

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale

La Diagnosi Energetica ai sensi del D.Lgs 102/14 Il caso della Stamperia di Govone



Relatori

Professor Salvatore Mancò

Ing. Francesco Fileti

Candidato

Simone Corrias

Marzo 2020

Ai Miei Nonni:

Secondo

Maddalena

Maria Rosa

Antonio

Indice

1. Descrizione Normativa	12
1.1 Contesto europeo	12
1.2 Contesto italiano	17
2. Diagnosi secondo le linee guida ENEA	20
2.1 Individuazione del soggetto obbligato	20
2.2 Individuazione dei siti oggetto di diagnosi	21
2.3 Struttura del rapporto di diagnosi	23
2.4 Schema energetico aziendale secondo ENEA	25
2.5 La strategia di monitoraggio	29
3. Caso studio: Diagnosi presso la Stamperia di Govone Srl	32
3.1 Processo produttivo.....	34
3.2 Analisi dati di produzione.....	38
3.3 Descrizione utenze elettriche	39
3.4 Descrizione utenze termiche	43
3.5 Analisi dei consumi aziendali	45
3.5.1 Consumi di energia elettrica	46
3.5.2 Consumi di energia termica	54
3.6 Descrizione strategia di monitoraggio	59
3.7 Struttura energetica aziendale	62
3.7.1 Validazione modello elettrico	65
3.7.2 Modello elettrico aziendale.....	68
3.7.3 Validazione modello termico.....	71
3.7.4 Modello termico aziendale.....	72
3.8 Caratterizzazione consumi energetici	75
3.8.1 Caratterizzazione energia elettrica intero stabilimento.....	76
3.8.2 Caratterizzazione energia elettrica per reparto produttivo.....	84
3.8.3 Caratterizzazione gas naturale intero stabilimento	85
3.8.4 Caratterizzazione gas naturale per area funzionale.....	89

3.8.5 Caratterizzazione utenze vapore	90
3.9 Indici di prestazione energetica	92
4. <i>Interventi di efficienza energetica</i>	95
4.1 Strumenti per l'analisi economica degli interventi	96
4.2 Interventi relativi la produzione dell'aria compressa	100
4.2.1 Ricerca e riduzione fughe aria compressa	102
4.2.2 Installazione inverter su compressori a velocità fissa.....	107
4.2.3 Ottimizzazione logica compressori.....	111
4.3 Parzializzazione circuito di distribuzione del vapore	115
4.4 Impianto Fotovoltaico.....	126
4.5 Impianto di Cogenerazione	131
4.6 Implementazione SGE secondo la ISO 50001	140
5 <i>Conclusioni</i>	145
<i>Bibliografia</i>	148

Indice delle figure

FIGURA 1 INDICE ODEX ITALIANO DAL 2000 AL 2016 (FONTE ODYSSEE).....	10
FIGURA 2 SCHEMA FUNZIONALE DELLA REDAZIONE DI UNA DIAGNOSI ENERGETICA	16
FIGURA 3 CLUSTERIZZAZIONE ENEA PER SETTORE INDUSTRIALE	22
FIGURA 4 SCHEMA DELLA STRUTTURA ENERGETICA AZIENDALE (FONTE ENEA).....	27
FIGURA 5 SCHEMA FUNZIONALE ANALISI SISTEMA DI MONITORAGGIO (FONTE ENEA).....	31
FIGURA 6 PLANIMETRIA SITO PRODUTTIVO.....	33
FIGURA 7 DIAGRAMMA DI FLUSSO DEL PROCESSO PRODUTTIVO.....	37
FIGURA 8 ANDAMENTO LAVORAZIONI MENSILI	39
FIGURA 9 RIPARTIZIONE PERCENTUALE CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA	45
FIGURA 10 ANDAMENTI MENSILI PRELIEVI ENERGIA ATTIVA	47
FIGURA 11 FASCE ORARIE PEAK E OFF PEAK	48
FIGURA 12 FASCE ORARIE F1, F2, F3	48
FIGURA 13 CARPET PLOT CONSUMI ANNO 2018	49
FIGURA 14 CURVA DI CARICO MEDIA SETTIMANALE	50
FIGURA 15 CURVA DI CARICO MEDIA GIORNALIERA.....	51
FIGURA 16 CUMULATA DEI CARICHI ELETTRICI 2018	51
FIGURA 17 SPESA MENSILE ENERGIA ELETTRICA ANNO 2018	52
FIGURA 18 RIPARTIZIONE PERCENTUALE VOCI DI COSTO ENERGIA ELETTRICA.....	53
FIGURA 19 ANDAMENTI MENSILI CONSUMI GAS NATURALE	55
FIGURA 20 DIAGRAMMA DI FLUSSO UTILIZZI GAS NATURALE.....	56
FIGURA 21 CONSUMI MENSILI DI VAPORE 2018	57
FIGURA 22 RIPARTIZIONE PERCENTUALE VOCI DI COSTO GAS NATURALE	59
FIGURA 23 SCHEDA TECNICA METER ELETTRICO	60
FIGURA 24 STRUTTURA DEL VETTORE ELETTRICO AZIENDALE.....	63
FIGURA 25 STRUTTURA DEL VETTORE TERMICO AZIENDALE.....	64
FIGURA 26 RIPARTIZIONE CONSUMI ELETTRICI 2018 AL LIVELLO "C"	69
FIGURA 27 RIPARTIZIONE CONSUMI ELETTRICI 2018 - ATTIVITÀ PRINCIPALI	69
FIGURA 28 RIPARTIZIONE CONSUMI ELETTRICI 2018 - SERVIZI AUSILIARI	70
FIGURA 29 RIPARTIZIONE CONSUMI ELETTRICI 2018 - SERVIZI GENERALI.....	71
FIGURA 30 RIPARTIZIONI CONSUMI GAS NATURALE 2018 AL LIVELLO "C"	73
FIGURA 31 RIPARTIZIONE CONSUMI TERMICI 2018 - ATTIVITÀ PRINCIPALI	73
FIGURA 32 REGRESSIONE LINEARE DEI CONSUMI ELETTRICI MENSILI IN FUNZIONE DEI METRI LAVORATI (2016-2018).....	78
FIGURA 33 DIAGRAMMA CUSUM PERIODO DI RIFERIMENTO 2016/2018 ENERGIA ELETTRICA-METRI LAVORATI	80

FIGURA 34 CARTA DI CONTROLLO CUSUM TABULARE PERIODO DI RIFERIMENTO A (NODO 1)	81
FIGURA 35 CARTA DI CONTROLLO CUSUM TABULARE PERIODO DI RIFERIMENTO B (NODO 2).....	82
FIGURA 36 CARTA DI CONTROLLO CUSUM TABULARE PERIODO DI RIFERIMENTO A (NODO 3)	82
FIGURA 37 CARATTERIZZAZIONI CONSUMO ENERGIA ELETTRICA ANNI 2016/2018	83
FIGURA 38 REGRESSIONE LINEARE DEI CONSUMI DI GAS MENSILI IN FUNZIONE DEI METRI LAVORATI (2016-2018).....	86
FIGURA 39 REGRESSIONE LINEARE DEI CONSUMI DI GAS MENSILI IN FUNZIONE DEI GRADI GIORNO (2016- 2018)	86
FIGURA 40 DIAGRAMMA CUSUM PERIODO 2016/2018 GAS NATURALE-METRI LAVORATI / GRADI GIORNO	87
FIGURA 41 CARTA DI CONTROLLO CUSUM TABULARE PERIODO DI RIFERIMENTO A (NODO 1)	88
FIGURA 42 CARTA DI CONTROLLO CUSUM TABULARE PERIODO DI RIFERIMENTO B (NODO 2).....	88
FIGURA 43 CONSUMI TERMICI MENSILI DELLE MACCHINE DI PRODUZIONE IN FUNZIONE DEI METRI LAVORATI (2018)	90
FIGURA 44 CONSUMI DI VAPORE TECNICO IN RELAZIONE AI METRI LAVORATI (2018).....	91
FIGURA 45 CONSUMI DI VAPORE AD USO RISCALDAMENTO IN RELAZIONE AI GRADI GIORNO (2018)	92
FIGURA 46 CURVA DELLA POTENZA PRELEVATA DALLA SALA COMPRESSORI IN UNA SETTIMANA TIPO ...	101
FIGURA 47 CORRELAZIONE CONSUMI ELETTRICI COMPRESSORI E PRODUZIONE INDUSTRIALE (PERIODO 2016/2018).....	102
FIGURA 48 FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI PROPOSTA DI INTERVENTO 1.....	106
FIGURA 49 CONFRONTO CONSUMI COMPRESSORI VELOCITÀ FISSA E VARIABILE (VSD)	107
FIGURA 50 FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI PROPOSTA DI INTERVENTO 2.....	110
FIGURA 51 CARATTERISTICHE DI REGOLAZIONE PARCO COMPRESSORI.....	111
FIGURA 52 DIAGRAMMA NUOVA GESTIONE DEI COMPRESSORI.....	112
FIGURA 53 FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI PROPOSTA DI INTERVENTO 3.....	114
FIGURA 54 GEOMETRIA CILINDRICA CASO DI STUDIO	117
FIGURA 55 FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI PROPOSTA DI INTERVENTO 4.....	126
FIGURA 56 PRODUCIBILITÀ MENSILE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	128
FIGURA 57 FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI PROPOSTA DI INTERVENTO 5.....	129
FIGURA 58 CONFRONTO EFFICIENZA ENERGETICA COGENERAZIONE E METODO TRADIZIONALE	131
FIGURA 59 PROFILO ELETTRICO ORARIO AZIENDALE (2018).....	132
FIGURA 60 PROFILO TERMICO MENSILE AZIENDALE (2018)	132
FIGURA 61 PRODUZIONE ELETTRICA ORARIA DEL COGENERATORE (BASE DATI 2018)	134
FIGURA 62 CURVA CUMULATA DI DURATA ELETTRICA DEL COGENERATORE (BASE DATI 2018)	134
FIGURA 63 FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI PROPOSTA DI INTERVENTO 6.....	138
FIGURA 64 MODELLO DI SISTEMA DI GESTIONE DELL'ENERGIA (PDCA)	140
FIGURA 65 SCHEMA PIANIFICAZIONE ENERGETICA	141
FIGURA 66 FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI PROPOSTA DI INTERVENTO 7.....	144

FIGURA 67 RAPPRESENTAZIONE GRAFICA ENTITÀ DEGLI INTERVENTI	146
--	-----

Indice delle tabelle

TABELLA 1 ELENCO FATTORI DI CONVERSIONE IN ENERGIA PRIMARIA (FONTE ENEA)	27
TABELLA 2 SOGLIE PERCENTUALI DI COPERTURA DEI PIANI DI MONITORAGGIO (FONTE ENEA)	30
TABELLA 3 METRI LAVORATI PER AREA FUNZIONALE (ANNI 2016 - 2018)	38
TABELLA 4 UTENZE ELETTRICHE PROCESSO PRODUTTIVO	41
TABELLA 5 UTENZE ELETTRICHE SISTEMI AUSILIARI	41
TABELLA 6 UTENZE ELETTRICHE SISTEMI GENERALI	42
TABELLA 7 UTENZE TERMICHE ATTIVITÀ PRINCIPALI	43
TABELLA 8 UTENZE TERMICHE SERVIZI AUSILIARI	44
TABELLA 9 UTENZE TERMICHE SERVIZI GENERALI	44
TABELLA 10 CONSUMI E FATTORI DI CONVERSIONE IN ENERGIA PRIMARIA (2018)	45
TABELLA 11 CONSUMI MENSILI ENERGIA ELETTRICA ATTIVA	46
TABELLA 12 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA SUDDIVISI IN FASCE (2018)	48
TABELLA 13 SUDDIVISIONE VOCI DI COSTO BOLLETTA ELETTRICA GIUGNO 2019	53
TABELLA 14 CONSUMI GAS NATURALE MENSILI	54
TABELLA 15 SPESA MENSILE GAS NATURALE 2018	58
TABELLA 16 SUDDIVISIONE VOCI DI COSTO BOLLETTA GAS NATURALE GIUGNO 2019	58
TABELLA 17 CONSUMI UTENZE ELETTRICHE MONITORATE (PRIMI 4 MESI 2019)	61
TABELLA 18 ELENCO UTENZE MODELLO ELETTRICO	67
TABELLA 19 IDENTIFICAZIONE ATTIVITÀ MODELLO ELETTRICO	68
TABELLA 20 ELENCO UTENZE MODELLO TERMICO	72
TABELLA 21 IDENTIFICAZIONE ATTIVITÀ MODELLO TERMICO	72
TABELLA 22 ANALISI DI REGRESSIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA DI STABILIMENTO IN FUNZIONE DEI METRI LAVORATI PER OGNI REPARTO PRODUTTIVO (1)	84
TABELLA 23 ANALISI DI REGRESSIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA DI STABILIMENTO IN FUNZIONE DEI METRI LAVORATI PER OGNI REPARTO PRODUTTIVO (2)	85
TABELLA 24 ENPI GENERALI E SPECIFICI ENERGIA ELETTRICA (ANNO 2018)	93
TABELLA 25 ENPI GENERALI E SPECIFICI GAS NATURALE (ANNO 2018)	94
TABELLA 26 IPOTESI CASO STUDIO FUGHE ARIA COMPRESSA	105
TABELLA 27 RISULTATI ANALISI FUGHE ARIA COMPRESSA	105
TABELLA 28 ENTITÀ POSSIBILI RISPARMI	106
TABELLA 29 SINTESI DATI ECONOMICI PROPOSTA DI INTERVENTO 1	106
TABELLA 30 DATI TECNICI DI TARGA PARCO COMPRESSORI	107
TABELLA 31 ORE FUNZIONAMENTO CARICO/VUOTO PARCO COMPRESSORI	108

TABELLA 32 STIMA CONSUMI E ORE FUNZIONAMENTO COMPRESSORI ANNO 2018	109
TABELLA 33 STIMA ENERGIA E SPESA CARICO/VUOTO COMPRESSORI ANNO 2018.....	109
TABELLA 34 SINTESI DATI ECONOMICI PROPOSTA DI INTERVENTO 2.....	110
TABELLA 35 STIMA VOLUMI PRODUZIONE ARIA 2018	113
TABELLA 36 STIMA CONSUMI CON NUOVA LOGICA GESTIONE SALA COMPRESSORI	113
TABELLA 37 SINTESI DATI ECONOMICI PROPOSTA DI INTERVENTO 3.....	114
TABELLA 38 IPOTESI DATI ESERCIZIO IMPIANTO VAPORE	116
TABELLA 39 DETTAGLIO RISPARMIO ENERGETICO PER FUGHE DI VAPORE	116
TABELLA 40 IPOTESI VALORIZZAZIONE RISPARMI DOVUTI ALLA COIBENTAZIONE	119
TABELLA 41 DISPERSIONI EVITATE ATTRAVERSO LA COIBENTAZIONE (TECNOLOGICO VECCHIO)	120
TABELLA 42 DISPERSIONI EVITATE ATTRAVERSO LA COIBENTAZIONE (TECNOLOGICO NUOVO)	121
TABELLA 43 DISPERSIONI EVITATE ATTRAVERSO LA COIBENTAZIONE (TOTALE RETE)	121
TABELLA 44 IPOTESI CONTENUTO ENERGETICO RICAMBI DI VAPORE	122
TABELLA 45 RISPARMI PER EVITATO MANTENIMENTO DELLE TUBAZIONI (TECNOLOGICO VECCHIO).....	123
TABELLA 46 RISPARMI PER EVITATO MANTENIMENTO DELLE TUBAZIONI (TECNOLOGICO NUOVO)	124
TABELLA 47 RISPARMI PER EVITATO MANTENIMENTO DELLE TUBAZIONI (TOTALE RETE)	125
TABELLA 48 RIEPILOGO VALUTAZIONI RISPARMI ANNUALI INTERVENTO VAPORE	125
TABELLA 49 SINTESI DATI ECONOMICI PROPOSTA DI INTERVENTO 4.....	125
TABELLA 50 CARATTERISTICHE MODULO FOTOVOLTAICO	127
TABELLA 51 DATI TECNICI IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	127
TABELLA 52 DATI PRODUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	128
TABELLA 53 BENEFICI IMPIANTO FV	129
TABELLA 54 SINTESI DATI ECONOMICI PROPOSTA DI INTERVENTO 5.....	130
TABELLA 55 DATI DI TARGA COGENERATORE BLUEPOWER E1560	133
TABELLA 56 BILANCIO ENERGETICO ANNUALE COGENERATORE COGENERATORE	135
TABELLA 57 RENDIMENTI UTILI AL CALCOLO DEL PES.....	136
TABELLA 58 BILANCIO ECONOMICO DI ESERCIZIO ANTE E POST-INTERVENTO	137
TABELLA 59 BENEFICI IMPIANTO COGENERATIVO	138
TABELLA 60 SINTESI DATI ECONOMICI PROPOSTA DI INTERVENTO 6.....	138
TABELLA 61 SINTESI DATI ECONOMICI PROPOSTA DI INTERVENTO 7.....	144
TABELLA 62 SINTESI RISPARMI ENERGETICI ED ECONOMICI PER AREA DI INTERVENTO	145

Introduzione

Il tema della riduzione dei consumi energetici, dell'inquinamento ambientale e dell'effetto serra non è mai stato così attuale. In seguito alla scadenza del primo periodo di impegno previsto dal “Protocollo di Kyoto”, trattato in cui la maggior parte delle nazioni mondiali si impegnavano a ridurre le emissioni di elementi inquinanti, tra cui i gas effetto serra, l'Unione Europea si è a propria volta imposta una strategia decennale, nominata “Piano 20 20 20”, con l'ambizioso obiettivo di ridurre le proprie emissioni di gas serra del 20%, alzare al 20% l'energia prodotta da fonti rinnovabili e avere un incremento del risparmio energetico, in termini di energia primaria consumata, pari al 20%; il tutto entro il 2020.

Nel 2015 si è svolta a Parigi la “Conferenza sui cambiamenti climatici”, denominata anche COP 21. Vi hanno preso parte 195 paesi ed è terminata con un patto globale, chiamato “Accordo di Parigi”, quest'ultimo si pone l'obiettivo di contenere al di sotto di 2°C l'aumento della temperatura rispetto a quella dell'era preindustriale.

Per quanto riguarda il cammino dell'Italia, il nostro paese seguirà le linee definite dalla “Strategia per un'Unione dell'energia”, politica europea basata su cinque pilastri: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia completamente integrato, ricerca e innovazione.

L'Italia si sta rivelando una delle nazioni europee più sensibili nell'ambito del risparmio energetico e della produzione di energia da fonte rinnovabile; nel 2017 i consumi finali lordi complessivi di energia erano di 120 Mtep e la quota dei consumi coperta da FER (fonti energetiche rinnovabili) era del 18,3%, valore superiore all'obiettivo associato all'Italia dalla direttiva comunitaria. Per valutare l'entità dei miglioramenti riguardo l'efficienza energetica si fa riferimento all'indice di efficienza energetica ODEX (sviluppato dal progetto europeo ODYSSEE-MURE), quest'ultimo viene definito a livello di singoli settori (industria, trasporti, residenziale) ed è definito aggregando le variazioni dei consumi energetici di ogni singolo sottosettore attraverso la media ponderata (usando pesi uguali alla quota di consumo di ogni sottosettore); l'indice ODEX è posto pari a 100 per l'anno di riferimento, il valore degli anni successivi definisce se c'è stato un miglioramento (diminuzione dell'indice) o un peggioramento (aumento dell'indice) percentuale nell'efficienza energetica rispetto all'anno di riferimento. Nel periodo 2000-2016 l'indice ODEX totale italiano ha subito una riduzione da 100 (nel 2000, anno di riferimento) a circa

93 nel 2016, a riprova del miglioramento raggiunto nell'efficienza energetica, come si può notare dalla Figura 1.

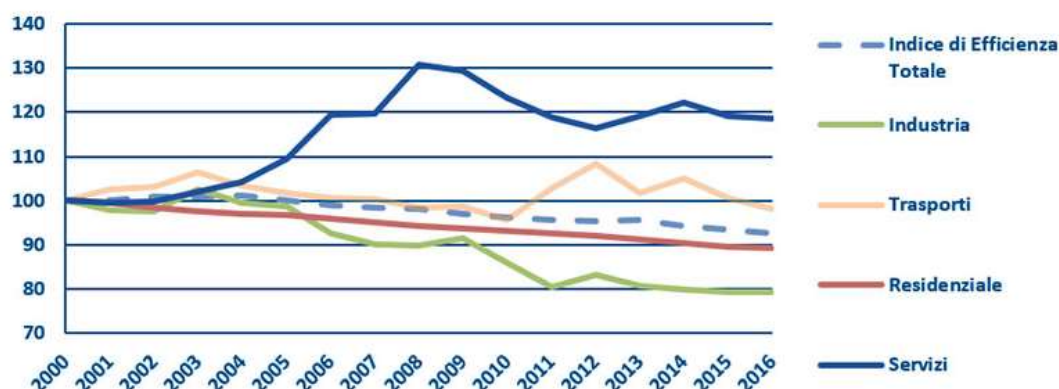


Figura 1 Indice ODEX italiano dal 2000 al 2016 (fonte ODYSSEE)

Nel medesimo periodo è l'industria il settore che ha maggiormente contribuito all'efficienza energetica, come si può notare dalla Figura 1, con un incremento pari a 20,7% rispetto all'anno 2000; è evidente di come i miglioramenti in questo settore non siano stati costanti, a causa soprattutto della crisi e quindi della diminuzione della produzione. Si può notare come a partire dal 2011 l'indice relativo al settore industriale sia rimasto costante e non abbia più subito miglioramenti.

