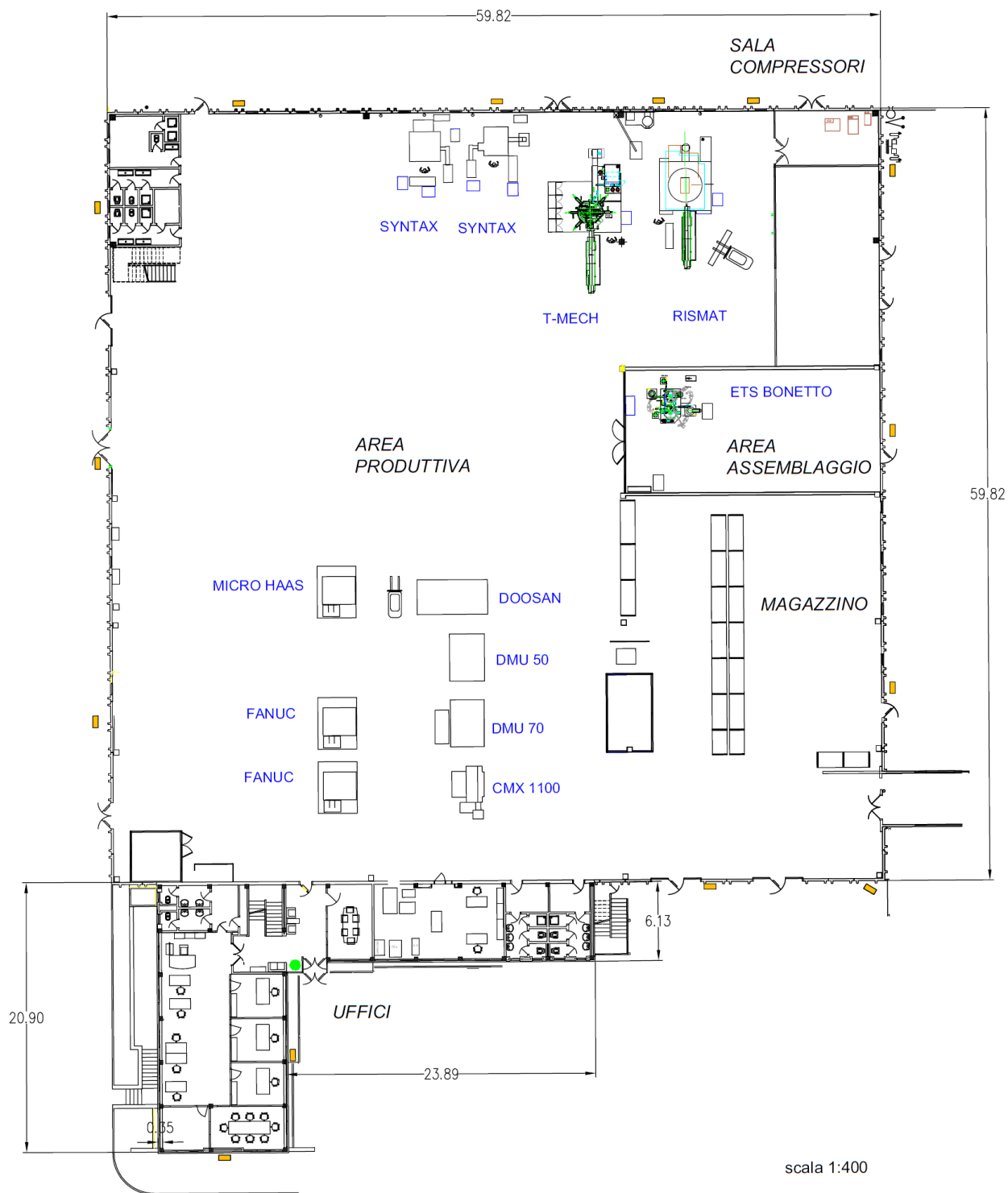


Figura 23: Planimetria capannone

5.2 Dati climatici

L'azienda Rocatek è situata a Torino; i dati climatici e geografici sono i seguenti:

LOCALITÀ	Torino
LATITUDINE	45° 7' N
LONGITUDINE	7° 43' E
GRADI GIORNO	2617
ZONA CLIMATICA	E
TEMPERATURA ESTERNA MINIMA INVERNALE	-8 °C
PERIODO CONVENZIONALE DI RISCALDAMENTO	dal 15 ottobre al 15 aprile

Tabella 6: Dati climatici

I Gradi Giorno, sopra riportati, descrivono il periodo di riscaldamento annuale secondo il DPR 412/93. Questi sono un parametro empirico riferito a una specifica località, dato dalla somma delle differenze positive tra la temperatura di set-point dell'ambiente riscaldato e la temperatura media esterna. Questo conteggio viene eseguito per il periodo convenzionale di riscaldamento stabilito dalla zona climatica della località, nel caso in questione è Torino avente zona climatica E.

$$GG = \sum_{e=1}^n (T_o - T_e)$$

n = numero di giorni del periodo convenzionale di riscaldamento con $T_e < T_o$

T_o = temperatura di set-point

T_e = temperatura media esterna giornaliera

Il conteggio dei Gradi Giorno per l'anno 2019-2020 è stato eseguito con l'ausilio delle temperature medie giornaliere provenienti dalla stazione meteo Reis Romoli di Torino. Siccome l'analisi termica è stata effettuata sul periodo di bollettazione da novembre 2019 a marzo 2020, il conteggio dei GG si riferisce a questo asso temporale, pertanto risultano 1972 GG. Inoltre, si sono calcolati anche i GG utilizzati dai software EnergyPlus ed EdilClima, siccome in questo lavoro di tesi si sono voluti comparare diversi modelli energetici tra loro.

La valutazione dei Gradi Giorno utilizzati da EdilClima è stata effettuata tramite l’inserimento del periodo personalizzato di riscaldamento e la lettura dei corrispettivi GG riportati nella scheda denominata “Risultati energia primaria”. Un procedimento diverso è stato eseguito su EnergyPlus siccome non veniva fornito direttamente il valore di questi. Pertanto, si sono dovuti conteggiati i GG a partire dalle temperature esterne medie giornaliere. I risultati ottenuti sono i seguenti.

	Meteo 2019-2020	Energy+	EdilClima
GG periodo di riscaldamento convenzionale	2096	2636	2643
GG periodo di riscaldamento novembre-marzo	1972	2388	2354

Tabella 7: Gradi giorni per i diversi modelli energetici

Si osserva che i GG del periodo convenzionale di riscaldamento 2019-2020 sono inferiori a quelli utilizzati dai due software. Si intuisce perciò che i consumi stimati dai software saranno maggiori rispetto a quelli reali; occorrerà quindi normalizzare quest’ultimi rispetto ai Gradi Giorno personalizzati. Questo riscontro fornisce inoltre una chiara percezione delle temperature raggiunte durante l’anno 2019-2020. I prospetti seguenti riportano l’andamento delle temperature nei mesi invernali oggetto di studio, identificando la temperatura massima, la temperatura minima e la temperatura media giornaliera.

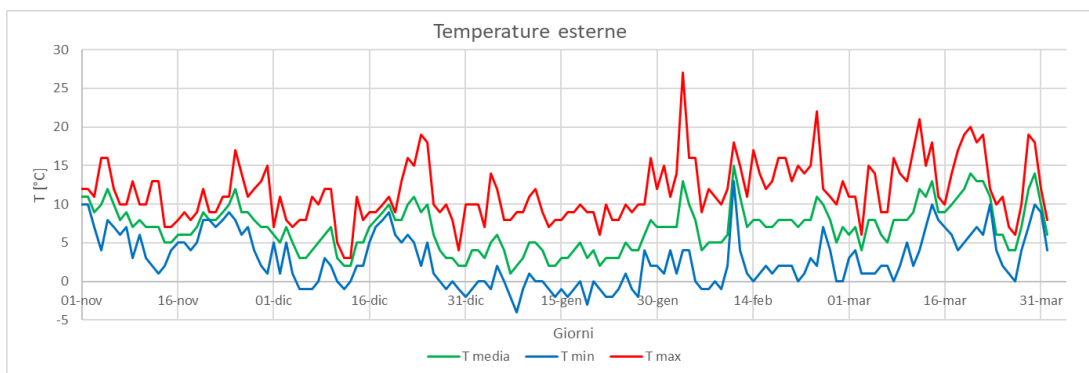


Figura 24: Andamento giornaliero delle temperature

Le temperature scendono sotto lo zero solamente per pochi giorni, precisamente nei mesi da dicembre a febbraio, dove si raggiunge la temperatura minima media mensile di $-0.48\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dunque, si può affermare che l’anno 2019-2020 non è stato particolarmente freddo; come si evince anche dall’analisi del GG.

Mesi	T media [°C]	T minima [°C]	T massima [°C]
nov-19	8.23	5.57	11.33
dic-19	5.74	2.32	9.81
gen-20	4.00	-0.48	9.74
feb-20	7.83	2.07	14.00
mar-20	8.97	4.55	13.52

Tabella 8: Temperature medie mensili

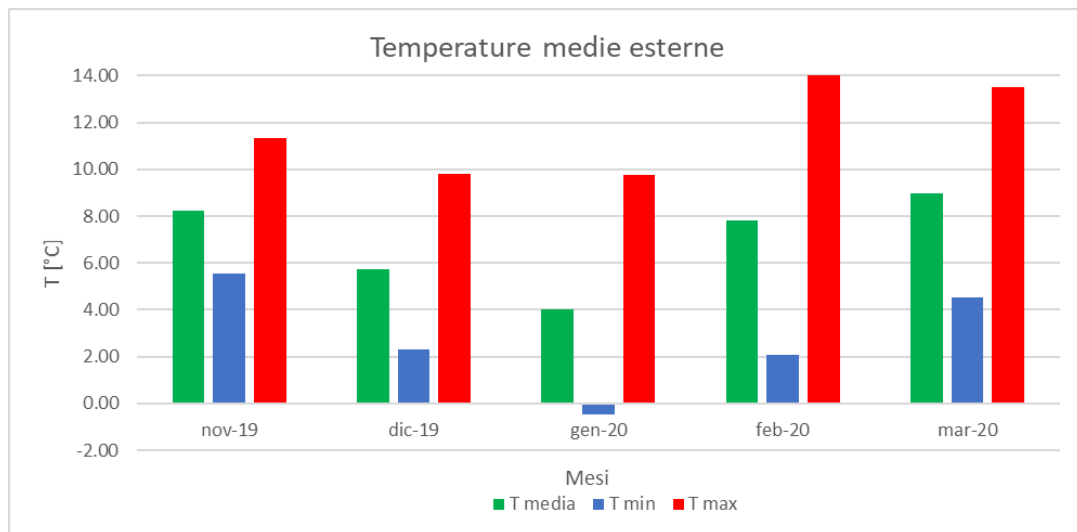


Figura 25: Temperature medie nei mesi invernali

Lo studio dell'andamento delle temperature e del relativo delta tra l'ambiente interno ed esterno è di fondamentale importanza per quantificare le dispersioni termiche invernali, le quali dovranno essere sopperite dall'impianto di riscaldamento.

5.3 Documentazione acquisita

Per eseguire una corretta Diagnosi Energetica, occorre procurarsi le informazioni necessarie per delineare il profilo energetico aziendale. Perciò, durante il sopralluogo si sono dovuti reperire i seguenti dati:

- censimento dei macchinari con annessi i dati di targa;
- censimento degli apparecchi elettrici, luminosi presenti nell'ufficio, nella sala mensa e nella produzione, con le relative potenze e ore di funzionamento;
- schemi delle linee di produzione;
- profili orari di funzionamento dei macchinari con numero di pezzi prodotti al giorno;
- planimetrie degli uffici e della zona produttiva;
- schede tecniche delle caldaie;
- stratigrafie dell'involucro termico;
- consumi energetici derivanti dalle bollette.

Avendo acquisito la documentazione necessaria, si procede con il calcolo dei consumi nelle condizioni reali di esercizio. Per ottenere una valutazione dettagliata delle prestazioni energetiche dello stabilimento, occorrerà creare un modello che rappresenti il comportamento dinamico in riferimento ai vettori termici ed elettrici. Come vedremo in seguito, i consumi termici saranno strettamente dipendenti dalla variabilità meteorologica; dunque occorrerà normalizzarli rispetto ai Gradi Giorno della località nell'anno analizzato.

6. Analisi dei consumi

I consumi si suddividono in termici ed elettrici ripartiti a seconda delle diverse attività svolte all'interno della struttura ovvero:

- attività principali: macchinari elettrici di produzione;
- servizi ausiliari: aria compressa, accessori, pompe;
- servizi generali: riscaldamento, illuminazione interna ed esterna, utenze degli uffici e della sala mensa.

Per la valutazione dei consumi annuali, si sono utilizzate le bollette termiche ed elettriche degli anni 2019 e 2020.

6.1 Bolletta elettrica

La produzione è stata trasferita ad agosto 2019 nell'attuale capannone di Torino; dunque non si sono potuti utilizzare direttamente i consumi elettrici di questo stabile, in quanto non ricoprivano l'intero anno solare. Fortunatamente i macchinari sono i medesimi che vi erano nel vecchio stabilimento in via Verga a Settimo (TO). Dunque, si è potuto ricostruire lo scenario dei consumi elettrici anche senza avere la bollettazione completa riferita al nuovo capannone, poiché la produzione non ha subito importanti variazioni.

Di seguito vengono riportate le bollette elettriche inerenti ad entrambi i capannoni. Occorre sottolineare che all'interno del nuovo capannone di Torino vi è un trasformatore che converte la corrente elettrica da alta tensione a bassa tensione. Questo assorbimento energetico non vi era nel capannone di Settimo in quanto la produzione non richiedeva e non richiede corrente in alta tensione; quindi i kWh consumati dal trasformatore sono stati sottratti dal totale della bolletta.

Bollette energia elettrica mix dei due capannoni							
Mese	F1 [kWh/mese]	F2 [kWh/mese]	F3 [kWh/mese]	Totale [kWh/mese]	Spesa al netto di IVA	Totale no trasf [kWh/mese]	Spesa al netto di IVA no trasf
apr-19	608	425	1019	2052	430,96 €		
mag-19	1398	984	1713	4095	1.015,28 €		
giu-19	1199	929	1629	3757	892,42 €		
lug-19	1076	737	1191	3004	786,26 €		
lug-19	5098	2428	2897	10423	1.746,73 €		
ago-19	1387	877	1312	3576	759,17 €		
ago-19	11018	4962	4805	20785	3.495,04 €		
set-19	6733	2448	2240	11421	2.037,62 €	10557,33	1.704,31 €
ott-19	21730	8768	6726	37224	6.210,08 €	36360,33	5.869,80 €
nov-19	22071	8742	7883	38696	6.308,83 €	37832,33	6.107,44 €
dic-19	17200	6783	6155	30138	5.019,86 €	29274,33	4.725,88 €
gen-20	19486	7381	6978	33845	5.309,20 €	32981,33	5.324,32 €
feb-20	19060	7072	6546	32678	5.018,37 €	31814,33	5.135,92 €
mar-20	14237	5559	4691	24487	3.753,32 €	23623,33	3.813,62 €

Via Verga Settimo produzione

Via Verga Settimo uffici

Via Settimo 344 Torino

Tabella 9: Bolletta elettrica

Per stimare i kWh mensili consumati dal trasformatore, si è eseguita la media pesata sui kWh provenienti dalle bollette di Torino per i mesi da aprile 2019 ad agosto 2019, durante i quali non vi era produzione.

$$kWh_{mensili\ trasformatore} = \frac{\sum_{aprile}^{agosto} (consumi_{mese} * gg_{mese})}{\sum_{aprile}^{agosto} gg_{mese}} = 3611,73 \text{ kWh}$$

In seguito per differenza e imponendo un costo dell'energia elettrica di 0,161 €/kWh si sono calcolate le spese elettriche mensili al netto di iva senza trasformatore (valori in grassetto tabella n° 9).

Il costo dell'energia elettrica è stato dedotto dalle bollette nel modo seguente:

$$Costo_{energia\ elettrica} = \frac{\sum_{settembre}^{marzo} spesa_{netto\ iva\ mensile}}{\sum_{settembre}^{marzo} kWh_{mensili}} = 0,161 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Avendo la bollettazione riferita al capannone di Torino durante il periodo in cui lo stabile non era utilizzato, si sono ricostruiti i kWh mensili consumati dal trasformatore suddivisi per le tre fasce di consumo di energia elettrica.

$$kWh_{mense\ trasf\ fascia} = \frac{\sum_{aprile}^{agosto} (kWh_{fascia} * gg_{mese})}{\sum_{aprile}^{agosto} gg_{mese}} = 1267 \text{ kWh fascia F1}$$

	F1	F2	F3
Consumi medi pesati per fasce del trasformatore [kWh/mese]	1267	883	1462
kWh consumi tot per fasce [%]	60,32%	22,22%	17,46%

Tabella 10: Suddivisione consumi per fasce elettriche

La ricostruzione in percentuale dei consumi suddivisi per fasce è stata eseguita stimando la percentuale di kWh fruiti in riferimento alle bollette del capannone di Torino per i mesi da ottobre 2019 a febbraio 2020. Il mese di marzo è stato escluso in quanto la produzione ha subito variazioni a causa dell'emergenza sanitaria COVID-19.

$$kWh_{fascia} = \frac{\sum_{ottobre}^{febbraio} kWh_{fascia}}{\sum_{ottobre}^{febbraio} kWh_{mese}} * 100 = 60,32 \% \text{ fascia F1}$$

Ottenuti i consumi relativi al periodo di produzione ottobre-febbraio dello stabilimento di Torino, si sono stimati i consumi annuali elettrici. Siccome la bollettazione era riferita solamente a metà anno, è stato necessario ricostruire i consumi per un anno tipo avendo a disposizione le bollette del capannone di Settimo.

Consumi tot vecchio capannone					
Mese	F1 [kWh/mese]	F2 [kWh/mese]	F3 [kWh/mese]	Totale [kWh/mese]	Spesa al netto di IVA
ago-18	8900	3900	4500	17300	2.997,90 €
set-18	14700	7100	9300	31100	5.389,29 €
ott-18	16800	7400	6900	31100	5.389,29 €
nov-18	14000	5600	4800	24400	4.228,25 €
dic-18	11800	4800	4000	20600	3.669,29 €
gen-19	14000	5200	4600	23800	4.527,91 €
feb-19	14000	5200	4400	23600	4.190,66 €
mar-19	15100	7000	7100	29200	4.898,90 €
apr-19	13700	5900	6200	25800	4.522,98 €
mag-19	16200	7200	8400	31800	5.323,06 €
giu-19	15200	6800	6500	28500	4.795,91 €
lug-19	16000	7700	7500	31200	5.241,77 €
Totale	170.400	73.800	74.200	318.400	55.175 €

Tabella 11: Bolletta elettrica capannone di Settimo

Per i mesi da marzo a settembre non si hanno i valori dei consumi in piena produzione inerenti al capannone di Torino, perciò è necessario stimarli attraverso il metodo seguente.

Si calcola la percentuale di incremento dei consumi del nuovo capannone, rispetto quello di Settimo, andando ad utilizzare la spesa riferita ai mesi da ottobre a febbraio.

$$Incremento\ consumi = 100 - \frac{\sum_{ottobre}^{febbraio} spesa_{Torino}}{\sum_{ottobre}^{febbraio} spesa_{Settimo}} * 100 = 13,36 \%$$

Si osserva un aumento del consumo elettrico dovuto principalmente all'illuminazione. Difatti nello stabile oggetto di studio vi sono molti neon contrariamente a quanto installato nel precedente capannone poiché era illuminato interamente dai LED.

Ottenuta la percentuale d'incremento dei consumi, si moltiplica questa per la spesa elettrica derivante dalle bollette di Settimo, ottenendo così l'onere elettrico mensile dello stabilimento di Torino. Inoltre, conoscendo il costo dell'energia elettrica e la percentuale di consumo per ogni fascia, si ricavano i kWh mensili consumati.

Ricostruzione anno tipo consumi tot					
Mese	F1 [kWh/mese]	F2 [kWh/mese]	F3 [kWh/mese]	Totale [kWh/mese]	Spesa al netto di IVA
Gennaio	18219	6498	5516	30233	4.880,69 €
Febbraio	17793	6189	5084	29066	4.692,29 €
Marzo	20751	7643	6006	34400	5.553,37 €
Aprile	19159	7057	5545	31760	5.127,23 €
Maggio	22548	8305	6526	37379	6.034,19 €
Giugno	20315	7483	5880	33677	5.436,62 €
Luglio	22203	8178	6426	36808	5.942,05 €
Agosto	12699	4677	3675	21051	3.398,40 €
Settembre	22828	8408	6607	37844	6.109,27 €
Ottobre	20463	7885	5264	33612	5.426,17 €
Novembre	20804	7859	6421	35084	5.663,81 €
Dicembre	15933	5900	4693	26526	4.282,25 €
Totale	233.714	86.085	67.642	387.441	62.546,34 €

Tabella 12: Consumi totali per un anno tipo dello stabilimento di Torino

6.1.1 Analisi bollettazione elettrica

L'esaminazione dei consumi è il primo passo fondamentale per percepire eventuali discrepanze energetiche, pertanto riporto di seguito un'analisi della bollettazione elettrica suddivisa per mesi e per fasce. Quest'ultime sono ripartite in base all'ora e al tipo di giorno della settimana nel modo seguente:

Fasce orarie di consumo dell'energia elettrica	
F1	Lun-Ven 8:00 - 19:00
F2	Lun-Ven 7:00 - 8:00 e 19:00 - 23:00. Sab 7:00 - 23:00
F3	Lun-Sab 23:00 - 7:00 e festivi.

Tabella 13: Fasce orarie di consumo elettrico

Come si osserva dai grafici, i consumi elettrici hanno un andamento pressoché costante, eccetto per i mesi di agosto e dicembre, periodi in cui la produzione diminuisce in concomitanza delle festività. Inoltre, nel mese di settembre vi è un lieve aumento dei consumi poiché la produzione viene amplificata, per sopperire ai periodi di fermo dovuti alle vacanze estive.

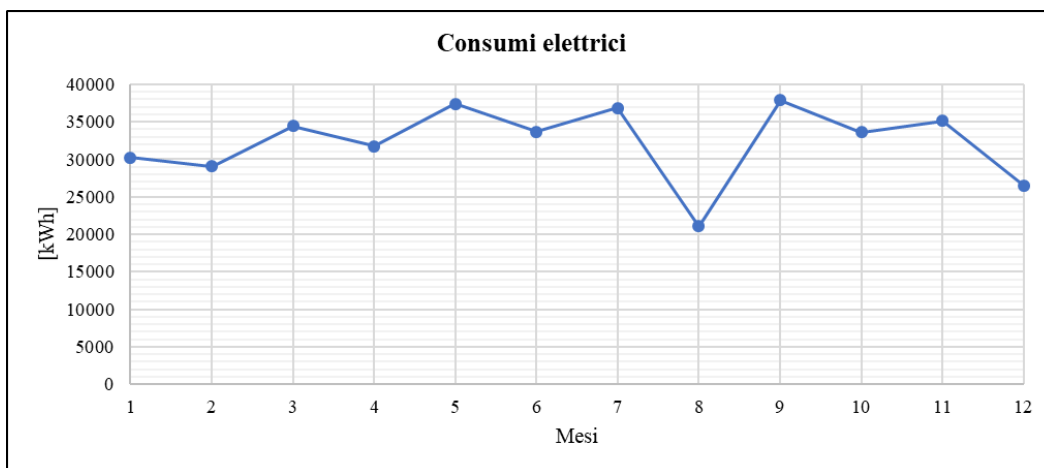


Figura 26: Consumi elettrici

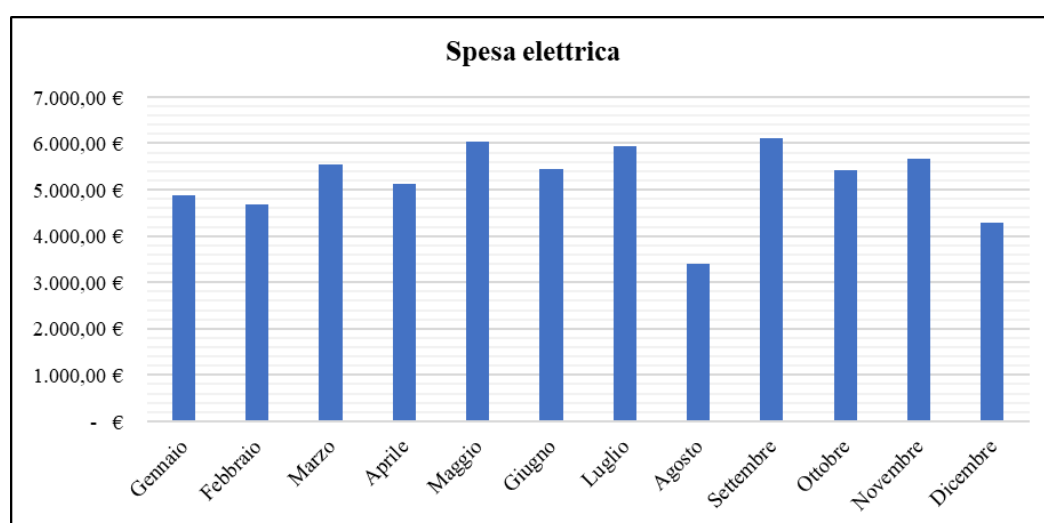


Figura 27: Spesa elettrica

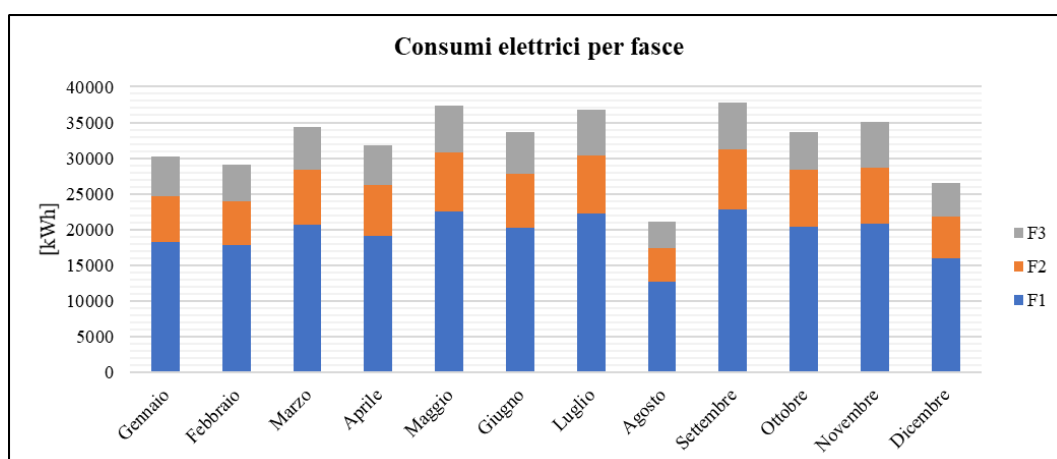


Figura 28: Consumi elettrici suddivisi per fasce

Nella seconda analisi i consumi vengono scomposti nelle diverse fasce orarie.

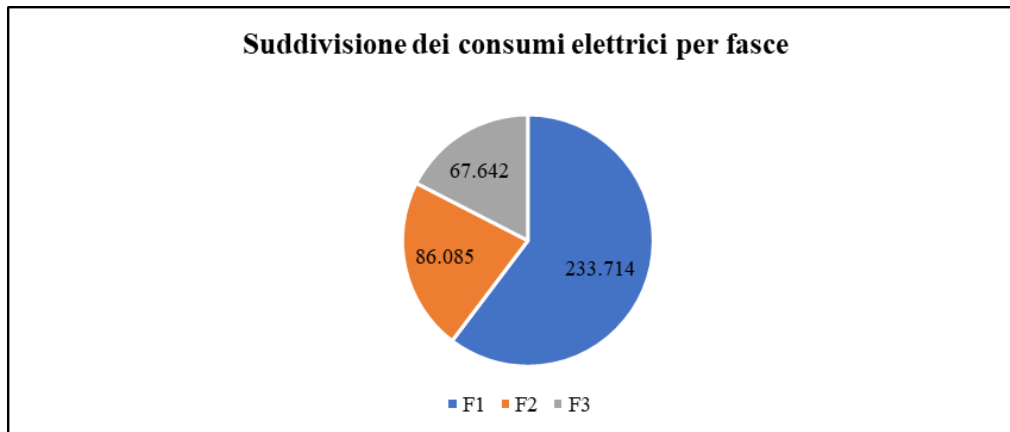


Figura 29: Consumi suddivisi per fasce orarie

Come ci si aspettava, la quota maggiore rientra nella fascia F1, con circa 233714 kWh annui, mentre in F3 si consumano solamente 67642 kWh. Questo riscontro è da attribuire ai due turni di lavoro su cui verte la produzione dello stabilimento, suddivisi nelle seguenti fasce orarie:

Fasce orarie in cui è attiva la produzione	
F1	Lun-Ven 8:00 - 19:00
F2	Lun-Ven 7:00 - 8:00 e 19:00 - 22:00
F3	Lun-Sab 6:00 - 7:00

Tabella 14: Fasce orarie in cui vi è produzione

Nella terza analisi si sono rappresentati, in linea generica, i consumi orari annuali andando a calcolare le ore al mese in cui vi è assorbimento di potenza per le diverse fasce elettriche.

Per definire questi consumi si sono valutate le ore di ogni giorno in cui la produzione è attiva, suddivise per le diverse fasce. Normalmente ogni settimana vi sono due turni, il primo dalle h 6:00 alle h 14:00 e il secondo dalle 14:00 alle 22:00. Avendo a disposizione questi dati, si sono calcolate le ore giornaliere in fascia F1, F2, F3 di lavoro.

Ore al giorno di lavoro	LUN	MAR	MER	GIO	VEN	SAB	DOM
F1	11	11	11	11	11	0	0
F2	4	4	4	4	4	0	0
F3	1	1	1	1	1	0	0
	16	16	16	16	16	0	0

Tabella 15: Ore lavorative suddivise per fasce elettriche

Inoltre, conoscendo i giorni lavorativi del mese, si sono ricostruite le ore mensili in cui vi è assorbimento di potenza per le diverse fasce elettriche. Per i mesi di dicembre e gennaio si è considerata una settimana di vacanza per ciascun mese, mentre ad agosto la produzione è stata attiva solamente per due settimane.