Questa tesi si propone proprio di andare a descrivere il piano energetico industriale, con particolare riferimento all'ambito tessile, e di come le aziende hanno reagito al D.Lgs, 102/14, cercando, inoltre, soluzioni per ridurre i consumi energetici ed efficientarne i processi. Essa descriverà in primo luogo la situazione normativa europea e italiana sull'efficienza energetica, attraverso un confronto tra le due ed un'analisi critica rispetto al presente; successivamente verranno descritte le linee guida definite da ENEA per lo sviluppo e la redazione delle Diagnosi Energetiche (strumento normativo individuato nell'art. 8 del Decreto Legislativo n°102 del 2014 come una delle principali azioni per migliorare l'uso dell'energia in un contesto industriale), infine, l'ultimo blocco verterà su di un confronto tra soluzioni di efficienza energetica in ambito industriale, frutto dell'esperienza lavorativa effettuata in Energon-Trade (Energy Service Company), a servizio dell'azienda tessile Stamperia di Govone Srl, facente parte del Gruppo Miroglio. Oltre alla descrizione e alla redazione del potente strumento delle diagnosi, l'obiettivo principale di questa tesi è quindi quella di individuare possibili interventi di efficienza energetica su alcune delle macchine e dei sistemi più comuni, più nello specifico del settore

tessile, così da essere utilizzati in futuro come base di partenza per la redazione di audit o diagnosi energetiche.

1. Descrizione Normativa

In questo capitolo verranno descritte le diverse normative vigenti sull'efficienza energetica, partendo da quella Europea la serie di norme EN 16247 e arrivando nel particolare a quella italiana, il Decreto legislativo 102 del 2014, con cui il nostro paese ha recepito la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

1.1 Contesto europeo

La storia della normativa europea per quanto riguarda l'uso dell'energia comincia più di quaranta anni fa con la crisi petrolifera del 1973, avvenimento per cui l'Unione Europea ha dovuto mettere in primo piano il problema del consumo dell'energia e gettare le basi per una strategia energetica volta alla riduzione dei consumi energetici. L'evoluzione storica, unita a quella normativa, ha portato l'Unione a redigere e adottare nel 2012, la serie di norme UNI CEI EN 16247.

La serie di norme EN 16247 stabilisce quali sono i requisiti minimi e fornisce indicazioni per effettuare diagnosi energetiche; questo pacchetto ha l'intento di sostenere le aziende dell'unione europea nel rispettare gli obiettivi posti dalla direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, la quale definisce le regole per ridurre i consumi energetici e garantire un migliore e più efficiente uso dell'energia in ogni sua forma.

La serie di norme si suddivide in 5 parti:

- UNI CEI EN 16247-1 che definisce quali sono i requisiti minimi di una diagnosi, comuni a tutte le tipologie
- UNI CEI EN 16247-2 che definisce quali sono i requisiti delle diagnosi specifici per gli edifici
- UNI CEI EN 16247-3 che definisce quali sono i requisiti delle diagnosi specifici per cui l'uso di energia è dovuto al processo
- UNI CEI EN 16247-4 che definisce quali sono i requisiti delle diagnosi specifici per il settore dei trasporti

- UNI CEI EN 16247-5 che definisce quali siano le competenze dell'auditor energetico

Nella prima norma della serie si definisce che lo scopo dell'audit energetico è quello di identificare i flussi energetici consumati all'interno dell'azienda / edificio residenziale / sistema di trasporto, in maniera tale da calcolarne il potenziale del miglioramento dell'efficienza energetica. Si definiscono inoltre i requisiti che la diagnosi deve avere, ovvero:

- Precisa: essa deve essere appropriata allo scopo prefissato
- Completa: essa deve definire in modo completo tutta l'organizzazione e il processo energetico dell'oggetto sotto esame
- Rappresentativa: essa deve basarsi su dati reali in numero sufficiente per costruire un bilancio energetico veritiero; bisogna che il modello ricavato sia compatibile con i consumi reali dell'oggetto in esame
- Tracciabile: ogni calcolo, ipotesi o analisi dei dati deve essere tracciabile; si deve poter risalire, tramite i calcoli svolti, a come il modello è stato eseguito
- Utile: essa deve includere un'analisi costi-benefici per ogni opportunità di intervento identificata; gli interventi devono essere seguiti da un'opportuna documentazione, specifica per gli obiettivi e differenziata in funzione del settore di applicazione
- Verificabile: in modo da permettere alle organizzazioni competenti di monitorare il raggiungimento degli obiettivi preposti dagli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica; questo è raggiungibile attraverso l'implementazione di strumenti di misura per verificare l'efficacia degli interventi

La norma, inoltre, schematizza e descrive dettagliatamente i processi dell'audit che porteranno poi alla stesura del documento finale della diagnosi energetica, i quali verranno esplicitati di seguito.

- Contatto preliminare: l'auditor energetico dovrà prima di tutto concordare con l'azienda quale sarà l'obiettivo e lo scopo della diagnosi, dovrà definire quale sarà il grado di accuratezza e le tempistiche che si avranno per la stesura della stessa;

bisognerà concordare: sui criteri economici per la valutazione dei miglioramenti dell'efficienza energetica (ad esempio la lunghezza del pay back period) e sulla possibilità di fare misure e ispezioni nel sito sottoposto a diagnosi; inoltre il responsabile dovrà richiedere informazioni riguardanti: il contesto dell'audit energetico, eventuali vincoli che possano modificare lo scopo finale della diagnosi, il sistema di gestione (che esso sia ambientale, energetico, ecc..) e il formato del report che l'azienda desidera ricevere.

- Incontro di avvio: lo scopo di questo primo incontro è quello di ragguagliare tutte le parti coinvolte degli obiettivi e dei limiti dell'audit energetico; l'auditor deve richiedere all'organizzazione: di nominare una persona all'interno di essa responsabile di fornire informazioni e supporto all'auditor stesso, di informare il personale interessato dalla diagnosi e assicurare la cooperazione tra le parti coinvolte; il responsabile dell'audit deve, inoltre, concordare con l'azienda le modalità di accesso al sito, le risorse e i dati da ricevere, eventuali richieste e procedure da seguire per l'installazione dei misuratori, accettare e seguire le regole di sicurezza aziendali.
- Raccolta dati: l'auditor deve raccogliere, se disponibili, dati riguardo tutti i sistemi che consumano energia e i processi utilizzati nel sistema, i dati storici dell'energia consumata (bollette) e fattori di aggiustamento, eventuali operazioni che nel tempo possono aver modificato il consumo di energia, i report delle precedenti diagnosi energetiche e infine lo stato del sistema di gestione dell'energia.
- Attività in campo: bisogna ispezionare il sito in oggetto attraverso sopralluoghi così da poter valutare i consumi energetici del sito, sempre in relazione allo scopo e all'accuratezza discussa in precedenza, capire a fondo le operazioni di routine e il comportamento degli utilizzatori, così da comprendere il loro impatto sull'efficienza energetica e in modo da stilare una lista di idee preliminari per l'opportunità di migliorie nell'ambito dell'efficienza; l'auditor deve assicurarsi che le misure e le osservazioni siano fatte in maniera attendibile e che rappresentino le normali condizioni di utilizzo, sotto le opportune condizioni atmosferiche, è inoltre possibile attuare misure al di fuori delle normali condizioni di utilizzo (ad esempio durante i periodi di shut down). Deve essere consentito all'auditor di poter accedere

a qualsiasi disegno, manuale, eventuali risultati di test di funzionamento che sono stati effettuati o altra documentazione tecnica riguardante gli impianti aziendali.

- Analisi: durante questa fase il responsabile della diagnosi deve stabilire l'attuale performance del sito sottoposto all'audit, quest'ultima sarà poi utilizzata come energy baseline da cui partire per poter fare gli interventi di efficientamento; secondo la norma, l'analisi deve contenere una scomposizione dei consumi energetici per uso e fonte, descrivere in maniera completa i flussi d'energia, definire il bilancio energetico del sito, descrivere il diagramma temporale della richiesta di energia e infine valutare l'efficienza energetica attraverso la valutazione di opportuni indici di performance energetica da confrontare con quelli standard.
- Report: nel riportare i risultati della diagnosi effettuata, l'auditor energetico deve assicurarsi che esso soddisfi il livello di accuratezza e la qualità richiesta dall'organizzazione, riassumere tutte le informazioni riguardanti le misure effettuate (qualità dei dati, logica della misura, contributo all'analisi, difficoltà incontrate sul campo), riportare ogni assunzione fatta se l'analisi si è basata su calcoli, simulazioni o stime. Il rapporto finale deve contenere i dati generali dell'organizzazione sotto audit, l'analisi dei consumi energetici, informazioni sul sistema di misura (nella situazione attuale), una graduatoria degli interventi di efficienza energetica proposti (ognuno di essi corredato dal dettaglio e piano di intervento, una appropriata analisi economica con le assunzioni usate nei calcoli e possibili misure da attuare nel post-intervento per verificare i reali risparmi), ed infine le eventuali conclusioni ottenute.
- Incontro finale: in quest'ultima fase il responsabile della diagnosi deve consegnare il rapporto concluso sull'audit, presentare i risultati e le conclusioni ottenute in maniera tale che siano comprensibili all'organizzazione; bisogna inoltre consegnare ad ENEA un modulo Excel con i valori più importanti ricavati dall'audit (tra cui consumi generali e produzione per l'anno di riferimento), insieme, ovviamente, al rapporto di diagnosi in formato elettronico.

In Figura 2 si può vedere lo schema tipico da seguire passo passo per completare un audit energetico, secondo quanto detto prima.

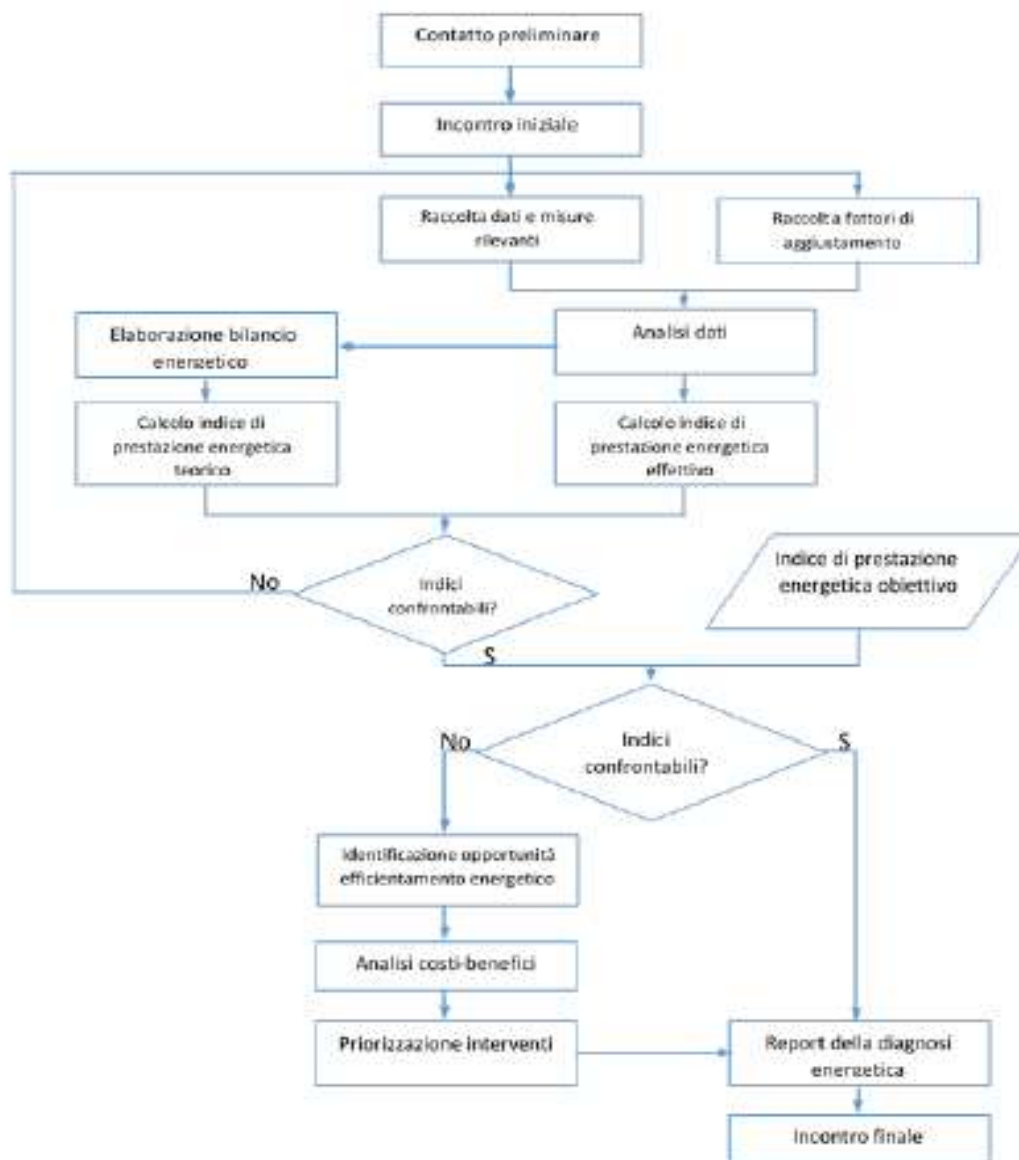


Figura 2 Schema funzionale della redazione di una diagnosi energetica

La norma che più interessa per l'ambito in cui questa tesi vuole spaziare è ovviamente la terza, quella riguardante l'industria; quest'ultima definisce i requisiti, la metodologia e l'opportuna documentazione da produrre di una diagnosi energetica nell'ambito di un processo.

L'ultima norma, la quinta, specifica le competenze che il responsabile dell'audit deve possedere per eseguire in modo efficace una diagnosi che rispetti i requisiti sottoposti nella prima parte della normativa ed integrata nel caso dalle parti 2-3-4, specifiche per i propri settori di competenza. Viene specificato che essa stessa può essere utilizzata per definire uno schema nazionale di qualificazione della figura dell'Energy Auditor. Scendendo più

nel particolare la normativa specifica che l'auditor può essere una persona fisica, una squadra di persone o una persona giuridica, deve assicurare un lavoro competente, confidenziale e oggettivo; viene anche specificato che l'auditor può anche rivolgersi e quindi subappaltare il lavoro di diagnosi a terzi. Il responsabile deve essere trasparente, dimostrare di non avere conflitti di interesse verso l'azienda oggetto di diagnosi, agire in accordo alla serie di norme EN 16247 ed essere capace di gestire ed attuare l'intero processo di diagnosi. Questa figura deve dimostrare di mantenere e implementare sempre le sue capacità e competenze, e, se richiesto da schemi nazionali, deve seguire un corso di formazione. Le capacità e le competenze che esso deve possedere sono:

- La conoscenza del processo di diagnosi energetica
- Le competenze relative alle diverse risorse energetiche in esame
- Le competenze in relazione alla normativa in materia
- La capacità di analisi dei dati e di riportare i risultati in maniera comprensibile
- La capacità di definire gli indicatori energetici
- Le competenze economico-finanziarie minime per poter valutare gli opportuni indicatori
- La capacità di relazionarsi ed interagire con il personale delle organizzazioni
- Le competenze di gestione operativa degne di un project manager

1.2 Contesto italiano

L'Italia non è stata di certo a guardare, ha attuato, infatti, la direttiva europea 2012/27/UE, attraverso il decreto legislativo n°102 del 4/7/2014, , esso stabilisce un quadro di misure per la promozione ed il miglioramento dell'efficienza energetica il cui fine è il conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico (riduzione entro il 31 dicembre 2020 di 20 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio di energia primaria); questo decreto inoltre, pone delle basi per rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a eliminare le mancanze del mercato che limitano l'efficienza negli usi finali dell'energia.

È più precisamente nell'articolo 8 del suddetto decreto che viene sancito l'obbligo delle diagnosi energetiche; il provvedimento, infatti, impone alle grandi imprese e alle imprese energivore l'obbligo di diagnosi energetica nei siti produttivi situati sul territorio italiano

entro il 5 dicembre 2015 e successivamente ogni 4 anni. Questo vincolo può però essere aggirato a patto che l'azienda in questione abbia adottato un sistema di gestione conforme alle norme ISO 5001 e EN ISO 14001, presupposto che questo abbia implicato un audit energetico realizzato in maniera conforme alle specifiche di questo decreto.

Sono definite grandi imprese tutte quelle aziende che non sono state qualificate come piccole o medie imprese ai sensi del Decreto Ministeriale del 18/4/2005 e quindi soggette all'obbligo di audit; sono quindi considerate grandi imprese coloro che hanno più di 250 dipendenti annuali effettivi o un fatturato annuo maggiore di 50 milioni di euro, unitamente al fatto che il proprio bilancio sia maggiore di 43 milioni di euro; sono, inoltre, definite tali quelle imprese che hanno il 25% o più del suo capitale o dei suoi diritti di voto controllati, direttamente o non, da un ente pubblico.

Sono, invece, considerate imprese energivore quelle aziende che hanno consumi di energia elettrica superiori a 2.400.000 kWh l'anno per i quali il rapporto tra spesa elettrica e fatturato è superiore al 2%, che quindi sono favoriti da agevolazioni tariffarie sugli oneri di sistema e che sono iscritte all'Elenco della Cassa Conguagli).

L'Enea ha istituito e tutt'ora gestisce una banca dati delle imprese soggette a diagnosi energetica nella quale vengono conservate informazioni riguardo l'anagrafica del soggetto in esame e di colui che svolgerà la diagnosi, la data di consegna della diagnosi e il rapporto finale; nel decreto viene sottolineato come solo il 3% del totale delle diagnosi effettuate da professionisti esterni verrà controllato e di come il controllo invece si estenderà al 100% di quegli audit effettuati da responsabili all'interno dell'azienda.

Le sanzioni in caso di mancato svolgimento della procedura sono di tipo amministrativo e vanno dai 4.000 ai 40.000 euro (il cui pagamento non esenta dall'obbligo di diagnosi); in caso di un rapporto consegnato non conforme a quanto previsto dal provvedimento la sanzione va dai 2.000 fino ai 20.000 euro.

Viene, inoltre, definito il concetto di sito produttivo, ovvero, un sito è inteso tale se comprende una località geograficamente definita in cui viene prodotto un bene o un servizio; le imprese di trasporto devono considerare come sito, oltre ai luoghi complementari al trasporto, anche i trasporti stessi, considerando così l'azienda come un grande sito virtuale; vengono qualificati come siti produttivi anche quelli di natura temporanea, ad esempio i cantieri, a condizione che questi ultimi abbiano una durata prevista superiore ai 4 anni.

Le imprese che comprendo più siti, localizzati in aree geografiche diverse, sono considerate aziende multi sito e devono effettuare le diagnosi su un numero di siti proporzionato e sufficientemente rappresentativo in modo da permettere di realizzare un modello reale della prestazione energetica dell'intera azienda; in seguito a quanto detto Enea ha proposto un metodo di clusterizzazione in modo da individuare in maniera univoca i siti di una singola impresa da sottoporre all'audit, metodo che verrà esposto più avanti in questa tesi. Le aziende multi-sito durante la trasmissione dei risultati all'Enea devono anche fornire un elenco di tutti i siti con i singoli consumi divisi per vettore energetico, in modo da giustificare la scelta dei siti sottoposti a diagnosi.

Ai sensi del comma 2 dell'articolo 8 del suddetto decreto legislativo le figure che potranno effettuare le diagnosi sono soggetti certificati, ESCO (energy service company) o EGE (esperto in gestione dell'energia) accreditati in base alle norme UNI CEI 11352 e UNI CEI 11339.

Bisogna fare particolare attenzione all'Allegato 2, dove vengono esplicitati i criteri minimi per gli audit energetici, compresi quelli realizzati nel quadro dei sistemi di gestione dell'energia. Viene specificato che le diagnosi devono basarsi su dati relativi al consumo di energia aggiornati e misurati, in modo tale da permettere di eseguire un'analisi utile, realistica e veritiera del sistema; seguendo questa linea vi è così l'opportunità di individuare in maniera completa e affidabile le possibilità di miglioramento più significative. Inoltre, è consigliato, come buona usanza, conservare i dati dei consumi utilizzati per le diagnosi, in maniera tale da essere utilizzati per creare delle baseline storiche e permettere un miglior monitoraggio delle prestazioni aziendali.

2. Diagnosi secondo le linee guida ENEA

Come detto in precedenza, la diagnosi energetica è lo strumento migliore per analizzare il sistema di gestione dell'energia all'interno di una azienda (industriale, di servizi, primario e terziario) ed è quindi una ottima valutazione di come venga impiegata l'energia dal punto in cui viene prelevata al suo punto di utilizzo finale. La situazione energetica aziendale viene poi analizzata e confrontata su particolari indici di performance, con lo scopo di individuare le aree su cui incentrare gli interventi di efficienza energetica.

Per questo motivo, ENEA ha definito alcune linee guida in modo da avere un “modus operandi”, comune a tutti gli auditor, che permettesse di garantire la conformità delle diagnosi all'allegato 2 del D.Lgs. 102/2014; in altre parole che essa sia conforme ai criteri minimi contenuti nelle norme tecniche UNI CEI EN 16247, parti da 1 a 4.

Nel prossimo capitolo, quindi, verranno descritte in maniera riepilogativa le indicazioni riguardo l'esecuzione delle diagnosi energetiche in contesti industriali, basate su quanto viene riportato sia nelle Linee Guida di ENEA, che sui “Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese” fornito dal MISE.

2.1 Individuazione del soggetto obbligato

Secondo quanto riportato nei documenti sopra citati, sono soggette all'obbligo, di cui all'articolo 8, comma 1 del D.Lgs 102/2014, le imprese che vengono considerate Grandi imprese e quelle a forte consumo di energia.

Sono considerate “Grandi imprese” tutte quelle che allo stesso tempo superano i 250 dipendenti, presentano un fatturato di 50 milioni di euro e realizzano un totale di bilancio annuo superiore a 43 milioni di euro; sono considerati soggetti obbligati anche quelle aziende che superano i 250 dipendenti, condizione sempre necessaria, e che superino almeno una delle due soglie su bilancio e fatturato. L'azienda è soggetta all'obbligo di diagnosi entro il 5 dicembre dell'anno n-esimo, solo se la condizione di grande impresa si è verificata per i due anni precedenti, ovvero n-1 e n-2.

Sono, invece, considerate aziende a forte consumo di energia (o energivore) quelle imprese iscritte nell'elenco annuale istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali

(CSEA) ai sensi del decreto interministeriale 5 aprile 2013. In questo caso l'impresa che risulta iscritta nell'elenco sopra citato nell'anno n-1, è obbligata alla diagnosi nell'anno n-esimo.

Sono invece esonerate dall'adempimento dell'obbligo quelle aziende che hanno adottato dei sistemi di gestione volontaria, con la condizione che esso abbia portato alla redazione di un audit energetico conforme con i criteri del decreto in questione.

Infine, la diagnosi ultimata nell'anno n-esimo avrà validità per 4 anni, decorsi i quali bisognerà ripetere l'iter; si precisa inoltre che le aziende che hanno conseguito risparmi derivanti da interventi di efficienza energetica entro il 31 Marzo dell'anno n-esimo, hanno l'obbligo di contabilizzarli e comunicarli ad ENEA, a meno che per questi ultimi non siano stati richiesti dei *Certificati Bianchi*, poiché in quel caso suddetti risparmi sarebbero già stati conteggiati.

2.2 Individuazione dei siti oggetto di diagnosi

Nelle linee guida ENEA viene definito un sito produttivo, “*una località geograficamente definita in cui viene prodotto un bene o fornito un servizio*”. L'azienda, a cui fanno capo diversi siti produttivi ha la possibilità di eseguire la diagnosi solo su un gruppo significativo di siti, questo perché diventerebbe troppo dispendioso e ripetitivo eseguire l'audit su più impianti simili con gli stessi fabbisogni energetici e stessa produzione. Per rendere più semplice e lineare la scelta, ENEA ha proposto un campionamento detto “Clusterizzazione”, che comunque rispetta i criteri dell'Allegato 2 del D.Lgs 102/2014.

La Clusterizzazione

Per prima cosa l'azienda soggetta all'obbligo, energivora e/o grande impresa che sia, deve elencare tutti i siti produttivi di proprietà, ad esclusione dei soli ad uso residenziale, e per ciascuno di essi indicare il consumo annuo energetico (C_i), riportando i valori in energia primaria consumata (tep) attraverso gli opportuni e normalizzati fattori di conversione. Sono da considerare tutti i vettori energetici, compresi quelli prodotti in loco, che i consumi di eventuali automezzi a servizio dello stabilimento preso in considerazione.

In primis, si definisce il consumo totale annuo (C_{tot}) come la somma di tutti i consumi dei singoli siti produttivi. La diagnosi dovrà essere svolta per tutti quegli impianti in cui

$C_i > C_{obbl}$, dove C_{obbl} è pari a 10.000 tep per il settore industriale e 1.000 tep per il settore primario e terziario (valori, peraltro, al di sopra dei quali vige l'obbligo della nomina dell'energy manager). Una prima selezione viene fatta escludendo tutti quei siti il cui fabbisogno sia inferiore ai 100 tep, a patto che la somma di questi esclusi sia minore del 20% del fabbisogno totale del gruppo (C_{tot}). Per i restanti stabilimenti, si procederà con la clusterizzazione per fasce di consumo, le quali sono 9, con ampiezza di 1.100 tep per il settore industriale e 100 tep per quello terziario.

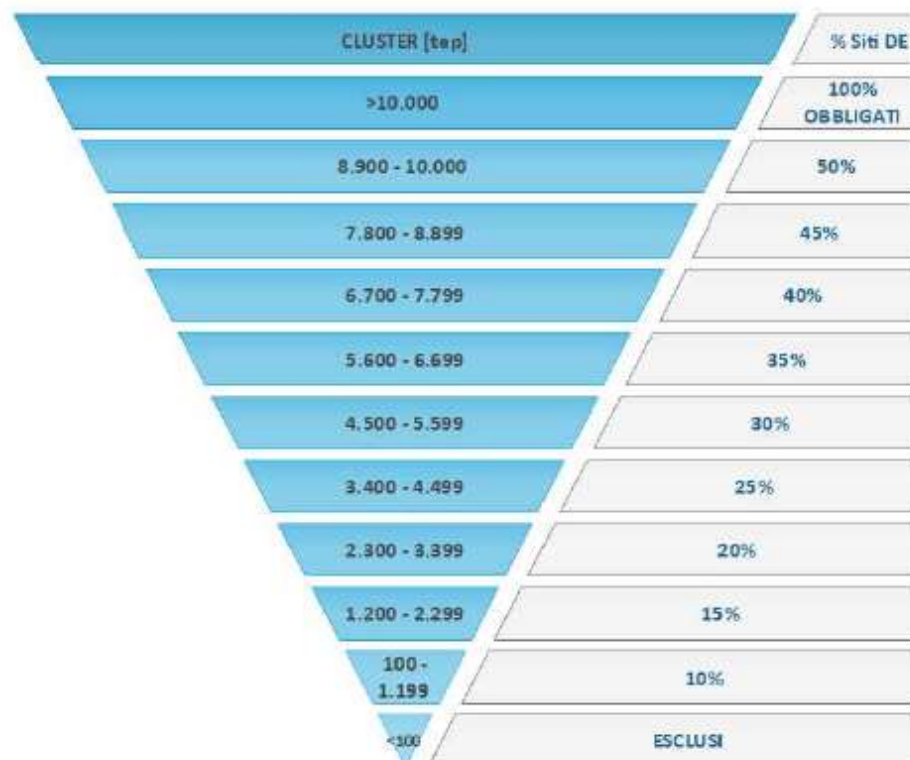


Figura 3 Clusterizzazione ENEC per settore industriale

Per ogni fascia in cui vi sono presenti dei siti facenti parte dell'impresa, la percentuale indicata è quella che dovrà essere soggetta a diagnosi (viene utilizzata un'approssimazione commerciale); viene quindi specificato solo il numero di siti da sottoporre all'audit, la scelta di essi è nelle mani dell'azienda. Nel caso vi siano dei siti che non sono escludibili, poiché eccedono il 20% di C_{tot} di cui abbiamo parlato in precedenza, bisognerà dividerli in due ulteriori fasce, una da 1 a 50 tep e l'altra da 51 a 99 tep, le cui percentuali di campionamento saranno 1% e 3%.

Vale, per ogni tipo di impresa, la regola per cui il massimo numero di siti da sottoporre a diagnosi è pari a 100.

2.3 Struttura del rapporto di diagnosi

ENEA riporta una serie di sezioni in cui suddividere la diagnosi, sta all'auditor decidere di seguirle in maniera completa o meno, l'importante è che il rapporto sia conforme alle direttive dell'Allegato 2 del D.Lgs. 102/2014. La diagnosi si può suddividere quindi nei seguenti paragrafi.

Dati riguardanti il redattore della diagnosi

Devono essere inseriti i dati di chi ha eseguito la diagnosi, quindi definire la propria qualifica professionale, specificare la qualifica energetica (se si ha il certificato di EGE o auditor) e definire se l'auditor è interno o esterno all'azienda (informazione molto importante perché ciò comporterà la sicura revisione o meno del report da parte di ENEA). Infine, si dovranno aggiungere informazioni riguardo l'organizzazione di appartenenza se il responsabile dell'audit è esterno all'impresa, o la posizione aziendale nel caso esso sia interno.

Dati del sito produttivo

Bisogna riportare i dati generali di riferimento aziendali, compresi i dati dell'eventuale gruppo proprietario dell'impresa proprietaria del sito produttivo; devono essere specificati sia il numero di dipendenti, il fatturato dell'anno di riferimento, il settore di appartenenza e la classificazione dell'attività, definita da un codice a 6 cifre detto ATECO. Conclude l'elenco la suddivisione dell'orario aziendale nei diversi turni lavorativi.

Periodo di riferimento e Unità di misura

Devono essere esplicitati l'anno di riferimento della diagnosi e tutte le unità di misura utilizzate all'interno del report, inclusi valori di riferimento (ad es. poteri calorifici) e gli eventuali fattori di aggiustamento utilizzati.

Consumi energetici

Devono essere esplicitati i consumi energetici complessivi, valutati in tep, successivamente essi devono essere differenziati, tramite dati rilevati dai contatori fiscali, nella quota elettrica e in quella termica, e in tutti gli altri combustibili e vettori energetici, se presenti. Se possibile bisogna analizzare e riportare i dati degli ultimi tre anni, compreso l'anno di riferimento, insieme alla relativa spesa sostenuta

Processo aziendale

Per una migliore comprensione e analisi dei consumi energetici si deve analizzare e riportare nel modo più dettagliato possibile il suo contesto aziendale; quindi, in primis, recuperare i dati riguardo la tipologia e la quantità di materie prime utilizzate; è quanto più utile aggiungere la descrizione del processo produttivo attraverso diagrammi di flusso con indicati i vettori energetici interessati, completati da una descrizione dettagliata di ogni fase riportata nel diagramma. Concludono il panorama del processo aziendale la definizione dei prodotti in uscita, inclusi i semilavorati; per ogni tipo di prodotto bisogna specificarne la quantità annua prodotta e la sua unità di misura, questo permetterà poi la creazione di indici prestazionali.

Metodo raccolta dati

In questo capitolo bisogna indicare come sono stati ricavati i dati su cui si basa la diagnosi e la relativa caratterizzazione energetica, quindi definire se sono state svolte misure in continuo, misure relative ad un breve periodo di tempo oppure, nel caso più sfortunato, i dati sono frutto di calcoli e stime in base ai dati di targa.

Descrizione del sistema di monitoraggio

È opportuno aggiungere al report l'albero dei contatori installati e la loro tipologia, allegando le schede tecniche, comprese dei dati riguardanti il grado di incertezza e il programma di taratura.

Modelli energetici

Per ogni vettore energetico utilizzato all'interno dell'azienda bisogna caratterizzarne i consumi attraverso la costruzione dei modelli energetici. Seguendo la struttura energetica, consigliata da ENEA, di cui si parlerà nel prossimo sotto-capitolo, si dovrà suddividere i consumi di ogni singolo vettore, specificando la natura del dato (se esso è ricavato tramite stime o misurato).

Calcolo e confronto indicatori energetici

Per confrontare l'uso e razionalizzazione dell'energia all'interno del sito produttivo bisogna avere un dettaglio degli indicatori di riferimento per il processo in esame; essi sono reperibili in letteratura o tramite associazioni di categoria, possono appartenere all'ambito delle “*best available techniques*” (BAT), “*BAT reference documents*” (Brefs); come accade

molto spesso, però, questi indici sono di difficile reperibilità, per questo motivo si può far riferimento anche ad indici interni all'impresa, a patto che si specifichi le fonti indagate. Occorre, quindi calcolare gli indici di performance energetica per poterli confrontare con quelli di riferimento, ciò permette di collocare lo stabilimento all'interno di una scala energetica e quindi definire se l'azienda ha una prestazione energetica più o meno buona, energeticamente virtuoso o poco efficiente.

Individuazione dei possibili interventi

È proprio in questa parte che si realizza l'obiettivo che ambisce di perseguire la diagnosi energetica; in questa sezione vengono elencate e analizzate le possibili soluzioni di efficienza energetica, utili alla riduzione dei consumi.

Esistono due tipi di interventi, i primi di carattere gestionale, che coinvolgono interventi che non agiscono direttamente sui macchinari ma che ne ottimizzano la gestione attraverso un controllo indiretto e i secondi di tipo tecnologico, che comprendono tutti quegli interventi che coinvolgono direttamente il macchinario e le diverse utenze energetiche.

In aggiunta, per ogni intervento bisogna fornire una descrizione tecnica dettagliata dei possibili sistemi da installare, unita ad una analisi costi benefici ed un piano di misure e verifiche, da implementare per verificare i reali risparmi energetici raggiunti.

2.4 Schema energetico aziendale secondo ENEA

La struttura energetica di una azienda è la descrizione e suddivisione degli utilizzi di ciascun vettore energetico nell'ambito di specifici confini all'interno dell'organizzazione.

I criteri fondamentali per la costruzione di una buona struttura energetica di una azienda sono principalmente 3:

- Distinzione tra i singoli vettori energetici.
- Distinzione tra aree ad attività diversa.
- Distinzione tra generazione, distribuzione ed utilizzo dell'energia.

Il primo criterio, tanto ovvio quanto fondamentale, consiste nel suddividere i singoli vettori energetici. Prendiamo, ad esempio, il consumo di energia elettrica, esso dovrebbe essere

distinto in almeno tre diverse quote, poiché ogni quota dipende da parametri esterni differenti; dovrebbe quindi esserci una quota dovuta all'illuminazione, dipendente dalle ore di buio, una quota legata alla forza motrice, dipendente da parametri produttivi e una quota per la termoventilazione dipendente da parametri climatici.

Il secondo criterio tiene conto dell'esigenza di distinguere all'interno del contesto aziendale le diverse aree, caratterizzate da attività omogenee, per esempio si può utilizzare la suddivisione dei reparti dal punto di vista tecnologico (ad esempio per un'industria tessile il reparto finissaggio, stampa, tintoria, ecc.); questa distinzione è d'obbligo poiché in ogni reparto vi può essere una diversa quantità e modalità di consumo di energia, l'obiettivo della diagnosi è proprio quello di evidenziare i reparti più dispendiosi in termini di energia (che sono anche quelli con più possibilità di risparmio) e proporre interventi di efficienza energetica.

Il terzo, ed ultimo, criterio propone di suddividere i centri di costo di generazione da quelli di utilizzo; questa distinzione è importante perché tra i due centri di responsabilità, all'interno dell'azienda stessa, vi è un conflitto di interessi; questo parte dal fatto che, se da un lato un aumento dei consumi a parità di prodotto, è negativo per gli utenti dei vettori energetici, dall'altro è positivo per il sistema di generazione, poiché riduce l'incidenza dei costi fissi, essendo aumentati i costi variabili dovuti al consumo e quindi alla produzione del suddetto vettore energetico.

La suddivisione che propone ENEA non soddisfa completamente questi tre criteri. Le linee guida affermano che dovrà essere costruita una struttura energetica per ogni vettore energetico acquistato ed utilizzato nel contesto aziendale, con l'obiettivo di suddividere i consumi annui tra le varie utenze. Lo schema proposto è caratterizzato da uno schema a più livelli, proposto nella figura seguente.

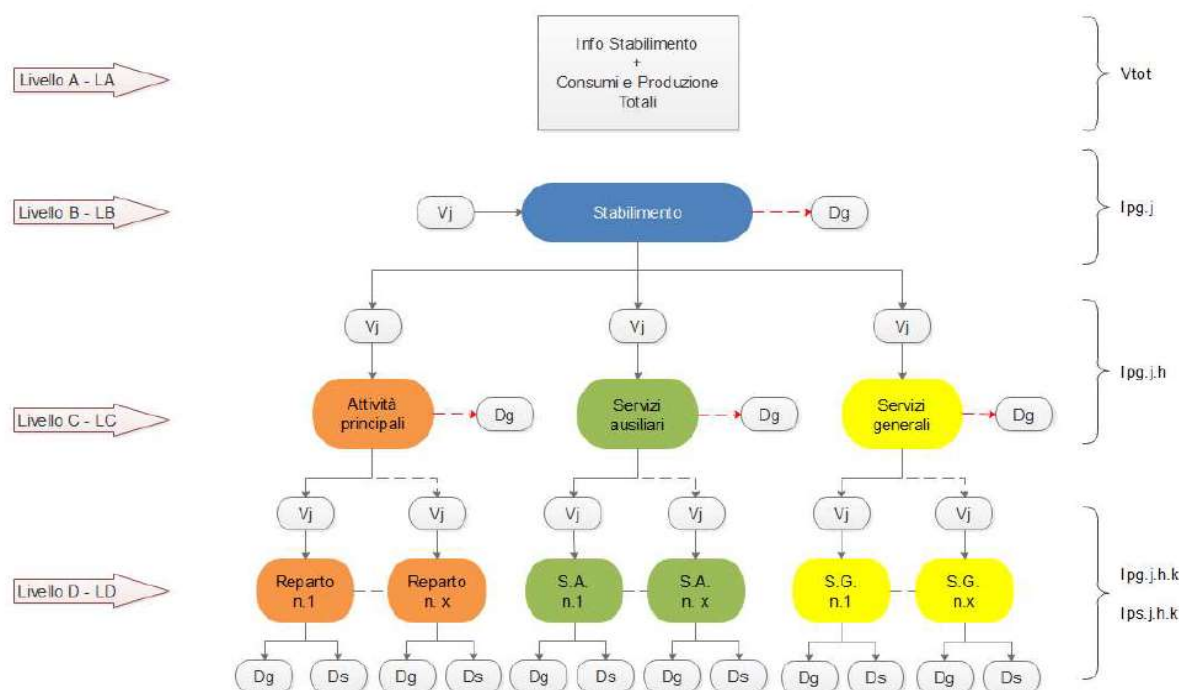


Figura 4 Schema della struttura energetica aziendale (fonte ENEA)

Il livello di caratterizzazione “A” è la somma di tutti i vettori energetici in ingresso allo stabilimento calcolati in tep (V_{tot}), i cui fattori di conversione sono elencati in Tabella 1.

Indice	Denominazione	u.m.	Fattore conversione in tep
1	Energia elettrica	kWh _e	$0,187 \times 10^{-3}$
2	Gas naturale	Sm ³	$PCI \times 10^{-7}$
3	Calore	kWh _t	$860/0,9 \times 10^{-7}$
4	Freddo	kWh _f	$(1/EER) \times 0,187 \times 10^{-3}$
5	Biomassa	t	$PCI \text{ (kcal/kg)} \times 10^{-4}$
6	Olio combustibile	t	$PCI \text{ (kcal/kg)} \times 10^{-4}$
7	GPL	t	$PCI \text{ (kcal/kg)} \times 10^{-4}$
8	Gasolio	t	$PCI \text{ (kcal/kg)} \times 10^{-4}$
9	Coke di petrolio	t	$PCI \text{ (kcal/kg)} \times 10^{-4}$
11	Altro	tep	1

Tabella 1 Elenco fattori di conversione in energia primaria (fonte ENEA)

Il livello “A” comprende quindi la definizione di tutti quei vettori energetici che “entrano” in azienda in maniera diretta, cioè che non sono generati all’interno dell’azienda, ma oggetto di fornitura esterna; questo va contro al terzo criterio sopra elencato, poiché nel

caso di vettori energetici prodotti in azienda, come ad esempio il vapore prodotto all'interno delle Stamperie di Govone, verrà accorpato sotto la voce del vettore energetico da cui è stato generato, incappando quindi in quel conflitto di cui si è parlato in precedenza.

In questo primo livello si possono quantificare quante strutture ad albero dovranno essere realizzate (una per ogni vettore energetico entrante).

Inoltre, esso contiene anche i dati riguardanti quantitativo e unità di misura della destinazione d'uso generale (produzione generale) dell'azienda (Dg).

Il livello "B" suddivide l'energia in ingresso allo stabilimento tra i diversi vettori energetici (V_j), dato spesso acquisito dai contatori fiscali di stabilimento.

Il livello "C" è caratterizzato dalla suddivisione del vettore energetico V_j in tre macro-aree:

- Attività principali
- Servizi ausiliari
- Servizi Generali

Le Attività principali comprendono tutte quelle utenze che compongono il processo produttivo, vanno quindi inserite in questa suddivisione le attività legate alla produzione distinte per tipologia di lavorazione e prodotto.

I Servizi ausiliari comprendono quelle attività caratterizzate dalla trasformazione del vettore energetico in ingresso in altrettanti vettori energetici diversi e che sono utilizzati nell'ambito delle aree funzionali delle attività principali, come ad esempio l'aria compressa prodotta a partire dall'energia elettrica.