Ore al mese di lavoro	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
F1	253	220	231	242	253	220	253	126,5	220	253	242	115,5
F2	92	80	84	88	92	80	92	46	80	92	88	42
F3	27	24	26	26	27	25	27	13,5	25	27	26	13

Tabella 16: Ore lavorative al mese

Infine, conoscendo i consumi mensili derivanti dalle bollette e le ore mensili lavorative; si sono ricavate le potenze orarie per le tre fasce elettriche.

$$P = \frac{E}{h_{funzionamento}} \quad [kW]$$

Consumi totali anno tipo							
	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	kWh tot	F1 [kW]	F2 [kW]	F3 [kW]
Agosto	12699	4677	3675	21051	100,4	101,7	272,2
Settembre	22828	8408	6607	37844	103,8	105,1	264,3
Ottobre	20463	7885	5264	33612	80,9	85,7	195,0
Novembre	20804	7859	6421	35084	86,0	89,3	247,0
Dicembre	15933	5900	4693	26526	137,9	140,5	361,0
Gennaio	18219	6498	5516	30233	72,0	70,6	204,3
Febbraio	17793	6189	5084	29066	80,9	77,4	211,8
Marzo	20751	7643	6006	34400	89,8	91,0	231,0
Aprile	19159	7057	5545	31760	79,2	80,2	213,3
Maggio	22548	8305	6526	37379	89,1	90,3	241,7
Giugno	20315	7483	5880	33677	92,3	93,5	235,2
Luglio	22203	8178	6426	36808	87,8	88,9	238,0

Tabella 17: Consumi anno tipo

Avendo a disposizione tutti i dati necessari, si è costruito il grafico orario annuale dei consumi. Questo ha un andamento medio stimato dalla bollettazione che permette di avere un'idea generale dell'energia assorbita in ogni ora dell'anno. Ovviamente nella realtà vi saranno delle oscillazioni di potenza dovute a diversi fattori legati principalmente alla produzione, come ad esempio i fermi dovuti a guasti e/o alla manutenzione e il terzo turno che non viene sempre completato. Inoltre, durante le ore di chiusura l'assorbimento non sarà nullo poiché vi saranno dei macchinari in stand-by. Difatti come ci si aspettava, le potenze in fascia F3 risultano maggiori di quelle nelle altre fasce orarie, in quanto vi sono degli assorbimenti notturni che non sono stati conteggiati. Pertanto, la potenza media valutata risulta maggiore di quella effettiva, poiché le ore in cui vi è assorbimento di corrente sono maggiori di quelle lavorative.

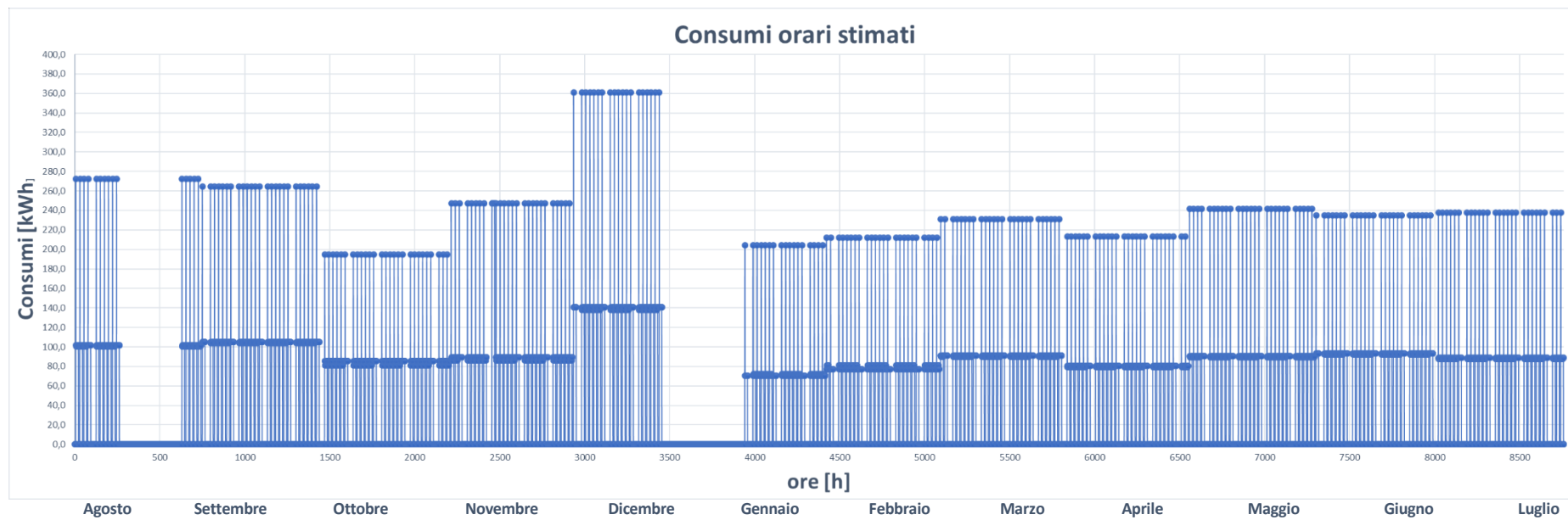


Figura 30: Stima dell'andamento dei consumi orari

6.2 Bolletta termica

Di seguito vengono riportati gli Sm³ consumati e la relativa spesa energetica riferita al capannone di Torino. Come si osserva dalla bollettazione, la produzione ha iniziato ad essere a pieno regime solamente nel novembre del 2019; quindi l'analisi termica che risente delle caratteristiche dell'involucro del capannone, è stata eseguita solamente per i mesi da novembre a marzo.

Bolletta gas		
	Smc tot	Spesa
apr-19		
mag-19		
giu-19	0	93,03 €
lug-19	0	96,07 €
lug-19		
ago-19		
ago-19		
set-19	0	138,03 €
ott-19	8	100,32 €
nov-19	4959	2.567,50 €
dic-19	6334	3.099,95 €
gen-20	10792	5.449,82 €
feb-20	4268	2.079,16 €
mar-20	2139	1.095,38 €

Tabella 18: Bolletta del gas naturale

Il costo del gas naturale è stato calcolato sommando le spese termiche riferite ai mesi da novembre a marzo divise per gli Sm³ consumati.

$$Costo_{energia\ termica} = \frac{\sum_{novembre}^{marzo} spesa_{netto\ iva\ mensile}}{\sum_{novembre}^{marzo} Sm^3_{mensili}} = 0,505 \frac{€}{Sm^3}$$

7. Identificazione delle utenze

In questa sezione verranno riportate tutte le utenze termiche ed elettriche presenti all'interno dello stabilimento Rocatek. Grazie ai dati ricevuti dalla Committenza è stato possibile delineare un quadro completo e preciso degli assorbimenti energetici. In particolare, quelli relativi alla zona di lavorazione meccanica sono stati ricostruiti tramite i dati di produzione. Inoltre, siccome non si aveva a disposizione un sistema di monitoraggio, sono stati effettuati dei ragionamenti per definire i fattori di carico di ogni singolo macchinario.

7.1 Utenze elettriche

Tramite il rilievo effettuato presso l'azienda, è stato possibile redigere il censimento di tutte le utenze elettriche presenti sia nel capannone produttivo che nella sezione dedicata agli uffici. Questo procedimento ha come fine la stima dell'energia assorbita mensilmente dagli apparecchi elettrici, partendo dalla potenza nominale e dai profili orari di utilizzo.

7.1.1 Illuminazione

Nel periodo successivo al trasferimento nello stabile di Torino, sono stati apportati degli efficientamenti energetici di relamping. La maggior parte dei corpi illuminanti è stata sostituita con i LED. Le immagini seguenti illustrano gli apparecchi luminosi presenti tutt'oggi nella produzione, negli uffici e nella zona esterna al capannone.



Figura 31: Plafoniera con neon presente nella produzione



Figura 32 : Plafoniera a LED presente nella produzione

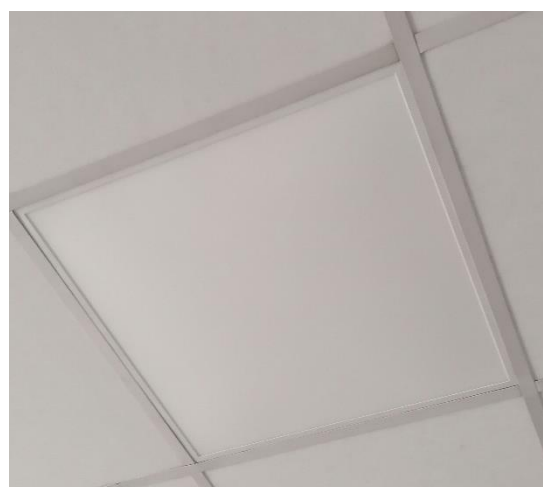
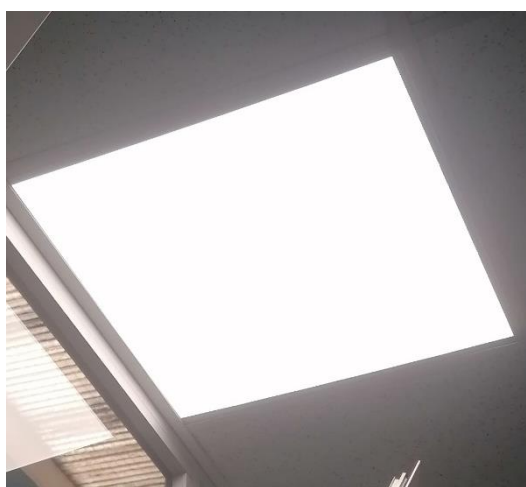


Figura 33: Pannelli LED collocati negli uffici



Figura 34: Faro a LED per esterni e plafoniera con neon collocata negli uffici

7.1.2 Macchinari elettrici

Tramite il sopralluogo è stato possibile identificare i dati di targa delle linee produttive. Di seguito vengono riportate le fotografie dei macchinari ubicati nella zona meccanica di lavorazione.



Figura 35: ETS Bonetto e Micro HAAS



Figura 36: Rismat e Fanuc



Figura 37: Syntax



Figura 38: T-mech



Figura 39: Doosan



Figura 40: DMU 50 e DMU 70



Figura 41: CMX 1100

Tutti i macchinari funzionano tramite azionamento pneumatico, tranne il T-mech che opera ad aria compressa.

7.1.3 Apparecchiature elettriche degli uffici

Al piano terra è presente il reparto contabile che è costituito da due sale riunioni e da undici postazioni, corredate di monitor e computer. Inoltre, vi è anche un'area dedicata alla mensa dove sono collocati tre frigo. Il piano primo è suddiviso similmente a quello terra. Gli assorbimenti elettrici specifici delle apparecchiature verranno riportati nel dettaglio nel capitolo n° 8.

7.2 Utenze termiche

La centrale termica serve l'impianto di riscaldamento del capannone e degli uffici; mentre l'acqua calda sanitaria viene generata localmente tramite degli scaldi acqua elettrici.

7.2.1 Centrale termica

L'impianto di riscaldamento è composto da quattro caldaie a condensazione modulanti dalla potenza di 110 kW ciascuna alimentate a gas naturale. Oltre a modulare la potenza di ogni generatore, è possibile anche regolare la potenza complessiva andando ad agire solo su una o più caldaie. Queste sono state installate a ottobre 2019, il modello è il "Modula III" della Paradigma Italia.



Figura 42: Centrale termica con caldaie

I terminali del capannone sono degli aerotermi ad acqua della marca Sabiana. Mentre negli uffici vi sono dei radiatori.



Figura 43: Aerotermo ad acqua

8. Ricostruzione dei consumi elettrici

L'obiettivo di questa sezione è la ricostruzione dei consumi elettrici a partire dai dati acquisiti durante il sopralluogo. Per raggiungere questo scopo si sono rilevate le potenze assorbite e da queste, conoscendo le ore di funzionamento dei carichi, si sono stimati i consumi elettrici. Inoltre, come ulteriore analisi, si sono valutati i consumi per la sola quota dei macchinari produttivi, conoscendo l'energia assorbita dagli apparecchi luminosi. La tabella seguente riporta il dettaglio degli apparecchi elettrici e dei corpi illuminanti suddivisi per tipologia di destinazione d'uso.

Carichi elettrici	Numero apparecchi	Tipo	Pot [W]	Pot tot [W]	h funz TOT	kWh		
						F1	F2	F3
Frigo	3		100	300	2	0,3	0,3	0,0
Computer	11		70	770	10	6,9	0,8	0,0
Monitor	11		15	165	10	1,5	0,2	0,0
Luci notturne esterne	11	LED	63	693	12	0,0	0,0	8,3
Luci produzione	140	LED	24	3360	16	37,0	13,4	3,4
Luci produzione	29	Neon Std.	72	2088	16	23,0	8,4	2,1
Luci uffici	20	LED	24	480	10	4,3	3,4	0,0
Luci uffici	8	Neon Std.	48	384	10	3,5	2,1	0,0
Kwh TOT/sett						382	142	96
Kwh TOT/mese						1528	570	385

Tabella 19: Potenze corpi illuminanti

Conoscendo il numero di apparecchi elettrici, la potenza media assorbita e le ore di funzionamento, si sono calcolati i kWh consumati in un mese. Successivamente per differenza dai consumi mensili totali, si sono stimati i kWh assorbiti dai soli macchinari produttivi (tabella n° 20). Questo passaggio è stato fondamentale per ricavare i fattori di carico che definiscono la percentuale di potenza assorbita durante il turno di lavoro, rispetto alla potenza nominale di carico (tabella n° 21).

Ricostruzione anno tipo consumi macchinari					
Mese	F1 [kWh/mese]	F2 [kWh/mese]	F3 [kWh/mese]	Totale [kWh/mese]	Spesa al netto di IVA
Gennaio	16691	5929	5131	27750	4.479,80 €
Febbraio	16265	5620	4699	26583	4.291,41 €
Marzo	19223	7074	5620	31917	5.152,48 €
Aprile	17630	6487	5160	29277	4.726,34 €
Maggio	21019	7736	6140	34895	5.633,31 €
Giugno	18786	6913	5494	31194	5.035,73 €
Luglio	20675	7609	6041	34325	5.541,16 €
Agosto	11170	4108	3290	18568	2.997,52 €
Settembre	21300	7839	6222	35360	5.708,38 €
Ottobre	18935	7316	4879	31129	5.025,29 €
Novembre	19276	7290	6036	32601	5.262,92 €
Dicembre	14405	5331	4308	24043	3.881,37 €
Totale	215373	79251	63017	357642	57.735,72 €

Tabella 20: Consumi macchinari elettrici

Tramite i dati di targa si sono rilevate le tensioni e le correnti che assorbono i macchinari quando lavorano a pieno carico. Le potenze di questi sono state calcolate tenendo in considerazione la tipologia di alimentazione trifase.

La tabella seguente riporta le caratteristiche di ciascun macchinario con le relative potenze assorbite. Siccome non tutti i macchinari lavorano gli stessi turni, si sono evidenziati in arancione quelli che eseguono solo il primo turno, in verde quelli che lavorano dalle 6:00 alle 22:00 e in azzurro i macchinari che vengono lasciati produrre autonomamente anche la notte. Occorre osservare che i compressori lavorano per tutto il periodo di produzione, quindi se occorre sono accesi 24 h. Inoltre, nel calcolo delle potenze assorbite per ogni turno, è stato conteggiato solamente un compressore in quanto l'altro ha la funzione di backup.

Siccome durante il ciclo di lavorazione, la potenza assorbita da ogni macchinario varia con il tipo di utilizzo; sono state introdotte delle percentuali di carico. La stima di queste è stata effettuata con criterio, cercando di rendere confrontabili i consumi derivanti dalle bollette e quelli calcolati con Excel. In questo modo si sono ottenute le seguenti potenze medie assorbite per ogni turno. I valori ottenuti risultano ragionevoli in quanto una percentuale tipica di carico per una macchina elettrica industriale è intorno al 10%.

Come si evince dalla tabella, la potenza media assorbita durante il primo turno è di 66,23 kW, mentre il secondo e terzo turno assorbono il 57% e 49% della potenza del primo turno.

100%		57%		49%	
1 TURNO Pot [kW]	66,23	2 TURNO Pot [kW]	37,70	3 TURNO Pot [kW]	32,60
NOME	DOOSAN	NOME	SYNTAX	NOME	RISMAT PF
TENSIONE [V]	400	TENSIONE NOMINALE [V]	400	FASE	Trifase
CORRENTE PIENO CARICO [A]	108,93	CORRENTE PIENO CARICO [A]	40	POTENZA MASSIMA [kW]	40,00
FASE	Trifase	FASE	Trifase	% CARICO	0,10
POTENZA MASSIMA [kW]	69,43	POTENZA MASSIMA [kW]	25,50	POTENZA MEDIA [kW]	4,00
% CARICO	0,10	% CARICO	0,10		
POTENZA MEDIA [kW]	6,94	POTENZA MEDIA [kW]	2,55		
NOME	FANUC	NOME	SYNTAX	NOME	ETS BONETTO
POTENZA APPARENTE [kVA]	11	TENSIONE [V]	400	FASE	Trifase
FASE	Trifase	CORRENTE [A]	40	POTENZA MASSIMA [kW]	
POTENZA MASSIMA [kW]	10,12	FASE	Trifase	% CARICO	
% CARICO	0,10	POTENZA MASSIMA [kW]	25,50	POTENZA MEDIA [kW]	3,00
POTENZA MEDIA [kW]	1,01	% CARICO	0,10		
NOME	FANUC	POTENZA MEDIA [kW]	2,55	NOME	T-MECH
POTENZA APPARENTE [kVA]	11			TENSIONE ALIMENTAZIONE [V]	400
FASE	Trifase			CORRENTE [A]	200
POTENZA MASSIMA [kW]	10,12			FASE	Trifase
% CARICO	0,10			POTENZA MASSIMA [kW]	127,48
POTENZA MEDIA [kW]	1,01			% CARICO	0,08
NOME	DMU50			POTENZA MEDIA [kW]	10,20
TENSIONE [V]	400				
CORRENTE [A]	80			NOME	COMPRESSORE
FASE	Trifase			POTENZA MASSIMA [kW]	22,00
POTENZA MASSIMA [kW]	50,99			% CARICO	0,70
% CARICO	0,15			POTENZA MEDIA [kW]	15,40
POTENZA MEDIA [kW]	7,65				
NOME	DMU70			NOME	COMPRESSORE
TENSIONE [V]	400			POTENZA MASSIMA [kW]	22,00
CORRENTE [A]	100			% CARICO	
FASE	Trifase			POTENZA MEDIA [kW]	
POTENZA MASSIMA [kW]	63,74				
% CARICO	0,10				
POTENZA MEDIA [kW]	6,37				
NOME	Micron HAAS				
TENSIONE [V]	480				
CORRENTE [A]	20				
FASE	Trifase				
POTENZA MASSIMA [kW]	15,30				
% CARICO	0,10				
POTENZA MEDIA [kW]	1,53				
NOME	CMX1100				
TENSIONE [V]	400				
CORRENTE [A]	63				
FASE	Trifase				
POTENZA MASSIMA [kW]	40,16				
% CARICO	0,10				
POTENZA MEDIA [kW]	4,02				

Tabella 21: Dati di targa dei macchinari elettrici

9. Analisi energetica con modelli termici ed elettrici

In questa sezione si ricostruiranno i consumi attraverso l'implementazione di tre diversi modelli energetici che verranno in seguito confrontati tra loro. L'errore tollerabile tra la bollettazione e il modello è stato scelto pari al 10 %.

Per delineare il profilo energetico aziendale si sono impiegati tre diversi software. Inizialmente si è voluta fare una stima dei consumi elettrici con Excel; in seguito si è utilizzato il calcolo mensile in regime stazionario di EdilClima e come ultima analisi, si è realizzato un modello più rigoroso in regime dinamico orario con EnergyPlus.

Alla base di tutti i modelli termici vi è il primo principio della termodinamica. Nel caso di sistemi termodinamici aperti e nell'ipotesi in cui le variazioni di energia possedute dal sistema nel tempo, siano soltanto quelle dovute al contributo dell'energia interna, si ha:

$$\phi - P_i = \sum_{i=1}^n G_{usc,i} * (h + e_c + e_g)_i - \sum_{j=1}^m G_{ent,j} * (h + e_c + e_g)_j + \frac{dU}{dt}$$

ϕ = flusso termico netto scambiato dal sistema termodinamico con l'ambiente esterno;

P_i = potenza meccanica netta all'asse (lavoro tecnico o all'asse);

h = entalpia massica del fluido entrante/uscente;

e_g = energia potenziale gravitazionale massica del fluido entrante/uscente;

e_c = energia cinetica massica del fluido entrante/uscente;

$G_{usc,i}$ = "n" portate di fluido uscenti dal sistema termodinamico;

$G_{ent,j}$ = "m" portate di fluido entranti nel sistema termodinamico;

$\frac{dU}{dt}$ = variazione di energia interna del sistema termodinamico nel tempo.

In generale la potenza P_i e le variazioni di energia cinetica e potenziale sono trascurabili. Se si pone l'attenzione solo sulla quota sensibile del carico termico, è possibile esprimere la differenza di entalpia in funzione della sola temperatura. Si ottiene perciò il seguente flusso dovuto alle portate di ventilazione e infiltrazione:

$$\phi_a = \sum_{j=1}^m G_{ent,j} * c_{p,j} * T_j - \sum_{i=1}^n G_{usc,i} * c_{p,i} * T_i$$

Inoltre, considerando costante nel tempo la variazione della densità dell'aria ρ e la sua capacità termica massica a volume costante c_v ; si ottiene la seguente equazione per la variazione di energia interna:

$$\frac{dU}{dt} = \rho * V * c_v * \frac{dT}{dt}$$

Dunque, si ricava il seguente bilancio per l'ambiente e l'edificio:

$$\phi_c + \phi_e + \phi_a + \phi_p = \rho * V * c_v * \frac{dT}{dt}$$

ϕ_c = flusso termico scambiato per convezione fra l'aria e le superfici interne delle pareti e dei divisori;

ϕ_e = flusso termico dovuto ai carichi endogeni convettivi;

ϕ_a = flusso termico dovuto alle portate di ventilazione e alle infiltrazioni d'aria;

ϕ_p = carico termico sensibile per il riscaldamento o raffrescamento da fornire tramite l'impianto. [33]

9.1 Modello elettrico effettuato con foglio Excel

Il foglio Excel è stato utile per avere un'idea approssimativa dell'energia elettrica consumata in riferimento ai pezzi prodotti e alle ore di lavoro. Difatti il Committente ha gentilmente fornito il numero di elementi generati dai macchinari Bonetto, Rismat e T-mech, con le rispettive ore di funzionamento.

Di seguito vengono riportati dieci giorni tipo di produzione per il macchinario Bonetto.

DATA	tot ore Bonetto	tot pezzi Bonetto	COD 1		COD 2		COD 3		COD 4		COD 5		COD 6	
			PROD.	ORE LAV.	PROD.	ORE LAV.	PROD.	ORE LAV.	PROD.	ORE LAV.	PROD.	ORE LAV.	PROD.	ORE LAV.
01/01/2019	0,00	0												
02/01/2019	0,00	0												
03/01/2019	0,00	0												
04/01/2019	0,00	0												
05/01/2019	0,00	0												
06/01/2019	0,00	0												
07/01/2019	15,00	7250											7250	15,00
08/01/2019	16,50	8250			2750	7,50							5500	9,00
09/01/2019	15,00	6500	4000	11,00	2500	4,00								
10/01/2019	22,50	11000	2000	3,50									9000	19,00

Tabella 22: Scheda produzione

Avendo a conoscenza solo le ore totali giornaliere di lavoro, è stato necessario costruire un piano orario suddiviso nelle fasce F1, F2, F3. Per definire le ore al giorno lavorate per ogni fascia, si è utilizzato il seguente criterio: i turni di lavoro venivano completati fino all'esaurimento delle ore lavorate. Perciò, se le ore lavorative superavano le 8 ore, si considerava completo il primo turno di lavoro e le restanti venivano conteggiate nel secondo e/o terzo turno. Viene riportata una tabella d'esempio.

DATA	tot ore Bonetto	tot pezzi Bonetto	F1	F2	F3	tot ore Rismat	tot pezzi Rismat	F1	F2	F3	tot ore T-mech	tot pezzi T-mech	F1	F2	F3	F1	F2	F3	TOT
01/01/2019	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02/01/2019	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03/01/2019	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04/01/2019	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05/01/2019	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06/01/2019	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,00	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
07/01/2019	15,00	7250	11,0	3,0	1,0	16,00	4300	11,0	4,0	1,0	16,0	4900	11,0	4,0	1,0	33,0	11,0	3,0	47,0
08/01/2019	16,50	8250	11,0	4,0	1,5	16,00	5000	11,0	4,0	1,0	16,0	4700	11,0	4,0	1,0	33,0	12,0	3,5	48,5
09/01/2019	15,00	6500	11,0	3,0	1,0	16,00	5100	11,0	4,0	1,0	16,0	5400	11,0	4,0	1,0	33,0	11,0	3,0	47,0
10/01/2019	22,50	11000	11,0	4,0	7,5	16,00	4800	11,0	4,0	1,0	16,0	5500	11,0	4,0	1,0	33,0	12,0	9,5	54,5

Tabella 23: Fasce orarie con produzione

Di seguito vengono illustrate le tabelle riassuntive riportanti i pezzi prodotti e i consumi mensili. Quest'ultimi sono stati ricavati dai dati di produzione e dalle potenze medie stimate con il coefficiente di carico.

Rismat	F1 [h]	F2 [h]	F3 [h]	TOT ore	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	TOT kWh
gen-19	209	71	19	299	836	284	76	1196
feb-19	215	74	20	309	860	296	80	1236
mar-19	242	88	22	352	968	352	88	1408
apr-19	194	66	19	279	776	264	76	1116
mag-19	211	72	54	337	844	288	216	1348
giu-19	199	73	24,5	296,5	796	292	98	1186
lug-19	171	55	18	244	684	220	72	976
ago-19	122	42	12	176	488	168	48	704
set-19	176	61	16	253	704	244	64	1012
ott-19	215	74	20	309	860	296	80	1236
nov-19	220	80	20	320	880	320	80	1280
dic-19	160	54	15	229	640	216	60	916
gen-20	209	76	19	304	836	304	76	1216
feb-20	207,5	65	20	292,5	830	260	80	1170
mar-20	165	48	15	228	660	192	60	912

Tabella 24: Dati mensili di produzione Rismat

Bonetto	F1 [h]	F2 [h]	F3 [h]	TOT ore	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	TOT kWh
gen-19	209	63	65	337	627	189	195	1011
feb-19	220	72	109	401	660	216	327	1203
mar-19	252,5	87	155	494,5	758	261	465	1483,5
apr-19	220	67	90,5	377,5	660	201	272	1132,5
mag-19	264	83	106	453	792	249	318	1359
giu-19	235,5	67	49	351,5	707	201	147	1054,5
lug-19	275	88	124	487	825	264	372	1461
ago-19	125	36	45,5	206,5	375	108	137	619,5
set-19	209	69	114,5	392,5	627	207	344	1177,5
ott-19	253	70	31,5	354,5	759	210	95	1063,5
nov-19	233,5	65	56	354,5	701	195	168	1063,5
dic-19	170,5	44	16	230,5	512	132	48	691,5
gen-20	214,5	64	72	350,5	644	192	216	1051,5
feb-20	219	61,5	46,5	327	657	185	140	981
mar-20	170	46	16	232	510	138	48	696

Tabella 25: Dati mensili di produzione Bonetto

Tmech	F1 [h]	F2 [h]	F3 [h]	TOT ore	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	TOT kWh
gen-19	627	205	103	935	6394	2091	1050	9535,4
feb-19	655	223	149	1027	6680	2274	1520	10473,7
mar-19	732,5	258	280	1270,5	7470	2631	2856	12957,0
apr-19	623	209	232,5	1064,5	6354	2131	2371	10856,1
mag-19	717	243	350	1310	7312	2478	3569	13359,8
giu-19	655,5	218	166,5	1040	6685	2223	1698	10606,2
lug-19	717	238	288	1243	7312	2427	2937	12676,5
ago-19	383	127	126,5	636,5	3906	1295	1290	6491,2
set-19	561	194	250,5	1005,5	5721	1978	2555	10254,4
ott-19	705	229	185,5	1119,5	7190	2335	1892	11417,0
nov-19	673,5	225	216	1114,5	6869	2295	2203	11366,0
dic-19	495,5	157	102	754,5	5053	1601	1040	7694,6
gen-20	621,5	212	189	1022,5	6338	2162	1927	10427,8
feb-20	640	203,5	172,5	1016	6527	2075	1759	10361,5
mar-20	478	146	124	748	4875	1489	1265	7628,3

Tabella 26: Dati mensili di produzione T-mech

A questo punto si sono ottenuti i kWh mensili per i tre macchinari sopra citati.

Tmech-Rismat-Bonetto	F1 [h]	F2 [h]	F3 [h]	TOT ore	TOT pezzi	TOT kWh
gen-19	627	205	103	935	360850	11742,4
feb-19	655	223	149	1027	376050	12912,7
mar-19	732,5	258	280	1270,5	494100	15848,5
apr-19	623	209	232,5	1064,5	426100	13104,6
mag-19	717	243	350	1310	538500	16066,8
giu-19	655,5	218	166,5	1040	414800	12846,7
lug-19	717	238	288	1243	499650	15113,5
ago-19	383	127	126,5	636,5	253100	7814,7
set-19	561	194	250,5	1005,5	428200	12443,9
ott-19	705	229	185,5	1119,5	429667	13716,5
nov-19	673,5	225	216	1114,5	427750	13709,5
dic-19	495,5	157	102	754,5	303000	9302,1
gen-20	621,5	212	189	1022,5	418400	12695,3
feb-20	640	203,5	172,5	1016	405550	12512,5
mar-20	478	146	124	748	283000	9236,3

Tabella 27: Consumi e pezzi prodotti da T-mech, Rismat e Bonetto

Tuttavia, vi sono altre macchine di lavoro di cui non si hanno a disposizione i dati di produzione. Pertanto, i loro consumi sono stati calcolati con le potenze medie derivanti dai fattori di carico (vedi capitolo n° 8) e dalle ore mensili lavorative in F1, F2, F3.

F1 mese 1 turno	120
F2 mese 1 turno	80
F3 mese 1 turno	20
F1 mese 1-2 turno	220
F2 mese 1-2 turno	80
F3 mese 1-2 turno	20

Tabella 28: Ore lavorative per fascia al mese

$$Consumi_{F1} = P * x * h_{mese F1} \quad [kWh]$$

Il terzo turno non è stato considerato in quanto questi macchinari non lavorano di notte. Siccome le ore di funzionamento mensili sono state calcolate per un mese standard di 31 giorni, sono stati apportati dei fattori di aggiustamento che tengono in considerazione eventuali discrepanze di produzione. Queste sono causate da periodi di fermo dovuti a festività, manutenzione, fermi non programmati e numero di giorni mensili diversi da quello standard.

fattore aggiustamento agosto altri macchinari	55%
fattore aggiustamento settembre per altri macchinari	150%
fattore aggiustamento febbraio per altri macchinari	70%
fattore aggiustamento dicembre per altri macchinari	75%
fattore aggiustamento gennaio per altri macchinari	75%
fattore aggiustamento stand-by	15%

Tabella 29: Fattori di aggiustamento

Come si può osservare i mesi di gennaio, dicembre ed agosto hanno un valore minore di uno del coefficiente di aggiustamento, in quanto vi sono periodi di festività rispetto al mese standard. Difatti per il mese di agosto si sono considerate circa due settimane di vacanze estive e quindi solamente metà mese è stato lavorativo. Un ragionamento analogo è stato effettuato per i mesi di dicembre e gennaio, periodi nei quali si sono lavorate tre settimane su quattro. Contrariamente i consumi per il mese di settembre vengono

amplificati poiché il dirigente dell'azienda aumenta la produzione per sopperire ai periodi di fermo estivi. Inoltre, anche febbraio ha anche un valore minore di uno perché è composto da un numero inferiore di giorni e perciò se non si fosse inserito questo fattore correttivo, i consumi sarebbero stati sovrastimati.