I Servizi generali comprendono tutte le attività, presenti in ogni azienda, che sono legate in qualche modo alle attività produttive i cui fabbisogni, però, non sono ad esse strettamente correlati (ad esempio l'illuminazione, riscaldamento, uffici e climatizzazione).

La ripartizione può essere svolta tramite misure disponibili dal sistema di monitoraggio, o attraverso stime basate sui dati tecnici per le aree funzionali non coperte da esso, ciò vale anche per la ripartizione da attuare nel livello "D".

Il livello "D" va a suddividere le tre macro-aree del livello "C", nelle diverse aree funzionali di cui sono composte; le attività principali possono essere suddivise nelle diverse linee di produzione dello stabilimento; i servizi ausiliari vengono diversificati nelle diverse aree che lo comprendono, ad esempio sala compressori, centrale termica, centrale frigorifera,

ecc; i servizi generali vengono suddivisi, ad esempio, in uffici, illuminazione, climatizzazione, ecc. È possibile a questo livello di caratterizzazione aggiungere ai dati la quantità e l'unità di misura della destinazione d'uso specifica (Ds) (produzione specifica).

2.5 La strategia di monitoraggio

Tutte le aziende che rientravano nell'obbligo del D.Lgs. 102/14 per la prima diagnosi, e quindi per i primi 4 anni, non vi era l'obbligo di possedere o installare un sistema di misure a mezzo di contatori dedicati; oggi, nel 2019, poiché sono decorsi quei 4 anni, non vi è più l'esenzione dall'obbligo.

ENEA, nelle sue linee guida, pone una base per garantire l'affidabilità, passando dalla stima alla misura, degli indici di prestazione generale dell'impianto in modo da poter calcolare benchmark affidabili per il settore industriale, ma anche terziario.

Cercando di conseguire questo obiettivo l'Agenzia Nazionale per l'Efficienza Energetica specifica che, per ognuno dei vettori energetici sfruttanti nel sito produttivo, bisognerà fornire dati misurati relativamente al livello "C", quindi misurare separatamente i quadri relativi alle attività principali di produzione, ai servizi ausiliari e ai servizi generali secondo precise percentuali definite in seguito. Qualora non fosse però possibile attuare questo tipo di misura, la norma ci dice che è possibile applicare un approccio di tipo "bottom-up", ricavando quindi le misure del livello "C" come addizione dei dati misurati dal livello sottostante, il livello "D". Per alcune aziende però risulta difficile risalire alle utenze collegate a certi quadri, per questo motivo si preferisce utilizzare l'approccio "bottom-up" misurando però le singole macchine più energivore, soddisfacendo allo stesso modo le percentuali di monitoraggio richieste.

Si sottolinea il fatto che i vettori energetici che da contatore generale hanno un consumo totale che incide per meno del 10% sull'intero consumo di stabilimento, vengono esclusi dal monitoraggio, a patto che la somma di tutti questi vettori eventualmente esclusi non sia superiore al 10% del consumo totale del sito.

Per non rendere l'implementazione del sistema di monitoraggio troppo costosa e quindi gravosa sulle casse aziendali, ma allo stesso tempo ottenere degli indici di consumo affidabili, sono stati definiti dei soglie minime richieste di copertura per i dati misurati,

validi per ogni vettore con l'obbligo di essere monitorato; queste soglie a cui adempiere sono riportate nella tabella sottostante e vengono suddivise sulle tre macro aree relative al livello "C", esse vengono classificate nei diversi scaglioni in base al consumo annuo di energia primaria del sito in esame.

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%

Tabella 2 Soglie percentuali di copertura dei piani di monitoraggio (fonte ENEA)

Per tutte quelle aziende obbligate alla diagnosi energetica alla scadenza del 2015, hanno l'obbligo di adempiere a quelle percentuali di copertura entro la presentazione della diagnosi successiva. Essendo trascorsi 4 anni, la prima tornata di aziende deve ora sopperire all'obbligo, il panorama che si riscontra non è dei migliori, infatti se alcune aziende molto sensibili all'ambito energia si erano già mosse per implementare il sistema di monitoraggio, la maggioranza si è del tutto dimenticata di questa scadenza, rimanendo spiazzati; per queste aziende, si è dovuto attuare misure di tipo spot su basi temporali settimanali, per poter adempiere almeno in parte agli obblighi; questa situazione è probabilmente data dal fatto che le sanzioni non sono così esose e dal motivo che alcune aziende non hanno recepito l'utilità e il beneficio che un sistema di monitoraggio può garantire in termini di efficienza, sia per individuare reparti aziendali passibili di interventi di efficienza, sia per assicurare il corretto funzionamento e consumo efficiente delle utenze industriali e non.

Vi è anche la possibilità che alcuni siti risultino soggetti all'obbligo di diagnosi, per la prima volta a partire da un certo anno n, superiore al 2015, questi devono possedere un sistema di misure che rispetti le percentuali richieste, attivo a partire dal 1° Gennaio dell'anno n+3.

ENEA, a riprova di quanto detto in precedenza, fornisce la possibilità di effettuare le misure seguendo diverse tipologie: Campagne di misura e Installazione di strumenti di misura.

Le *Campagne di misura*, citate in precedenza in questo capitolo, sono uno strumento necessario laddove non vi sono stati installati strumenti di misura permanenti; la durata della campagna di misura deve essere scelta in modo rappresentativo affinché essa abbia una significatività e una validità temporale rispetto al tipo di processo di impianto. La campagna deve essere svolta nell'anno precedente a quando verrà redatta la diagnosi.

L'*installazione di strumenti di misura* è riferita a quei sistemi di monitoraggio permanenti sulle utenze, in questo caso dovranno essere tenuti come riferimento i dati raccolti nell'anno solare precedente a quello di svolgimento dell'audit.

Per quanto riguarda la tecnologia di strumenti ammessa, che essi siano misuratori già esistenti o nuovi misuratori, dovranno essere conformi agli standard internazionali di riferimento (ISO, UNI, ecc.); vi è la possibilità di fare anche misure indirette a patto che vengano adoperate metodologie di calcolo consolidate e accessibili nella letteratura tecnica.

Si riporta ora in figura uno schema funzionale per la descrizione del monitoraggio dei vettori energetici ai diversi livelli, riassuntivo delle parole spese in questo sotto-capitolo.

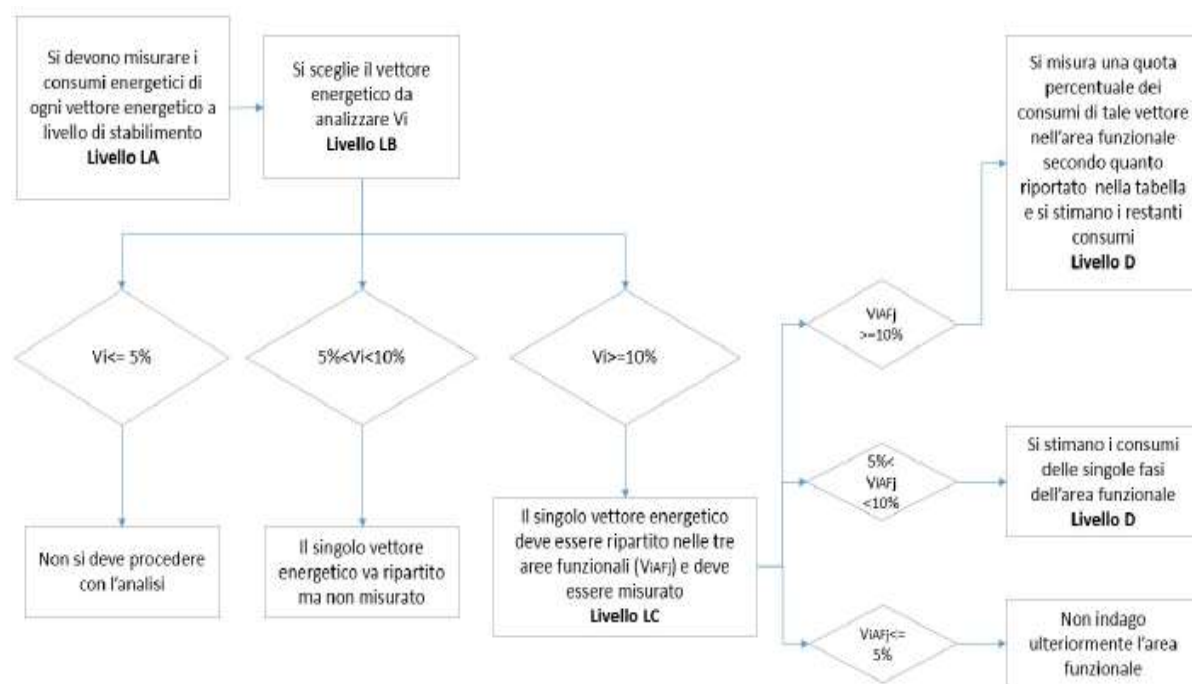


Figura 5 Schema funzionale analisi sistema di monitoraggio (fonte ENEA)

3. Caso studio: Diagnosi presso la Stamperia di Govone Srl

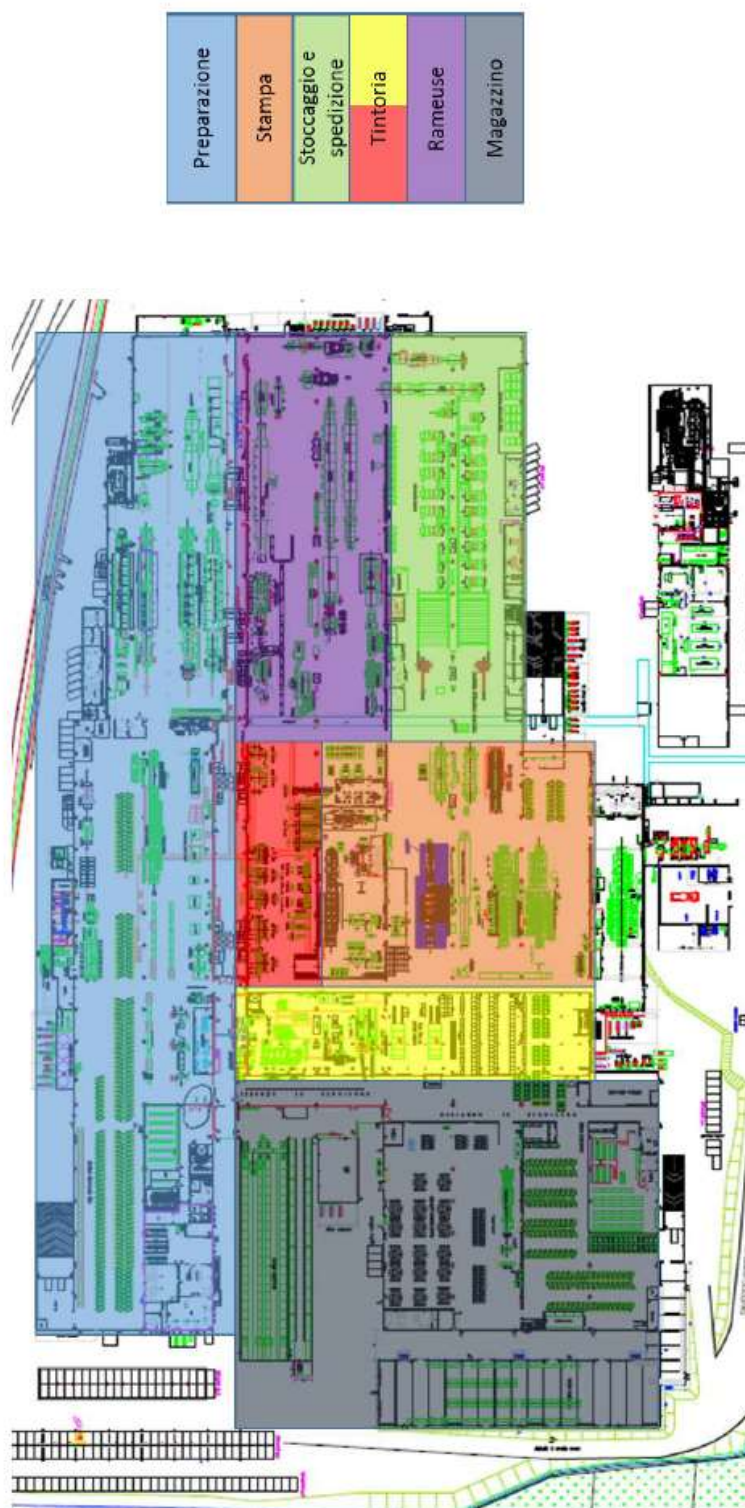
La realtà industriale qui presa in esame è la Stamperia di Govone srl. Questa azienda è parte di una importante società del settore tessile, il Gruppo Miroglio; fondato nel 1947, presenta all'attivo 37 società in oltre 22 paesi.

Essendo parte di questa grande multinazionale, le Stamperie di Govone sono classificate come società associata e quindi rientrano perfettamente nella definizione di grande azienda.

Il sito in esame è localizzato a Govone, in provincia di Cuneo; è attivo dal 1980 ed è la più grande stamperia in Europa, con circa 64.000 m² di superficie ed una capacità produttiva di oltre 10 milioni di metri. L'azienda, con codice ATECO 13.20.00, si occupa della preparazione, della tintoria, della stampa e del finissaggio dei tessili e degli articoli di vestiario su tessuti in cotone, poliestere, cupro, modal, lana, acrilico, nylon, poliammide, lino e seta. Il mix produttivo comprende tessuti e maglie a base di fibre naturali, artificiali, sintetiche e loro miste. Il lavoro nei reparti di produzione è continuo, suddiviso su tre turni da otto ore ciascuno, per cinque giorni alla settimana.

In Figura 6 si riporta la planimetria dello stabilimento, suddiviso nei vari reparti.

Figura 6 Planimetria sito produttivo



3.1 Processo produttivo

Le materie prime in ingresso allo stabilimento si suddividono in: tessuti greggi, che seguiranno poi i vari processi di miglioramento (circa 400.000 m); tessuti pronti per la stampa (PPS), ovvero quei prodotti che hanno già subito delle lavorazioni e devono solo più essere stampati (circa 11.000.000 m); i coloranti per la tintoria e la stampa dei tessuti (circa 1.500.000 kg).

Il volume della produzione e le percentuali di categoria di tessuto prodotto sono funzione delle richieste di mercato e variano, stagionalmente, per assecondare le esigenze commerciali. Per questo motivo lo schema del processo produttivo è molto complesso.

Lo stabilimento è strutturato in maniera tale da garantire la massima flessibilità operativa; di conseguenza, ciascuna delle macchine produttive è adibita ad uno specifico trattamento. Partendo dai tessuti “greggi” si passa per una sequenza preordinata di trattamenti, ognuno realizzato da un macchinario specifico. Data la grande quantità di tipologie di macchinari, si possono produrre un numero elevatissimo di articoli, che variano sia in materiale costituente che nell’aspetto, dato dal tipo e dalla sequenza di lavorazioni effettuate. Vi sono però delle lavorazioni che è sempre d’obbligo attuare, le quali costituiscono i passaggi principali che un tessuto deve eseguire prima di uscire dallo stabilimento; questi sono: *la preparazione, la tintoria, la stampa, il lavaggio e il finissaggio*.

Il Reparto Preparazione: il primo del ciclo produttivo. Si occupa di eliminare dal tessuto tutte quelle sostanze diverse dalla fibra, che rendono il tessuto carico di impurità; questo passaggio è obbligatorio, affinché il tessuto possa essere sottoposto alle successive operazioni di tintura e stampa. Le possibili operazioni che esso può subire sono la purga (in jet), il lavaggio, il candeggio (in jet), il mercerizzo e sodatura, l’asciugatura e il termofinissaggio. Ogni tessuto subisce solo alcuni di questi passaggi, a seconda della fibra e dei trattamenti che dovrà subire successivamente.

Il Reparto Tintoria: si serve di un macchinario che, attraverso la continua e ripetuta immersione dei tessuti all’interno di un bagno di coloranti sciolti in una soluzione acquosa, permette al colore di fissarsi sulle fibre tessili. A causa di scelte aziendali legate al mercato, però, tale reparto è in fase di dismissione; questo, come si vedrà in seguito, si nota anche dal basso consumo energetico.

Il Reparto Stampa (analogica): effettua la stampa attraverso 3 macchine rotative continue, tra loro simili per tipologia, che lavorano in parallelo in modo del tutto indipendente; una di queste è di nuova concezione. Il tessuto, supportato da un tappeto semovibile, entra all'interno del macchinario, successivamente viene fatto scorrere a contatto con una serie di cilindri cavi, ciascuno dei quali, riempiti di un colorante diverso a seconda della stampa, rilascia un certo quantitativo di colore. Per tutta la linea del macchinario, l'asciugatura del colore sul tessuto è ottenuta mediante correnti d'aria calda aspirata in ambiente e riscaldate attraverso scambiatori di calore percorsi da vapore saturo a 8 bar e 160°C, oppure per particolari macchine attraverso la combustione diretta di metano, saltando così la batteria radiante e aumentandone l'efficienza.

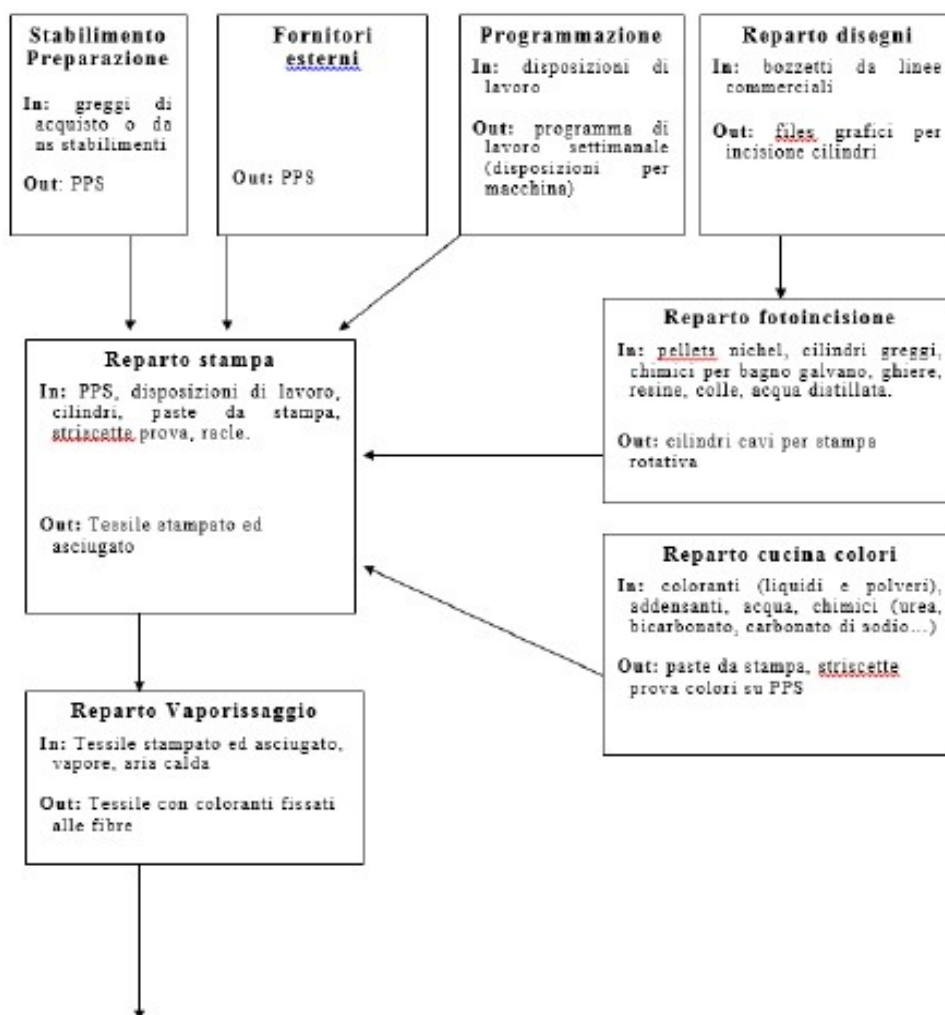
Il Reparto Stampa (digitale) o Ink Jet: utilizza macchinari di moderna concezione, i quali attraverso una nuova tecnica, simile a quella delle stampanti a getto di inchiostro, permette la stampa dei tessuti. Le Ink Jet utilizzate nel sito produttivo possono riprodurre i disegni sul tessuto grazie all'utilizzo di speciali inchiostri. Queste macchine, come riportato in precedenza, non sono del tipo analogico, quindi non vi è l'utilizzo dei cilindri cavi in nichel, ma dalla visualizzazione del disegno sul computer è possibile stampare direttamente sul tessuto. È obiettivo dell'azienda sostituire tutte le stampanti del vecchio tipo con queste linee di nuova concezione, in maniera tale da possedere una linea produttiva unica e innovativa per le aziende del settore.

Il Reparto Lavaggio e Asciugatura: comprende tutti quei macchinari in cui il tessuto, proveniente dal reparto stampa, viene sottoposto ad un energico lavaggio, utile al fine di asportare dalle fibre tessili tutto il colorante che non si è fissato e tutti gli additivi della tintura ancora presenti. In fine il prodotto viene asciugato all'interno di asciugatoi tessili e inviato ai successivi trattamenti.

Il Reparto Finissaggio: consiste in tutte quelle operazioni di finitura, e successiva nobilitazione del tessuto, indispensabili per conferirgli quelle caratteristiche di aspetto e di mano richieste dal mercato. Il finissaggio può essere di due tipologie: *umido* o *secco*. Il primo, processo a cui tutti i tessuti sono soggetti, consiste nell'immergere il tessuto, ripetutamente ed in continuo, in un bagno contenente sostanze chimiche destinate a coprirne le fibre, dandogli quindi un aspetto più fine, una migliore resistenza all'usura e un colore più acceso; a seconda del tessuto trattato, ovviamente, cambia anche la composizione del mix di additivi in cui il tessuto viene trattato. Successivamente, attraverso un foulard, si solleva fuori da bagno di finissaggio il tessuto trattato, per poi immergerlo in

continuo nella successiva macchina destinata all'asciugatura. Il finissaggio secco, al contrario di quello umido, non è un processo obbligatorio; tratta quindi solo un numero ristretto di tessuti. Esso comprende dei trattamenti meccanici e fisici attraverso i quali si dona al tessuto una mano e un aspetto particolari. L'intervento meccanico sui tessuti può avvenire con o senza l'applicazione diretta di prodotti di finissaggio o additivi, a seconda del tipo di fibra.

Si propone in Figura 7 uno schema riepilogativo del processo produttivo.



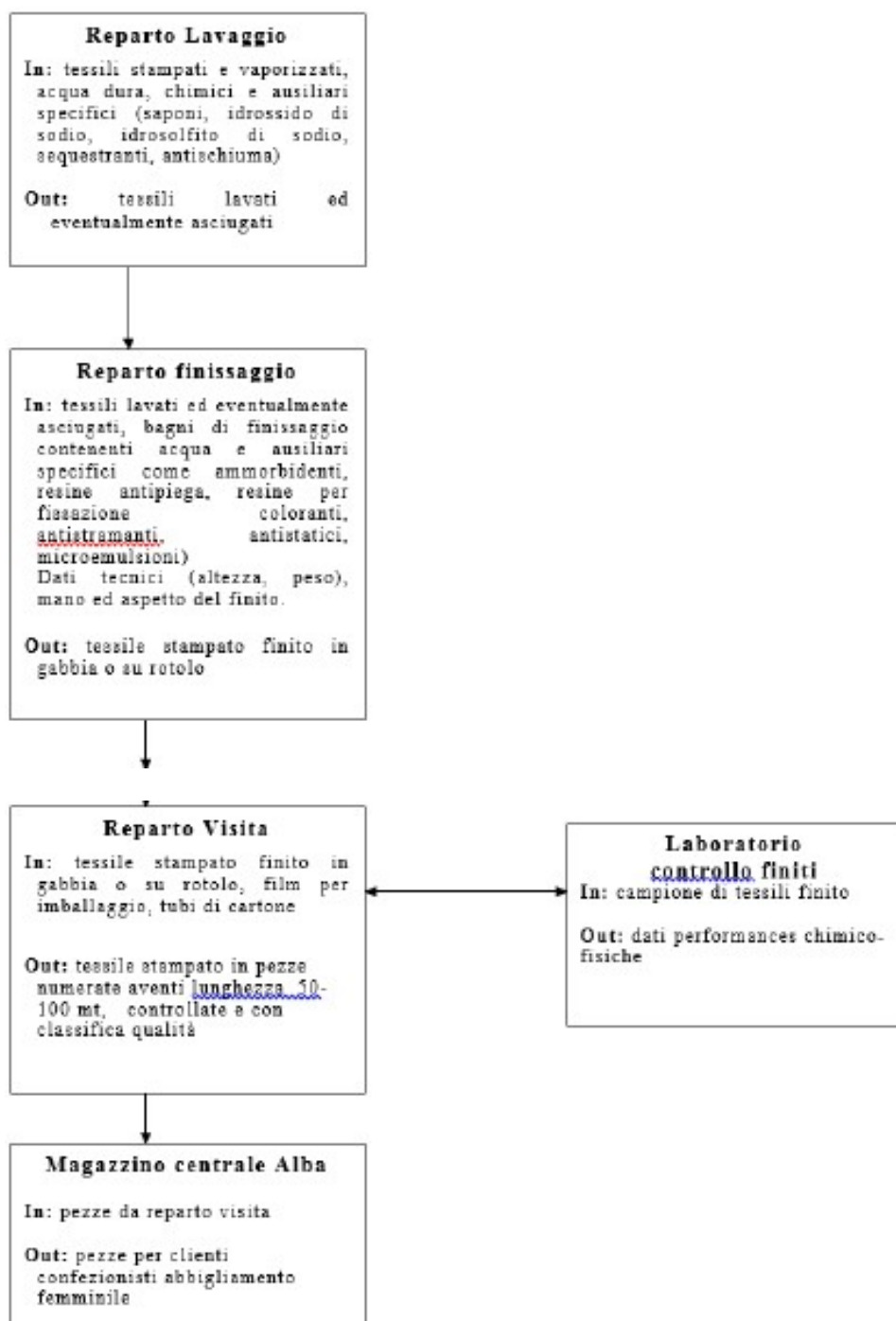


Figura 7 Diagramma di flusso del processo produttivo

3.2 Analisi dati di produzione

Il primo passo da eseguire per la redazione di una diagnosi energetica che permetta di caratterizzare e giustificare i consumi energetici di una azienda è quello di quantificare ed analizzare il suo ciclo produttivo, quindi la sua destinazione d'uso generale. Il dato, che verrà utilizzato in seguito per la creazione degli indici di performance energetica, è quello legato ai metri finali prodotti in uscita dal sito industriale, che per il 2018 ammontava a 10.278.957 metri.

È stata anche fornita dai responsabili del sito una raccolta di dati mensili (per gli anni 2016-2018) dei metri lavorati per ogni reparto produttivo, la cui somma non corrisponde al numero di metri prodotti finali. Tuttavia, essa rappresenta meglio i consumi, andando a specificare tutti i processi che subisce il tessuto.

AREA FUNZIONALE	REPARTO	2016	2017	2018
MAGAZZINO GREGGI	ALZATRICI	4.328.352	4.954.274	2.593.795
MAGAZZINO GREGGI	FALDATRICI	7.499.895	5.762.311	2.937.669
MAGAZZINO GREGGI Totale		11.828.247	10.716.585	5.531.464
PREPARAZIONE	LAVAGGIO	8.179.144	6.328.096	1.078.245
PREPARAZIONE	MERCERIZZO	3.329.309	3.454.175	580.580
PREPARAZIONE	RAMEUSE	12.907.425	9.369.239	4.062.247
PREPARAZIONE	RAMEUSE PLACCATURA	12.361.736	12.848.236	7.558.317
PREPARAZIONE Totale		36.777.614	31.999.746	13.279.389
TINTORIA	JET	1.105.736	131.302	10.674
TINTORIA Totale		1.105.736	131.302	10.674
STAMPA	ANALOGICA	3.228.709	1.734.766	2.165.111
STAMPA	DIGITALE	8.595.784	9.325.910	5.735.329
STAMPA Totale		11.824.493	11.060.676	7.900.440
VAPORIZZO	SVILUPPO	12.432.153	10.337.101	7.464.767
VAPORIZZO Totale		12.432.153	10.337.101	7.464.767
LAVAGGIO	IN CORDA	14.315.146	12.576.047	9.945.294
LAVAGGIO Totale		14.315.146	12.576.047	9.945.294
ASCIUGATURA	ASCIUGATOI	9.457.470	9.870.515	7.676.009
ASCIUGATURA Totale		9.457.470	9.870.515	7.676.009
FINISSAGGIO	CALANDRE	3.509.252	2.760.660	1.100.944
FINISSAGGIO	RADDRIZZATRAMA	3.262.936	3.603.056	2.263.432
FINISSAGGIO	RAMEUSE	12.848.798	11.081.758	8.868.987
FINISSAGGIO	VAPORELLA	62.676	23.555	-
FINISSAGGIO Totale		19.683.662	17.469.029	12.233.363
CONTROLLO FINALE	VISITA	14.084.997	11.816.250	4.325.168
CONTROLLO FINALE Totale		14.084.997	11.816.250	4.325.168
TOTALE		131.509.518	115.977.251	68.366.566

Tabella 3 Metri lavorati per area funzionale (anni 2016 - 2018)

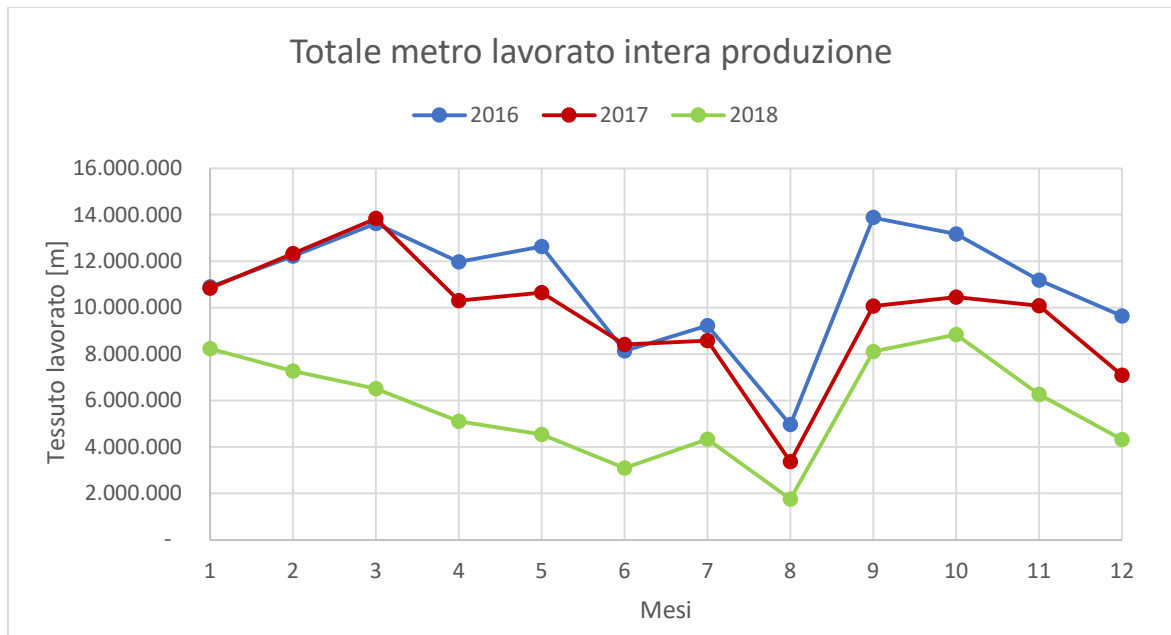


Figura 8 Andamento lavorazioni mensili

La prima considerazione da effettuare è l'andamento perlopiù stagionale: si ha il massimo della produzione nei mesi primaverili ed autunnali e un minimo nel mese di agosto, dovuto al periodo feriale.

La seconda considerazione evincibile è il decremento generale delle lavorazioni, il quale non è attribuibile solo ad una normale variazione stagionale dei tessuti lavorati ma alla crisi che il settore tessile sta attraversando in Italia; tutto questo, come vedremo nei prossimi capitoli, si ripercuoterà sui consumi energetici aziendali.

3.3 Descrizione utenze elettriche

In questo paragrafo verranno elencate tutte le utenze elettriche presenti nello stabilimento, in funzione nell'anno di riferimento 2018.

Le utenze censite sono state differenziate, seguendo le linee guida ENEA, nelle tre categorie del livello "C" e a loro volta nelle diverse aree funzionali; per quanto riguarda i carichi relativi alla produzione, quindi le attività principali, la suddivisione è stata fatta in base ai reparti, in precedenza dettagliati, più alcuni sotto-reparti di importanza minore dato il loro poco utilizzo e quindi carico elettrico.

Nelle successive tabelle le utenze verranno affiancate dalla rispettiva stima della potenza media impiegata, ricavate attraverso dati di targa (potenza installata), e un fattore correttivo

di utilizzo ($0 < F_u < 1$). Questo procedimento ci permette di individuare la attività con maggiore potenza impiegata, portando già a considerazioni preventive sulle possibili aree in cui si potrà intervenire in termini di efficienza energetica.

Le attività principali e quindi le utenze legate direttamente alla produzione sono elencate in Tabella 4.

AREA FUNZIONALE	TIPOLOGIA ATTIVITA'	P med [kW]
Asciugatura	0515 - ASCIUGAT. SALVADE' (4903)	141,0
	0512 - ASCIUGAT. SALVADE' (4900)	141,0
Controllo Finale	4723 - TAVOLO VISITA 23	2,7
	4720 - TAVOLO VISITA 20	2,7
	4719 - TAVOLO VISITA 19	2,7
	4718 - TAVOLO VISITA 18	2,7
	4717 - TAVOLO VISITA 17	2,7
	4716 - TAVOLO VISITA 16	2,7
	4715 - TAVOLO VISITA 15	2,7
	4710 - TAVOLO VISITA 10	2,7
	4709 - TAVOLO VISITA 9 (TAV. 5)	2,7
	4708 - TAVOLO VISITA 8	2,7
	4706 - TAVOLO VISITA 6	2,7
	4705 - TAVOLO VISITA 5	2,7
	4701 - TAVOLO VISITA 1	2,7
Finissaggio	3503 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	104,5
	3502 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	104,5
	3501 - RAMEUSE MONFORTS	104,5
	3500 - RAMEUSE MONFORTS	104,5
	1210 - PENTEK 1	80,5
	0600 - RADRIZZATRAMA CORINO	11,3
	0931 - CALANDRA SALVADE	56,4
	0939 - CALANDRA BUTTI	39,0
Lavaggio	4904 - LAVAGGIO CONCORD	21,0
	4903 - LAVAGGIO CONCORD DOPPIO	21,0
	4900 - LAVAGGIO CONCORD	21,0
Magazzino Greggi	1612 - FALDATRICE A LEVE	2,1
	1606 - FALDATORE ASPINO	2,1
	1603 - FALDATRICE A LEVE	2,1
	1602 - FALDATRICE A LEVE	2,1
	0110 - ALZATRICE MONTI	12,0
Preparazione	3001 - MERCERIZZO GOLLER	54,0
	4800 - LAVAGGIO ARTOS	9,0
	3516 - RAMEUSE MONFORT 8C	114,0
	3515 - RAMEUSE MONFORT 8C	114,0
	3514 - RAMEUSE MONFORT 8C	114,0
	3509 - RAMEUSE UNITECH	102,0
Stampa	1061 - MS JP6-1 RT	18,0
	1063 - MS JP6-3 ex-CARTA	18,0
	1062 - MS JP6-2 RT/CRT	18,0
	1060 - MS LARIO WF	93,0
	1064 - MS LARIO2 RT	93,0
	1067 - MS JP4 CRT	10,5
	1082 - MS JP7	18,0
	1083 - MS JP7-2	18,0
	1084 - MS JP7-3	18,0
	4038 - S STORK 9 (20 NEW) CESP.072591	92,0
	4032 - R STORK 3(EX8) -(20 NEW) 073618	92,0
	4060 - REGGIANI	92,0

	5500 - FORNO NATGRAPH	76,8
Tintoria	5013 - THEN AFS 4 TUBI	36,0
	5012 - THEN AFS 4 TUBI	36,0
	5009 - THEN AFS 3 TUBI	30,0
	5507 - VAPORISSAGG SALVADE	26,4
Vaporizzo	5506 - VAPORISSAGG STORK	24,5
	5504 - VAPORISSAGG STORK	24,5

Tabella 4 Utenze elettriche processo produttivo

Da una prima analisi si può già notare che le due aree con la potenza media più alta sono quella del reparto stampa (657 kW) e del reparto finissaggio (644 kW), quindi i due reparti con più possibilità di risparmio. Il primo, come detto in precedenza, ha già installato macchine all'avanguardia come le ink-jet, e il forno natgraph (con lampade ad infrarossi per l'asciugatura dell'inchiostro); il secondo ha maggiori possibilità di intervento grazie alle sue Rameuse, che, come riprenderemo più avanti, hanno grandi consumi sia elettrici che termici.

Area funzionale	Tipologia attività	P med [kW]
Centrale Frigo	CLIVET MSE 150	60,5
	CLIVET MSE 150	60,5
	CLIMAVENETA NECS LN0522	34,4
	CLIMAVENETA NECS LN50352	22,4
Centrale Termica	BONO	10,0
	THERMA	10,0
	BONO	10,0
	POMPE DI CIRCOLAZIONE OLIO	150,0
	POMPE DI CIRCOLAZIONE OLIO	150,0
	POMPE DI CIRCOLAZIONE VAPORE	150,0
Depuratore	SOFFIANTI	N.D.
	SERVIZI AUSILIARI	N.D.
Sala Compressori	ATLAS COPCO GA1048	160,0
	INGERSOLL RAND R110i	110,0
	INGERSOLL RAND NIRVANA 110 S	110,0
	ATLAS COPCO GA110	110,0
	INGERSOLL M75	75,0
	HIROSS PST 900	16,3
	HIROSS PGN 770	15,2
Gruppo Elettrogeno	SISTEMA DI EMERGENZA	N.D.
Trattamento Acqua	STAZIONE IDRICA	N.D.
	POMPE TANARO	N.D.
	BERNARDINELLO	N.D.

Tabella 5 Utenze elettriche sistemi ausiliari

Tra i servizi ausiliari troviamo le aree a servizio dei processi di produzione, tra cui: la centrale frigo, la centrale termica (con un assorbimento elettrico non indifferente), la sala

compressori (compresa degli essiccatori), le stazioni di trattamento e depurazione dell'acqua in ingresso e uscita allo stabilimento (le cui potenze non sono reperibili) ed un gruppo elettrogeno di continuità.

In Tabella 6 le utenze relative all'ultimo gruppo: i servizi generali, tra cui l'illuminazione e le unità di trattamento dell'aria.

Area funzionale	Tipologia attività	P med [kW]
illuminazione	n°1500 Plafoniere LED 60 W	90,0
Unità Trattamento Aria	UNITA' ESTERNA Taglierine 4618-4619	10,5
	UNITA' ESTERNA Rameuse 3514	10,5
	UTA N Finissaggio	21,0
	UTA O Preparazione	21,0
	CORRIDOIO FREDDO Tintoria 5201-5202	3,9
	CORRIDOIO FREDDO Tintoria 5012-5013	3,9
	CORRIDOIO FREDDO Lavaggio 4900	10,5
	CUNICOLI FREDDO Lavaggio 4903-4904	7,8
	INGRESSO CUNICOLI 3500-3501-3503	7,8
	USCITA CUNICOLI 3500-3501-3503	7,8
	INGRESSO AEREO 3500-3501-3503	9,1
	TAVOLI VISITA 4707-4708	10,5
	TAVOLI VISITA 4702-4703	10,5
	INCARTO	10,5
	VAPORIZZI	10,5
	ZONA 4036-4032	10,5
	CUCINA COLORI	4,6
	ZONA 4040	3,9
	UFFICIO	3,1
	CILINDRI	1,1
	SENSIENT	5,3
	LARIO 1	5,3
	LARIO 2	0,5
	FALDATRICI	0,8
	RAMEUSE	0,8
	MACCHINA 1251	0,8
	DEPURATORE	0,8

Tabella 6 Utenze elettriche sistemi generali

Per quanto riguarda l'area illuminazione, essa ha già subito un intervento di efficienza nel 2014, a seguito del primo obbligo di diagnosi energetica, comprendente la sostituzione delle plafoniere a vapori di mercurio (2 x 58W) con quelle più performanti a LED.

3.4 Descrizione utenze termiche

Vi sono diverse utenze termiche all'interno dello stabilimento, alcune servite direttamente dal gas naturale e altre dal vapore prodotto in centrale termica attraverso la combustione del gas. Come anticipato in precedenza, la normativa fornisce una linea guida totalmente differente rispetto alla logica della distinzione tra generatore ed utilizzatore. Per questo motivo, scegliendo di seguire quanto riportato da ENEA, si è tenuto conto della centrale termica come un utilizzatore di gas, andando ad analizzare solo superficialmente la sezione vapore aziendale, come un sottoprodotto del gas. Infatti, seguendo le direttive del D.Lgs. 102/14, essendo il gas l'unico vettore termico realmente acquistato all'esterno dello stabilimento, è l'unico che deve essere modellizzato.

Concentrandoci, quindi, sul gas naturale, le utenze si dividono anche in questo caso tra attività principali, servizi ausiliari, servizi generali.

In Tabella 7 le utenze legate direttamente alla produzione, in questo caso, in mancanza delle potenze termiche di targa, corredate dai consumi monitorati nel 2018.