Inoltre, è stato introdotto un coefficiente che tiene in considerazione della potenza consumata durante il periodo di stand-by. La stima di questo è stata effettuata tramite un ragionamento che permette di ottenere una valutazione dei consumi finali, comparabile con quelli relativi alla bollettazione, entro il 10% d'errore. La strategia adottata è la seguente: identificazione degli assorbimenti di cui si hanno dati a disposizione, confronto con i consumi da bollettazione e valutazione, per esclusione, della percentuale di potenza in stand-by rispetto a quella totale dell'impianto di produzione. Poiché il dato relativo all'assorbimento di fondo è stato calcolato con un metodo indiretto, sicuramente questo valore è affetto da un margine d'incertezza che non può essere rimosso se non dall'installazione di un sistema di monitoraggio.

Le tabelle seguenti riportano i kWh consumati dai vari macchinari, tenendo in considerazione i vari coefficienti d'aggiustamento secondo la seguente equazione.

$$E_{corretta} = Consumi * f_{correttivo} \quad [kWh]$$

Produzione	Tmech+Bonetto+Rismat					Altri macchinari		
	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	TOT kWh	TOT pezzi	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]
gen-19	7857	2564	1321	11742	360850	8091	2942	736
feb-19	8200	2786	1927	12913	376050	7551	2746	686
mar-19	9196	3244	3409	15848	494100	10788	3923	981
apr-19	7790	2596	2719	13105	426100	10788	3923	981
mag-19	8948	3015	4103	16067	538500	10788	3923	981
giu-19	8187	2716	1943	12847	414800	10788	3923	981
lug-19	8821	2911	3381	15114	499650	10788	3923	981
ago-19	4769	1571	1475	7815	253100	5933	2158	539
set-19	7052	2429	2962	12444	428200	16181	5884	1471
ott-19	8809	2841	2066	13717	429667	10788	3923	981
nov-19	8449	2810	2451	13710	427750	10788	3923	981
dic-19	6205	1949	1148	9302	303000	8091	2942	736
gen-20	7818	2658	2219	12695	418400	8091	2942	736
feb-20	8014	2520	1979	12512	405550	7551	2746	686

Tabella 30: Consumi calcolati per i macchinari

L'energia consumata si discosta dalla quella fatturata in bollettazione con un errore medio del -1,18%. Dunque, i consumi sono stati correttamente stimati partendo dai dati di produzione e da quelli di targa.

$$Errore = -100 + \frac{kWh_{calcoli}}{kWh_{bolletta}} * 100 \quad [\%]$$

Produzione	Consumi macchinari totali				Stand-by		Errore	Check
	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	TOT kWh	kWh	TOT kWh		
gen-19	15948	5506	2057	23511	1907	25418	-8,40%	✓
feb-19	15751	5532	2613	23896	1907	25804	-2,93%	✓
mar-19	19983	7167	4389	31539	1907	33447	4,79%	✓
apr-19	18577	6519	3699	28796	1907	30703	4,87%	✓
mag-19	19736	6938	5084	31758	1907	33665	-3,53%	✓
giu-19	18975	6639	2924	28538	1907	30445	-2,40%	✓
lug-19	19609	6834	4362	30804	1907	32712	-4,70%	✓
ago-19	10702	3729	2014	16445	1907	18352	-1,16%	✓
set-19	23234	8314	4433	35980	1907	37888	7,15%	✓
ott-19	19596	6764	3047	29407	1907	31315	0,60%	✓
nov-19	19237	6732	3432	29401	1907	31308	-3,97%	✓
dic-19	14295	4891	1884	21070	1907	22978	-4,43%	✓
gen-20	15908	5600	2955	24464	1907	26371	-4,97%	✓
feb-20	15565	5266	2665	23496	1907	25404	-4,44%	✓

Tabella 31: Consumi produzione con calcolo dell'errore

Come ci si aspettava, la maggior quota di assorbimento di energia elettrica sia ha per il T-mech 39% e per i macchinari non aventi dati di produzione 53%. Questo risultato è strettamente dipendente dalle potenze delle macchine sopra citate, che risultano complessivamente maggiori rispetto a quelle della Rismat e del Bonetto. Pertanto, se si vorranno diminuire i consumi, occorrerà agire principalmente sui macchinari più energivori attuando interventi di risparmio energetico.

Inoltre, si osserva che la maggior parte dei consumi è in fascia F1, quindi sarebbe interessante installare un sistema fotovoltaico per produrre energia elettrica che verrebbe auto consumata.

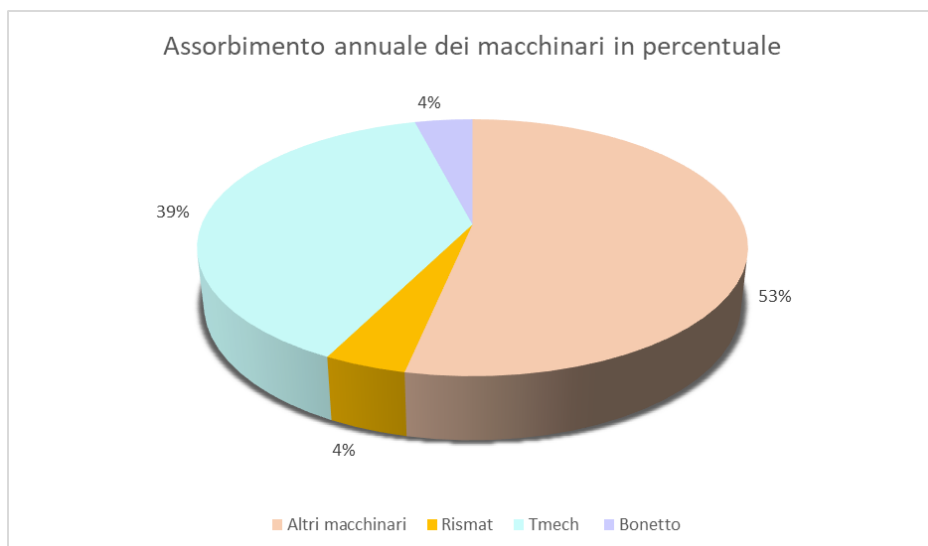


Figura 44: Consumi annuali produzione in percentuale

Tuttavia, oltre ai consumi dei macchinari vi sono anche quelli legati alle utenze elettriche degli uffici e dell'illuminazione. Questi sono stati stimati attraverso l'utilizzo delle potenze dei carichi degli uffici e della sala mensa moltiplicate per le ore di utilizzo. Siccome le apparecchiature elettriche non assorbono la massima potenza per tutto il periodo di funzionamento, si sono utilizzate delle potenze medie orarie (vedi tabella n° 19). Il quadro riassuntivo di tutti gli assorbimenti elettrici del capannone è il seguente.

Capannone	Produzione	Uffici + illuminazione			TOT kWh	Errore	Check
	TOT kWh	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]			
gen-19	25418	1528	570	385	27901	-7,71%	✓
feb-19	25804	1528	570	385	28287	-2,68%	✓
mar-19	33447	1528	570	385	35930	4,45%	✓
apr-19	30703	1528	570	385	33186	4,49%	✓
mag-19	33665	1528	570	385	36149	-3,29%	✓
giu-19	30445	1528	570	385	32929	-2,22%	✓
lug-19	32712	1528	570	385	35195	-4,38%	✓
ago-19	18352	841	313	212	19718	-6,33%	✓
set-19	37888	1528	570	385	40371	6,68%	✓
ott-19	31315	1528	570	385	33798	0,55%	✓
nov-19	31308	1528	570	385	33791	-3,69%	✓
dic-19	22978	1146	427	289	24840	-6,36%	✓
gen-20	26371	1528	570	385	28854	-4,56%	✓
feb-20	25404	1528	570	385	27887	-4,06%	✓

Figura 45: Consumi totali con calcolo dell'errore

Anche in questo caso l'errore complessivo rientra dentro al 10% di tolleranza.

Inoltre, viene riportata la ripartizione dei kWh annuali consumati a seconda delle varie tipologie d'impiego. Alla sezione produttiva viene ovviamente attribuita la percentuale maggiore degli assorbimenti, intorno all' 86,7%; mentre gli uffici e l'illuminazione assorbono solo il 7,3% del carico totale. Inoltre, l'assorbimento dovuto ai macchinari lasciati in stand-by è del 6%. Purtroppo, non avendo installato un sistema di monitoraggio risulta impossibile distribuire questa quota ai diversi macchinari e di conseguenza proporre un risparmio energetico mirato. Perciò, diventa fondamentale un'analisi strumentale per stimare con precisione i coefficienti di carico dei singoli macchinari e constatare qual è la quota esatta di stand-by rispetto agli assorbimenti totali.

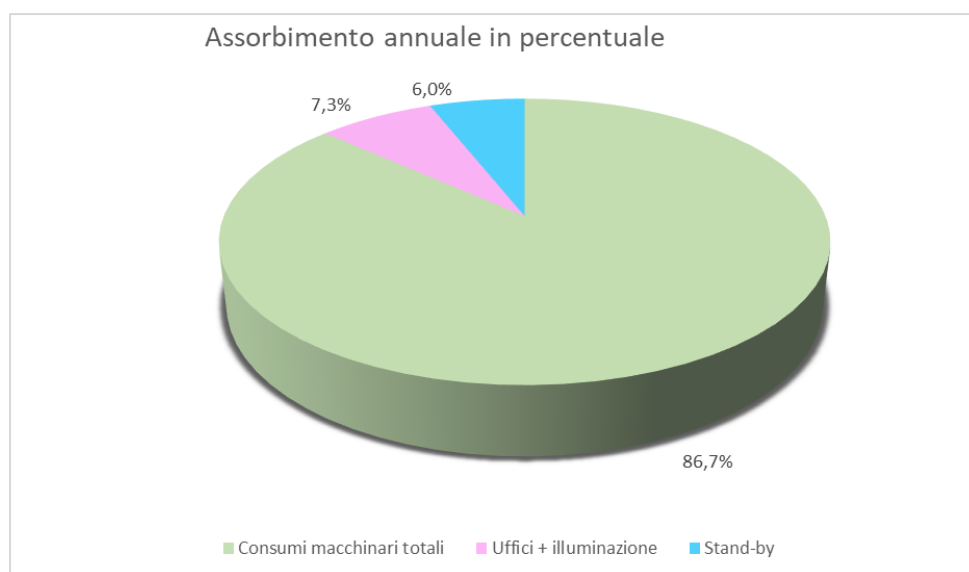


Figura 46: Ripartizione in percentuale degli assorbimenti elettrici

9.2 Modello termico realizzato con EdilClima

EdilClima è un software che permette di calcolare le prestazioni energetiche degli edifici con l'ausilio del calcolo in regime semi-stazionario o dinamico orario, secondo la norma UNI EN ISO 52016:2018. Per questo lavoro di tesi è stato utilizzato il calcolo in regime semi-stazionario in quanto non è possibile definire con un'accuratezza elevata i carichi elettrici della sezione produttiva. Il modulo utilizzato è l'E700 nel quale vengono attribuite agli edifici le caratteristiche dettate dalla specifica tecnica UNI/TS 11300 nelle seguenti sezioni.

UNI/TS 11300-1	Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva ed invernale.
UNI/TS 11300-2	Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale, per la produzione di acqua calda sanitaria, per la ventilazione e per l'illuminazione in edifici non residenziali.
UNI/TS 11300-3	Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione estiva.
UNI/TS 11300-4	Utilizzo di energie rinnovabili e di altri metodi di generazione per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria.
UNI/TS 11300-5	Calcolo dell'energia primaria e dalla quota di energia da fonti rinnovabili.
UNI/TS 11300-6	Determinazione del fabbisogno di energia per ascensori e scale mobili.

Tabella 32 : UNI/TS 11300

Pertanto, i consumi termici sono stati calcolati secondo la norma UNI/TS 11300, mentre i dati climatici utilizzati sono quelli relativi al regime normativo UNI 10349:2016.

Dati progetto **Dati climatici** **Regime normativo** **Dati default**

Regime normativo ☒ UNI 10349:2016 ☐ UNI 10349:1994

Dati mensili **Dati orari**

Dati geografici

Comune:

Provincia:

Gradi giorno DPR 412/93: gg

Altitudine s.l.m.: m

Latitudine Nord: ° '

Longitudine Est: ° '

Codice Catastale: CAP:

Distanza dal mare: km

Regione di vento:

Direz. preval. vento:

Velocità vento media: m/s

Velocità vento max: m/s

Codice ISTAT:

Dati invernali

Stazione di rilevazione per:

Temperatura:

Irraggiamento:

Ventosità:

Temperatura esterna: °C

Località di rif.:

Temperatura: °C

Variazione: °C

Adottata: °C

Periodo convenzionale riscaldamento:

Zona climatica:

Durata: giorni

Dal giorno:

Al giorno:

Irradianza solare massima sul piano orizzontale: W/m²

Dati estivi

Località riferimento estiva:

Temperatura bulbo secco: °C

Temperatura bulbo umido: °C

Umidità relativa: %

Umidità assoluta: g/kg

Escursione termica giornaliera: °C

Figura 47: Dati climatici EdilClima

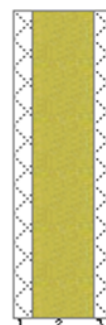
9.2.1 Stratigrafie involucro termico

Il capannone risulta essere prefabbricato con dei moduli composti da calcestruzzo e poliuretano espanso. Di seguito vengono riportate le stratigrafie di tutte le superfici opache e trasparenti presenti nell'involucro esterno.

Descrizione della struttura: Muro vs ex

Codice: M1

Trasmittanza termica	0,228	W/m ² K
Trasmittanza con maggiorazione ponte termico	0,296	W/m ² K
Maggiorazione ponte termico	30,00	%
Spessore	160	mm
Temperatura esterna (calcolo potenza invernale)	-8,0	°C
Permeanza	10,121	10 ⁻¹² kg/sm ² Pa
Massa superficiale (con intonaci)	123	kg/m ²
Massa superficiale (senza intonaci)	123	kg/m ²
Trasmittanza periodica	0,182	W/m ² K
Fattore attenuazione	0,803	-
Sfasamento onda termica	-4,2	h



Stratigrafia:

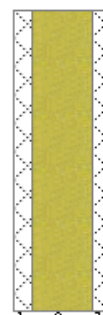
N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,130	-	-	-
1	C.I.s. di sabbia e ghiaia (pareti interne)	30,00	1,160	0,026	2000	1,00	96
2	Poliuretano espanso in fabbrica fra lamiere sigillate	100,00	0,024	4,167	30	1,30	140
3	C.I.s. di sabbia e ghiaia (pareti esterne)	30,00	1,260	0,024	2000	1,00	96
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,040	-	-	-

Legenda simboli

s	Spessore	mm
Cond.	Conduttività termica, comprensiva di eventuali coefficienti correttivi	W/mK
R	Resistenza termica	m ² K/W
M.V.	Massa volumica	kg/m ³
C.T.	Capacità termica specifica	kJ/kgK
R.V.	Fattore di resistenza alla diffusione del vapore in capo asciutto	-

Descrizione della struttura: Muro vs int**Codice: M3**

Trasmittanza termica	0,223	W/m ² K
Trasmittanza con maggiorazione ponte termico	0,290	W/m ² K
Maggiorazione ponte termico	30,00	%
Spessore	160	mm
Temperatura esterna (calcolo potenza invernale)	20,0	°C
Permeanza	10,121	10 ⁻¹² kg/sm ² Pa
Massa superficiale (con intonaci)	123	kg/m ²
Massa superficiale (senza intonaci)	123	kg/m ²
Trasmittanza periodica	0,163	W/m ² K
Fattore attenuazione	0,730	-
Sfasamento onda termica	-5,0	h

**Stratigrafia:**

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,130	-	-	-
1	C.I.s. di sabbia e ghiaia (pareti interne)	30,00	1,160	0,026	2000	1,00	96
2	Poliuretano espanso in fabbrica fra lamiera sigillate	100,00	0,024	4,167	30	1,30	140
3	C.I.s. di sabbia e ghiaia (pareti esterne)	30,00	1,260	0,024	2000	1,00	96
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,130	-	-	-

Descrizione della struttura: Copertura**Codice: S1**

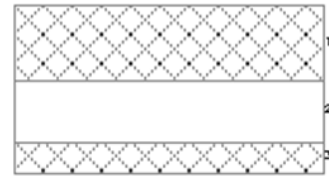
Trasmittanza termica	0,817	W/m ² K
Trasmittanza con maggiorazione ponte termico	0,899	W/m ² K
Maggiorazione ponte termico	10,00	%
Spessore	210	mm
Temperatura esterna (calcolo potenza invernale)	-8,0	°C
Permeanza	11,403	10 ⁻¹² kg/sm ² Pa
Massa superficiale (con intonaci)	207	kg/m ²
Massa superficiale (senza intonaci)	207	kg/m ²
Trasmittanza periodica	0,320	W/m ² K
Fattore attenuazione	0,392	-
Sfasamento onda termica	-7,6	h

**Stratigrafia:**

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,071	-	-	-
1	Amianto cemento in lastre (umidità 2%)	20,00	0,600	0,033	1800	1,00	60
2	Pannello in lana di roccia	20,00	0,035	0,571	40	1,03	1
3	C.I.s. in genere	170,00	0,380	0,447	1000	1,00	96
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,100	-	-	-

Descrizione della struttura: *Pavimento su vespaio (igloo)***Codice: P1**

Trasmittanza termica	1,676	W/m ² K
Trasmittanza controterra	0,273	W/m ² K
Trasmittanza con maggiorazione ponte termico	0,300	W/m ² K
Maggiorazione ponte termico	10,00	%
Spessore	270	mm
Temperatura esterna (calcolo potenza invernale)	-8,0	°C
Permeanza	15,962	10 ⁻¹² kg/sm ² Pa
Massa superficiale (con intonaci)	320	kg/m ²
Massa superficiale (senza intonaci)	320	kg/m ²
Trasmittanza periodica	0,670	W/m ² K
Fattore attenuazione	2,459	-
Sfasamento onda termica	-6,4	h

**Stratigrafia:**

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,170	-	-	-
1	C.I.s. di sabbia e ghiaia (pareti esterne)	120,00	1,260	0,095	2000	1,00	96
2	Intercapedine non ventilata Av<500 mm ² /m	100,00	0,455	0,220	-	-	-
3	Sottofondo di cemento magro	50,00	0,700	0,071	1600	0,88	20
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,040	-	-	-

Le superfici vetrate sono ripartite tra finestre e lucernari. Quest'ultimi sono disposti longitudinalmente sul capannone e sono composti da uno strato di polycarbonato di spessore 2 cm. Il coefficiente di conduttività del vetro è stato assunto pari a $\lambda_{vetro} = 1 \frac{W}{m K}$ invece quello del PC è stato ipotizzato di $\lambda_{PC} = 0,30 \frac{W}{m K}$ in quanto non è in ottime condizioni, come si evince dalla foto seguente.



Figura 48: Visione aerea dei lucernari

Le trasmittanze dei lucernari, delle finestre e delle porte sono state calcolate con EdilClima tramite l'inserimento delle dimensioni e dei materiali di cui sono composti. Di seguito vengono riportate le caratteristiche di alcuni componenti vetrati.

Descrizione della finestra: *Lucernario*

Codice: *W2*

Caratteristiche del serramento

Tipologia di serramento	<i>Singolo</i>	
Classe di permeabilità	<i>Senza classificazione</i>	
Trasmittanza termica	U_w	4,839 W/m ² K
Trasmittanza solo vetro	U_g	4,839 W/m ² K

Dati per il calcolo degli apporti solari

Emissività	ϵ	0,837	-
Fattore tendaggi (invernale)	$f_{c\ inv}$	1,00	-
Fattore tendaggi (estivo)	$f_{c\ est}$	1,00	-
Fattore di trasmittanza solare	$g_{gl,n}$	0,850	-

Caratteristiche delle chiusure oscuranti

Resistenza termica chiusure	0,00	m ² K/W
f shut	0,0	-

Dimensioni del serramento

Larghezza	5900,0	cm
Altezza	100,0	cm

Caratteristiche del telaio

Trasmittanza termica del telaio	U_f	0,00	W/m ² K
K distanziale	K_d	0,00	W/mK
Area totale	A_w	59,000	m ²
Area vetro	A_g	59,000	m ²
Area telaio	A_f	0,000	m ²
Fattore di forma	F_f	1,00	-
Perimetro vetro	L_g	120,000	m
Perimetro telaio	L_f	120,000	m

Stratigrafia del pacchetto vetrato

Descrizione strato	s	λ	R	
Resistenza superficiale interna	-	-	0,100	
Primo vetro	20,0	0,30	0,067	
Resistenza superficiale esterna	-	-	0,040	

Legenda simboli

s	Spessore	mm
λ	Conduttività termica	W/mK
R	Resistenza termica	m ² K/W

Caratteristiche del modulo

Trasmittanza termica del modulo	U	4,839	W/m ² K
---------------------------------	-----	--------------	--------------------

Come si evince dalla foto seguente, i serramenti presenti sono molto basilari; difatti hanno solamente un singolo vetro e l'infisso ha scarse prestazioni termiche. Per questi motivi la trasmittanza della finestra risulta di $4,875 \frac{W}{K m^2}$, un valore molto elevato.

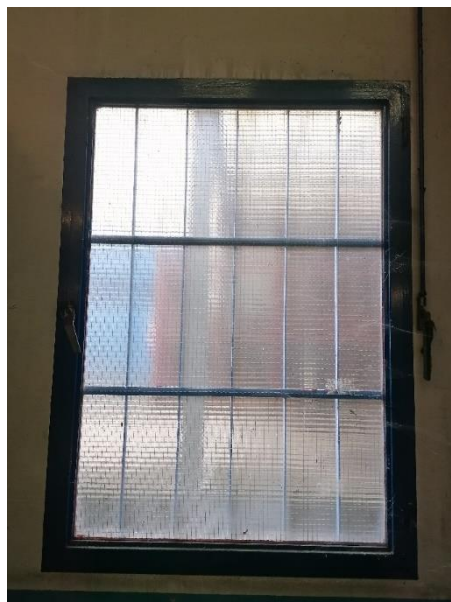


Figura 49: Finestra standard

Descrizione della finestra: Finestra

Codice: W1

Caratteristiche del serramento

Tipologia di serramento

Singolo

Classe di permeabilità

Senza classificazione

Trasmittanza termica

U_w **5,224** W/m^2K

Trasmittanza solo vetro

U_g **4,875** W/m^2K

Dati per il calcolo degli apporti solari

Emissività

ϵ **0,837** -

Fattore tendaggi (invernale)

$f_{c\ inv}$ **1,00** -

Fattore tendaggi (estivo)

$f_{c\ est}$ **1,00** -

Fattore di trasmittanza solare

$g_{gl,n}$ **0,850** -

Caratteristiche delle chiusure oscuranti

Resistenza termica chiusure

0,00 m^2K/W

f_{shut}

0,0 -

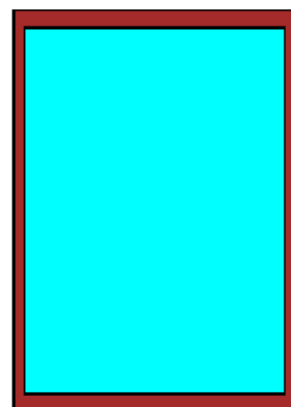
Dimensioni del serramento

Larghezza

100,0 cm

Altezza

140,0 cm



Caratteristiche del telaio

Trasmittanza termica del telaio	U_f	7,00	W/m ² K
K distanziale	K_d	0,00	W/mK
Area totale	A_w	1,400	m ²
Area vetro	A_g	1,170	m ²
Area telaio	A_f	0,230	m ²
Fattore di forma	F_f	0,84	-
Perimetro vetro	L_g	4,400	m
Perimetro telaio	L_f	4,800	m

Stratigrafia del pacchetto vetrato

Descrizione strato	s	λ	R	
Resistenza superficiale interna	-	-	0,130	
Primo vetro	4,0	1,00	0,004	
Resistenza superficiale esterna	-	-	0,071	

Legenda simboli

s	Spessore	mm
λ	Conduttività termica	W/mK
R	Resistenza termica	m ² K/W

Caratteristiche del modulo

Trasmittanza termica del modulo	U	5,224	W/m ² K
---------------------------------	-----	--------------	--------------------

In seguito, si è modellizzato graficamente il capannone su EdilClima avendo a disposizione la planimetria e l'altezza dei locali di 8,70 m.

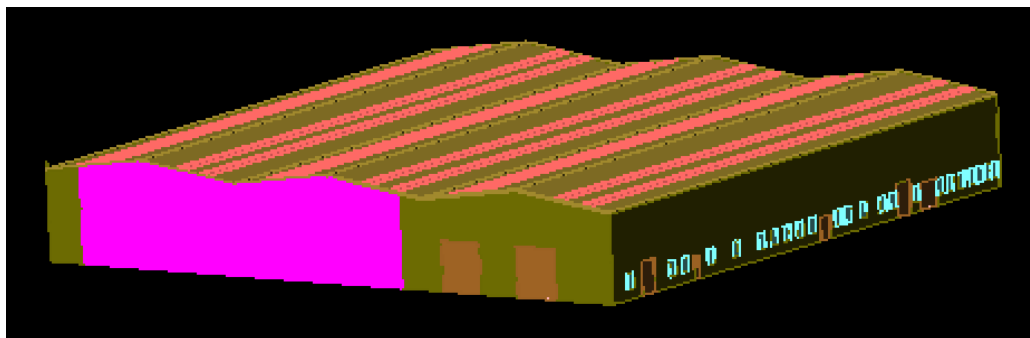


Figura 50: Modello grafico della zona produttiva

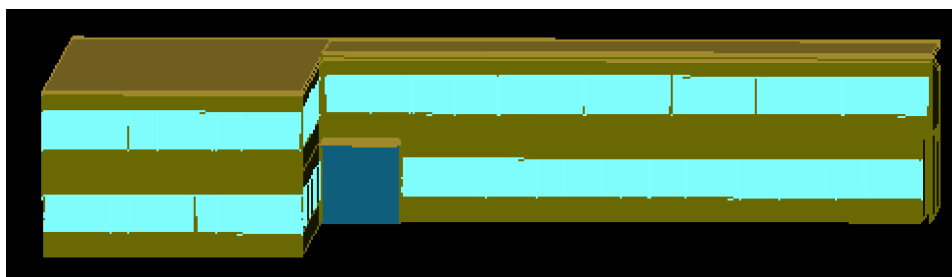


Figura 51: Modello grafico della zona uffici

9.2.2 Locali climatizzati

L'edificio è composto da due diverse zone termiche, pertanto sono stati creati due diversi modelli. Il primo si riferisce alla sezione produttiva nella quale vengono mantenuti 18 °C. La categoria in cui rientra è la E.8 ovvero edifici adibiti ad attività industriali ed artigianali ed assimilabili, secondo il DPR 412/93. Contrariamente gli edifici adibiti ad uffici fanno parte nella categoria E.2 ed hanno una temperatura interna di 20 °C.

Il sistema di ventilazione è naturale in quanto i portoni del capannone vengono lasciati aperti per la maggior parte della giornata, tranne ovviamente durante i mesi invernali. Dunque, per stimare le perdite dovute alla ventilazione è stato fatto un calcolo con ricambi d'aria medi annuali. Si sono ipotizzati i seguenti valori tenendo in considerazione la destinazione d'uso del locale e quindi le esigenze legate alla mansione svolta.

Zone termiche	Uffici	Produzione
Riambi d'aria [vol/h]	0,25	0,32
Apporti interni [W]	2340	7943

Tabella 33: Ricambi d'aria e apporti gratuiti

Gli apporti gratuiti interni sono stati calcolati in funzione delle persone e degli apparecchi elettrici installati. Nella zona produttiva vi sono 12 operai che lavorano presso i macchinari, perciò sono stati ipotizzati 1,6 met emessi da ciascuno di loro durante il proprio turno di lavoro. L'indice di occupazione degli uffici è stato stimato intorno ai $0,051 \frac{pers}{m^2}$. Ogni impiegato svolge un'attività d'ufficio a cui è associata una potenza metabolica di 1,2 met (1 met = 58,15 W/m²). La potenza termica emessa dagli apparecchi elettrici è stata considerata un 20% della potenza elettrica per quelli d'ufficio e un 10% per le macchine produttive.

9.2.3 Impianto termico

L'impianto di riscaldamento è composto da quattro caldaie a condensazione modulanti dalla potenza di 110 kW ciascuna, alimentate a gas naturale. Il profilo di funzionamento è intermittente con attenuazione durante le ore notturne; durante le quali viene mantenuta una temperatura minima di 16 °C negli uffici e nella produzione. Il metodo di calcolo utilizzato segue la norma UNI EN ISO 13790. Di seguito vengono riportati i dati inseriti su EdilClima per i quattro generatori installati. La casa produttrice di questi è la Paradigma Italia e il modello dei generatori è il "Modula III".

Dati generali:

Servizio	Riscaldamento
Tipo di generatore	Caldaia a condensazione
Metodo di calcolo	Analitico
Marca/Serie/Modello	PARADIGMA ITALIA SRL/Modula III/Modula III 115
Potenza nominale al focolare	Φ_{cn} 110,20 kW

Caratteristiche:

Perdita al camino a bruciatore acceso	$P'_{ch,on}$	3,20 %
Valore noto da costruttore o misurato		
Perdita al camino a bruciatore spento	$P'_{ch,off}$	0,10 %
Valore noto da costruttore o misurato		
Perdita al mantello	$P'_{gn,env}$	0,20 %
Valore noto da costruttore o misurato		
Rendimento utile a potenza nominale	$\eta_{gn,Pn}$	97,10 %
Rendimento utile a potenza intermedia	$\eta_{gn,Pint}$	107,00 %
ΔT temperatura di ritorno/fumi	$\Delta\theta_{w,fl}$	60,0 °C
Tenore di ossigeno dei fumi	$O_{2,fl,dry}$	6,00 %

Fabbisogni elettrici:

Potenza elettrica bruciatore	W_{br}	384 W
Fattore di recupero elettrico	k_{br}	0,80 -
Potenza elettrica pompe circolazione	W_{af}	275 W
Fattore di recupero elettrico	k_{af}	0,80 -

Dati per generatori modulanti (riferiti alla potenza minima):

Potenza minima al focolare	$\Phi_{cn,min}$	33,06 kW
Perdita al camino a bruciatore acceso	$P'_{ch,on,min}$	5,00 %
Potenza elettrica bruciatore	$W_{br,min}$	30 W
ΔT temperatura di ritorno/fumi	$\Delta\theta_{w,fl,min}$	20,0 °C
Tenore di ossigeno dei fumi	$O_{2,fl,dry,min}$	15,00 %

Ambiente di installazione:

Ambiente di installazione

Centrale termica

Fattore di riduzione delle perdite

$k_{gn,env}$ **0,70** -

Temperatura ambiente installazione [°C]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6,2	8,1	13,3	16,9	23,0	27,1	28,6	27,6	24,1	17,3	11,8	7,6

Temperatura dell'acqua del generatore di calore:

Generatore di calore a temperatura scorrevole

Tipo di circuito

Collegamento diretto

Rendimenti stagionali dell'impianto:

Descrizione	Simbolo	Valore	u.m.
Rendimento di emissione	$\eta_{H,e}$	92,0	%
Rendimento di regolazione	$\eta_{H,rg}$	59,7	%
Rendimento di distribuzione utenza	$\eta_{H,du}$	99,0	%
Rendimento di generazione (risp. a en. pr. non rinn.)	$\eta_{H,gen,p,nren}$	91,2	%
Rendimento di generazione (risp. a en. pr. totale)	$\eta_{H,gen,p,tot}$	90,5	%
Rendimento globale medio stagionale (risp. a en. pr. non rinn.)	$\eta_{H,g,p,nren}$	60,0	%
Rendimento globale medio stagionale (risp. a en. pr. totale)	$\eta_{H,g,p,tot}$	59,5	%

Legenda simboli

$\eta_{H,gen,ut}$	Rendimento di generazione rispetto all'energia utile
$\eta_{H,gen,p,nren}$	Rendimento di generazione rispetto all'energia primaria non rinnovabile
$\eta_{H,gen,p,tot}$	Rendimento di generazione rispetto all'energia primaria totale

Definite le caldaie, si prosegue inserendo i sottosistemi della sezione di generazione. Vi sono due diversi circuiti e terminali; negli uffici sono installati dei radiatori a muro, mentre nella produzione vi sono degli aerotermi ad acqua. Di seguito vengono riportate le caratteristiche di ognuno; entrambi sono alimentati dello stesso sistema di generazione.

- Sottosistemi zona produttiva

Caratteristiche sottosistema di emissione:

Tipo di terminale di erogazione	Aerotermini ad acqua
Potenza nominale dei corpi scaldanti	588447 W
Fabbisogni elettrici	0 W
Rendimento di emissione	93,0 %

Caratteristiche sottosistema di regolazione:

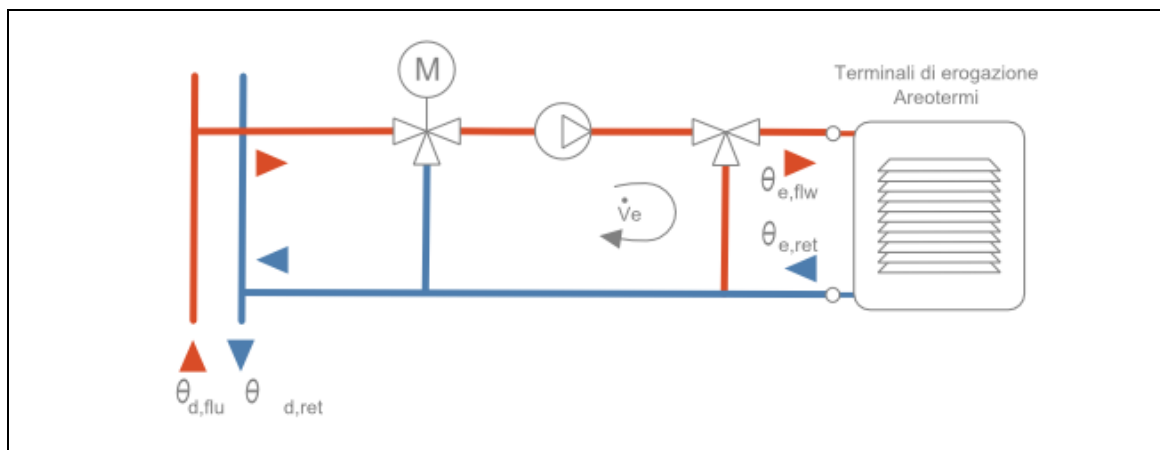
Tipo	Solo climatica (compensazione con sonda esterna)
Caratteristiche	--
Rendimento di regolazione	100,0 %

Caratteristiche sottosistema di distribuzione utenza:

Metodo di calcolo	Semplificato
Tipo di impianto	Autonomo, edificio singolo
Posizione impianto	-
Posizione tubazioni	Tubazioni correnti nel cantinato in vista
Isolamento tubazioni	Isolamento con spessori conformi alle prescrizioni del DPR n. 412/93
Numero di piani	-
Fattore di correzione	0,77
Rendimento di distribuzione utenza	97,2 %
Fabbisogni elettrici	0 W

Temperatura dell'acqua - Riscaldamento

Tipo di circuito **ON-OFF su ventilatore**



Maggiorazione potenza corpi scaldanti	10,0 %	
ΔT nominale lato aria	50,0 °C	
Esponente n del corpo scaldante	1,00 -	
ΔT di progetto lato acqua	10,0 °C	
Portata nominale	55704,96 kg/h	
Criterio di calcolo	Carico medio massimo	70,0 %
Temperatura minima di mandata	60,0 °C	

- Sottosistemi zona uffici

Caratteristiche sottosistema di emissione:

Tipo di terminale di erogazione	Radiatori su parete esterna non isolata ($U > 0,8 \text{ W/m}^2\text{K}$)
Temperatura di mandata di progetto	85,0 °C
Potenza nominale dei corpi scaldanti	87268 W
Fabbisogni elettrici	0 W
Rendimento di emissione	91,0 %

Caratteristiche sottosistema di regolazione:

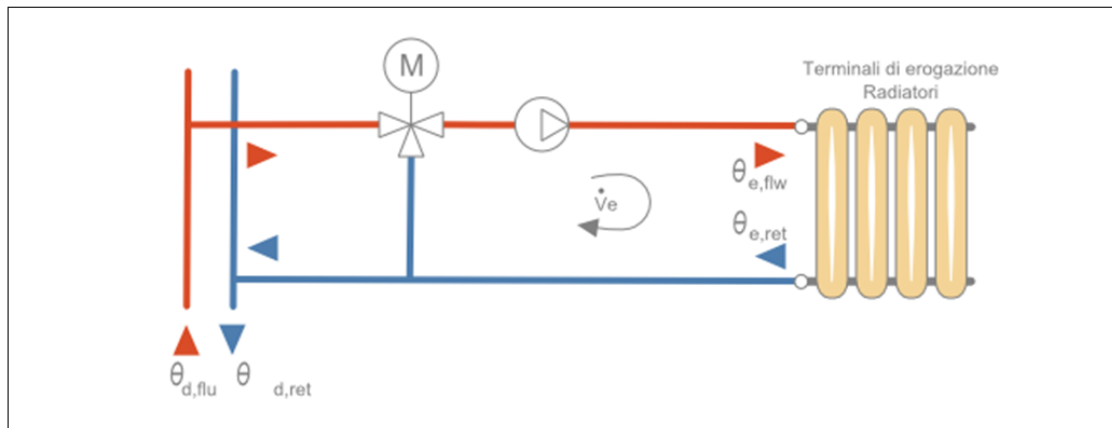
Tipo	Solo climatica (compensazione con sonda esterna)
Caratteristiche	--
Rendimento di regolazione	100,0 %

Caratteristiche sottosistema di distribuzione utenza:

Metodo di calcolo	Semplificato
Tipo di impianto	Autonomo, edificio condominiale
Posizione impianto	Impianto a piano intermedio
Posizione tubazioni	-
Isolamento tubazioni	Isolamento con spessori conformi alle prescrizioni del DPR n. 412/93
Numero di piani	-
Fattore di correzione	1,00
Rendimento di distribuzione utenza	99,0 %
Fabbisogni elettrici	0 W

Temperatura dell'acqua - Riscaldamento

Tipo di circuito **A portata costante**



Maggiorazione potenza corpi scaldanti	10,0 %
ΔT nominale lato aria	50,0 °C
Esponente n del corpo scaldante	1,30 -
ΔT di progetto lato acqua	20,0 °C
Portata nominale	4130,58 kg/h
Sovratemperatura della valvola miscelatrice	5,0 °C

9.2.4 Risultati di EdilClima

Avendo modellizzato il sistema, si procede con l'elaborazione dei dati. I risultati ottenuti sono suddivisi nelle due zone termiche e in funzione delle diverse perdite che si hanno, ovvero ventilazione, trasmissione ed extra flusso dovuto all'intermittenza notturna. Tuttavia, i consumi forniti da EdilClima sono relativi al periodo convenzionale di riscaldamento, pertanto nel caso in questione andremo ad esaminare solo il periodo di bollettazione da novembre 2019 a marzo 2020.

- Zona produttiva

Di seguito si riportano i risultati ottenuti con il software EdilClima per la sezione di produzione con i diversi contributi al fabbisogno invernale di energia utile.

Categoria DPR 412/93	E.8	-	Superficie esterna	8988,81	m ²
Superficie utile	3540,25	m ²	Volume lordo	32871,45	m ³
Volume netto	30816,31	m ³	Rapporto S/V	0,27	m ⁻¹

Dispersioni, apporti e fabbisogno di energia utile:

Mese	$Q_{H, tr}$ [kWh]	$Q_{H, r}$ [kWh]	$Q_{H, ve}$ [kWh]	$Q_{H, ht}$ [kWh] _t	$Q_{sol, k, w}$ [kWh]	Q_{int} [kWh]	Q_{gr} [kWh]	$Q_{H, ut}$ [kWh]
Ottobre	16897	6779	9548	33224	25557	12971	41873	4607
Novembre	57348	12098	26507	95952	24303	22890	53096	45939
Dicembre	84545	14528	37662	136735	20736	23653	50488	87169
Gennaio	91901	15801	41086	148787	24247	23653	53999	95725
Febbraio	69922	14771	32913	117605	36293	21364	63166	57828
Marzo	42819	15599	23722	82141	60096	23653	89848	15229
Aprile	10672	8917	8180	27770	38944	11445	53340	1366
Totali	374103	88492	179618	642214	230176	139628	405810	307863

Legenda simboli

$Q_{H, tr}$	Energia dispersa per trasmissione dedotti gli apporti solari diretti attraverso le strutture opache ($Q_{sol, k, H}$)
$Q_{H, r}$	Energia dispersa per extraflusso
$Q_{H, ve}$	Energia dispersa per ventilazione
$Q_{H, ht}$	Totale energia dispersa = $Q_{H, tr} + Q_{H, ve}$
$Q_{sol, k, w}$	Apporti solari attraverso gli elementi finestrati
Q_{int}	Apporti interni
Q_{gr}	Totale apporti gratuiti = $Q_{sol} + Q_{int}$
$Q_{H, ut}$	Energia utile

La tabella riassuntiva seguente è inerente al periodo di riscaldamento interessato nel codesto caso studio.

Dispersioni produzione										
Mese	Giorni	$\theta_{e,m}$ [°C]	$Q_{h,tr}$ [kWh]	$Q_{h,r}$ [kWh]	$Q_{h,ve}$ [kWh]	$Q_{h,ht}$ [kWh]	$Q_{sol,w}$ [kWh]	Q_{int} [kWh]	Q_{gn} [kWh]	$Q_{h,nd}$ [kWh]
novembre	30	6,8	57348	12098	26507	95952	24303	22890	53096	45939
dicembre	31	2,6	84545	14528	37662	136735	20736	23653	50488	87169
gennaio	31	1,2	91901	15801	41086	148787	24247	23653	53999	95725
febbraio	28	3,1	69922	14771	32913	117605	36293	21364	63166	57828
marzo	31	8,3	42819	15599	23722	82141	60096	23653	89848	15229

Tabella 34: Risultati per la zona produttiva

Si osserva che la quota di dispersioni dovute alla ventilazione ricopre un ruolo importante, poiché vi sono ingenti ricambi d'aria orari dovuti ai portoni lasciati spalancati. Siccome il capannone è di circa 3540 m³, risulta una portata di 1132,8 $\frac{m^3}{h}$. Questo valore è stato stimato giacché risulta difficile determinare le effettive masse d'aria circolanti, siccome queste dipendono da diversi fattori tra cui: la velocità del vento, la differenza di temperatura e pressione tra l'ambiente interno ed esterno.

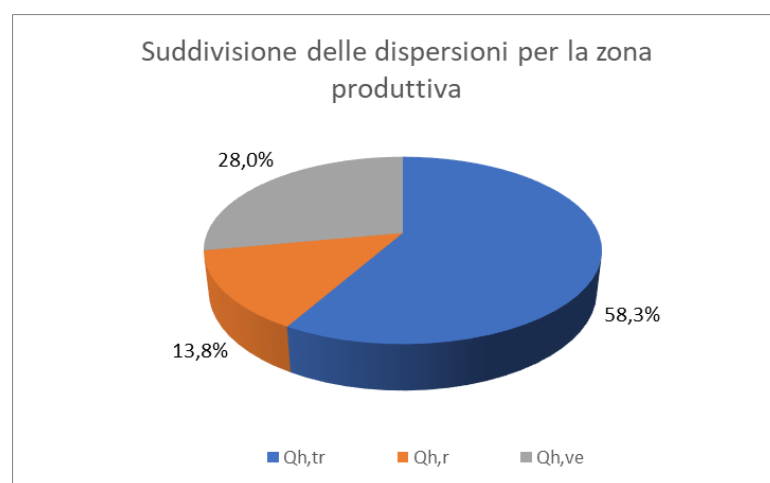


Figura 52: Dispersioni zona produttiva

Risulta comunque evidente che la maggior parte delle dispersioni è dovuta allo scarso isolamento dell'involucro che comporta una perdita del 58,3%. Dalla tabella seguente, riferita al mese più rigido, si evince che la copertura risulta essere l'elemento che grava di più sulle perdite per trasmissione (33,5%). Dunque, un intervento di efficientamento energetico utile alla riduzione dei consumi potrà quindi essere l'isolamento del tetto.

Mese : GENNAIO

Strutture opache

Cod	Descrizione elemento	U [W/m²K]	Sup. [m²]	Q _{H,tr} [kWh]	%Q _{H,tr} [%]	Q _{H,r} [kWh]	%Q _{H,r} [%]	Q _{sol,k} [kWh]	%Q _{sol,k} [%]
M1	Muro vs ex	0,294	1620,7 0	5962	6,1	634	4,0	797	2,7
M2	Porta	2,622	90,90	2979	3,1	317	2,0	320	1,1
M3	Muro vs int	0,290	314,04	-136	-0,1	-	-	-	-
M5	Porta 2 ante	1,900	12,24	291	0,3	31	0,2	35	0,1
p1	Pavimento su vespaio (igloo)	0,300	3575,7 2	13407	13,8	-	-	-	-
S1	Copertura	0,899	2902,8 5	32628	33,5	6945	44,0	4413	14,8
Totali				55131	56,6	7927	50,2	5566	18,7

Tabella 35: Perdite per componente zona produzione

- Zona degli uffici

Come per la zona precedente, si riporta la suddivisione delle dispersioni e degli apporti.

Categoria DPR 412/93	E.2	-	Superficie esterna	1286,81	m²
Superficie utile	663,69	m²	Volume lordo	2552,75	m³
Volume netto	2100,01	m³	Rapporto S/V	0,50	m⁻¹

Dispersioni, apporti e fabbisogno di energia utile:

Mese	Q _{H,tr} [kWh]	Q _{H,r} [kWh]	Q _{H,ve} [kWh]	Q _{H,ht} [kWh] _t	Q _{sol,k,w} [kWh]	Q _{int} [kWh]	Q _{gn} [kWh]	Q _{H,nd} [kWh]
Ottobre	3845	704	651	5200	2556	4062	7620	323
Novembre	10915	1257	1663	13835	2583	7168	11520	3607
Dicembre	15181	1509	2265	18956	2378	7407	11612	7845
Gennaio	16344	1641	2448	20433	2677	7407	11911	8955
Febbraio	12823	1534	1987	16345	3727	6690	12068	5230
Marzo	8955	1620	1523	12098	5852	7407	15086	1222
Aprile	2827	926	562	4315	3667	3584	8135	113
Totali	70889	9193	11100	91181	23440	43724	77951	27295

Legenda simboli

Q _{H,tr}	Energia dispersa per trasmissione dedotti gli apporti solari diretti attraverso le strutture opache (Q _{sol,k,H})
Q _{H,r}	Energia dispersa per extraflusso
Q _{H,ve}	Energia dispersa per ventilazione
Q _{H,ht}	Totale energia dispersa = Q _{H,tr} + Q _{H,ve}
Q _{sol,k,w}	Apporti solari attraverso gli elementi finestrati
Q _{int}	Apporti interni
Q _{gn}	Totale apporti gratuiti = Q _{sol} + Q _{int}
Q _{H,nd}	Energia utile

Dispersioni uffici										
Mese	Giorni	$\theta_{e,m}$ [°C]	Qh,tr [kWh]	Qh,r [kWh]	Qh,ve [kWh]	Qh,ht [kWh]	Qsol,w [kWh]	Qint [kWh]	Qgn [kWh]	Qh,nd [kWh]
novembre	30	6,8	10915	1257	1663	13835	2583	7168	11520	3607
dicembre	31	2,6	15181	1509	2265	18956	2378	7407	11612	7845
gennaio	31	1,2	16344	1641	2448	20433	2677	7407	11911	8955
febbraio	28	3,1	12823	1534	1987	16345	3727	6690	12068	5230
marzo	31	8,3	8955	1620	1523	12098	5852	7407	15086	1222

Tabella 36: Risultati per l'area uffici

Mese: GENNAIO

Strutture opache

Cod	Descrizione elemento	U [W/m²K]	Sup. [m²]	Q _{h,tr} [kWh]	%Q _{h,tr} [%]	Q _{h,r} [kWh]	%Q _{h,r} [%]	Q _{h,ve} [kWh]	%Q _{h,ve} [%]
M1	Muro vs ex	0,284	369,09	1467	8,6	140	8,5	129	3,8
M3	Muro vs int	0,290	213,61	92	0,5	-	-	-	-
P1	Pavimento su vespajo (igloo)	0,751	362,16	3806	22,4	-	-	-	-
S1	Copertura	0,899	368,36	4633	27,2	881	53,7	544	16,3
Totali				9998	58,8	1021	62,2	673	20,1

Tabella 37: Dispersioni per componente zona uffici

In questa zona, la percentuale delle dispersioni per ventilazione risulta essere inferiore al caso precedente, in quanto i ricambi orari sono inferiori e anche il volume ricambiato. Invece, le perdite per trasmissione risultano essere la quota più rilevante.

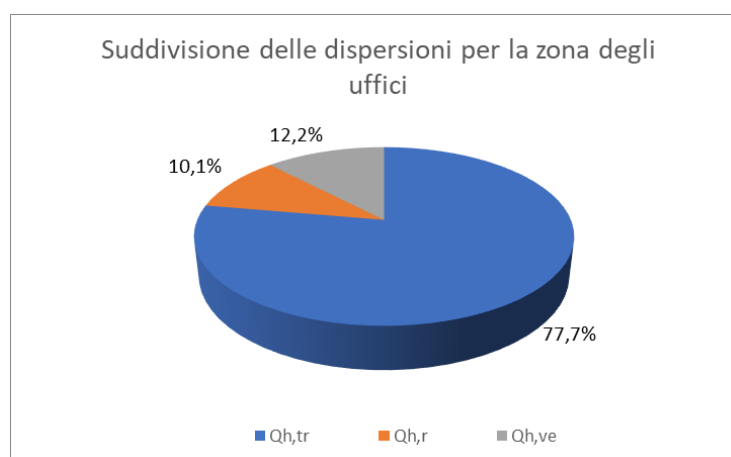


Figura 53: Dispersioni zona degli uffici

Per evidenziare quanto incidono le diverse perdite sui consumi totali delle due zone, si sono rappresentati i kWh suddivisi in apporti e dispersioni.

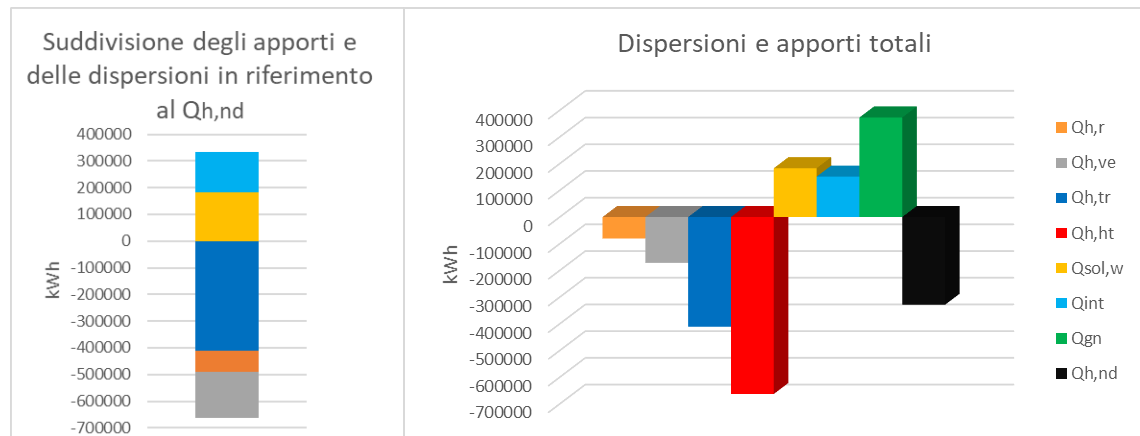


Figura 54: Dispersioni e apporti termici

Come riscontrato nell'analisi a zone, la quota maggiore risulta essere la perdita per trasmissione seguita da quella per ventilazione. In particolare, i kWh totali dispersi tramite l'involucro sono il 124% del fabbisogno, mentre quelli per ventilazione sono il 52,3%. Fortunatamente gli apporti gratuiti, che sono il 101,7% di $Q_{H,nd}$, favoriscono la diminuzione di questo da circa 700000 kWh a 328749 kWh.

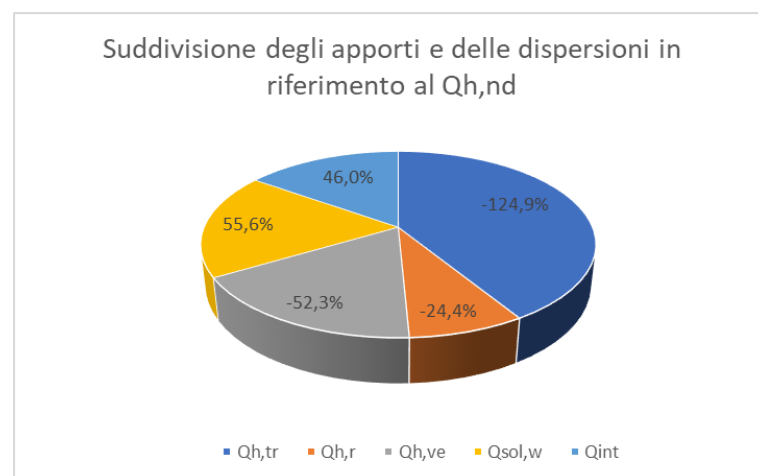


Figura 55: Apporti e dispersioni rispetto al fabbisogno

9.3 Modello termico ed elettrico prodotto con EnergyPlus

Un'analisi più rigorosa è stata effettuata con il software di simulazione dinamica oraria EnergyPlus. La modellizzazione grafica invece è stata realizzata con SketchUp, tramite il quale si sono definite le zone termiche (quattro per gli uffici e una per la produzione) e le tipologie di superfici. L'immagine seguente illustra il modello grafico che si è prodotto, il quale è stato la base di input per OpenStudio.

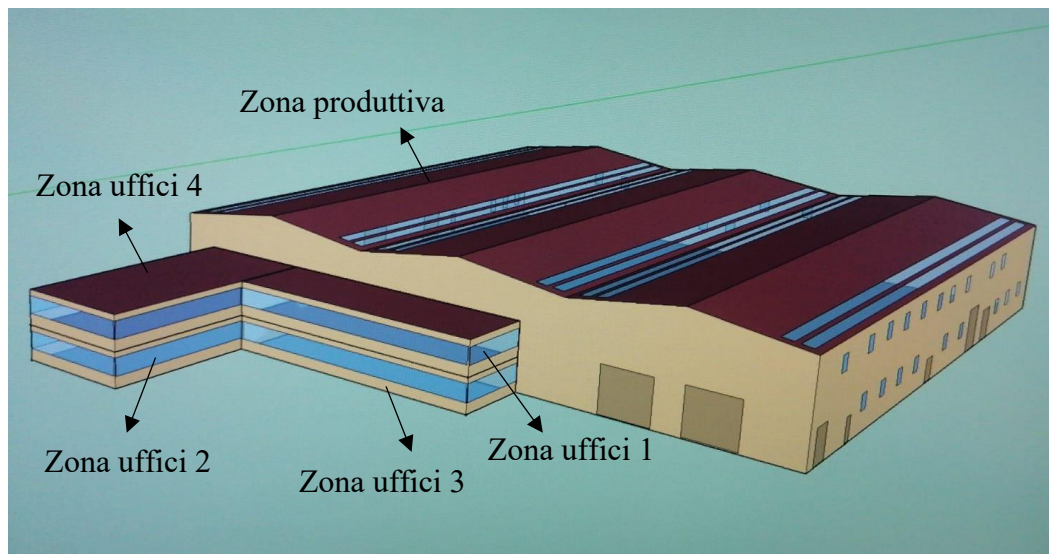


Figura 56: Modellizzazione grafica dello stabile oggetto di analisi

OpenStudio è uno strumento di supporto per la modellizzazione energetica con EnergyPlus, difatti la fase di delineamento dei consumi elettrici è stata realizzata con questo software, mentre quella termica è stata modellizzata direttamente su EnergyPlus; in quanto OpenStudio non supportava alcune funzioni necessarie ad effettuare un'analisi accurata.

9.3.1 Stratigrafie involucro termico

Volendo comparare diversi modelli tra loro, i valori delle trasmittanze termiche dei componenti dell'involucro sono stati assegnati uguali a quelli inseriti in EdilClima. Pertanto, non verranno riportati in questo paragrafo.

9.3.2 Schede orarie

D'importanza rilevante è la definizione dei profili orari in cui vi è assorbimento di potenza, in quanto influenzano i consumi che si otterranno dal modello. In funzione delle ore in cui è aperto lo stabilimento sono stati creati i seguenti profili:

- 1) Occupazione nella sezione produttiva;
- 2) Occupazione nella zona degli uffici;
- 3) Illuminazione produzione;
- 4) Illuminazione uffici;
- 5) Illuminazione esterna notturna;
- 6) Temperature interne di set-point nella produzione;
- 7) Temperature interne di set-point negli uffici;
- 8) Assorbimento di potenza da parte dei macchinari produttivi;
- 9) Assorbimento di potenza dovuto ai componenti elettrici degli uffici.

Ogni scheda oraria può essere impostata come frazione rispetto al massimo o con un valore fisso, per esempio di temperatura. Inoltre, ogni profilo giornaliero può essere impostato diversamente a seconda del giorno dell'anno. Di seguito vengono riportati alcuni degli andamenti orari più significativi. I colori dei giorni del calendario evidenziano i periodi in cui sono assegnate diverse schede per quella tipologia di utilizzo.

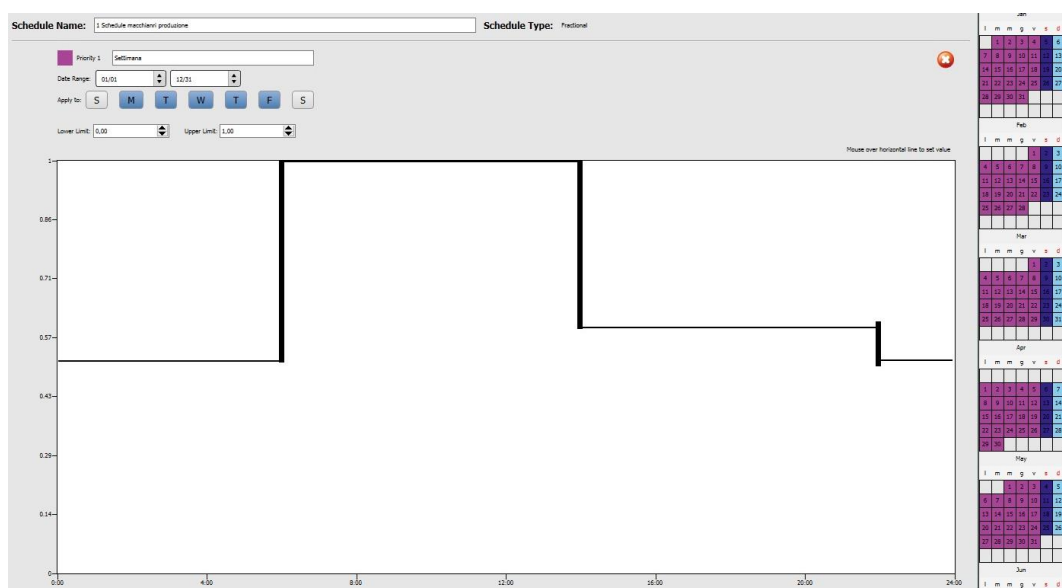


Figura 57: Scheda oraria dell'assorbimento elettrico dei macchinari produttivi

L'immagine precedente illustra il profilo orario dell'assorbimento elettrico dovuto ai macchinari produttivi. Siccome generalmente un giorno lavorativo si suddivide in tre turni di lavoro, sono stati inseriti nella scheda tre carichi diversi a seconda dei macchinari che sono in funzione per ogni turno. Durante il primo tutti i centri di produzione sono attivi, perciò vi è il 100% dell'assorbimento. Nei restanti turni invece non tutti i carichi sono in funzione e quindi l'assorbimento elettrico risulta inferiore al 100%. Le percentuali inserite sono state ricavate dalle potenze medie assorbite per turno riportate nella tabella n° 21; derivanti dai ragionamenti effettuati nel capitolo 8. Durante il weekend gli assorbimenti differiscono da quelli infrasettimanali, pertanto sono state create altre schede orarie consone a profili di carico del sabato e della domenica. In particolare, la percentuale riferita all'assorbimento dovuto ai macchinari lasciati in stand-by durante le ore domenicali è stata inserita uguale a quella utilizzata nel foglio Excel (tabella n° 29).