Area funzionale	Tipologia attività	Consumi [smc]
Preparazione	3516 - RAMEUSE MONFORT 8C	154.080
	3509 - RAMEUSE UNITECH	120.821
	3514 - RAMEUSE MONFORT 8C	110.654
	3515 - RAMEUSE MONFORT 8C	85.280
Stampa	1064 - MS LARIO2 RT	101.928
	4032 - R STORK 3(EX8) -(20 NEW) 073618	45.701
	4038 - S STORK 9 (20 NEW) CESP.072591	45.315
	4060 – REGGIANI	36.032
	1060 - MS LARIO WF	30.358
	1083 - MS JP7-2	15.501
	1082 - MS JP7	12.709
	1084 - MS JP7-3	8.475
Vaporizzo	5507 - VAPORISSAGG SALVADE	1.365
Asciugatura	0512 - ASCIUGAT. SALVADE' (4900	137.813
Finissaggio	3501 - RAMEUSE MONFORTS	157.727
	3502 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	112.164
	3503 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	1.096

Tabella 7 Utenze termiche attività principali

Queste utenze, con fabbisogni termici non trascurabili, bruciano il gas metano direttamente a bordo macchina, evitando così le perdite per generazione del vapore, permettendo allo stesso modo di trattare termicamente il tessuto. Si nota subito come il macchinario Rameuse, sia di finissaggio che di preparazione, sia uno tra i più energivori, sia in campo elettrico che termico.

I servizi ausiliari sono completamente occupati dalla centrale termica, i cui consumi 2018 sono riportati in Tabella 8.

Area funzionale	Tipologia attività	Consumi [smc]
Centrale Termica	BONO T15 (VAPORE)	2.359.099
	BONO T20 (VAPORE)	1.452.960
	BONO NUOVA (OLIO)	732.207

Tabella 8 Utenze termiche servizi ausiliari

La centrale termica è composta da tre caldaie, di cui due a vapore e una ad olio diatermico. Sono stati forniti dal responsabile di stabilimento solo i dati relativi alle due caldaie a vapore, che, come si può vedere dai consumi, sono le più utilizzate; entrambe le caldaie raggiungono la potenza termica di circa 11.000 kW, sono corredate da economizzatori e il vapore che viene prodotto è per la maggior parte ad uso tecnologico con una quota parte ad uso riscaldamento.

Infine, si propongono anche gli utilizzatori dei servizi generali.

Area funzionale	Tipologia attività	Consumi [smc]
OTR	POST-COMBUSTORE	356.823
Tendostruttura	RISCALDAMENTO TENDOSTRUTTURA	20.092

Tabella 9 Utenze termiche servizi generali

I servizi generali sono composti da una caldaia ad uso riscaldamento di una tensostruttura situata all'esterno dell'edificio principale e da un post-combustore con sistema OTR, il quale, attraverso l'ossidazione termica dei gas di scarico dei forni, riduce gli inquinanti organici volatili decomponendoli in anidride carbonica e vapore acqueo.

3.5 Analisi dei consumi aziendali

Seguendo le linee guida ENEA precedentemente esposte, il primo livello di caratterizzazione dei consumi aziendali è il livello “A”: i consumi di energia primaria e la sua ripartizione tra i diversi vettori acquistati, in questo caso energia elettrica, gas naturale e gasolio.

In Tabella 10 un riepilogo dei consumi valutati in termini di energia primaria con i relativi fattori di conversione.

Livello	Vettore energetico	Consumo 2018	Fattore di conversione	Tep
LB	Energia elettrica	10.629.663 kWh	$0,187 \times 10^{(-3)} \text{ tep/kWh}$	1.988
LB	Gas naturale	6.098.201 smc	$0,836 \times 10^{(-3)} \text{ tep/smc}$	5.098
LB	Gasolio	19,717 ton	$10.200 \times 10^{(-4)} \text{ tep/ton}$	20
LA				7.106

Tabella 10 Consumi e fattori di conversione in energia primaria (2018)

Per completezza, viene ora riportato in Figura 9 la ripartizione percentuale dei tre vettori energetici; il volume di controllo racchiude l'intero impianto e, per ora, non vengono differenziate le varie utenze finali.

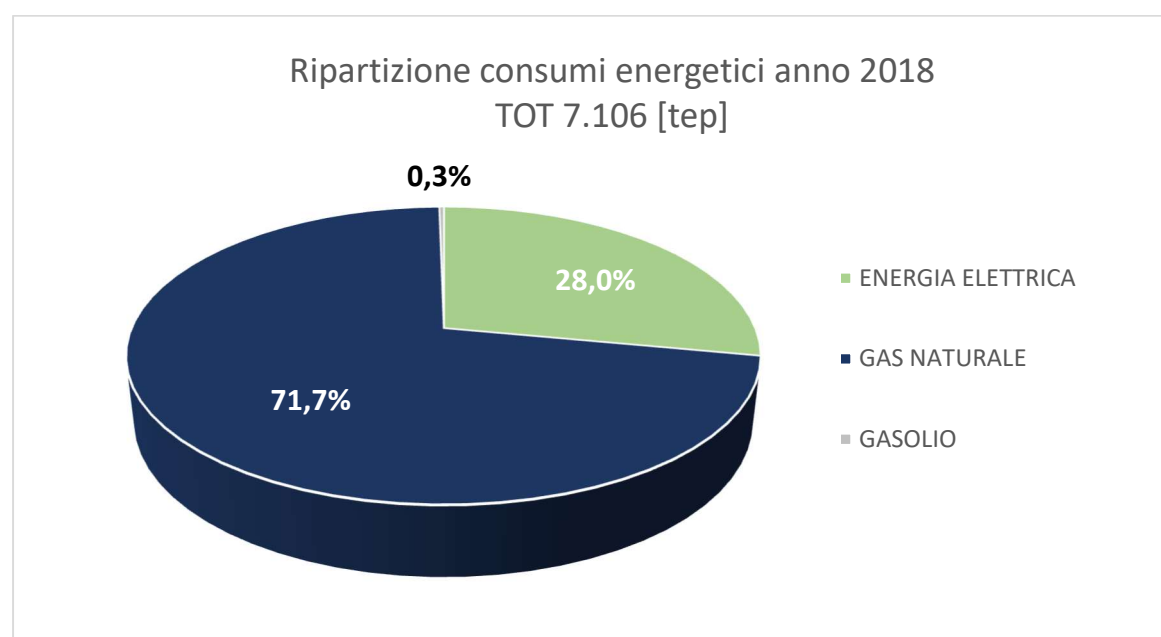


Figura 9 Ripartizione percentuale consumi di energia primaria

Il consumo aziendale di energia primaria risulta pari a 7.106 tep; è evidente come il settore della stampa e del finissaggio tessile abbia un prevalente fabbisogno di energia termica rispetto a quella elettrica.

3.5.1 Consumi di energia elettrica

Nel presente paragrafo si espone la descrizione dei consumi di energia elettrica all'interno del sito produttivo. In primo luogo, si analizzano i consumi a livello di stabilimento, il quale viene trattato come una scatola chiusa, quindi, senza indagare sui vari processi attuati al suo interno; si vanno poi a studiare flussi entranti e uscenti, in questo caso il flusso energetico del vettore energia elettrica.

L'energia elettrica è acquistata interamente dalla rete, viene fornita in media tensione a 15.000 V con potenza disponibile pari a circa 5.200 kW, divisa su due POD, il primo con la quasi totalità dei consumi è associato allo stabilimento, il secondo a parte dei consumi della stazione idrica per il trattamento acqua.

Nella Tabella 11 si riportano i prelievi di energia attiva mensile per quanto riguarda i tre anni dal 2016 al 2018.

CONSUMO ENERGIA ELETTRICA [kWh]			
Mese	2016	2017	2018
1	1.350.999	1.224.405	1.173.489
2	1.408.947	1.186.923	999.024
3	1.512.168	1.345.614	1.043.385
4	1.344.618	1.105.338	834.106
5	1.380.885	1.150.176	772.885
6	1.065.705	1.050.831	735.349
7	1.155.804	1.099.878	861.429
8	763.722	579.828	511.475
9	1.349.778	1.045.581	943.974
10	1.253.349	1.102.473	1.028.834
11	1.175.247	1.145.286	877.860
12	1.218.084	1.086.384	847.853
Totale	14.979.306	13.122.717	10.629.663

Tabella 11 Consumi mensili energia elettrica attiva

Vi è una diminuzione dei consumi a partire dall'anno 2016, giustificato dalla stessa riduzione netta della produzione nello stesso triennio. Nella figura seguente si

diagrammano gli andamenti su base mensile dei consumi di energia elettrica, attraverso i quali rimane più evidente la temporalità dei consumi.

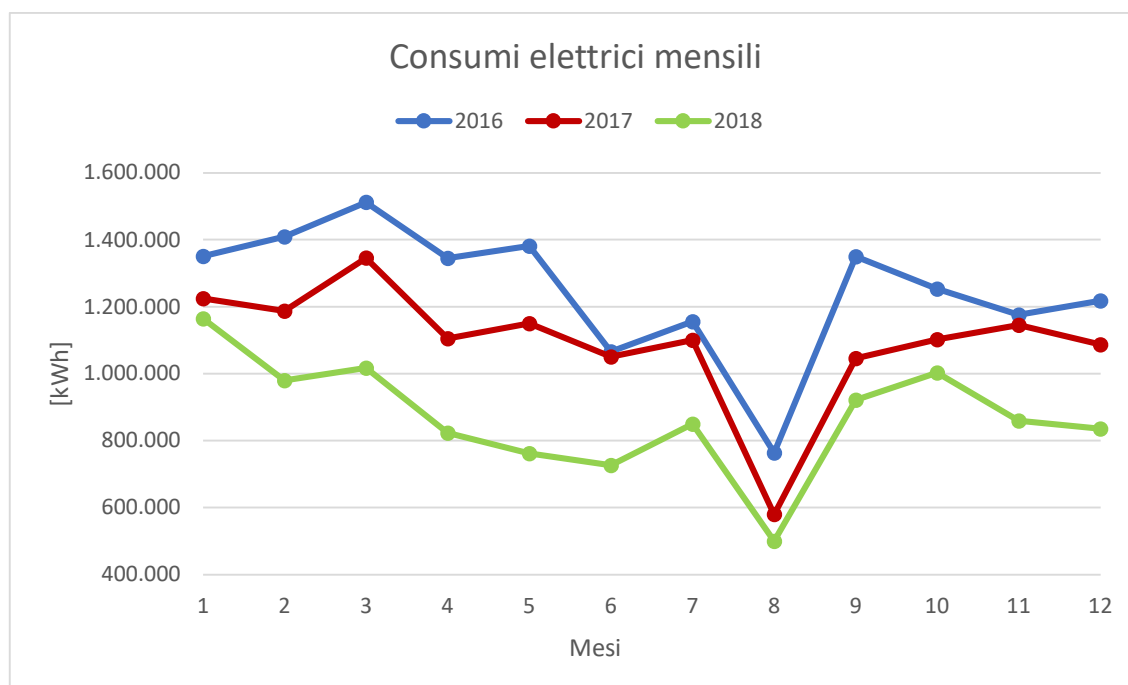


Figura 10 Andamenti mensili prelievi energia attiva

Come da previsione, i consumi di energia elettrica hanno un andamento stagionale, con un minimo nel periodo di fermo estivo (mese di agosto) ed un massimo nei periodi di maggiore produzione. Il profilo di prelievo è molto simile nei tre anni ma la riduzione dei consumi ha permesso una traslazione verso il basso degli stessi, ogni anno maggiore. Un altro elemento da tenere in considerazione è la somiglianza tra questo profilo e quello visto in precedenza (Figura 8), il quale era legato alla produzione, la principale origine dei consumi.

Con lo scopo di promuovere e favorire comportamenti virtuosi da parte dei consumatori, l'Autorità (ARERA) ha fissato delle fasce orarie di consumo. Per ogni fascia è associato un prezzo diverso che riflette l'effettivo costo della produzione elettrica in quella fascia oraria; questo è dovuto al fatto che produrre energia durante le ore diurne infrasettimanali, quando le industrie e le diverse attività sono operative, ha un costo maggiore poiché devono essere messi in funzione impianti più costosi, i quali fanno salire il prezzo di vendita dell'energia sul mercato elettrico. Il prezzo è inoltre legato alle leggi del mercato, quindi ad un aumento della domanda segue un aumento del prezzo e ad un aumento dell'offerta segue un ribasso dello stesso. Di seguito vengono riportate le strutture orarie in cui possono

essere suddivise le diverse tariffe, in modo da poter studiare in che modo lo stabilimento suddivide i suoi consumi.

Ora																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
L	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OF	OF	OF	OF
M	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OF	OF	OF	OF
M	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OF	OF	OF	OF
G	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OF	OF	OF	OF
V	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OF	OF	OF	OF
S	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF
D	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF	OF

Figura 11 Fasce orarie peak e off peak

Ora																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
L	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
M	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
M	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
G	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
V	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
S	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
D	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

Figura 12 Fasce orarie F1, F2, F3

Nella Tabella 12 si riportano i dati di prelievo di energia attiva suddivisa nelle diverse fasce, con entrambe le modalità di suddivisione, riferiti all'anno 2018, anno di riferimento per la diagnosi energetica.

CONSUMI ENERGIA ELETTRICA [kWh] - ANNO 2018						
MESE	F1	F2	F3	P	FP	TOT
Gennaio	490.038	262.805	411.646	542.599	621.890	1.164.489
Febbraio	412.215	217.275	350.001	455.670	523.821	979.491
Marzo	411.234	236.325	369.231	458.499	558.291	1.016.790
Aprile	344.355	184.008	294.648	381.157	441.854	823.011
Maggio	325.449	169.155	267.057	359.280	402.381	761.661
Giugno	302.538	166.914	256.488	335.921	390.019	725.940
Luglio	355.932	188.487	304.902	393.629	455.692	849.321
Agosto	204.687	113.178	182.160	227.323	272.702	500.025
Settembre	370.290	221.901	329.610	414.670	507.131	921.801
Ottobre	427.377	238.473	336.831	475.072	527.609	1.002.681
Novembre	367.524	183.168	308.508	404.158	455.042	859.200
Dicembre	324.297	189.414	321.270	362.180	472.801	834.981
TOT	4.335.936	2.371.103	3.732.352	4.810.157	5.629.234	10.439.391
	41,9%	22,9%	36,1%	46,5%	54,4%	100,0%

Tabella 12 Consumi di energia elettrica suddivisi in fasce (2018)

La ripartizione è stata effettuata attraverso la curva di carico oraria del 2018, resa disponibile dal fornitore solo per il POD legato allo stabilimento, il quale comunque rappresenta più del 98% dei consumi.

Analizzando i dati ripartiti nelle tre fasce orarie (F1, F2, F3), il maggior consumo avviene nella prima fascia: essa ricopre infatti le ore centrali della giornata lavorativa. Tuttavia, essendo l'orario di attività dell'azienda suddiviso in 3 turni per 5 giorni a settimana, è normale, come riscontrato, che anche i consumi delle fasce F2 e F3 risultino rilevanti.

Sempre attraverso la curva di carico oraria, che racchiude i dati di prelievo in termini di potenza media oraria per l'intero anno 2018, si sono costruiti i diagrammi di carico giornalieri. Visto che l'energia non è altro che l'integrale nel tempo della potenza prelevata, si può affermare che l'energia consumata in un'ora corrisponda alla potenza media prelevata nella stessa ora.

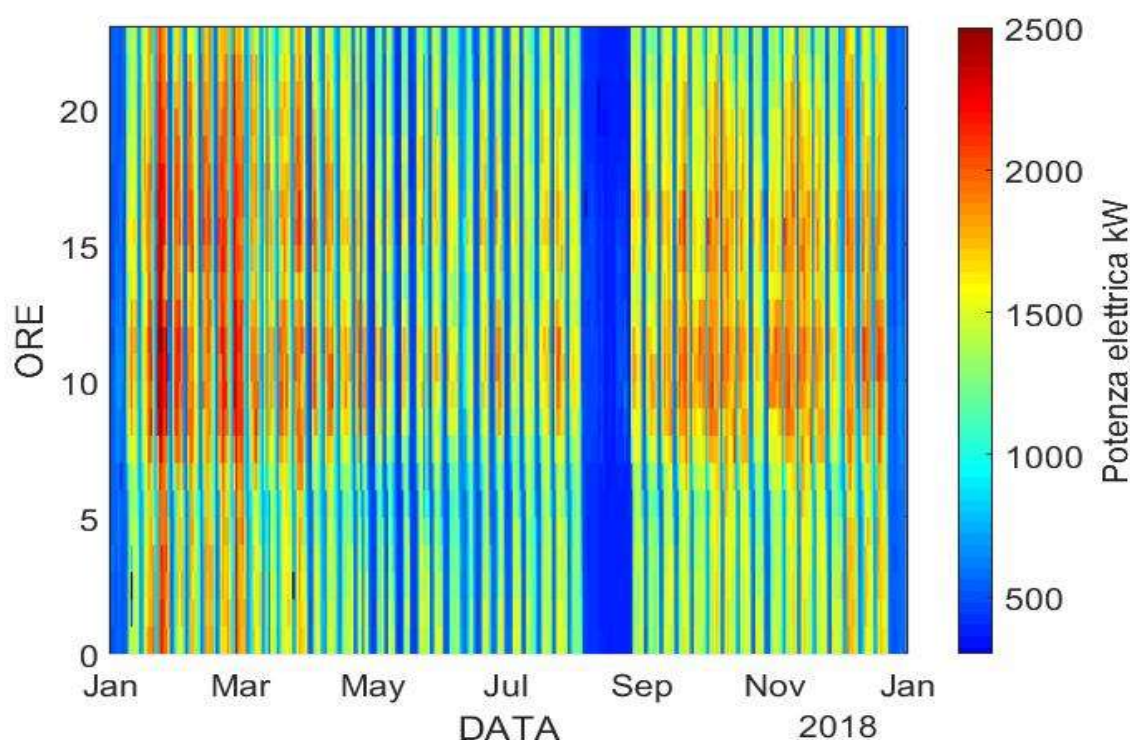


Figura 13 Carpet plot consumi anno 2018

Dal carpet plot in Figura 13 si nota un consumo di energia con un andamento stagionale: un elevato consumo nei primi 4 mesi dell'anno, un periodo (maggio/luglio) in cui lo stabilimento è attivo ad intermittenza ma con bassi consumi, il fermo estivo di agosto e, infine, gli ultimi 4 mesi dell'anno in cui i consumi sono tornati ad essere continui ma con picchi meno elevati.

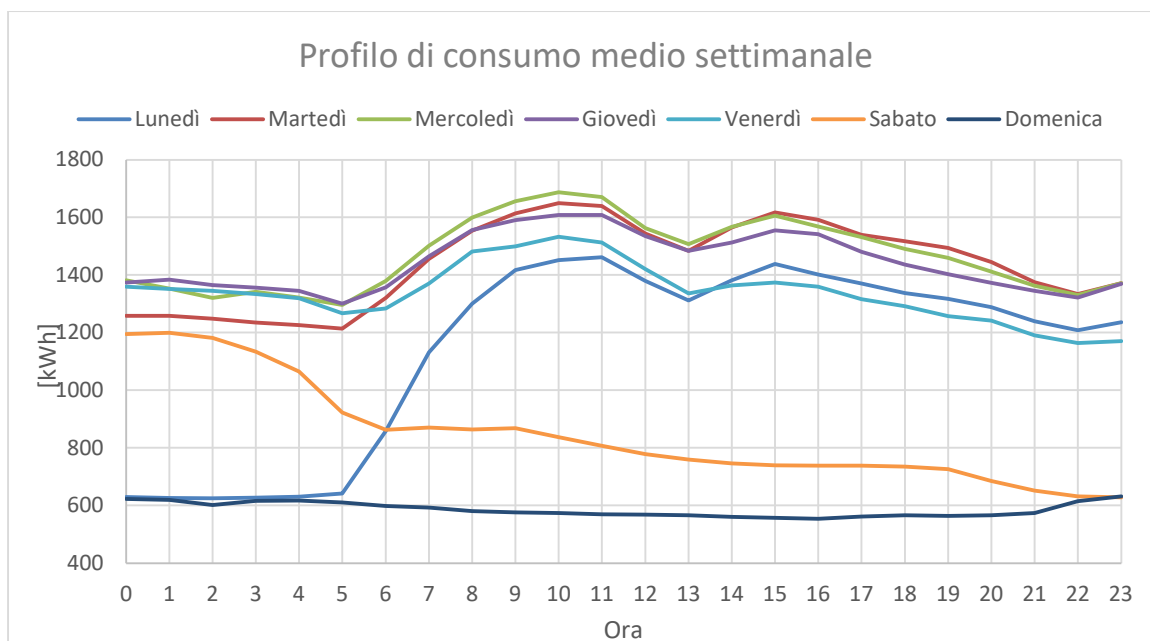


Figura 14 Curva di carico media settimanale

Dalla Figura 14 si nota come la potenza richiesta dall'azienda non sia costante durante la giornata e la settimana. Dall'analisi si riscontra un comportamento medio settimanale, diviso in tre tipologie di giornate: la giornata infrasettimanale, il sabato e la domenica. I giorni feriali sono caratterizzati da un'alta potenza prelevata, con due picchi, uno nelle ore centrali del mattino e uno in quelle del pomeriggio, ore caratterizzate da una grande mole di lavoro e quindi sovrapposizione di macchinari impegnati. Il sabato è un giorno intermedio, in cui la potenza scende lentamente fino a raggiungere il carico di base riscontrabile nella giornata di domenica; questo comportamento è dovuto al fatto che nelle prime ore del sabato è previsto l'ultimo turno settimanale lavorativo. Il carico di base medio, quello riscontrabile nelle ore in cui lo stabilimento non è produttivo, è pari a 600 kW, mentre si riscontra una diminuzione di circa 200 kW di potenza prelevata tra il turno notturno e quelli diurni, i quali hanno un massimo della potenza media prelevata pari a circa 1600 kW.

Nella Figura 15 viene proposto il profilo giornaliero medio: per ogni ora di una giornata si è calcolata la media sui 365 giorni annuali, si è così potuta definire una giornata "tipo" nella quale si può confrontare la potenza media annuale prelevata su intervalli orari con i relativi massimi registrati nelle stesse ore nel corso dell'anno.

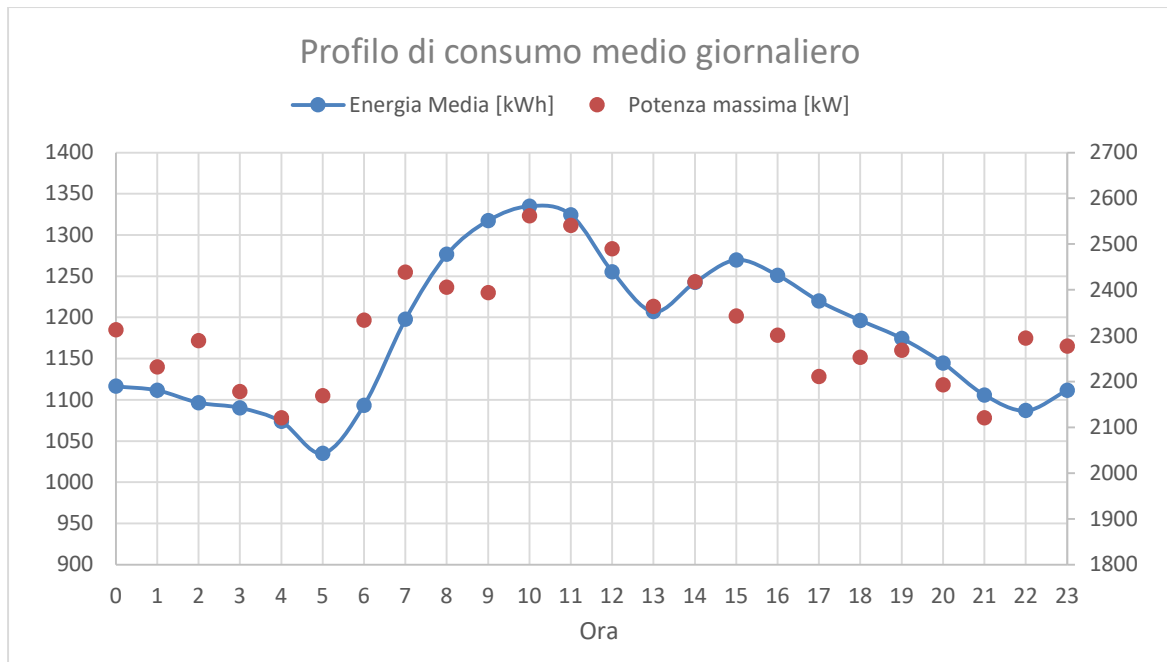


Figura 15 Curva di carico media giornaliera

Si può notare un prelievo istantaneo massimo molto irregolare, i cui picchi sono di molto superiori alla potenza media prelevata nella stessa ora; la differenza tra le due potenze, di picco e media, arriva ad essere pari alla potenza media stessa, questo può essere causato da un utilizzo in contemporanea di più macchinari oppure dall'uso di motori elettrici, le cui correnti di spunto possono essere molto dispendiose.

Per una migliore visualizzazione della curva di carico, si riporta in Figura 16 la cumulata delle potenze sulle ore annuali del 2018.

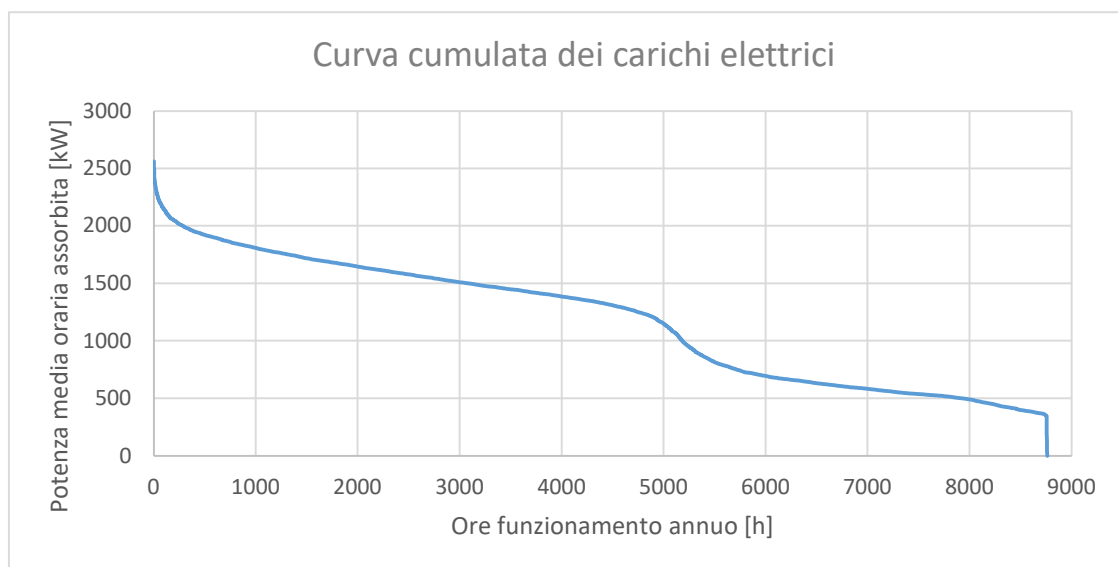


Figura 16 Cumulata dei carichi elettrici 2018

Si riscontra un carico minimo costante per l'intera durata dell'anno pari a 400 kW, mentre la richiesta media annuale è pari a 1180 kW per 4940 ore all'anno.

Si analizzano ora i costi e la relativa suddivisione nelle varie voci delle bollette dei consumi di energia elettrica; per l'anno 2018 si sono ricavate queste spese mensili.

CONSUMI ENERGIA ELETTRICA [kWh _e] - ANNO 2018			
MESE	Consumi EE [kWh _e]	IMPONIBILE [€/mese]	PMP [€/kWh]
Gennaio	1.164.489	€ 163.976	0,1408
Febbraio	979.491	€ 140.744	0,1437
Marzo	1.016.790	€ 142.176	0,1398
Aprile	823.011	€ 117.150	0,1423
Maggio	761.661	€ 107.275	0,1408
Giugno	725.940	€ 102.527	0,1412
Luglio	849.321	€ 125.937	0,1483
Agosto	500.025	€ 78.678	0,1573
Settembre	921.801	€ 135.474	0,1470
Ottobre	1.002.681	€ 146.535	0,1461
Novembre	859.200	€ 131.415	0,1530
Dicembre	834.981	€ 129.291	0,1548
TOT	10.439.391	€ 1.521.179	0,1457

Figura 17 Spesa mensile energia elettrica anno 2018

L'imponibile, quindi al netto dell'IVA, per l'anno 2018 è stato pari a 1.521.179 €, con un prezzo medio pari a 145 €/MWh.

La tariffa che per contratto è applicata all'azienda è di tipo misto: il 50% dei consumi è tariffato con un prezzo fisso diviso sulle tre fasce citate in precedenza, mentre la quota restante dei consumi è tariffata con il metodo del PUN orario. La prima tariffazione è di facile comprensione: vengono infatti applicati dei prezzi fissi ai consumi mensili di ogni fascia. Invece il PUN (prezzo unico nazionale), il quale viene rilevato dalla borsa elettrica italiana, cambia ogni ora. Questo tipo di tariffazione genera una ponderazione, fornisce quindi un prezzo medio da applicare sui consumi presi in considerazione, tenendo conto della curva di carico del sito e il PUN orario contemporaneo.

Si propone in Tabella 13 una suddivisione delle varie voci di costo per l'elettricità, ricavate dalla bolletta di giugno 2019, presa come modello.

Bolletta Energia Elettrica Giugno 2019			
Spesa Energia			
Energia F1	0,068 €/kWh	182.580 kWh	12.552
Energia F2	0,065 €/kWh	96.920 kWh	6.362
Energia F3	0,052 €/kWh	154.196 kWh	7.995
Perdite F1	0,068 €/kWh	6.938 kWh	476
Perdite F2	0,065 €/kWh	3.682 kWh	241
Perdite F3	0,052 €/kWh	5.859 kWh	303
Energia Pindex	0,051 €/kWh	433.695 kWh	22.280
Perdite Pindex	0,051 €/kWh	16.480 kWh	846
Dispacciamento			10.308
TOT spesa energia			61.368
Spesa per il trasporto e la gestione del contatore			
Quota fissa			51
Quota variabile			6.105
Quota potenza			10.373
Quota energia			399
TOT trasporto e misura			16.931
Oneri di sistema			
Quota ASOS	fissa		35
	variabile		40.102
Quota ARIM	fissa		33
	variabile		3.989
Quota UC6	fissa		2
TOT oneri di sistema			44.162
Imposte			
Imposta erariale di consumo	Scaglione 1		2.500
	Scaglione 2		5.005
TOT imposte			7.505
IVA			
IVA al 10% su imponibile di 129.967 €			12.966
Totale Bolletta			142.964

Tabella 13 Suddivisione voci di costo bolletta elettrica giugno 2019

In Figura 18, si propone la suddivisione percentuale nelle diverse voci di costo, per il mese di giugno 2019.

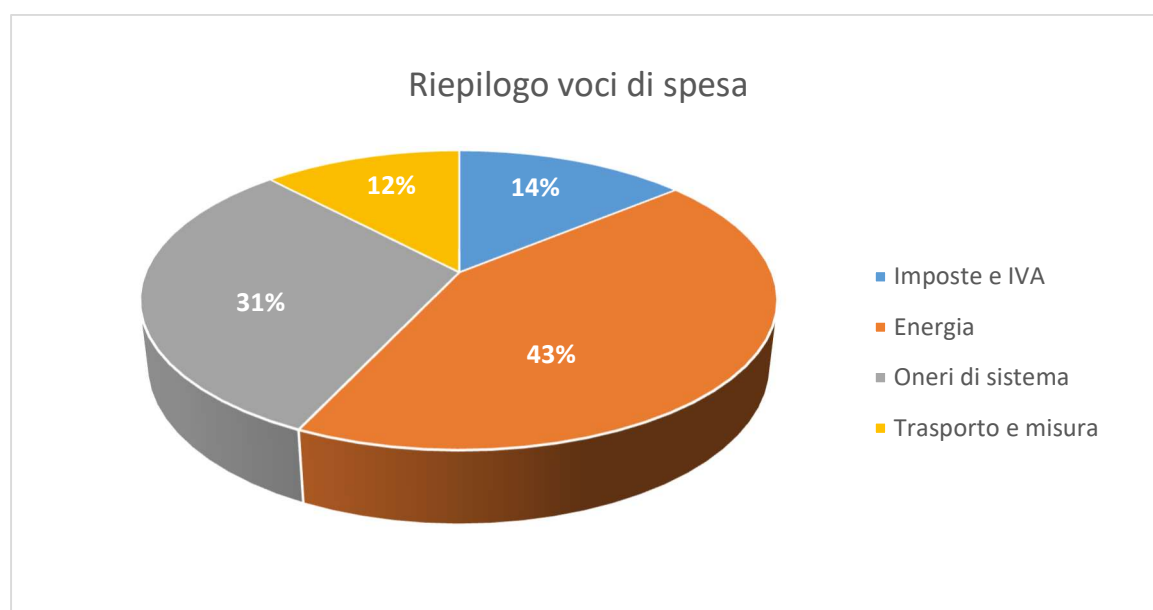


Figura 18 Ripartizione percentuale voci di costo energia elettrica

Si nota come solo il 43% del costo sia imputabile alla spesa per l'energia, il resto si divide tra imposte, trasporto e la seconda quota maggioritaria (31%) attribuibile agli oneri di sistema, i quali si suddividono in Asos (oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione) e in Arim (rimanenti oneri generali).

3.5.2 Consumi di energia termica

Riprendendo il metodo impiegato per la parte dell'energia elettrica, ora si analizzano i consumi dell'unico vettore acquistato, sotto la voce energia termica: il gas naturale.

Il gas naturale si preleva attraverso l'unico PDR presente nel sito produttivo, con un potere calorifico superiore pari a 39,161 MJ/smc, attraverso una fornitura con tipologia d'uso industriale.

In Tabella 14 si riportano i consumi mensili registrati nel corso del triennio 2016-2018, analogamente al metodo impiegato per l'energia elettrica.

CONSUMO GAS NATURALE [smc]			
Mese	2016	2017	2018
1	957.253	890.676	804.308
2	918.148	810.629	714.711
3	954.580	813.456	696.291
4	734.466	615.014	487.968
5	714.559	618.375	393.377
6	498.290	481.604	308.415
7	513.098	486.745	365.731
8	318.564	188.160	140.822
9	691.867	553.426	492.040
10	696.671	637.502	589.565
11	739.415	811.708	606.745
12	768.996	706.764	498.228
Totale	8.505.907	7.614.059	6.098.201

Tabella 14 Consumi gas naturale mensili

Ugualmente a quanto avviene per l'energia elettrica, anche nel caso del gas naturale il consumo è in netto calo nel triennio 2016 – 2018.

Si analizza ora il comportamento temporale su base mensile sul triennio 2016-2018 con metodo grafico, nella Figura 19.

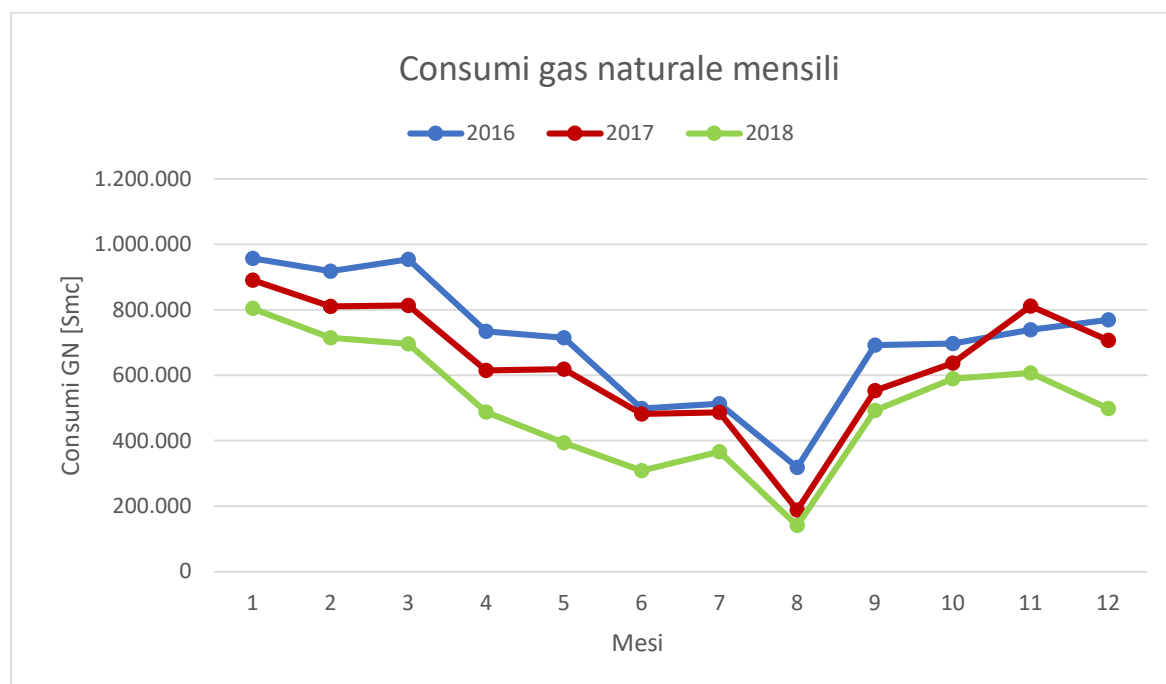


Figura 19 Andamenti mensili consumi gas naturale

L'andamento dei consumi è molto simile a quello elettrico e quindi per proprietà transitiva a quello della produzione, la quale da come si evince risulta legata alla produzione. Anche in questo caso, si nota un calo sensibile nel mese di fermo estivo di agosto, con picchi nei mesi invernali, giustificato dal fatto che il gas è utilizzato anche, in maniera indiretta, per il riscaldamento.

Come prima anticipato, il gas naturale è utilizzato per diverse funzioni: bruciato a bordo macchina per usi di produzione, utilizzato per la produzione di vapore e olio diatermico e infine usato nel post-combustore per la riduzione degli inquinanti nei gas di scarico dei forni.

Si propone in Figura 20 una prima suddivisione riepilogativa di come il gas naturale è utilizzato a livello energetico nel sito in esame.

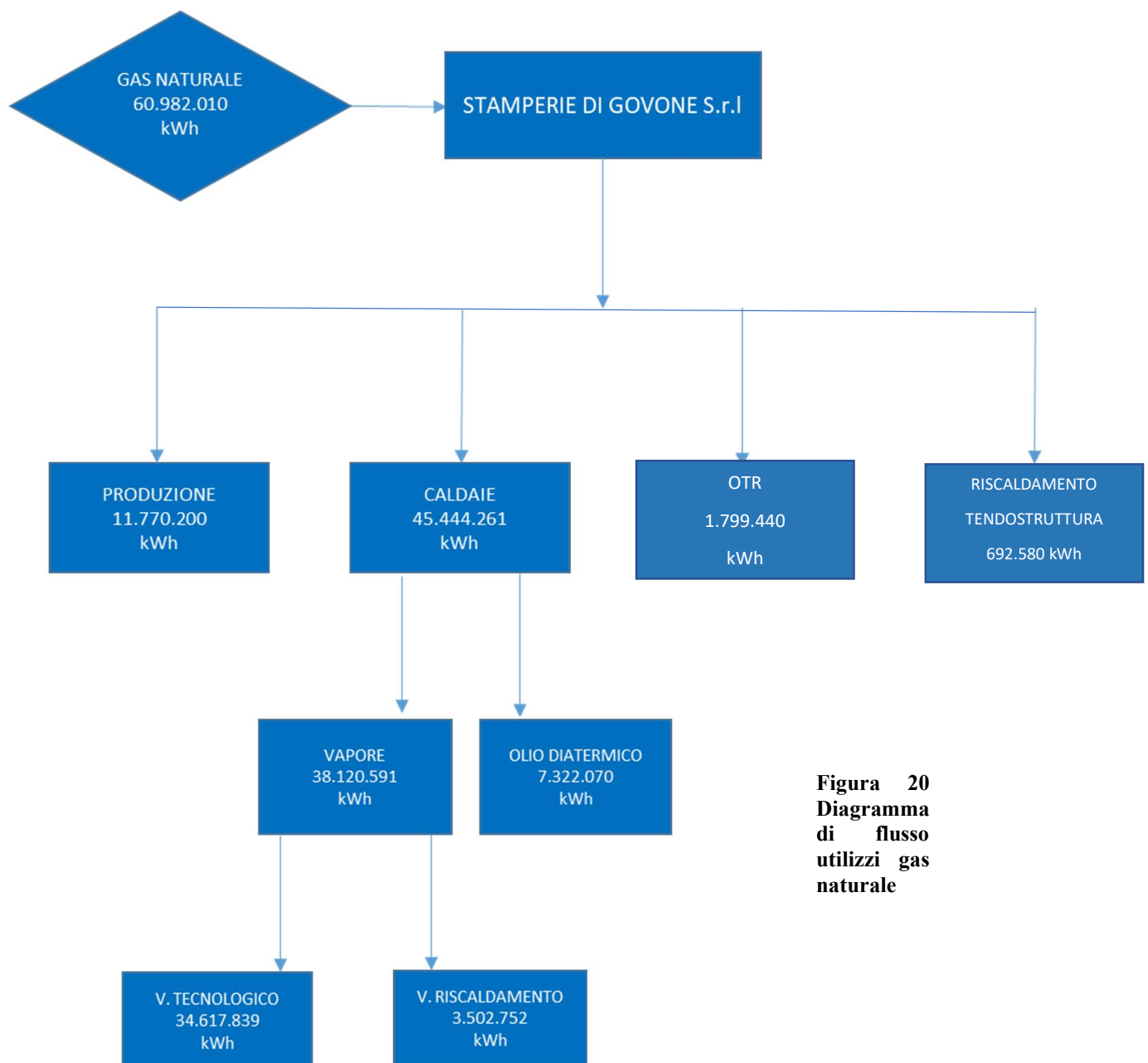


Figura 20
Diagramma
di flusso
utilizzi gas
naturale

La maggior parte dei consumi termici di gas naturale si ha all'interno delle caldaie di produzione vapore. Il vapore, tramite una rete di distribuzione a 9 bar e 160°, è suddiviso tra uso tecnologico (alcune macchine non hanno la possibilità di bruciare direttamente

metano e i consumi termici vengono soddisfatti con il vapore) e ad uso riscaldamento (uffici e locali produzione).

Il vapore prodotto è contabilizzato attraverso due contatori, i quali misurano separatamente il vapore ad uso tecnologico e quello ad uso riscaldamento; si riportano in Figura 21 gli andamenti del vapore consumato per entrambi gli usi finali.