Lo stesso criterio è stato applicato al caso dell'illuminazione esterna che è attiva tutti i giorni dalle h 18:00 alle h 10:00.

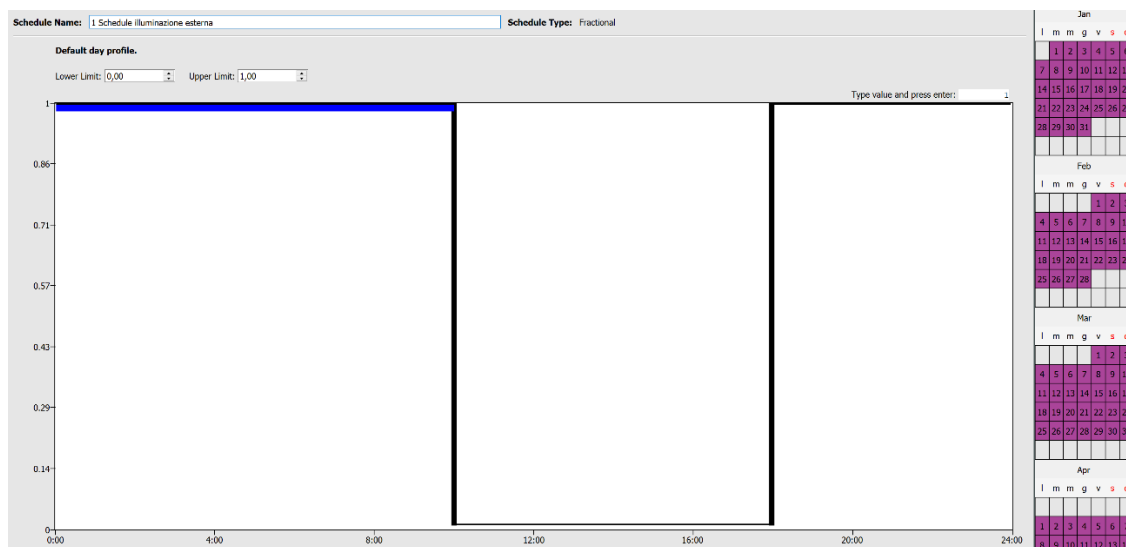


Figura 58: Profilo orario del consumo dovuto all'illuminazione esterna

La definizione delle schedule riferite alle temperature è leggermente differente dalle precedenti in quanto i valori limite non sono più riferiti in percentuale, ma con valori definiti. Difatti si è impostata una temperatura interna agli uffici di 20°C quando questi sono occupati e di 16°C durante le ore di inutilizzo. Siccome il sistema di riscaldamento è attivo solamente dal 15 ottobre al 15 aprile, la scheda seguente si riferisce unicamente

a questo asso temporale. Di conseguenza è stato necessario programmare anche un andamento di temperatura riferito al caso estivo. Inoltre, come nel caso degli apparecchi elettrici, è stata definita una scheda oraria differente per il weekend.

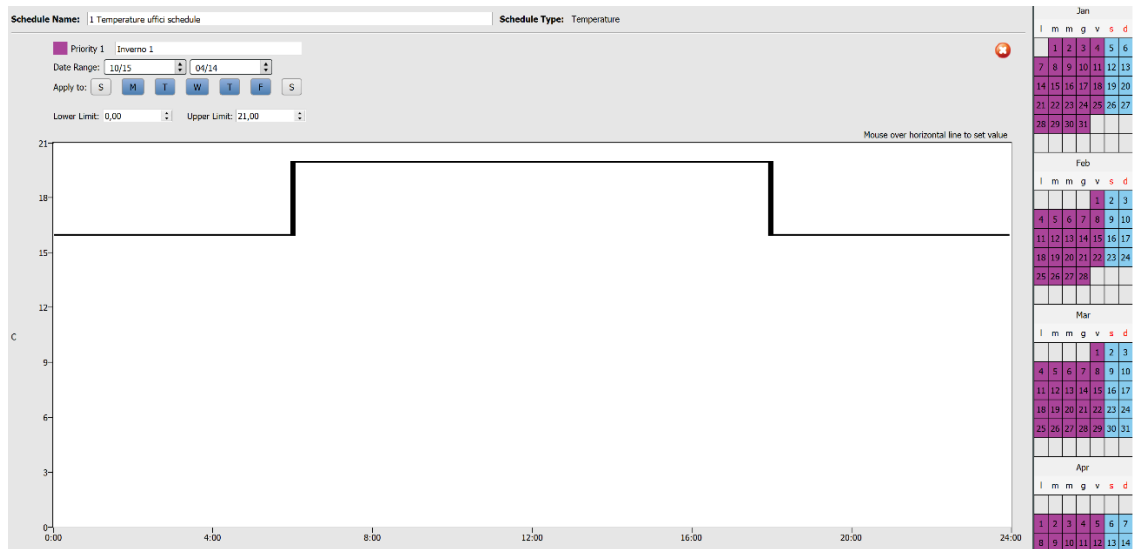


Figura 59: Profilo orario di temperatura interna agli uffici

9.3.3 Carichi massimi elettrici

Dopo aver identificato i profili orari di funzionamento, occorre attribuire i carichi massimi alle diverse schede orarie; questi possono essere valori netti o riferiti ai m^2 .

Carico elettrico uffici [W/m2]	2,31
Carico elettrico produzione [W]	66233
Carico elettrico illuminazione uffici [W/m2]	1,62
Carico elettrico illuminazione produzione [W]	5448
Carico elettrico illuminazione esterna [W]	693
Persone in produzione [persone]	12
Indice di occupazione degli uffici [pers/m2]	0,05

Tabella 38: Carichi massimi delle schede orarie

9.3.4 Impianto termico

La scheda oraria creata appositamente per la definizione dei consumi termici è di tipo compact on/off. All'interno di questa si sono indicati gli intervalli di funzionamento differenziando il periodo convenzionale di riscaldamento da quello estivo e i giorni lavorativi da quelli festivi. In seguito, si sono associati i periodi di funzionamento con i profili orari di temperatura impostati all'interno delle zone termiche. Successivamente si sono inseriti i valori utilizzati su EdilClima (tabella n° 33) riferiti ai ricambi d'aria, che determineranno le perdite per ventilazione. Inoltre, è stato necessario definire la tipologia di generatore con annesse le caratteristiche impiantistiche riportate di seguito.

Field	Units	Obj1
Name		Boiler
Boiler Type		HotWaterBoiler
Capacity	W	autosize
Efficiency		0,95
Fuel Type		NaturalGas
Priority		
Sizing Factor		1
Minimum Part Load Ratio		
Maximum Part Load Ratio		1,1
Optimum Part Load Ratio		1
Water Outlet Upper Temperature Limit	C	90
Template Plant Loop Type		HotWater

Figura 60: Caratteristiche generatore

Field	Units	Obj1
Name		Plant hot water loop
Pump Schedule Name		Always On Continuc
Pump Control Type		Continuous
Hot Water Plant Operation Scheme Type		Default
Hot Water Plant Equipment Operation Schemes Name		
Hot Water Setpoint Schedule Name		
Hot Water Design Setpoint	C	80
Hot Water Pump Configuration		VariableFlow
Hot Water Pump Rated Head	Pa	179352
Hot Water Setpoint Reset Type		OutdoorAirTemperal
Hot Water Setpoint at Outdoor Dry-Bulb Low	C	80
Hot Water Reset Outdoor Dry-Bulb Low	C	-6,7
Hot Water Setpoint at Outdoor Dry-Bulb High	C	65,6
Hot Water Reset Outdoor Dry-Bulb High	C	10
Hot Water Pump Type		SinglePump
Supply Side Bypass Pipe		Yes
Demand Side Bypass Pipe		Yes
Fluid Type		Water
Loop Design Delta Temperature	deltaC	11
Maximum Outdoor Dry Bulb Temperature	C	
Load Distribution Scheme		SequentialLoad

Figura 61: Caratteristiche impianto

9.3.5 Risultati di EnergyPlus

Avendo modellizzato l'impianto termico e quello elettrico, si avvia la simulazione dinamica oraria. Le variabili di output interessate sono i kWh termici ed elettrici consumati mensilmente, tuttavia si sono plottati anche altri parametri per controllare la corretta implementazione del modello. Si riportano alcuni esempi:

- Zona produttiva

Dai grafici seguenti si osserva la fluttuazione della temperatura interna alla zona produttiva. Durante i giorni lavorativi invernali questa raggiunge i 18 °C mentre durante la notte, il weekend e le festività si mantengono i 16 °C.

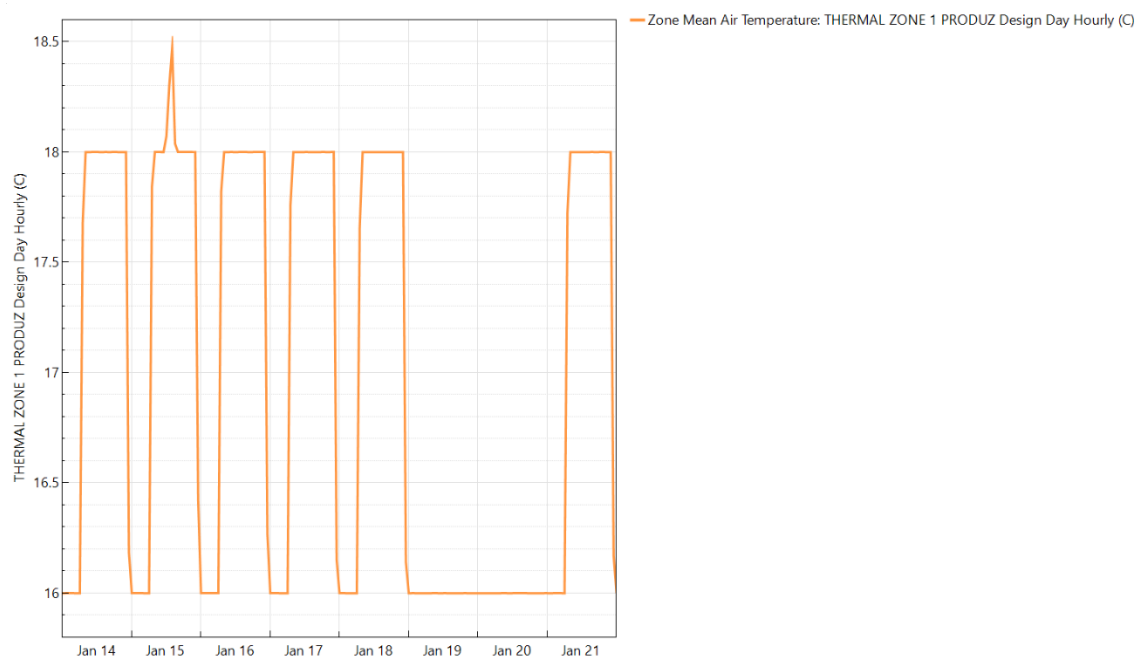


Figura 62: Andamento della temperatura per la zona produttiva settimana invernale

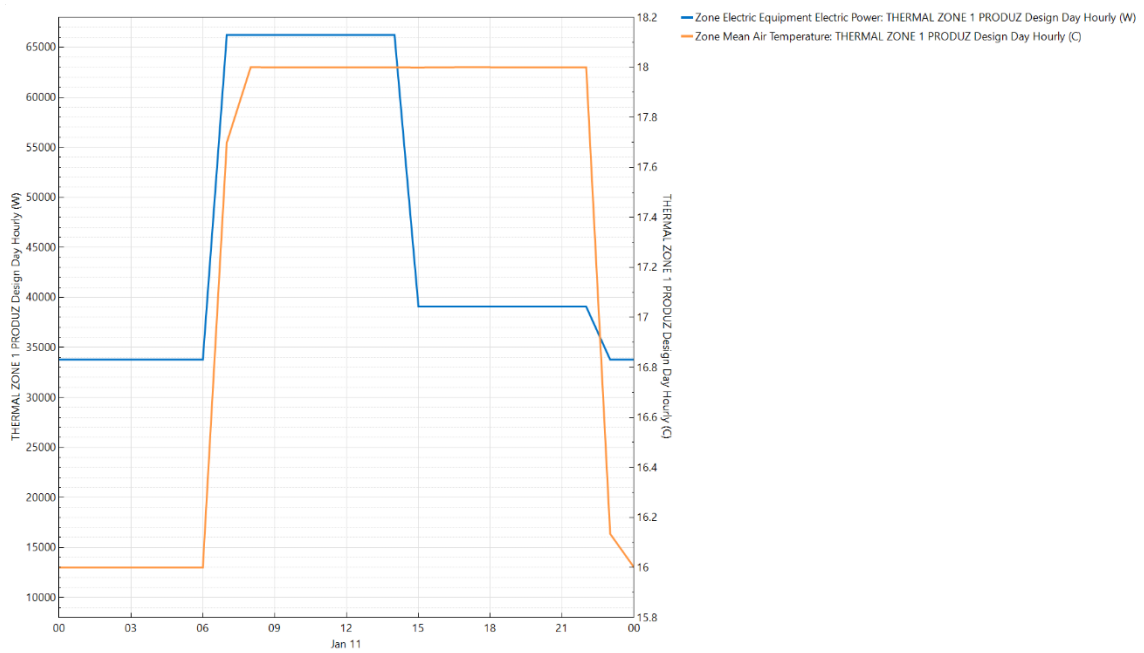


Figura 63: Andamento della temperatura e del carico elettrico per la zona produttiva giorno invernale

In estate non essendoci un sistema di climatizzazione, si hanno delle oscillazioni più rilevanti di temperatura fino a un massimo di 24,6 °C raggiunto il 4 luglio alle ore 15:00.

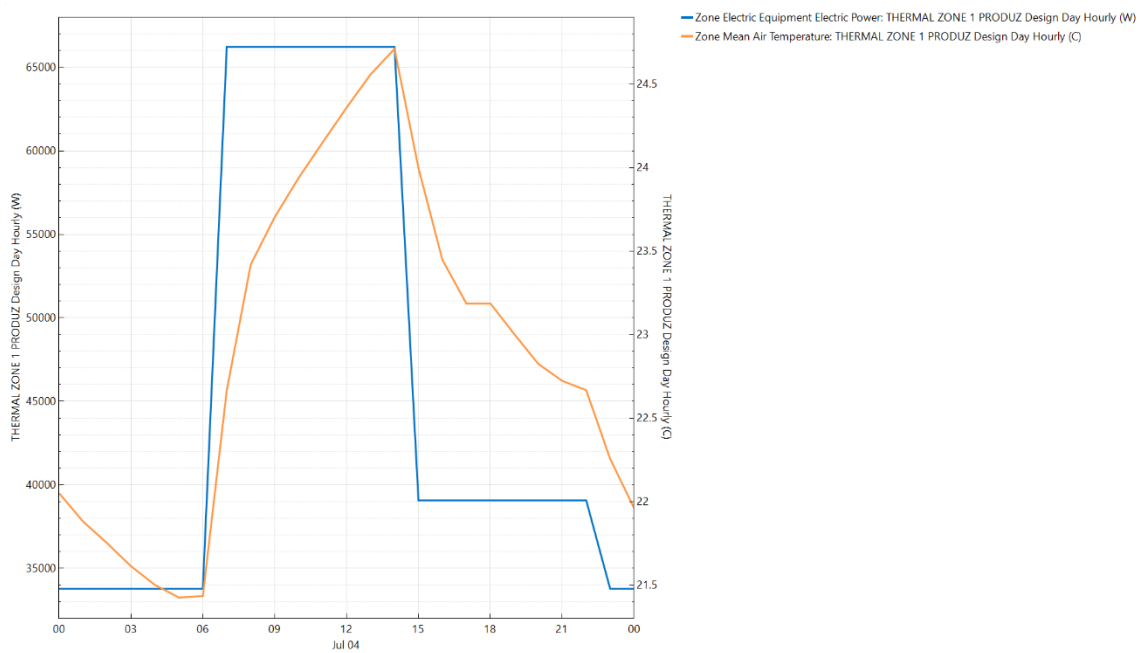


Figura 64: Andamento della temperatura e del carico elettrico per la zona produttiva giorno estivo

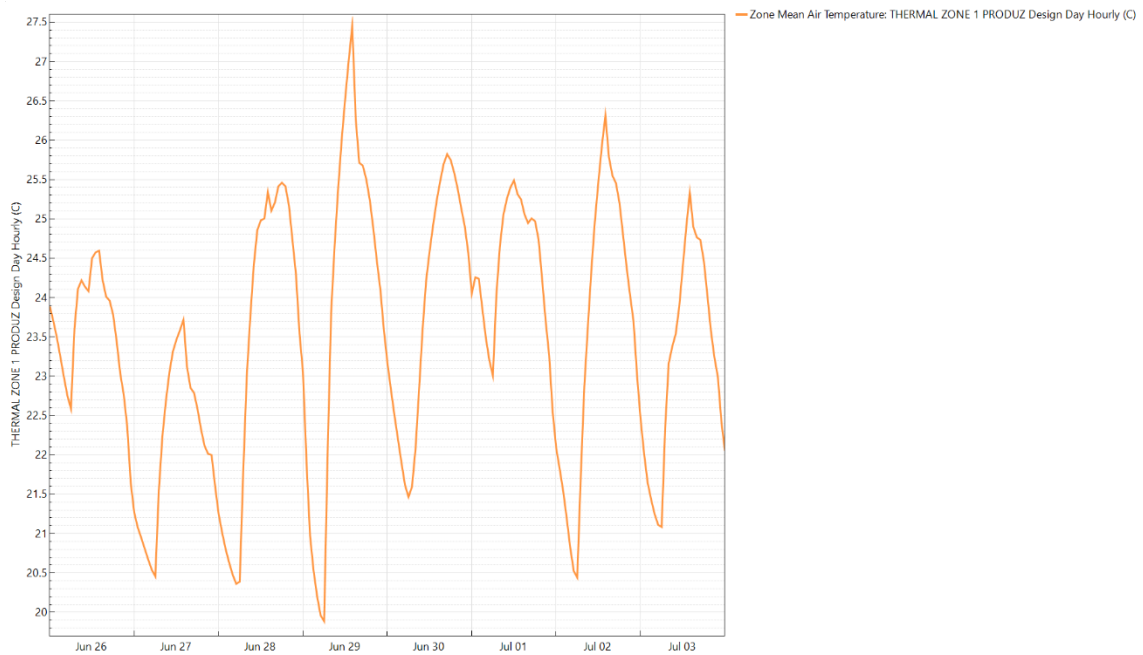


Figura 65: Andamento temperatura zona produttiva settimana estiva

La curva giornaliera del carico elettrico corrisponde correttamente alle potenze medie stimate per i tre turni (66,23 kW, 37,70 kW e 32,60 kW); durante la domenica l'assorbimento è dovuto solamente ai macchinari lasciati in stand-by e risulta di circa 10 kW.

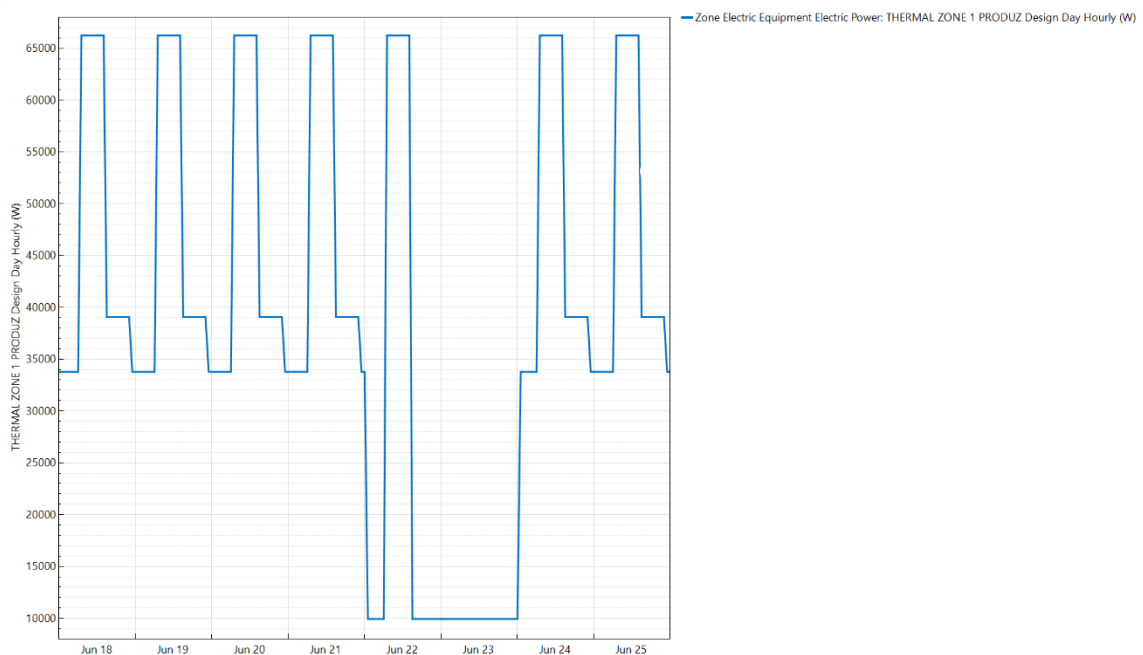


Figura 66: Assorbimento zona produttiva

- Zone degli uffici

Gli uffici sono stati suddivisi in quattro zone a seconda dell'orientamento e delle condizioni al contorno. Gli andamenti delle temperature interne si discostano l'un l'altro di pochi decimi di grado. Queste piccole variazioni sono dovute solamente agli apporti gratuiti solari e alle dispersioni, in quanto gli apporti endogeni ed elettrici da effetto Joule, sono stati considerati uguali in riferimento ai m^2 . La zona termica n° 4 risulta avere una temperatura superiore alle altre in quanto è disposta verso sud-est, al contrario delle zone n° 1 e n° 3. Dunque, gli apporti gratuiti contribuiscono ad innalzare la temperatura interna oltre la minima stabilita per legge. Per questo motivo durante i periodi festivi vi sono delle oscillazioni di temperatura dovuti agli apporti solari gratuiti. Inoltre, le dispersioni verso la copertura risultano essere superiori di quelle verso il pavimento (figura n°29). Tuttavia, questa diversità non permette alla zona n° 2 di raggiungere una temperatura superiore al piano sovrastante. Questo effetto è dovuto ai moti convettivi che si instaurano quando vi è una differenza di temperatura e quindi di densità. Perciò, secondo il Principio di Archimede, l'aria calda della zona n° 2 essendo meno densa sale verso l'alto scaldando la zona n° 4.

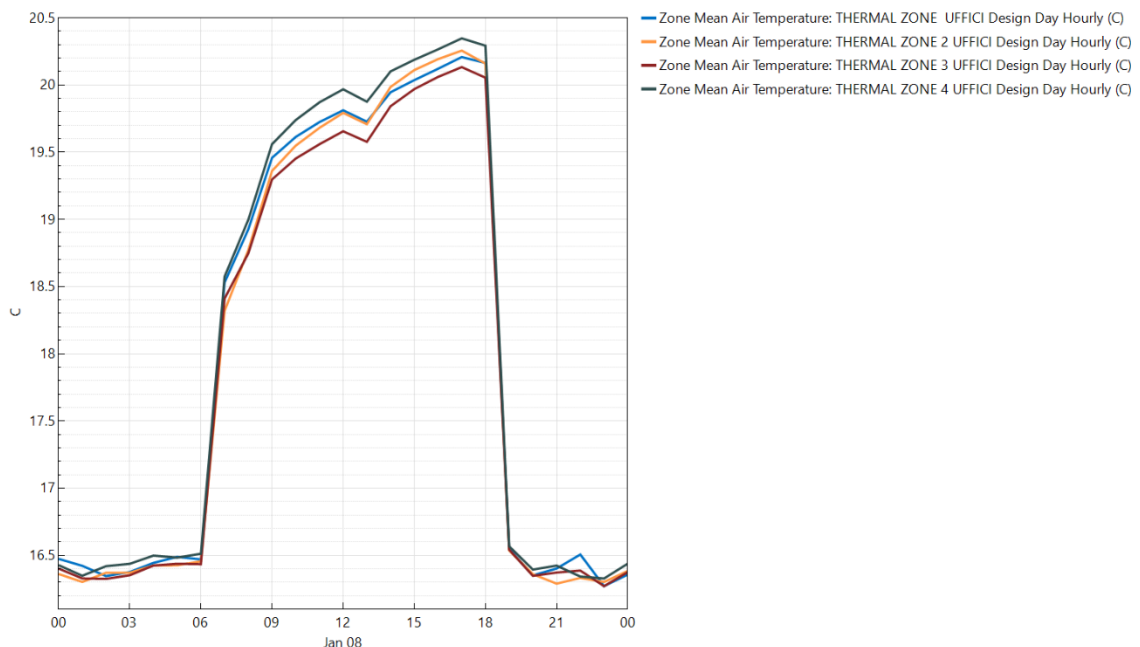


Figura 67: Andamento giornaliero della temperatura nelle zone degli uffici periodo invernale

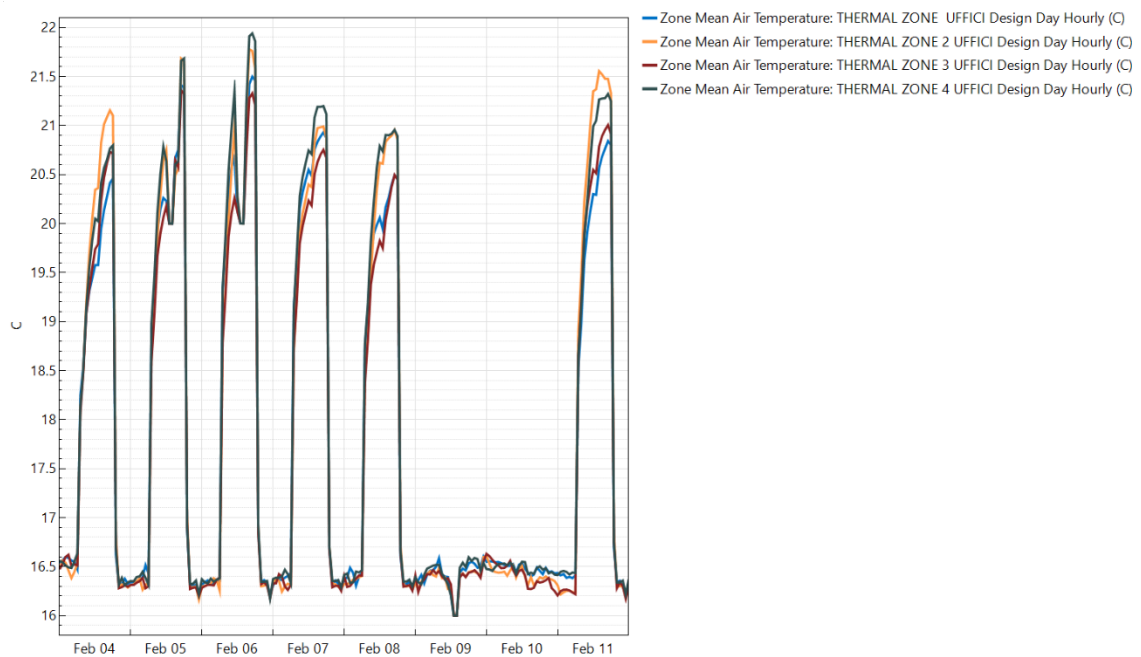


Figura 68: Andamento settimanale della temperatura nelle zone degli uffici caso invernale

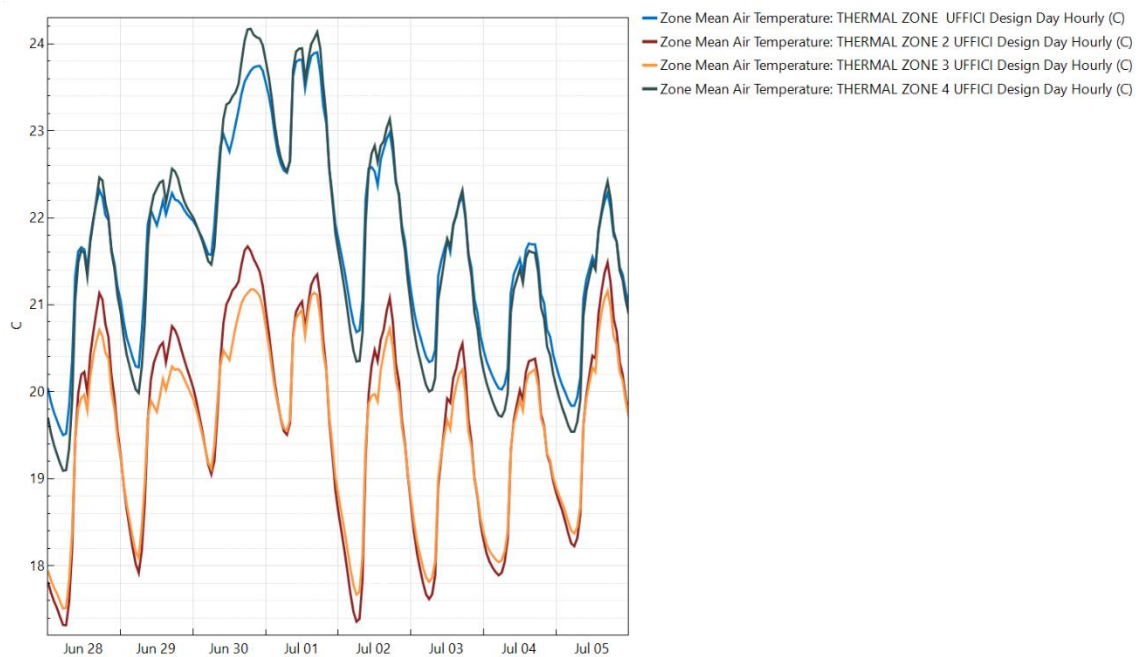


Figura 69: Andamento settimanale della temperatura nelle zone degli uffici caso estivo

Il trend degli assorbimenti elettrici varia in funzione dell'occupazione degli uffici. Dalle ore 7:00 alle ore 18:00 tutti gli impiegati sono a lavoro e pertanto si raggiunge il carico massimo. Durante la pausa pranzo si ha una diminuzione dell'assorbimento in quanto i

PC vengono messi in stand-by. Dai grafici seguenti si osservano solamente due profili di carico poiché sono presenti due coppie di zone aventi gli stessi m^2 e perciò pari assorbimenti elettrici. Il sabato non si lavora a pieno regime e la domenica vi sono solamente apparecchi in stand-by o spenti.

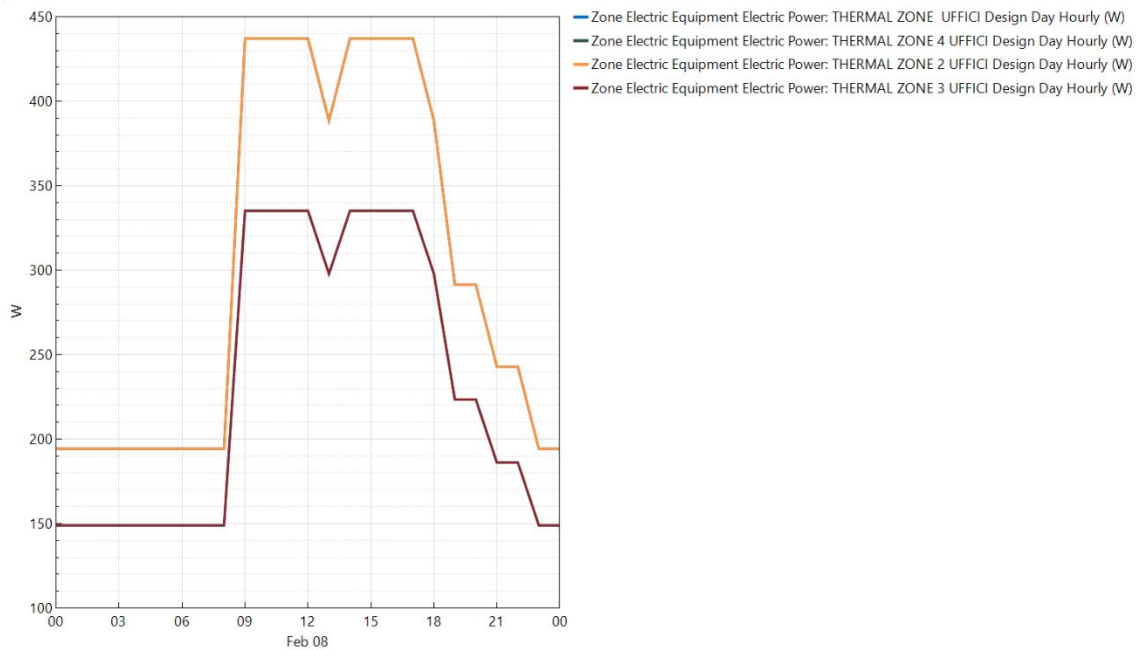


Figura 70: Assorbimenti elettrici giornalieri zona uffici

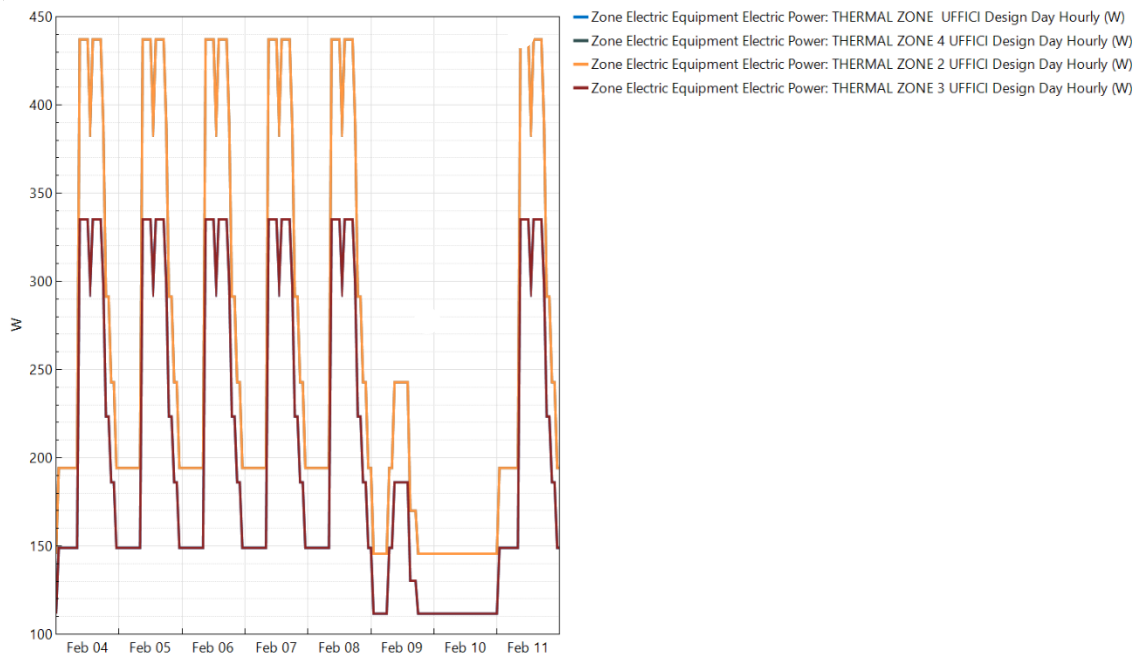


Figura 71: Assorbimenti elettrici settimanali zona uffici

Dopo aver constatato la correttezza dei profili orari, si procede con l'analisi dei consumi annuali riferiti ai vettori elettrico e termico.

Energy+	
Dispersioni capannone	
Mese	Qh,nd [kWh]
ottobre	9170
novembre	52066
dicembre	85082
gennaio	90635
febbraio	66982
marzo	40713
aprile	6049
TOT	350698

Tabella 39: Consumi termici calcolati con EnergyPlus

Consumi annuali	Elettricità [kWh]	Gas naturale [kWh]
Riscaldamento	0,00	350698,16
Raffrescamento	0,00	0,00
Luci interne	31308,53	0,00
Luci esterne	3019,86	0,00
Macchinari e apparecchi elettrici	346762,25	0,00
Pompe	873,25	0,00
TOT	381963,89	350698,16

Tabella 40: Consumi stimati annuali

Il gas naturale è utilizzato solamente dalle caldaie per il riscaldamento mentre l'elettricità alimenta diversi servizi. Tra questi vi sono i macchinari produttivi e gli apparecchi elettrici degli uffici che ricoprono oltre il 90% dell'assorbimento elettrico. A seguire vi sono gli apparecchi luminosi interni ed esterni che ricoprono quasi interamente la quota mancata dei consumi. Sicuramente gli interventi di efficientamento che si potrebbero

proporre saranno riferiti ai macchinari produttivi. Bisognerà valutare in seguito la fattibilità e il risparmio economico che ne consegnerà.

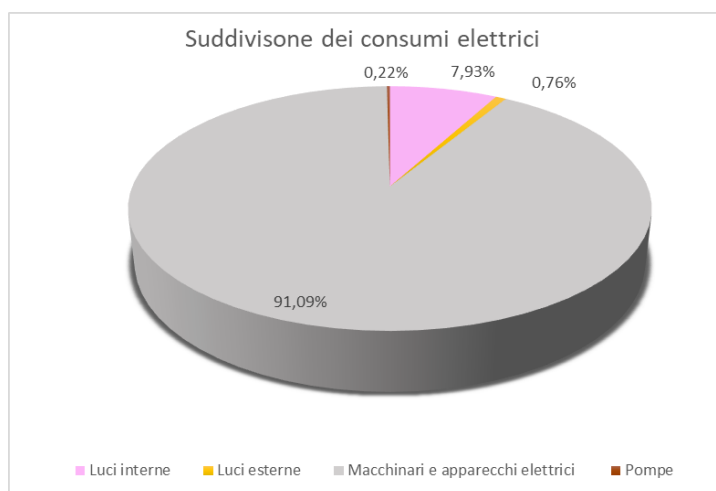


Figura 72: Ripartizione degli assorbimenti elettrici

10. Confronto tra i modelli

Completata la fase di validazione dei modelli, si procede con la comparazione dei risultati. Questo passaggio è fondamentale per valutare le diverse metodologie di calcolo utilizzate dai software ed accertare la corretta implementazione dei dati di input inseriti.

10.1 Modelli termici

Uno degli obiettivi di questo lavoro di tesi è la comparazione dei risultati ottenuti dai diversi modelli energetici. Per far questo si sono unificati i dati d'ingresso comprensivi di stratigrafie, carichi elettrici, ricambi d'aria e apporti interni. Si riporta un riassunto dei consumi ottenuti con EnergyPlus, EdilClima e quelli reali derivanti dalla bollettazione. Il passaggio da kWh a Sm^3 è stato eseguito utilizzando un valore del potere calorifico inferiore per il gas naturale di $9,59 \frac{\text{kWh}}{\text{Sm}^3}$.

Consumi di gas naturale	Bollette del gas		Energy+		EdilClima	
	Sm^3	kWh	Sm^3	kWh	Sm^3	kWh
nov-19	4959	47557	5429	52066	5166	49546
dic-19	6334	60743	8872	85082	9908	95014
gen-20	10792	103495	9451	90635	10916	104680
feb-20	4268	40930	6985	66982	6575	63058
mar-20	2139	20513	4245	40713	1715	16451
Totale	28.492	273.238	34.982	335.479	34.280	328.749

Tabella 41: Consumi di gas naturale

I risultati ottenuti differiscono da un software all'altro poiché sono riferiti a diversi file meteo. Pertanto, occorre pesare i consumi sui Gradi Giorno derivanti dai file meteo di ciascun programma. Questi devono essere riferiti al periodo di riscaldamento novembre 2019-marzo 2020, di modo da essere concordi con i dati derivanti dalla bollettazione di gas naturale. Il conteggio del GG è stato illustrato nel paragrafo 5.2.

	Meteo 2019-2020	Energy+	EdilClima
GG periodo di riscaldamento convenzionale	2096	2636	2643
GG periodo di riscaldamento novembre-marzo	1972	2388	2354

Tabella 42: Gradi giorni per i vari file meteo dei software

I consumi pesati in funzione dei Gradi Giorno ottenuti dai modelli e i relativi errori rispetto alla bollettazione sono i seguenti:

Novembre -marzo	Meteo-Bollette	Energy+	EdilClima
Gradi giorno	1972	2388	2354
Tot kWh	2,73E+05	3,35E+05	3,29E+05
Consumo gas [Sm ³]	28492	34982	34280
Sm ³ con 1972 GG	28492	28884	28717
Errore	-	1,38%	0,79%

Tabella 43: Consumi ricavati con rispettivo errore

Si osserva che i risultati ottenuti sono confrontabili tra loro poiché si discostano dalla bollettazione solamente dell'1,38% e del 0,79%; rientrando ampiamente nel margine d'errore fissato al 10%. EdilClima risulta essere il software che modella meglio il sistema termico. La minima differenza tra i consumi calcolati dai diversi software va ricercata nell'algoritmo di ciascuno di essi.

Per valutare le prestazioni generali della struttura, si sono calcolati gli Indici di Prestazione Energetica "IPE" o Energy Performance Indicators "EnPIs". Nel capitolo n° 12 verranno approfonditi nel dettaglio questi indicatori fondamentali per quantificare i consumi ed i relativi risparmi conseguibili tramite gli interventi di efficientamento energetico.

	Bollette	Energy+	EdilClima
Indicatore EnPI termico [kWh/m ³]	48,60	49,27	48,99
Indicatore EnPI termico [Sm ³ /m ³]	5,07	5,14	5,11

Tabella 44: Indicatori EnPIs termici

10.2 Modelli elettrici

La ricostruzione dei consumi elettrici è stata effettuata in prima analisi con Excel ed in seguito con EnergyPlus. I risultati che si sono ottenuti rientrano largamente nel range d'errore del 10% rispetto alla bolletta elettrica.

Consumi elettrici	Bollette	Energy+	Excel
kWh apparecchi elettrici e macchinari	357642,1	347634,6	354035,5
kWh illuminazione	29799,3	34328,4	24568,0
kWh totali	387441,4	381963,0	378603,5
Errore rispetto alla bolletta	-	-1,41%	-2,28%

Tabella 45: Errore tra bolletta e modelli elettrici

I due modelli hanno sottostimato leggermente i consumi, probabilmente a causa della mancanza di un sistema di monitoraggio che avrebbe permesso di affinare i valori riferiti ai fattori di carico e di stand-by. Si riporta a titolo conoscitivo anche la suddivisione in percentuale dei consumi elettrici per i diversi modelli e i valori degli indicatori EnPIs in riferimento ai kWh consumati dal sistema d'illuminazione.

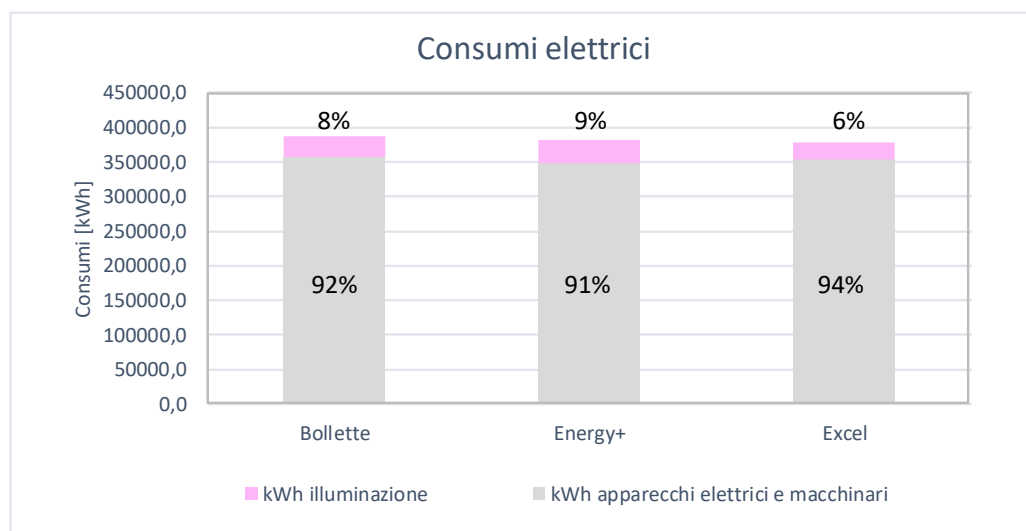


Figura 73: Suddivisione dei consumi elettrici in percentuale

	Bollette	Energy+	Excel
Indicatore EnPI illuminazione [kWh/m2]	7,09	8,17	
Indicatore EnPI consumi elettrici [kWh/m2]	92,18	90,88	90,08

Tabella 46: Indicatori EnPIs elettrici

Oltre a riferire i consumi rispetto al volume riscaldato o all'area illuminata, si può eseguire anche un'analisi puntuale sui macchinari in riferimento ai pezzi prodotti. Avendo a disposizione solamente i dati di produzione della Rismat, T-mech e Bonetto, si è calcolato l'indice di prestazione energetica generale di questi.

Indicatore EnPI Rismat-Tmech-Bonetto [kWh/pezzi]	0,031
--	-------

Tabella 47: EnPI macchinari

11. Interventi di risparmio energetico

Avendo concluso il primo obiettivo della Diagnosi Energetica, ovvero la delineazione del profilo di consumo aziendale, si procede con l'individuazione e la quantificazione delle possibili soluzioni per ottenere un risparmio energetico. Gli interventi che verranno proposti sono frutto dei riscontri energetici scaturiti nelle precedenti fasi di analisi. Avranno il fine di ridurre i consumi ed incrementare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, diminuendo le emissioni di gas clima alteranti. Inoltre, verrà effettuato anche uno studio tecnico/economico in riferimento ai benefici che si potranno ottenere. I costi d'investimento per la realizzazione degli interventi di risparmio energetico sono da considerarsi delle stime, che forniscono un'idea approssimativa dell'ordine di grandezza della spesa che verrà eventualmente sostenuta. Dunque, anche i tempi di rientro degli investimenti sono da ritenersi indicativi.

Le soluzioni di efficientamento scaturite dalle analisi precedenti, agenti sui vettori energetici termici ed elettrici, sono le seguenti:

- relamping;
- isolamento della copertura;
- installazione di un sistema fotovoltaico.

11.1 Relamping

Questa tipologia d'intervento consente di ridurre i consumi elettrici attraverso la sostituzione dei corpi illuminanti. La tecnologia d'ultima generazione è il LED che permette di risparmiare notevolmente tanto più obsolete sono le lampade da sostituire. Generalmente questo efficientamento risulta conveniente poiché i tempi di rientro dell'investimento sono relativamente brevi. Nello stabilimento oggetto d'indagine la maggior parte dei corpi illuminanti era stata già sostituita con i LED, pertanto solamente su 37 lampade è stato effettuato ipoteticamente l'intervento.

Il criterio con cui si sono scelte le potenze delle nuove lampade a LED, che verranno installate, si basa sul mantenere lo stesso flusso luminoso della situazione attuale espresso in lumen. Le ore di funzionamento e le potenze dei singoli corpi luminosi sono state considerate uguali a quelle utilizzate nei modelli elettrici (tabella n°19).

Le potenze e le energie totali dei LED che verranno installati sono state conteggiate con le seguenti equazioni.

$$P_{post} = n_{lampade} * P_{assorbita lampada}$$

$$E_{post} = P_{post} * h_{funz}$$

Riferimento locale	Numero lampade	Ore funzionamento annuali [h]	Stato di fatto				Situazione futura			
			Tipo lampada	Pot tot [W]	E ante [kWh]	Ore vita lampada [h]	Tipo lampada	Pot tot [W]	E post [kWh]	Ore vita lampada [h]
Produzione	29	5840	Neon Std.	2088	9145	12000	LED	696	4065	60000
Produzione	140	4380	LED	3360	14717	60000	LED	3360	14717	60000
Uffici	20	3650	LED	480	1752	60000	LED	480	1752	60000
Uffici	8	3650	Neon Std.	384	1402	12000	LED	192	701	60000
Esterno	11	4380	LED	693	3035	12000	LED	693	3035	60000

Tabella 48: Caratteristiche corpi illuminanti ante e post-intervento

Dopo l'intervento di sostituzione dei corpi luminosi tradizionali, i consumi dovuti all'illuminazione e agli apparecchi elettrici degli uffici subiscono una riduzione di circa 25 % con il foglio Excel e del 23 % con EnergyPlus.

Relamping	Produzione TOT kWh	Stato di fatto				Situazione futura				Riduzione [%]
		Uffici + illuminazione			Stabilimento	Uffici + illuminazione			Stabilimento	
		kWh F1	kWh F2	kWh F3	TOT kWh	kWh F1	kWh F2	kWh F3	TOT kWh	
gen-19	25418	1528	570	385	27901	1188	430	247	27283	24,88%
feb-19	25804	1528	570	385	28287	1188	430	247	27669	24,88%
mar-19	33447	1528	570	385	35930	1188	430	247	35312	24,88%
apr-19	30703	1528	570	385	33186	1188	430	247	32568	24,88%
mag-19	33665	1528	570	385	36149	1188	430	247	35531	24,88%
giu-19	30445	1528	570	385	32929	1188	430	247	32311	24,88%
lug-19	32712	1528	570	385	35195	1188	430	247	34577	24,88%
ago-19	18352	841	313	212	19718	653	237	136	19378	24,88%
set-19	37888	1528	570	385	40371	1188	430	247	39753	24,88%
ott-19	31315	1528	570	385	33798	1188	430	247	33180	24,88%
nov-19	31308	1528	570	385	33791	1188	430	247	33173	24,88%
dic-19	22978	1146	427	289	24840	891	323	186	24377	24,88%
gen-20	26371	1528	570	385	28854	1188	430	247	28236	24,88%
feb-20	25404	1528	570	385	27887	1188	430	247	27269	24,88%

Tabella 49: Confronto consumi ante e post relamping

	Energy+		
	Stato di fatto	Situazione futura	Riduzione [%]
Consumo per illuminazione [kWh]	34328	26458,29	22,93%

Tabella 50: Intervento di relamping con EnergyPlus

Tuttavia, per conteggiare il risparmio effettivo occorre tenere in considerazione anche la vita utile dei corpi luminosi e la manutenzione ad essi associata; oltre ovviamente al costo d'acquisto e d'installazione dei LED. Queste spese sono state stimate con una ricerca di mercato che le attesta intorno ai seguenti valori:

Relamping	Costo [€]
Costo singolo tubo neon standard	5,5
Costo singolo tubo LED	39,5
Costo manodopera per sostituzione lampada	12

Tabella 51: Costi vari

Attraverso l'ausilio delle seguenti equazioni si sono conteggiati i risparmi e il costo dell'investimento.

$$E_{risparmiata} = E_{ante} - E_{post} \quad [kWh]$$

$$Manutenzione = \frac{h_{utilizzo} * (costo_{manodopera} + costo_{lampada})}{h_{vita}} \quad [€]$$

$$Risparmio_{manutenzione} = Manut_{ante} - Manut_{post} \quad [€]$$

$$Risparmio_{energia} = (E_{ante} - E_{post}) * costo_{energia} \quad [€]$$

$$Investimento = n_{lampade} * costo_{lamp} \quad [€]$$

Excel									
Riferimento locale	Numero lampade	E ante [kWh]	E post [kWh]	E risparmiata [kWh/a]	Manutenzione ante [€]	Manutenzione post [€]	Manutenzione risparmio [€/y]	Risparmio E elettrica [€/y]	Investimento [€]
Produzione	29	9145	4065	5080,80	8,52 €	5,01 €	3,50 €	823,72 €	1.145,50 €
Produzione	140	14717	14717	0,00					
Uffici	20	1752	1752	0,00					
Uffici	8	1402	701	700,80	5,32 €	3,13 €	2,19 €	115,32 €	316,00 €
Esterno	11	3035	3035	0,00					
TOT				5081	8,52 €	5,01 €	3,50 €	823,72 €	1.461,50 €

Tabella 52: Risparmi e costi dell'intervento di relamping con Excel

Energy+						
	E risparmiata [kWh/a]	Manutenzione ante [€]	Manutenzione post [€]	Manutenzione risparmio [€/y]	Risparmio E elettrica [€/y]	Investimento [€]
Illuminazione	7870,10	6,92 €	4,07 €	2,85 €	1.273,35 €	1.461,50 €

Tabella 53: Risparmi e costi dell'intervento di relamping con EnergyPlus

Il tempo di ritorno dell'investimento deve rientrare entro i tre anni per essere considerato proficuo. Nell'intervento d'efficientamento analizzato si riesce ad equiparare la spesa sostenuta in meno di due anni, quindi si può ritenere un valido efficientamento, sia dal punto di vista energetico che economico.

$$SPBT_{Excel} = \frac{Investimento}{Risparmi} = \frac{1461,50 \text{ [€]}}{823,72 \text{ [€/anno]}} = 1,77 \text{ anni}$$

$$SPBT_{EnergyPlus} = \frac{Investimento}{Risparmi} = \frac{1461,50 \text{ [€]}}{1273,35 \text{ [€/anno]}} = 1,15 \text{ anni}$$

Il modello elettrico definito con EnergyPlus computa un maggior risparmio energetico che permette di rientrare prima nell'investimento. Tuttavia, occorre osservare che i consumi attribuiti all'illuminazione, valutati con questo software, sono superiori a quelli conteggiati con Excel (tabella n° 45); dunque l'incremento del risparmio è conseguenza di questo. Difatti l'indice di prestazione energetica EnPI risulta superiore nel modello effettuato con EnergyPlus.

	Energy+	Excel
Indicatore EnPI illuminazione [kWh/m2]	6,30	5,02

Tabella 54: EnPI relamping

11.2 Isolamento della copertura

Gli interventi d'efficientamento energetico volti a ridurre il consumo di gas naturale, possono essere di due tipologie: si può intervenire sull'impianto termico o sull'involucro. Siccome le caldaie installate sono di ultima generazione, in quanto lavorano con condensazione e perciò hanno alti rendimenti, non risultano essere la scelta migliore per efficientare l'impianto. Una seconda possibilità è agire sui sistemi d'emissione, tuttavia avendo i radiatori negli uffici e gli aerotermini nella zona produttiva, non risulta essere la scelta migliore. Per questi motivi l'isolamento dell'involucro è l'intervento che più si presta al nostro caso. Difatti dalle analisi effettuate nei capitoli precedenti, è stata messa in evidenza l'importanza di avere un buon isolamento per limitare le dispersioni termiche e di conseguenza i consumi. In particolare, la copertura è risultata essere il componente responsabile della maggior quota delle dispersioni verso l'ambiente esterno (tabella n° 35). Occorre precisare che gli interventi di questa tipologia comportano alti costi d'investimento rispetto ai benefici che si otterranno.

Siccome il tetto esistente è ricoperto con l'amianto, si suppone che la copertura venga completamente rifatta. La stratigrafia risulterebbe la seguente avente una trasmittanza di $U = 0,221 \frac{W}{m^2 \cdot K}$; ovvero il 25% di quella attuale.

Descrizione della struttura: *Copertura isolata*

Codice: S2

Trasmittanza termica	0,201	W/m ² K
Trasmittanza con maggiorazione ponte termico	0,221	W/m ² K
Maggiorazione ponte termico	10,00	%
Spessore	271	mm
Temperatura esterna (calcolo potenza invernale)	-8,0	°C
Permeanza	0,020	10 ⁻¹² kg/sm ² Pa
Massa superficiale (con intonaci)	181	kg/m ²
Massa superficiale (senza intonaci)	181	kg/m ²
Trasmittanza periodica	0,056	W/m ² K
Fattore attenuazione	0,280	-
Sfasamento onda termica	-8,5	h



Stratigrafia:

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,071	-	-	-
1	Acciaio	0,50	52,000	0,000	7800	0,45	9999999
2	Poliuretano espanso rigido imperm. ai gas	100,00	0,023	4,348	35	1,40	60

3	Acciaio	0,50	52,000	0,000	7800	0,45	9999999
4	C.I.s. in genere	170,00	0,380	0,447	1000	1,00	96
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,100	-	-	-

Legenda simboli

s	Spessore	mm
Cond.	Conduttività termica, comprensiva di eventuali coefficienti correttivi	W/mK
R	Resistenza termica	m ² K/W
M.V.	Massa volumica	kg/m ³
C.T.	Capacità termica specifica	kJ/kgK
R.V.	Fattore di resistenza alla diffusione del vapore in capo asciutto	-

Il risparmio dovuto all'isolamento della copertura è stato valutato con EdilClima e con EnergyPlus. Per conteggiarlo, si sono utilizzati i valori del potere calorifico inferiore del gas naturale e il costo di questo in riferimento agli Sm³, riportati nei capitoli precedenti.

EdilClima						
Produzione						
Isolamento tetto	Stato di fatto		Situazione futura		Riduzione [%]	Risparmio [€/y]
Mese	Qh,nd [kWh]	Consumo gas [Sm3]	Qh,nd [kWh]	Consumo gas [Sm3]		
ottobre	4607	480,40	2366	246,72	48,64%	118,01 €
novembre	45939	4790,30	30382	3168,09	33,86%	819,20 €
dicembre	87169	9089,57	62893	6558,19	27,85%	1.278,32 €
gennaio	95725	9981,75	69476	7244,63	27,42%	1.382,21 €
febbraio	57828	6030,03	39211	4088,74	32,19%	980,33 €
marzo	15229	1588,01	8434	879,46	44,62%	357,81 €
aprile	1366	142,44	702	73,20	48,61%	34,96 €
Uffici						
Isolamento tetto	Stato di fatto		Situazione futura		Riduzione [%]	Risparmio [€/y]
Mese	Qh,nd [kWh]	Consumo gas [Sm3]	Qh,nd [kWh]	Consumo gas [Sm3]		
ottobre	323	33,68	174	18,14	46,13%	7,85 €
novembre	3607	376,12	2443	254,74	32,27%	61,29 €
dicembre	7845	818,04	5899	615,12	24,81%	102,47 €
gennaio	8955	933,79	6842	713,45	23,60%	111,27 €
febbraio	5230	545,36	3757	391,76	28,16%	77,56 €
marzo	1222	127,42	724	75,50	40,75%	26,22 €
aprile	113	11,78	60	6,26	46,90%	2,79 €
TOT	335158	34949	233363	24334	34,66%	5.360,29 €

Tabella 55: Isolamento della copertura valutato con EdilClima

Energy+						
Isolamento tetto	Stato di fatto		Situazione futura		Riduzione [%]	Risparmio [€/y]
Mese	Qh,nd [kWh]	Consumo gas [Sm3]	Qh,nd [kWh]	Consumo gas [Sm3]		
ottobre	9170	956,24	5958,8	621,35	35,02%	169,11 €
novembre	52066	5429,20	33831,8	3527,82	35,02%	960,17 €
dicembre	85082	8871,92	55285,0	5764,86	35,02%	1.569,03 €
gennaio	90635	9451,04	58893,8	6141,16	35,02%	1.671,45 €
febbraio	66982	6984,56	43524,0	4538,48	35,02%	1.235,24 €
marzo	40713	4245,40	26455,0	2758,61	35,02%	750,81 €
aprile	6049	630,77	3930,6	409,87	35,02%	111,55 €
TOT	350698	36569	227879	23762	35,02%	6.467,36 €

Tabella 56: Isolamento della copertura valutato con EnergyPlus

L'errore tra i due software è del 2,3% ed il tempo di rientro dell'investimento risulta essere di circa 30 anni. Come ci si aspettava il costo dell'investimento è risultato cospicuo rispetto ai risparmi che se ne conseguiranno, pertanto si ottiene un "Simple Pay Back Time" elevato.

	EdilClima	Energy+
kWh risparmiati [kWh/y]	101795,0	122819,0
Consumo di gas risparmiato [Sm3/y]	10614,7	12807,0
Risparmi [€/y]	5.360,29 €	6.467,36 €
Investimento [€]	180.000,00 €	
SPBT	33,6	27,8

Tabella 57: Risultati isolamento della copertura

Gli Indici di Prestazione Energetica di seguito riportati sono riferiti ai kWh e agli Sm³ rispetto al volume riscaldato.

	Energy+	EdilClima
Indicatore EnPI isolamento [kWh/m3]	40,53	41,51
Indicatore EnPI isolamento [Sm3/m3]	4,23	4,33

Tabella 58: Indicatori EnPIs isolamento copertura

11.3 Impianto fotovoltaico

Dalle analisi orarie dei consumi derivanti dalla bollettazione è emerso che la maggior quota degli assorbimenti elettrici è in fascia F1. Questa osservazione risulta essere il punto cardine per l'installazione di un sistema fotovoltaico. Difatti la producibilità massima che si può ottenere da questa tipologia di impianto, corrisponde alle ore in cui nell'azienda vi è il maggior assorbimento elettrico. Quindi il profilo energetico aziendale risulta essere un'ottima base di partenza per ridurre i costi d'approvvigionamento dell'energia elettrica. Occorre precisare che per ottenere il massimo risparmio bisogna dimensionare correttamente l'impianto, andando a valutare i costi d'investimento, le percentuali di autoconsumo e sovrapproduzione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Per ovviare a questa difficoltà si è programmato un foglio Excel in grado di calcolare il numero di pannelli fotovoltaici ottimali per minimizzare il tempo di rientro dell'investimento.

11.3.1 Calcolo della producibilità

Per eseguire questo algoritmo è stato necessario impostare dei parametri di input tra cui in primis la producibilità, che a sua volta dipende dall'irraggiamento solare e dal coefficiente di Performance Ratio. Quest'ultimo rappresenta l'efficienza dell'impianto fotovoltaico e non dipende dall'ubicazione di questo. Viene definito come il rapporto tra il rendimento energetico effettivo e il possibile rendimento teorico. Usualmente il valore che gli viene associato, tenendo in considerazione le varie perdite, è di 0,75.

Per determinare l'irraggiamento si sono utilizzati diversi procedimenti tra cui il modulo di calcolo della Commissione Europea denominato "Photovoltaic Geographical Information System", nonché il software EdilClima. I dati di input inseriti per determinare l'irraggiamento sono: l'inclinazione dei pannelli fotovoltaici e il miglior orientamento di questi. Nel caso oggetto di analisi la superficie della copertura meglio esposta è orientata a sud-est avente la falda inclinata di 8°.

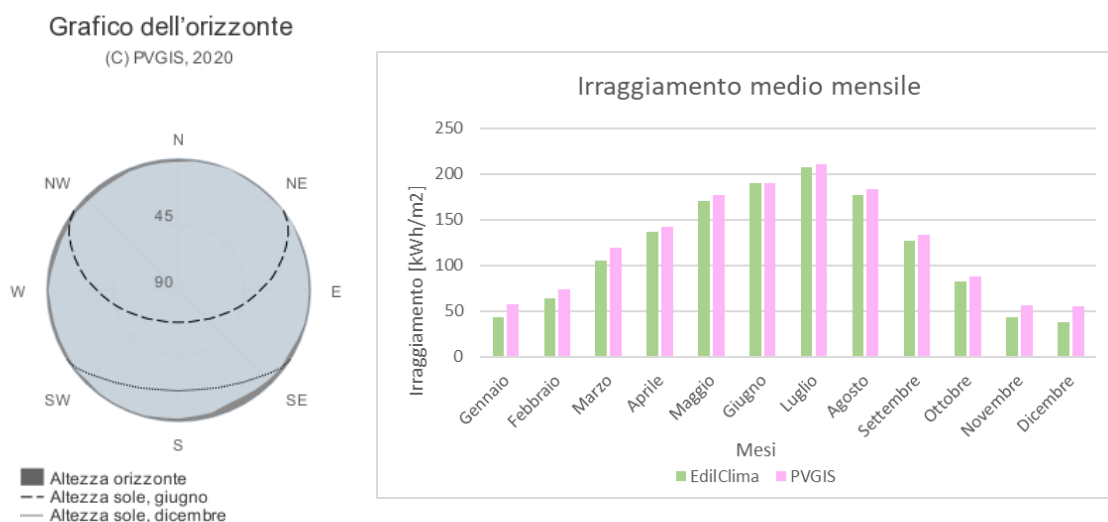


Figura 74: Altezza del Sole e irradianza media mensile

L'oscillazione dell'irraggiamento tra i due approcci è dovuta ai file meteo su cui si basano i fogli di calcolo. Essendo una variabilità intrinseca nei modelli e dunque non perfezionabile, si è scelto di usare per le successive analisi i valori forniti da EdilClima. Si è optato per questo software poiché esegue i calcoli in conformità alla Specifica Tecnica UNI/TS 11300-4.

I moduli fotovoltaici scelti sono prodotti da Viessman, il modello è il "Vitovolt 300 M-WA" avente una potenza di picco di 350 W_p.

Area netta singolo modulo [mq]	1,63
Area lorda singolo modulo [mq]	1,71
Aumento area lorda per spaziature e cavi	5%
P picco singolo modulo [Wp]	350
Rendimento	19,6%
Orientamento moduli	57° SE
Inclinazione moduli	8

Tabella 59: Caratteristiche modulo fotovoltaico

Per determinare il numero di moduli da installare bisogna eseguire un'analisi tecnico economica. Come primo step occorre definire le percentuali medie di autoconsumo per le tre fasce elettriche, in riferimento a queste verranno stimati i kWh autoconsumati e quelli venduti in rete. Siccome risulta difficoltoso valutare questi valori poiché dipendono dalla producibilità dell'impianto e dai consumi dell'azienda istantanei, solamente

l'inserimento di un sistema di monitoraggio potrà definire rigorosamente questi parametri.

Quota autoconsumabile		
F1	F2	F3
80%	50%	25%

Tabella 60: Quota di energia autoconsumata suddivisa per fasce elettriche

La producibilità dell'impianto è stata calcolata per ogni mese secondo la seguente formula:

$$E = \eta * A * H * PR \quad [kWh]$$

E = energia elettrica prodotta dall'impianto;

η = rendimento del pannello fotovoltaico;

A = area totale netta dell'impianto;

H = irraggiamento solare medio sul piano dei moduli al netto degli ombreggiamenti;

PR = Performance Ratio.

Siccome la potenza di picco è esprimibile in funzione dell'irradianza nelle condizioni standard, che corrisponde a $G_{std} = 1 \frac{kW}{m^2}$, si ottengono le seguenti equazioni:

$$P_{picco} = \eta * A * 1 \frac{kW}{m^2} \quad [kW]$$

$$P_{picco} = \eta * A \quad E = P_{picco} * H * PR \quad (numericamente)$$

Il risparmio è stato valutato considerando il mancato esborso dovuto all'energia autoconsumata e il guadagno dovuto a quella venduta in rete. I costi d'acquisto e di vendita dell'energia elettrica sono quelli derivanti dalla bollettazione e dal prezzo di vendita medio di mercato.

Costo medio energia elettrica acquistata [€/kWhel]	€ 0,161
Costo medio energia elettrica venduta [€/kWhel]	€ 0,050

Tabella 61: Costi d'acquisto e di vendita energia elettrica

11.3.2 Valutazione del costo dell'investimento

Per determinare il costo dell'investimento e renderlo dipendente dal numero dei moduli, si sono utilizzate delle equazioni che interpolassero i prezzi dei preventivi riferiti a differenti potenze dell'impianto. In questo modo variando il numero dei pannelli fotovoltaici, mutava di conseguenza il costo d'investimento e il SPBT.

Successivamente avendo trovato il numero ottimale di moduli che corrisponde al il minor tempo di rientro dell'investimento, si procede a constatare se l'area dell'impianto fotovoltaico sia inferiore alla superficie della copertura disponibile per installare i pannelli. Se così non fosse si disporrebbero tre differenti alternative. La prima è ridurre il numero dei moduli e di conseguenza variare il SPBT, fino a quando l'area occupata da questi risulti inferiore a quella della copertura. Oppure si possono inserire i pannelli eccedenti su una superficie avente un orientamento meno ottimale di quello scelto, andando di conseguenza a stimare nuovamente il numero ottimale totale di moduli fotovoltaici. La terza soluzione è la più elaborata in quanto si propone la creazione di una pensilina, con annessi i relativi costi che andranno ad influire sul tempo di rientro dell'investimento.

11.3.3 Risultati

Impostati tutti i parametri, si procede effettuando un'analisi di simulazione per ricercare il punto di ottimo che consente di minimizzare il SPBT.

Il numero ottimale di moduli fotovoltaici risulta essere di 462 unità che permettono di rientrare nell'investimento in 5 anni e mezzo. L'area lorda occupata da questi è inferiore alla superficie utile della copertura orientata a sud-est e pertanto non occorre fare altre simulazioni con diversi orientamenti.

n° moduli tot	462,00
Area lorda totale impianto [m2]	831,00
Area totale massima disponibile [m2]	1800,00
P totale [kWp]	161,70

Tabella 62: Caratteristiche impianto fotovoltaico

Si riporta per completezza la producibilità calcolata sia con EdilClima che con PVGIS. Come precedentemente spiegato, l'errore tra EdilClima e PVGIS è dovuto ai file meteo utilizzati.

Mese	Irraggiamento solare sul piano dei moduli EdilClima [kWh/m2]	PR	Producibilità campo EdilClima [kWh]	Errore calcoli e EdilClima [%]	Irraggiamento solare sul piano dei moduli PVGIS [kWh/m2]	PR	Producibilità campo PVGIS [kWh]	Errore calcoli e PVGIS [%]	PR	Producibilità campo calcolata [kWh]
Gennaio	43,74	0,75	5315,25	-0,36%	57,81	0,93	6526,09	18,84%	0,75	5296,4
Febbraio	64,45	0,74	7717,71	1,11%	73,17	0,94	8359,28	6,64%	0,75	7804,1
Marzo	105,39	0,81	13814,54	-8,25%	119,56	0,94	13567,01	5,94%	0,75	12761,5
Aprile	136,13	0,75	16619,05	-0,82%	142,22	0,91	15723,92	-4,83%	0,75	16483,7
Maggio	170,46	0,77	21098,88	-2,22%	177,14	0,89	19160,19	-7,73%	0,75	20640,6
Giugno	189,60	0,77	23704,71	-3,25%	189,78	0,88	20140,08	-13,99%	0,75	22958,3
Luglio	207,01	0,74	24688,54	1,51%	210,53	0,87	22048,74	-13,69%	0,75	25066,4
Agosto	176,76	0,74	21118,77	1,33%	183,67	0,87	19389,19	-10,39%	0,75	21403,5
Settembre	126,37	0,83	16858,83	-10,17%	133,52	0,89	14409,64	-6,19%	0,75	15301,9
Ottobre	82,63	0,72	9562,28	4,43%	87,53	0,92	9744,53	-2,68%	0,75	10005,5
Novembre	43,56	0,70	4940,22	6,34%	55,97	0,91	6189,27	14,78%	0,75	5274,6
Dicembre	37,43	0,75	4550,64	-0,40%	54,69	0,92	6064,98	25,27%	0,75	4532,3
E elettrica prodotta [kWh/anno]			169.989				161.323			167.529
Spesa [€/anno]			€	27.955						

Tabella 63: Calcolo della producibilità massima

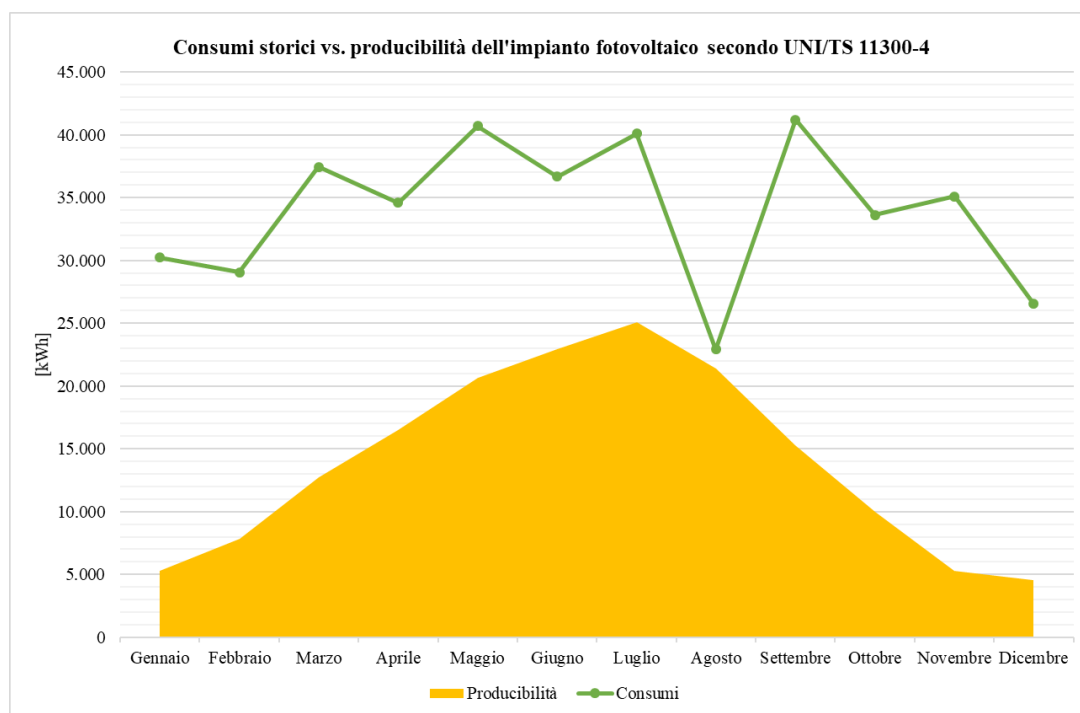


Figura 75: Producibilità impianto fotovoltaico

I consumi derivanti dalla bollettazione risultano essere superiori alla producibilità massima dell'impianto, anche per il mese di agosto durante il quale la produzione diminuisce in concomitanza delle ferie.

Mese	Producibilità fotovoltaico [kWh]	Consumi attuali [kWh]	Quota massima autoconsumabile [kWh]	Copertura del fabbisogno elettrico totale	Verifica autoconsumo	Energia prodotta da fotovoltaico		Prelievo futuro di elettricità da rete [kWh]
						Quota autoconsumata [kWh]	Quota non utilizzata [kWh]	
Gennaio	5.296	30233	19203	18%	Autoconsumo	5.296	0	24.937
Febbraio	7.804	29066	18600	27%	Autoconsumo	7.804	0	21.262
Marzo	12.761	37459	23873	34%	Autoconsumo	12.761	0	24.698
Aprile	16.484	34585	22041	48%	Autoconsumo	16.484	0	18.101
Maggio	20.641	40702	25940	51%	Autoconsumo	20.641	0	20.062
Giugno	22.958	36672	23372	63%	Autoconsumo	22.958	0	13.713
Luglio	25.066	40081	25544	63%	Autoconsumo	25.066	0	15.014
Agosto	21.403	22923	14609	93%	Sovraproduzione	14.609	6.794	8.314
Settembre	15.302	41209	26263	37%	Autoconsumo	15.302	0	25.907
Ottobre	10.005	33612	21629	30%	Autoconsumo	10.005	0	23.607
Novembre	5.275	35084	22178	15%	Autoconsumo	5.275	0	29.810
Dicembre	4.532	26526	16870	17%	Autoconsumo	4.532	0	21.994
E elettrica [kWh/anno]	167.529	408.153	260.124	41%		160.735	6.794	247.418
Spesa [€/anno]	€ 27.955	€ 68.108	€ 43.407			€ 26.822	€ 340	€ 41.286
						95,9%	4,1%	
Mancato Esborso Economico [€/anno]			€ 27.161					

Tabella 64: Produzione impianto fotovoltaico

Il dimensionamento ottimizzato dell'impianto raccomanda di non sovra produrre, in quanto il beneficio derivante dalla vendita di energia elettrica non compensa il costo d'installazione di un impianto, avente potenza superiore a quella consigliata.

Nel mese di agosto si osserva che non tutto il fabbisogno è coperto, ma si ha comunque sovrapproduzione di energia. Questo comportamento è dovuto alla non concomitanza degli assorbimenti con la produzione del fotovoltaico. Pertanto, la copertura media annuale è solamente del 41%, mentre la quota di energia autoconsumata risulta essere il 95,9% di quella prodotta dall'impianto.

Il mancato esborso economico considerando il 100% dell'autoconsumo sarebbe di 43407 €/anno. Ma siccome è improbabile che gli assorbimenti siano contemporanei e uguali alla producibilità del fotovoltaico, si ottiene un risparmio di 27161 €/anno.

Il grafico seguente rappresenta i consumi e la producibilità dell'impianto fotovoltaico. Si osserva che nei mesi invernali la producibilità diminuisce coerentemente con la scarsa

radiazione solare del periodo. Quindi, tutta l'energia prodotta dai moduli viene assorbita dai carichi dell'azienda. Invece nei mesi estivi non tutta l'energia generata viene utilizzata poiché gli assorbimenti non sempre sono in fase con la producibilità del fotovoltaico. Difatti nel medesimo periodo vi è una quota di energia che viene venduta in rete e un'altra che viene acquistata.

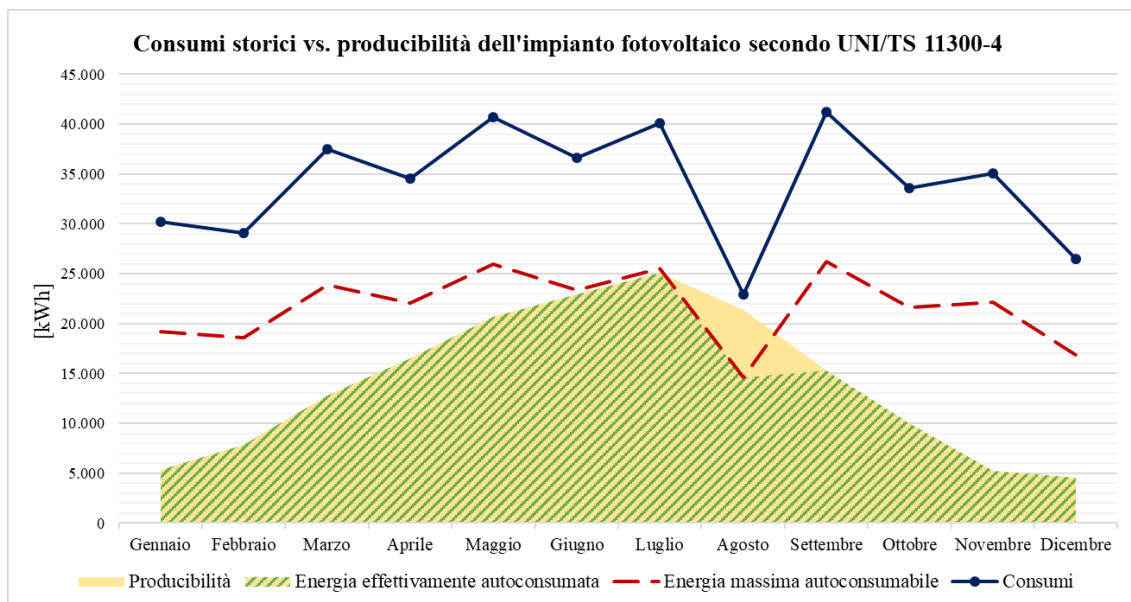


Figura 76: Consumi e produzione dell'impianto fotovoltaico

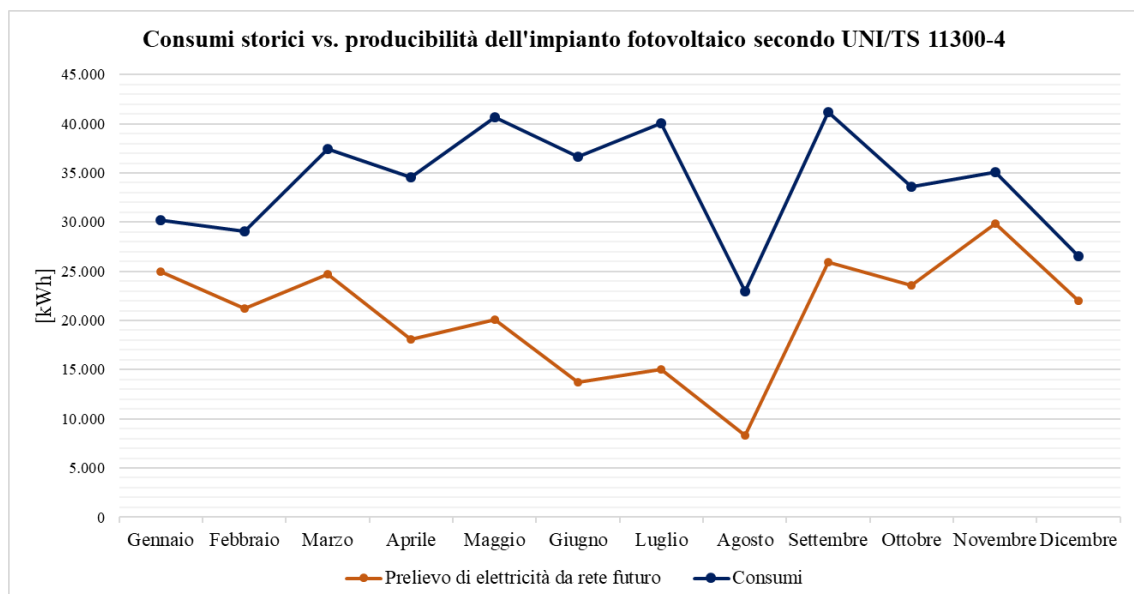


Figura 77: Prelievi dalla rete

Volendo affinare la stima delle percentuali di autoconsumo, che a loro volta influenzano il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico e il tempo di rientro dell'investimento, si modella il sistema con EnergyPlus. In questo modo è possibile effettuare una simulazione dinamica oraria dei carichi e della producibilità del campo fotovoltaico.

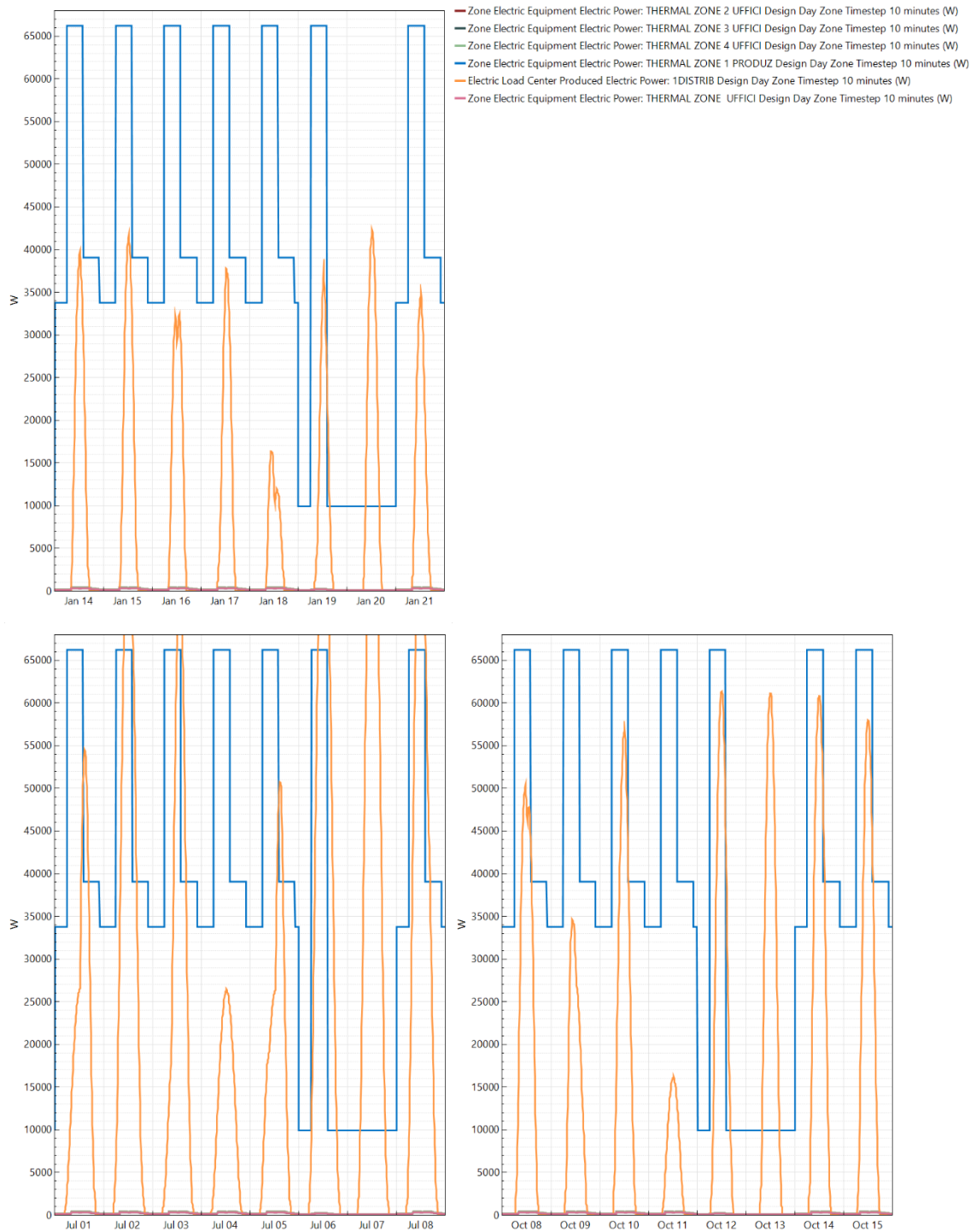


Figura 78: Producibilità impianto fotovoltaico e assorbimenti elettrici

La potenza di picco dell'impianto inserita nel software è quella stimata dall'analisi precedente. Come si osserva dai grafici seguenti, la producibilità varia in base al periodo dell'anno, perciò vi saranno delle ore in cui è superiore o inferiore agli assorbimenti elettrici dell'azienda.

Per stimare le percentuali di autoconsumo suddivise per le tre fasce elettriche, si è valutata la potenza media prodotta, autoconsumata e quella assorbita per le diverse ore del giorno suddivise in step temporali di dieci minuti.

Fotovoltaico	E comprata in rete			Assorbimenti elettrici [W]	Prodotta [W]	Autoconsumata [W]	Venduta [W]	Percentuali di autoconsumo		
	F1 [W]	F2 [W]	F3 [W]					F1 [%]	F2 [%]	F3 [%]
00:00:00			-233.632	233631,9	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
00:10:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
00:20:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
00:30:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
00:40:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
00:50:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
01:00:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
01:10:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
01:20:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
01:30:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
01:40:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
01:50:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
02:00:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
02:10:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
02:20:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
02:30:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
02:40:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
02:50:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
03:00:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
03:10:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
03:20:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
03:30:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
03:40:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
03:50:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
04:00:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
04:10:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
04:20:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
04:30:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
04:40:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
04:50:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
05:00:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
05:10:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
05:20:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
05:30:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
05:40:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
05:50:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
06:00:00			-720.187	720187,3	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
06:10:00			-752.640	752640	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
06:20:00			-752.640	752640	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
06:30:00			-752.640	752640	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
06:40:00			-752.640	752640	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
06:50:00			-752.640	752640	0	0	0	FALSO	FALSO	0%
07:00:00		-752.640		752640	0	0	0	FALSO	0%	FALSO
07:10:00		-752.640		752640	0	0	0	FALSO	0%	FALSO
07:20:00		-752.640		752640	0	0	0	FALSO	0%	FALSO
07:30:00		-752.640		752640	0	0	0	FALSO	0%	FALSO
07:40:00		-752.640		752640	0	0	0	FALSO	0%	FALSO
07:50:00		-752.640		752640	0	0	0	FALSO	0%	FALSO
08:00:00	-752.640			752640	0	0	0	0%	FALSO	FALSO
08:10:00	-67.774			67774,42	0	0	0	0%	FALSO	FALSO
08:20:00	-66.304			67774,42	1470.27	1470.27	0	100%	FALSO	FALSO
08:30:00	-66.036			67774,42	1738.61	1738.61	0	100%	FALSO	FALSO
08:40:00	-64.254			67774,42	3519.93	3519.93	0	100%	FALSO	FALSO
08:50:00	-62.132			67774,42	5642.54	5642.54	0	100%	FALSO	FALSO
09:00:00	-60.257			67774,42	7517.92	7517.92	0	100%	FALSO	FALSO

Tabella 65: Consumi e produzione da fotovoltaico

Questo procedimento è stato eseguito per più mesi al termine del quale si sono valutate le percentuali di autoconsumo medie.

Quota autoconsumabile		
F1	F2	F3
79%	24%	15%

Tabella 66: Percentuali di autoconsumo valutate con il calcolo orario

La stima della quota di autoconsumo in fascia F1, effettuata in prima approssimazione per quantificare il numero di moduli ottimale, era del 80% (tabella n°60). Quindi è risultata essere confrontabile con quella del modello orario. Tuttavia, le percentuali per le fasce elettriche F2 e F3 sono sovrastimate rispetto ai risultati di EnergyPlus. Però essendo la fascia F1 quella su cui incidono maggiormente i consumi, risulta essere la più significativa.

Occorre precisare che i due software utilizzano diversi file meteo, dunque non è possibile svolgere un'accurata comparazione delle percentuali di autoconsumo.

11.4 Efficientamento globale

Le soluzioni di efficientamento proposte hanno dei tempi di rientro dell'investimento diversi fra loro e pertanto alcune risultano più convenienti di altre. Nel caso in cui si realizzassero tutti gli interventi suggeriti; si otterrebbero i seguenti risparmi annui per il vettore elettrico e termico.

	Consumi elettrici				
	Consumi iniziali [kWh]	Relamping [kWh]	Fotovoltaico [kWh]	Risparmio consumi finali [kWh]	Risparmio [€/y]
Gennaio	27901,4	-618,0	-5296,4	5914,3	954,78 €
Febbraio	28287,1	-618,0	-7804,1	8422,1	1.359,61 €
Marzo	35930,2	-618,0	-12761,5	13379,4	2.159,90 €
Aprile	33186,4	-618,0	-16483,7	17101,6	2.760,79 €
Maggio	36148,5	-618,0	-20640,6	21258,6	3.431,87 €
Giugno	32928,5	-618,0	-21463,0	22081,0	3.564,63 €
Luglio	35195,3	-618,0	-23458,4	24076,3	3.886,75 €
Agosto	19718,1	-339,9	-13416,4	13756,3	2.220,74 €
Settembre	40371,1	-618,0	-15301,9	15919,8	2.570,01 €
Ottobre	33798,3	-618,0	-10005,5	10623,4	1.714,99 €
Novembre	33791,3	-618,0	-5274,6	5892,5	951,26 €
Dicembre	24840,3	-463,5	-4539,3	5002,8	807,62 €
	TOT				26.382,93 €

Tabella 67: Risparmi elettrici

	Consumi termici				
	Consumi iniziali [kWh]	Isolamento [kWh]	Consumi finali [kWh]	Risparmio consumi gas finali [Sm3]	Risparmio [€/y]
Gennaio	90635,5	-31741,7	58893,8	3309,9	1.671,45 €
Febbraio	66982,0	-23458,0	43524,0	2446,1	1.235,24 €
Marzo	40713,4	-14258,4	26455,0	1486,8	750,81 €
Aprile	6049,1	-2118,5	3930,6	220,9	111,55 €
Maggio	0,0	0,0	0,0	0,0	- €
Giugno	0,0	0,0	0,0	0,0	- €
Luglio	0,0	0,0	0,0	0,0	- €
Agosto	0,0	0,0	0,0	0,0	- €
Settembre	0,0	0,0	0,0	0,0	- €
Ottobre	9170,3	-3211,6	5958,8	334,9	169,11 €
Novembre	52066,0	-18234,2	33831,8	1901,4	960,17 €
Dicembre	85081,7	-29796,7	55285,0	3107,1	1.569,03 €
	TOT				6.467,36 €

Tabella 68: Risparmi termici

Il piano economico globale di rientro dell'investimento, analizzato per un periodo temporale di 15 anni, è stato realizzato senza tenere in considerazione eventuali incentivi statali e tassi d'interesse dovuti a prestiti bancari. Il tempo di ritorno di tutti gli investimenti di risparmio energetico è di circa nove anni. Inoltre, dalle stime effettuate al termine dei 15 anni si ricaveranno circa 170000 €.

PIANO ECONOMICO

Investimento [€]	323.219 €
Risparmio [€/y]	32.850 €
SPBT [anni]	9,8

Anno	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Costi	323.219 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Risparmio energetico	0 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €
Spese e ricavi	-323.219 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €	32.850 €
Flusso di cassa	-323.219 €	-290.369 €	-257.519 €	-224.668 €	-191.818 €	-158.968 €	-126.118 €	-93.267 €	-60.417 €	-27.567 €	5.284 €	38.134 €	70.984 €	103.835 €	136.685 €	169.535 €

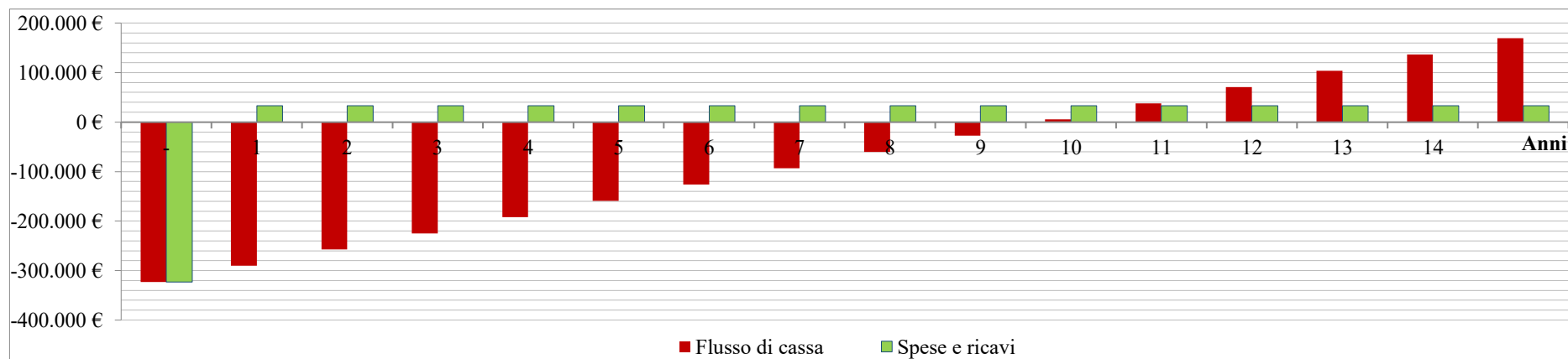


Tabella 69: Piano economico globale

12. Indicatori energetici

Per valutare qualitativamente la prestazione energetica aziendale si sono introdotti gli Energy Performance Indicators “EnPIs”. Questi sono uno strumento fondamentale per il Sistema di Gestione dell’Energia, in quanto permettono di analizzare e confrontare i consumi con altre realtà simili e/o con dati da letteratura.

Gli EnPIs sono espressi in relazione ai consumi, rispetto a un parametro caratteristico del sito. Nel caso studio sono stati valutati diversi indicatori riferiti ai due vettori energetici: termico ed elettrico. Inoltre, dove i dati di produzione lo permettono, è possibile suddividere ulteriormente questi indici in due categorie:

- Ipg (Indice Prestazionale Generale): riferiscono il consumo del vettore energetico rispetto al parametro generale che indentifica la destinazione d’uso dello stabilimento;
- Ips (Indice Prestazionale Specifico): normalizzano i consumi rispetto al parametro che indentifica la specifica destinazione d’uso.

12.1 EnPIs sito industriale

Le tabelle seguenti riportano una sintesi delle prestazioni energetiche dello stabilimento in riferimento ai diversi servizi.

- Attività principali

Avendo a disposizione le ore di lavoro, le potenze e i pezzi prodotti dai macchinari Bonetto, Rismat e T-mech, si sono potuti valutare gli EnPIs mensili. Si osserva che il valore dell’indice è pressoché lo stesso per i vari mesi, quindi non vi sono state rilevanti anomalie legate all’assorbimento elettrico dei macchinari.

Il valor medio annuale ottenuto dal foglio di calcolo Excel è di $0,031 \frac{\text{kWh}}{\text{pezzi prodotti}}$.

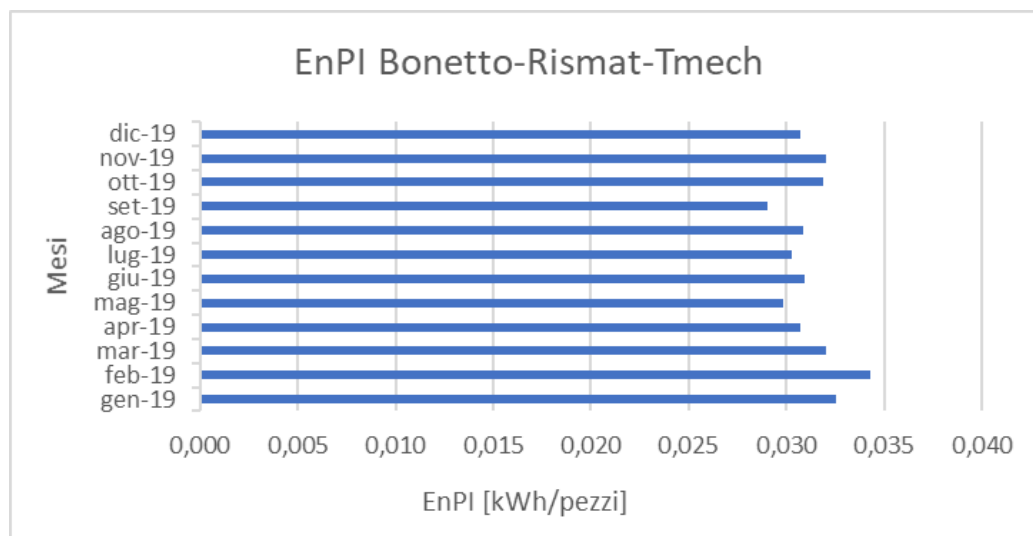


Figura 79: EnPI per i macchinari

Non disponendo di ulteriori informazioni produttive riferite alla restante quota dei macchinari, si procede valutando gli indici di prestazione energetica di tutti gli apparecchi elettrici presenti nello stabilimento, in riferimento ai metri quadri di questo.

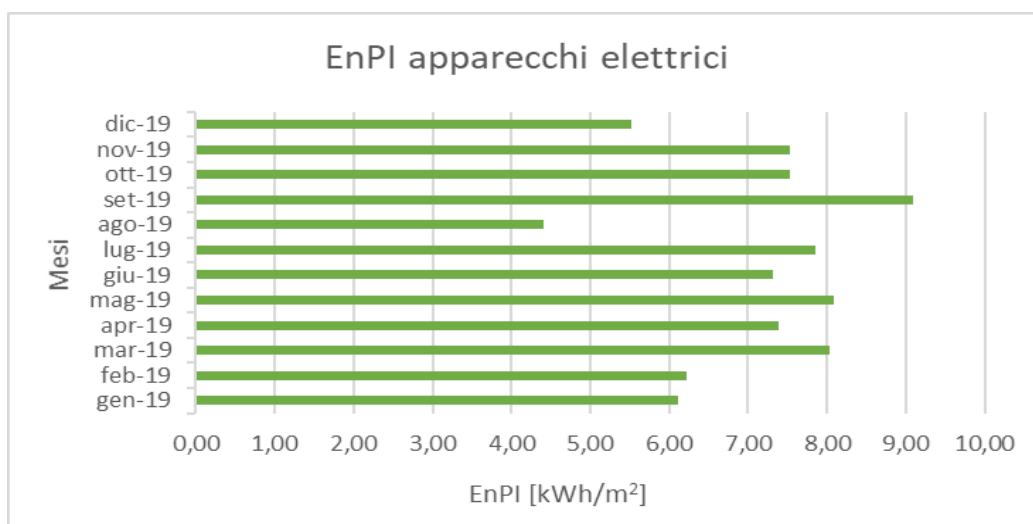


Figura 80: EnPI apparecchiature elettriche

Il valore degli indicatori segue l'andamento della produzione, difatti nei mesi di agosto e dicembre si hanno dei consumi inferiori, che rapportati a m^2 inducono una diminuzione dell'indice EnPI. Il valore annuale calcolato con il foglio Excel risulta essere di $90,08 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$, mentre si ottiene un consumo di $90,88 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ con EnergyPlus.

	Bollette	Energy+	Excel
Indicatore EnPI consumi elettrici [kWh/m ²]	92,18	90,88	90,08

Tabella 70: EnPIs consumi elettrici

Inoltre, per valutare la resa dei macchinari si sono rappresentati i pezzi prodotti mensilmente rispetto agli assorbimenti elettrici riferiti ai m^2 . Si osserva che durante il mese di settembre i consumi sono stati superiori in riferimento alle unità prodotte; ciò nonostante vi sono stati dei periodi più efficienti come il mese di maggio.

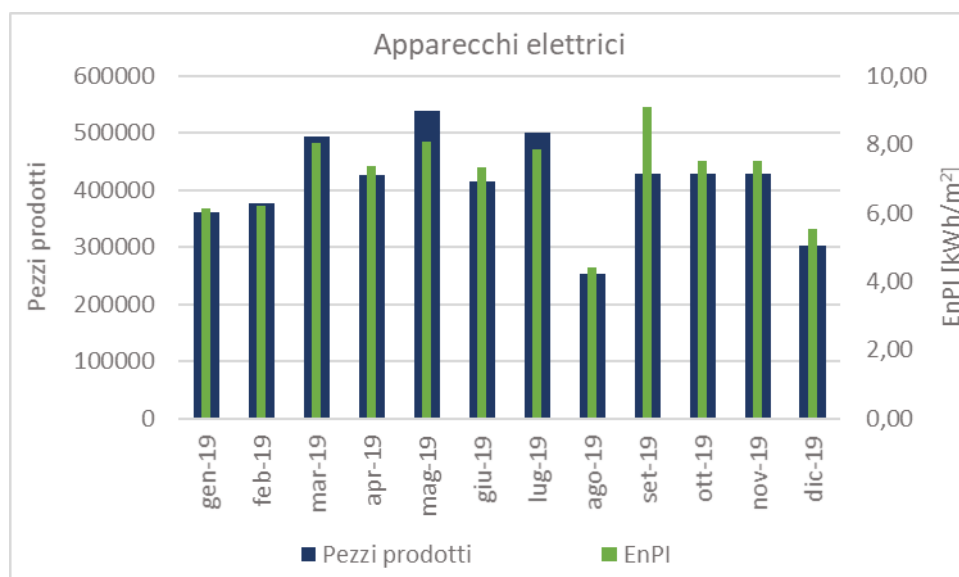


Figura 81: EnPI e produzione

- Servizio d'illuminazione

Si riportano gli indici annuali di prestazione energetica secondo i diversi modelli utilizzati.

	Bollette	Energy+	Excel
Indicatore EnPI illuminazione [kWh/m ²]	7,09	8,17	5,85

Tabella 71: EnPIs illuminazione

- Servizio di riscaldamento

I consumi relativi al vettore termico sono stati espressi in Sm³ e kWh rispetto al volume riscaldato. Questi sono stati corretti in riferimento alle condizioni climatiche utilizzate dai diversi software. In questo modo si è potuta effettuare una valida comparazione tra i diversi modelli termici.

I risultati ottenuti sono i seguenti:

Consumi di gas naturale	PESATI			PESATI		
	Bollette del gas	Energy+	EdilClima	Bollette del gas	Energy+	EdilClima
	Consumi [Sm ³]	Consumi [Sm ³]	Consumi [Sm ³]	EnPI [Sm ³ /m ³]	EnPI [Sm ³ /m ³]	EnPI [Sm ³ /m ³]
nov-19	4959	4483	4328	0,88	0,80	0,77
dic-19	6334	7325	8300	1,13	1,30	1,48
gen-20	10792	7803	9144	1,92	1,39	1,63
feb-20	4268	5767	5508	0,76	1,03	0,98
mar-20	2139	3505	1437	0,38	0,62	0,26
Totale	28.492	28.884	28.717	5,07	5,14	5,11

Tabella 72: Indicatori energetici termici

Il passaggio da Sm³ a kWh è stato eseguito utilizzando il potere calorifico inferiore del gas naturale avente un valore di 9,59 $\frac{\text{kWh}}{\text{Sm}^3}$.

	Bollette	Energy+	EdilClima
Indicatore EnPI termico [kWh/m3]	48,60	49,27	48,99
Indicatore EnPI termico [Sm3/m3]	5,07	5,14	5,11

Tabella 73: EnPIs vettore termico

Siccome la differenza tra i due indicatori è dovuta solamente a questo fattore di conversione, si è riportata solamente l'analisi riferita agli Sm³.

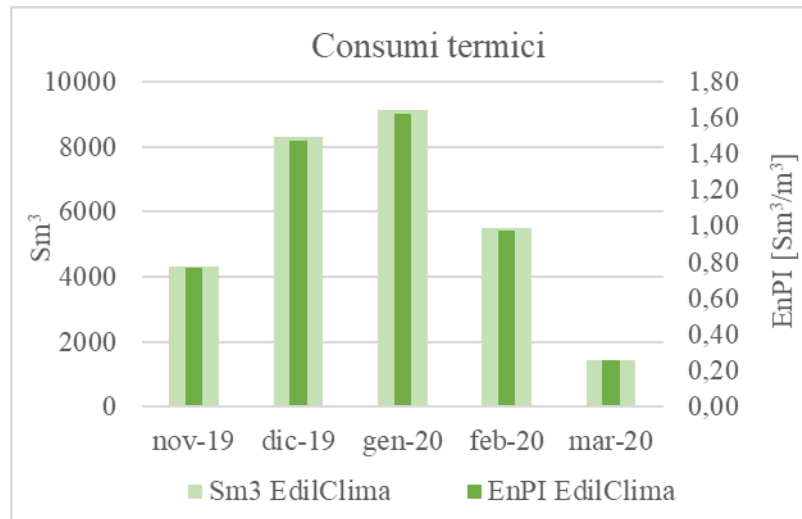


Figura 82: EnPIs EdilClima

I consumi e gli indicatori assumo per i mesi da novembre a marzo la classica forma a campana dovuta all'andamento delle temperature esterne; più rigide a dicembre e meno a marzo.

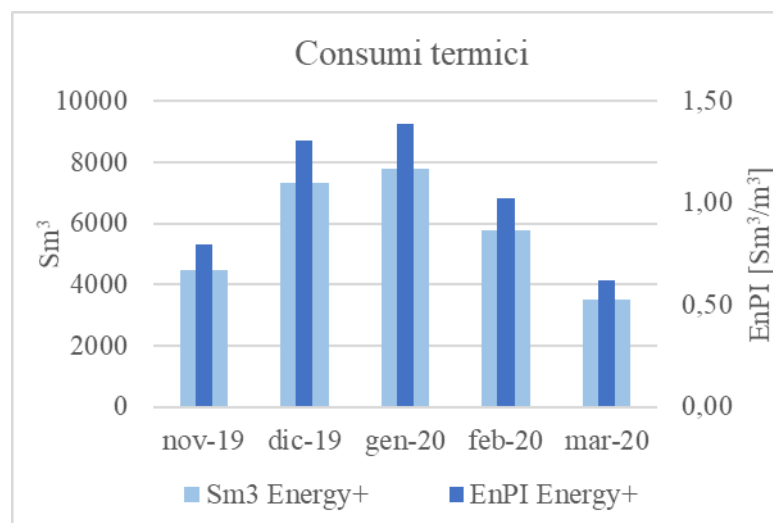


Figura 83: EnPIs EnergyPlus

Il grafico seguente illustra il confronto tra gli EnPIs ottenuti con EdilClima e con EnergyPlus. La differenza tra i consumi valutati con i due modelli è esigua, specialmente per il mese di febbraio. Bensì, a marzo si ha il maggior discostamento tra i due indicatori, dovuto ai diversi file meteo utilizzati; tuttavia questo divario rimane al di sotto dei $0,4 \frac{\text{Sm}^3}{\text{m}^3}$.

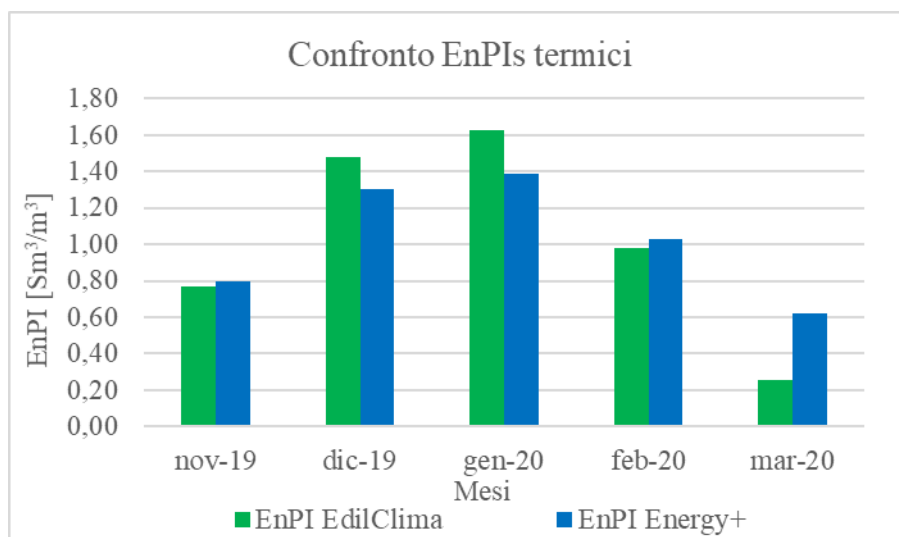


Figura 84: Confronto EnPIs termici

12.2 EnPIs ante e post efficientamento

Individuati i parametri che identificano le prestazioni energetiche dello stabilimento, si procede con la comparazione di questi con quelli derivanti dagli interventi di efficientamento energetico. In particolare, si ottiene una riduzione di circa il 16% dei consumi termici e del 4,7% circa per quelli elettrici; ottenendo un “Energy Performance Indicator” annuale globale di $88,35 \frac{\text{kWh}_{\text{elettrici}}}{\text{m}^2}$ e $45,07 \frac{\text{kWh}_{\text{termici}}}{\text{m}^2}$.

	Ante			Post			Riduzione in media
	Energy+	EdilClima	Excel	Energy+	EdilClima	Excel	
Indicatore EnPI consumi termici [kWh/m3]	49,27	48,99		40,53	41,51		-16,2%
Indicatore EnPI consumi termici [Sm3/m3]	5,14	5,11		4,23	4,33		-16,5%
Indicatore EnPI consumi elettrici [kWh/m2]	90,88		90,08	89,01		83,4	-4,7%

Tabella 74: Riduzione EnPIs dovuti agli interventi di efficientamento

Ogni qualvolta si realizzino degli interventi volti a migliorare l'efficienza energetica di un sistema produttivo, è consuetudine esprimere i risparmi conseguiti in termini di energia primaria. In questo modo si possono confrontare varie soluzioni d'efficientamento che agiscono su diversi vettori energetici. Per eseguire questa valutazione occorre convertire i consumi in un'unica unità di misura espressa in “Tonnellate Equivalenti di Petrolio” (tep).

	Ante			Post		Riduzione in media
	Bolletta	Energy+	EdilClima + Excel	Energy+	EdilClima + Excel	
Consumo [tep/anno]	100,14	95,57	95,46	91,39	88,49	-5,8%

Tabella 75: Riduzione in tep

Grazie agli interventi di efficientamento, il consumo annuo di energia primaria si è ridotto di circa il 5,8%. Inoltre, si è evitata l'emissione di circa 77 tonnellate di CO₂ equivalenti, calcolate secondo la norma UNI EN ISO 14064-1 [34] [35].

13. Conclusioni

Il presente elaborato è stato redatto con l'obiettivo di ricostruire il quadro energetico aziendale, andando ad esaminare i singoli assorbimenti specifici, secondo la norma UNI CEI EN ISO 50001.

Il requisito cruciale, che consente di ottenere un'accurata rappresentazione del profilo energetico, è l'acquisizione di dati puntuali riferiti ai singoli carichi. Tuttavia, nel sito oggetto di studio non si disponeva di questi, poiché non era stato installato un sistema di monitoraggio. Questo deficit è comune nelle Piccole e Medie imprese (PMI) che non sono obbligate ad eseguire una Diagnosi Energetica. Probabilmente la mancanza d'incentivi non sprona queste attività ad implementare un Sistema di Gestione dell'Energia.

Per ovviare a tale assenza, è stato necessario stimare dei coefficienti correttivi basandosi sulle informazioni disponibili in merito alla producibilità dell'impianto. Questa procedura è risultata essere ugualmente efficace, in quanto si sono riusciti a ricostruire i consumi, sia termici che elettrici, rimanendo al di sotto del 10% d'errore rispetto alla bollettazione. Per di più codesto esito è stato conseguito non soltanto per un singolo modello energetico, ma per tutti i software utilizzati, rendendo maggiormente significativi i risultati ottenuti.

Sebbene i margini d'incertezza riferiti ai consumi risultino modesti, rimane comunque vantaggioso inserire un sistema di monitoraggio, poiché consente di conoscere con maggior accuratezza gli assorbimenti specifici; in particolare quelli riferiti ai macchinari produttivi durante i periodi di lavorazione e di stand-by. Difatti, la stima delle percentuali di carico è stata eseguita utilizzando dei valori standard, che non hanno permesso di valutare l'efficienza dei singoli macchinari. Di conseguenza la quantificazione dei consumi durante il periodo di stand-by è stata anch'essa stimata, siccome il processo attuato per determinarla era dipendente dai fattori di carico.

Pertanto, non avendo a disposizione dei parametri misurati, la quantificazione dei consumi dovuti ad inefficienze si può discostare dalla realtà e di conseguenza i risparmi conseguibili dagli interventi di risparmio energetico potrebbero essere superiori a quelli calcolati. Dunque, l'installazione di un sistema di monitoraggio è di fondamentale importanza per apportare delle migliorie energetiche alla catena produttiva, la quale

risulta essere la sezione con i consumi maggiori; garantendo in tal modo un miglioramento continuo della prestazione energetica globale dello stabilimento. Inoltre, tramite il controllo strumentale si può intervenire tempestivamente qualora ci fossero degli assorbimenti anomali, specialmente per il macchinario T-mech che è risultato essere il più energivoro.

Uno strumento di supporto efficace per valutare con precisione questi parametri è il Protocollo Internazionale di Misura e Verifica delle Prestazioni (IPMVP), che congiunto alla norma UNI CEI EN ISO 50001 risulta essere un'ottima strategia per implementare correttamente un Sistema di Gestione dell'Energia.

Gli indicatori energetici EnPIs, valutati in riferimento allo stato di fatto e alla situazione post interventi di efficientamento, subiscono un decremento. Dunque, si può affermare di aver raggiunto l'obiettivo principale imposto dalla UNI CEI EN ISO 50001.

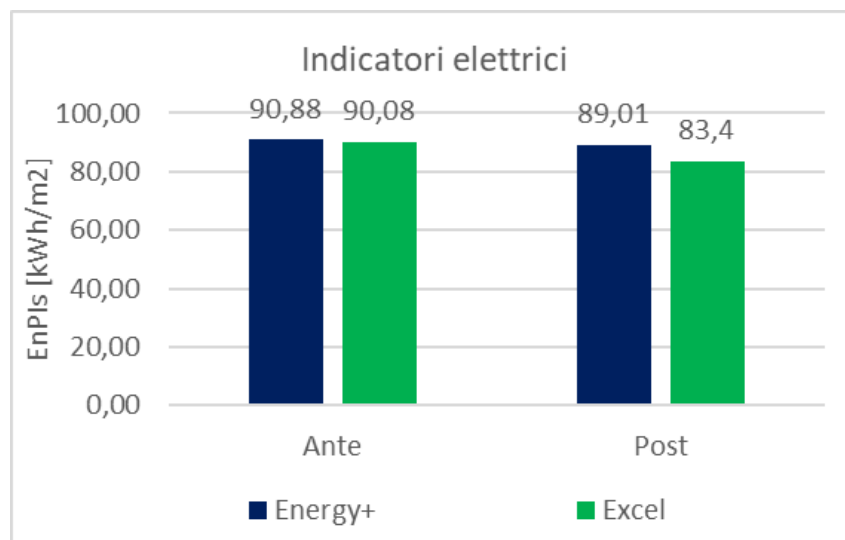


Figura 85: Confronto indicatori elettrici ante e post interventi di efficientamento

In particolare, si osserva che gli EnPIs ottenuti dai due modelli elettrici sono simili tra loro per lo stato di fatto, mentre sono leggermente differenti per la situazione post interventi. La causa di questa discrepanza è dovuta alle approssimazioni grossolane effettuate con Excel.

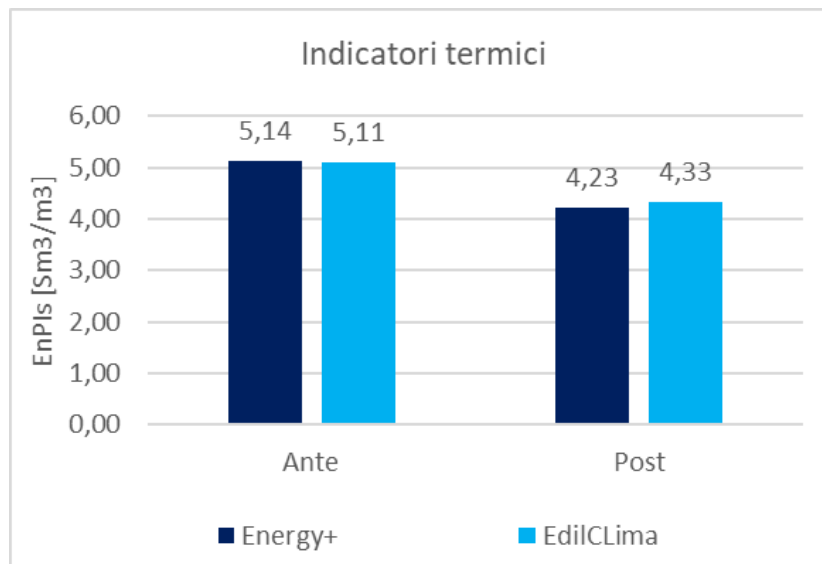


Figura 86: Confronto indicatori termici ante e post interventi di efficientamento

La comparazione tra il modello termico in regime semi-stazionario implementato con EdilClima, rispetto a quello dinamico simulato con EnergyPlus, ha condotto a ottimi risultati poiché gli indici di prestazione energetica sono affini. Pertanto, la valutazione dei consumi attraverso il calcolo in regime semi-stazionario, pur modellando i carichi con meno precisione, risulta di più semplice implementazione ma allo stesso tempo affidabile.

Gli interventi proposti hanno consentito di ottenere un risparmio economico; evitando al contempo l'emissione di 77 tonnellate di CO₂, che corrispondono a circa 2000 alberi piantati annualmente.

A valle dei risultati ottenuti, mi auguro che questo lavoro di tesi contribuisca a sensibilizzare le persone sul tema del risparmio energetico e possa essere uno spunto per tutte le aziende che vorranno implementare un Sistema di Gestione dell'Energia.

Bibliografia

- [1] ONU, «World Population Prospects: The 2017 Revision,» [Online]. Available: www.un.org. [Consultato il giorno 10 04 2020].

- [2] Wikipedia, «Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici,» 02 03 2020. [Online]. Available: <https://it.wikipedia.org>. [Consultato il giorno 12 04 2020].

- [3] EC, «Commissione europea,» [Online]. Available: www.ec.europa.eu. [Consultato il giorno 13 04 2020].

- [4] Eurostat, «Renewable energy statistics,» gennaio 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics. [Consultato il giorno 14 aprile 2020].

- [5] «Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO,» 11 dicembre 2018.

- [6] MISE, «Pubblicato il testo definitivo del Piano Energia e Clima (PNIEC),» Ministero dello sviluppo economico, 21 01 2020. [Online]. Available: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030>. [Consultato il giorno 14 04 2020].

- [7] IEA, «World Energy Outlook 2018,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>. [Consultato il giorno 12 04 2020].
- [8] E. G. S. M. Pietro Gabriele, Gestione dei sistemi energetici, Epics, 2018.
- [9] IEA, «Data and statistics,» [Online]. Available: [https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=Total%20primary%20energy%20supply%20\(TPES\)%20by%20source](https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=Total%20primary%20energy%20supply%20(TPES)%20by%20source). [Consultato il giorno 12 04 2020].
- [10] IEA, «Energy related CO2 emissions, 1990-2019, IEA, Paris,» [Online]. Available: www.iea.org/data-and-statistics/charts/energy-related-co2-emissions-1990-2019. [Consultato il giorno 13 04 2020].
- [11] IEA, «World Energy Model 2019,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-model>. [Consultato il giorno 13 04 2020].
- [12] TERNA. [Online]. Available: www.terna.it. [Consultato il giorno 05 05 2020].
- [13] Eurostat. [Online].
- [14] EDGAR. [Online].

- [15] Gazzetta ufficiale delle Comunità europee, DIRETTIVA 93/76/CEE DEL CONSIGLIO.

- [16] DIRETTIVA 96/61/CE DEL CONSIGLIO, 25 ottobre 2012.

- [17] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, DIRETTIVA 2003/87/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, 13 ottobre 2003 .

- [18] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, DIRETTIVA 2006/32/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, 5 aprile 2006.

- [19] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, DIRETTIVA 2009/29/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, 23 aprile 2009.

- [20] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, DIRETTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, 25 ottobre 2012.

- [21] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, DIRETTIVA (UE) 2018/2002 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, 11 dicembre 2018 .

- [22] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, DECRETO LEGISLATIVO 4 aprile 2006, n. 216.

- [23] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115.

- [24] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014, n. 102.

- [25] Ente Italiano di Normazione, UNI CEI EN 16247, 2012.

- [26] Ente Italiano di Normazione, UNI CEI EN ISO 50001, 2018.

- [27] E. V. Organization, IPMVP Statutory Review.

- [28] «UNI CEI EN 16247 - “Diagnosi energetiche”».

- [29] I. A. Portoraro, «Appunti del corso di Impiego Industriale dell’Energia».

- [30] ENEA, «Linee Guida e Manuale Operativo: Clusterizzazione, il rapporto di diagnosi ed il piano di monitoraggio,» 03/05/2019.

- [31] FIRE, «Federazione italiana per l'uso razionale dell'energia,» [Online]. Available: <https://fire-italia.org>. [Consultato il giorno 2020 04 23].

- [32] EVO, «Concetti base - protocollo internazionale di verifica e misura delle prestazioni,» Settembre 2017.

- [33] M. Perino, «Dispende del corso di "Energy saving and comfort building",» 2019.

- [34] ISPRA, «Fattori di emissione atmosferica di gas ad effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei,» 2019.

- [35] ISPRA, «Tabella parametri standard nazionali per il monitoraggio e la comunicazione di gas ad effetto serra ai sensi del decreto legislativo n°30 del 2013,» 2019.