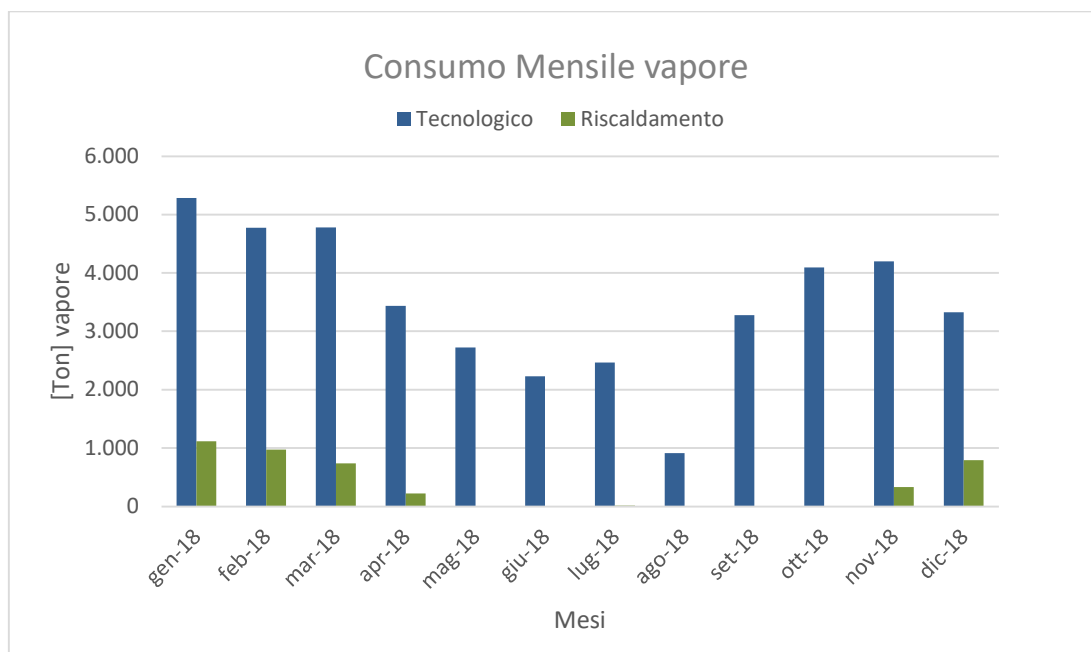


Figura 21 Consumi mensili di vapore 2018

Nello stabilimento sono state prodotte e consumate nel 2018 45.687 tonnellate di vapore, di cui 41.489 ton a servizio della produzione e 4.198 ton ad uso riscaldamento.

A prova del corretto funzionamento delle caldaie, si nota come il vapore ad uso tecnologico segua l'andamento della produzione e di conseguenza segue, come succede per il gas naturale, il comportamento dell'energia elettrica; lo stesso si può dire per il vapore ad uso riscaldamento, che invece segue perfettamente la stagione di riscaldamento e i gradi giorno della località.

Si analizzano ora i costi e la relativa suddivisione nelle varie voci delle bollette dei consumi di gas naturale, per l'anno 2018 si sono ricavate le spese mensili riportate in Tabella 15.

CONSUMI GAS NATURALE [smc] - ANNO 2018			
MESE	Consumi GN [smc/mese]	IMPONIBILE [€/mese]	PMP [€/smc]
Gennaio	804.308	€ 223.830	0,2783
Febbraio	714.711	€ 191.488	0,2679
Marzo	696.291	€ 178.615	0,2565
Aprile	487.968	€ 139.879	0,2867
Maggio	393.377	€ 108.234	0,2751
Giugno	308.415	€ 85.229	0,2763
Luglio	365.731	€ 100.706	0,2754
Agosto	140.822	€ 49.149	0,3490
Settembre	492.040	€ 146.733	0,2982
Ottobre	589.565	€ 178.038	0,3020
Novembre	606.745	€ 179.540	0,2959
Dicembre	498.228	€ 148.857	0,2988
TOT	6.098.201	€ 1.730.298	0,2839

Tabella 15 Spesa mensile gas naturale 2018

L'imponibile, quindi al netto dell'IVA, per l'anno 2018 è stato pari a 1.730.298 €, con un prezzo medio pari a 0,2839 €/smc.

In modo analogo all'energia elettrica, l'azienda ha scelto di seguire una tariffazione di tipo misto, quindi anche in questo caso il 50% dei consumi è tariffato con un prezzo fisso, costante per diverse mensilità, mentre la quota restante dei consumi è tariffata con un prezzo indicizzato, che segue la variazione del mercato.

Si propone in Tabella 16 una suddivisione delle varie voci di costo per il gas naturale, ricavate dalla bolletta di giugno 2019, presa come modello.

Bolletta Gas Naturale Giugno 2019			
Spesa Energia			
Quota fissa business			15.024
Quota prezzo fisso	0,2379 €/smc	191.112 smc	45.474
Quota prezzo indicizzato	0,1355 €/smc	191.112 smc	25.895
TOT spesa energia			86.395
Spesa per il trasporto e la gestione del contatore			
Oneri (GST-RET-UG3t-QtTmcv)	0,0202 €/smc	382.224 smc	7.756
TOT trasporto e misura			7.756
Imposte			
Imposta di consumo agevolata	0,0074 €/smc	382.224 smc	2.866
Addizionale regionale	0,0052 €/smc	382.224 smc	1.987
TOT imposte			4.853
IVA			
IVA al 10% su imponibile di 99.005 €			9.900
Totale Bolletta			108.905

Tabella 16 Suddivisione voci di costo bolletta gas naturale giugno 2019

In Figura 22, si propone la suddivisione percentuale nelle diverse voci di costo, per il mese di giugno 2019.

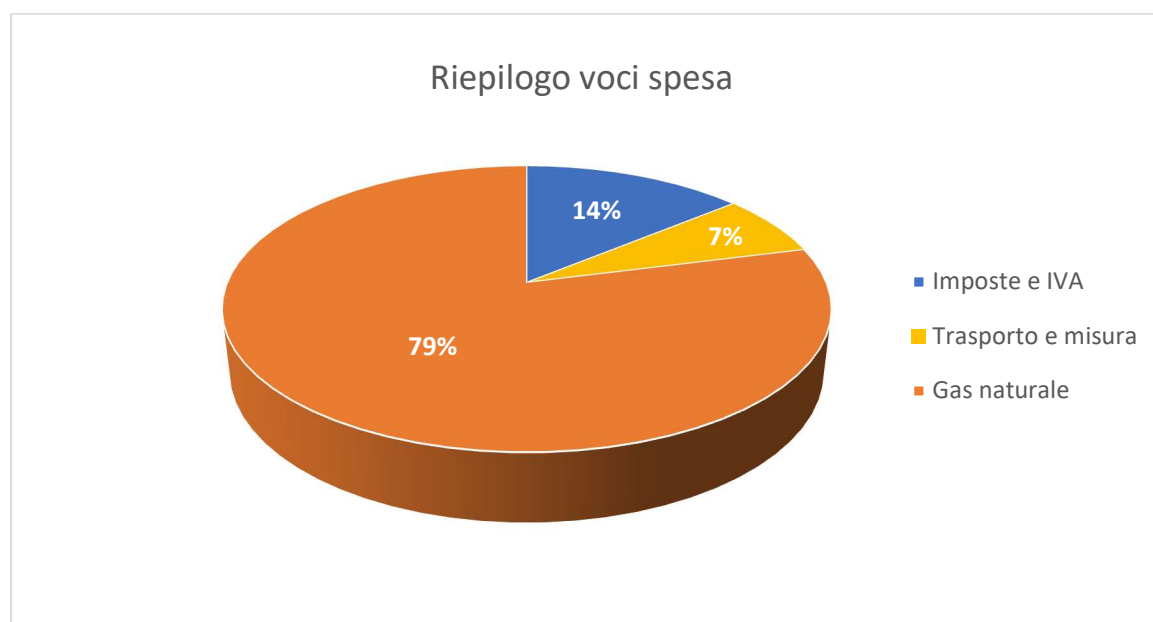


Figura 22 Ripartizione percentuale voci di costo gas naturale

Diversamente dall'energia elettrica, la quota di spesa maggioritaria è costituita dal costo del gas naturale con il 79%, il restante 21% è spartito tra imposte e costi relativi al trasporto e alla misura.

6t3.6 Descrizione strategia di monitoraggio

Poiché sono decorsi i 4 anni dalla prima diagnosi energetica, l'azienda, come da normativa, si è dotata di un sistema di monitoraggio. Con riferimento alla Tabella 2, nella quale vengono elencate le percentuali d'obbligo di monitoraggio, le Stamperie di Govone, con i suoi 7.106 tep (dati 2018), si posizionano nel quarto scaglione (6.700 – 7.799 tep). Esse hanno quindi come obbligo di misura il 70% delle attività principali, il 35% per i servizi ausiliari e il 20% per i servizi generali. Entrambi i vettori energetici sono soggetti ad obbligo poiché ciascuno dei due supera il 10% dei consumi dell'intero stabilimento.

Dal 2015 ad oggi l'azienda si è impegnata ad installare un sistema di monitoraggio composto da più meter sulle macchine elettriche più energivore, in modo da soddisfare le percentuali imposte dallo scaglione più alto, poiché al tempo l'azienda superava i 10.000 tep; a causa di alcuni problemi interni allo stabilimento, il sistema di monitoraggio è stato attivato solo a partire dai primi mesi del 2019; in questi anni il fabbisogno energetico aziendale è diminuito, ma rimangono comunque soddisfatte le percentuali di monitoraggio. Il modello di misuratore installato è della Mitsubishi Electric, ME96SS versione "A", di cui viene riportata la scheda tecnica.

Type		ME96SSHA-MB, ME96SSRA-MB, ME96SSEA-MB			
Phase wire system		3-PHASE 4-WIRE, 3-PHASE 3-WIRE (3CT, 2CT) 1-PHASE 3-WIRE, 1-PHASE 2-WIRE (common)			
Rating	Current	AC5A, AC1A (common)			
	Voltage	3-PHASE 4-WIRE: max AC277/480V 1-PHASE 3-WIRE: max AC220/440V 3-PHASE 3-WIRE: (DELTA) max AC220V, (STAR) max AC440V 1-PHASE 2-WIRE: (DELTA) max AC220V, (STAR) max AC440V			
	Frequency	50-60Hz (common)			
Item		Measurement item	ME96SSHA-MB	ME96SSRA-MB	ME96SSEA-MB
Measurement elements	Current (A)	A1, A2, A3, AN, I_{avg}			
	Current Demand (DA)	DA1, DA2, DA3, DAN, D_{avg}	±0.1%	±0.2%	±0.5%
	Voltage (V)	V12, V23, V31, V_{avg} (L-L), V1N, V2N, V3N, V_{avg} (L-N)			
	Active Power (W)	W1, W2, W3, ΣW			±0.5%
	Reactive Power (var)	var1, var2, var3, Σvar	±0.2%	±0.5%	—
	Apparent Power (VA)	VA1, VA2, VA3, ΣVA			—
	Power Factor (PF)	PF1, PF2, PF3, ΣPF	±0.2%	±0.5%	±0.5%
	Frequency (Hz)	Hz	±0.1%	±0.1%	±0.2%
	Active Energy (Wh)	Imported, Exported	class0.5S (IEC62053-22)	class0.5S (IEC62053-22)	class0.5S (IEC62053-22)
	Reactive Energy (varh)	Imported Lag, Imported Lead, Exported Lag, Exported Lead	class1S (IEC62053-24)	class1S (IEC62053-24)	—
	Apparent Energy (VAh)	Imported + Exported	±2.0%	±2.0%	—
	Harmonic current (HI)	Only odd number			
	Harmonic voltage (HV)	Only odd number	±1.0% (1 to 31st)	±1.0% (1 to 19th)	±2.0% (THD only)
	Rolling Demand (DW)	Rolling Block, Fixing Block	±0.2%	±0.5%	—
	Rolling Demand (Dvar)	Rolling Block, Fixing Block	±1.0%	±1.0%	—
	Rolling Demand (DVA)	Rolling Block, Fixing Block	±1.0%	±1.0%	—
	Periodic Active Energy (Wh)	Periodic Active Energy 1, Periodic Active Energy 2	class0.5S (IEC62053-22)	class0.5S (IEC62053-22)	—
	Operation time (h)	Operation time 1, Operation time 2	(Reference)	(Reference)	(Reference)
Communication Specification		MODBUS®RTU communication			
Accessible optional plug-in module (only ME96SSHA-MB, ME96SSRA-MB)	ME-4210-SS96	4-Analog output, 2-Pulse output, 1-Digital input			
	ME-0040C-SS96	CC-Link communication, 4-Digital input			
	ME-0052-SS96	5-Digital input, 2-Digital output			
	ME-0000BU-SS96	SD CARD			
	ME-0000MT-SS96	MODBUS®TCP communication			
Auxiliary power		AC100-240V (±15%), DC100-240V (-30% +15%)			
Weight		0.5kg			
Dimension		96 (H) × 96 (W) × 90 (D)			
Attachment Method		Embedding attachment			
Operating temperature/humidity		-5 to +55°C (average temperature: 35°C or less per day), 0 to 85%RH, non condensing			
Storage temperature/humidity		-25 to +75°C (average temperature: 35°C or less per day), 0 to 85%RH, non condensing			
Optional part (For ME-0000BU-SS96)		SD memory card (EMU4-SD2GB)*1			

Figura 23 Scheda tecnica meter elettrico

Si riporta in Tabella 17 un riepilogo delle utenze monitorate con i relativi consumi nei primi 4 mesi del 2019, divise nelle varie aree funzionali appartenenti.

MACCHINARI	CONSUMO RILEVATO 2019 [kWh]
ATTIVITA' PRINCIPALI	1.167.835
ASCIUGATURA	232.214
0512 - ASCIUGAT. SALVADE' (4900)	149.807
0515 - ASCIUGAT. SALVADE (4903)	82.407
FINISSAGGIO	208.572
0931 - CALANDRA SALVADE	67.058
0939 - CALANDRA BUTTI	224
0962 - CALANDRA SONFOR	9.283
1210 - PENTEK 1	47.820
3501 - RAMEUSE MONFORTS	49.892
3502 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	34.295
3503 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	Non utilizzata
LAVAGGIO	78.958
4900 - LAVAGGIO CONCORD	39.998
4903 - LAVAGGIO CONCORD DOPPIO	38.960
PREPARAZIONE	261.456
3509 - RAMEUSE UNITECH	55.996
3514 - RAMEUSE MONFORT 8C	58.149
3515 - RAMEUSE MONFORT 8C	42.810
3516 - RAMEUSE MONFORT 8C	104.501
STAMPA	267.822
1060 - MS LARIO WF	21.237
1061 - MS JP6-1 RT	9.205
1062 - MS JP6-2 RT/CRT	10.336
1063 - MS JP6-3 EX-CARTA	1.303
1064 - MS LARIO2 RT	44.129
1082 - MS JP7	9.641
1083 - MS JP7-2	708
1084 - MS JP7-3	7.856
4038 - S STORK 9 (20 NEW)CESP.072591	65.909
4060 - REGGIANI	66.068
5500 - FORNO NATGRAPH	32.733
VAPORIZZO	118.813
5507 - VAPORISSAGG SALVADE	118.813
SERVIZI AUSILIARI	1.276.864
DEPURATORE	461.614
SERVIZI AUSILIARI	255.135
SOFFIANTI	206.479
SISTEMA DI EMERGENZA	74.230
SALA COMPRESSORI	390.312
CENTRALE TERMICA	115.200
TRATTAMENTO ACQUA	235.508
POMPE TANARO	58.323
STAZIONE IDRICA	122.418
BERNARDINELLO	54.767
SERVIZI GENERALI	78.562
ILLUMINAZIONE	70.343
UNITA' TRATTAMENTO ARIA	8.218
UTA (N) - PREPARAZIONE	3.017
UTA (O) - FINISSAGGIO	5.202

Tabella 17 Consumi utenze elettriche monitorate (primi 4 mesi 2019)

Con questa soluzione di monitoraggio l'azienda rientra nei limiti imposti dalla legge, riuscendo a raggiungere una copertura dell'83% dei consumi totali registrati.

Per quanto riguarda il restante vettore energetico, il gas naturale, erano stati installati dei contatori volumetrici a bordo macchina e su tutte le utenze sia ausiliarie che generali. Tutti i sotto-contatori non sono fiscali e sono senza correttore digitale, si converte quindi il dato da mc a Smc utilizzando il fattore K del contatore generale, che però potrebbe non essere sempre preciso; per questo motivo, i dati danno un'indicazione molto prossima a quella realistica ma non reale, restando comunque affidabili per una buona caratterizzazione del modello termico. Seguendo quanto detto, si raggiunge la copertura totale dei consumi di gas metano all'interno dello stabilimento.

3.7 Struttura energetica aziendale

Dopo aver analizzato i vettori energetici a livello "B", ora si prosegue con la sua caratterizzazione a livello "C" e poi successivamente a livello "D". Questo paragrafo intende analizzare tutti i passaggi e le assunzioni atte alla creazione dei modelli elettrico e termico e stilare i risultati ottenuti.

Si propongono ora gli schemi raffiguranti la struttura energetica aziendale con le suddivisioni secondo le linee guida, sia per quanto riguarda l'energia elettrica sia per quella termica.

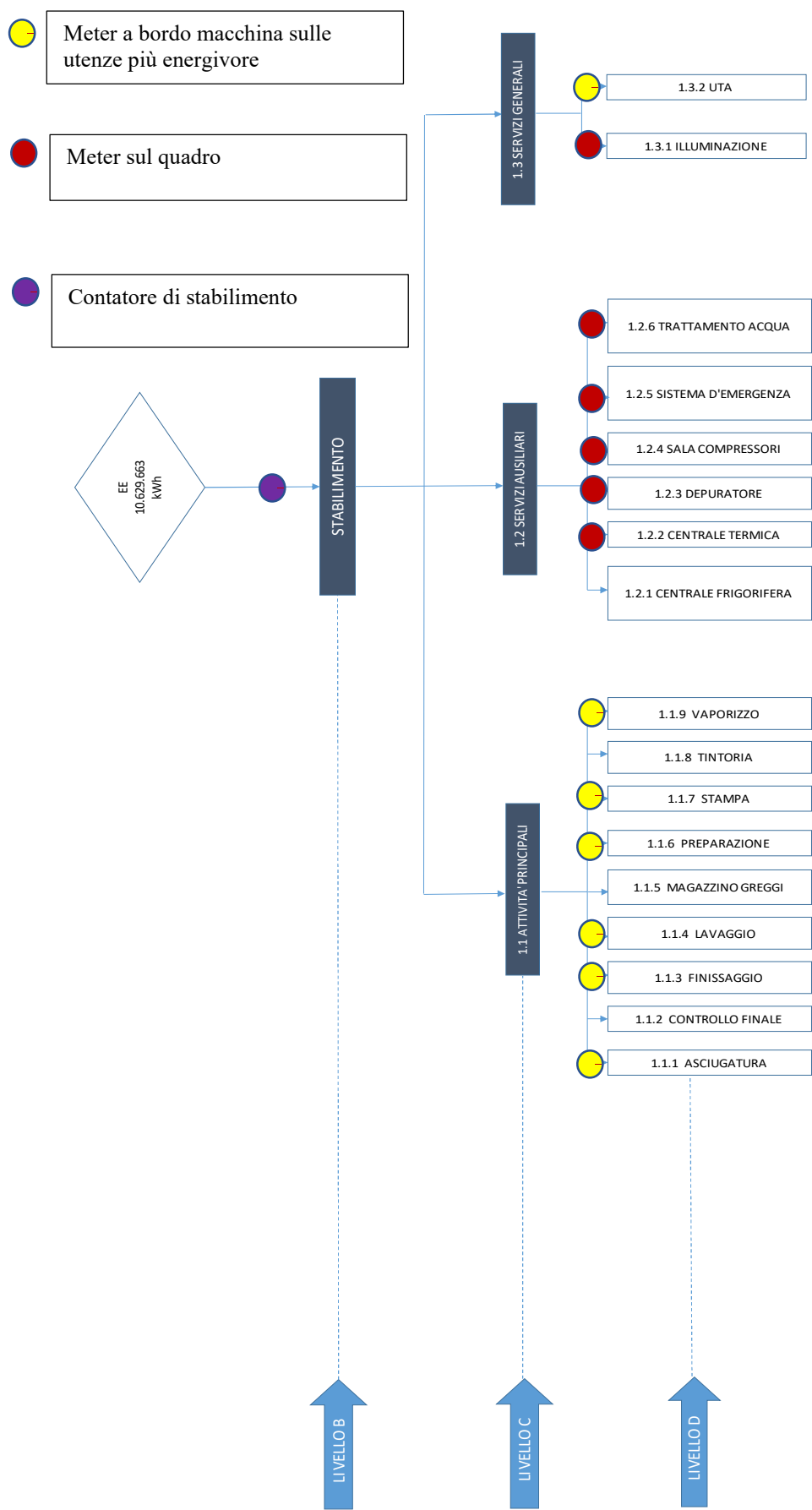


Figura 24 Struttura del vettore elettrico aziendale

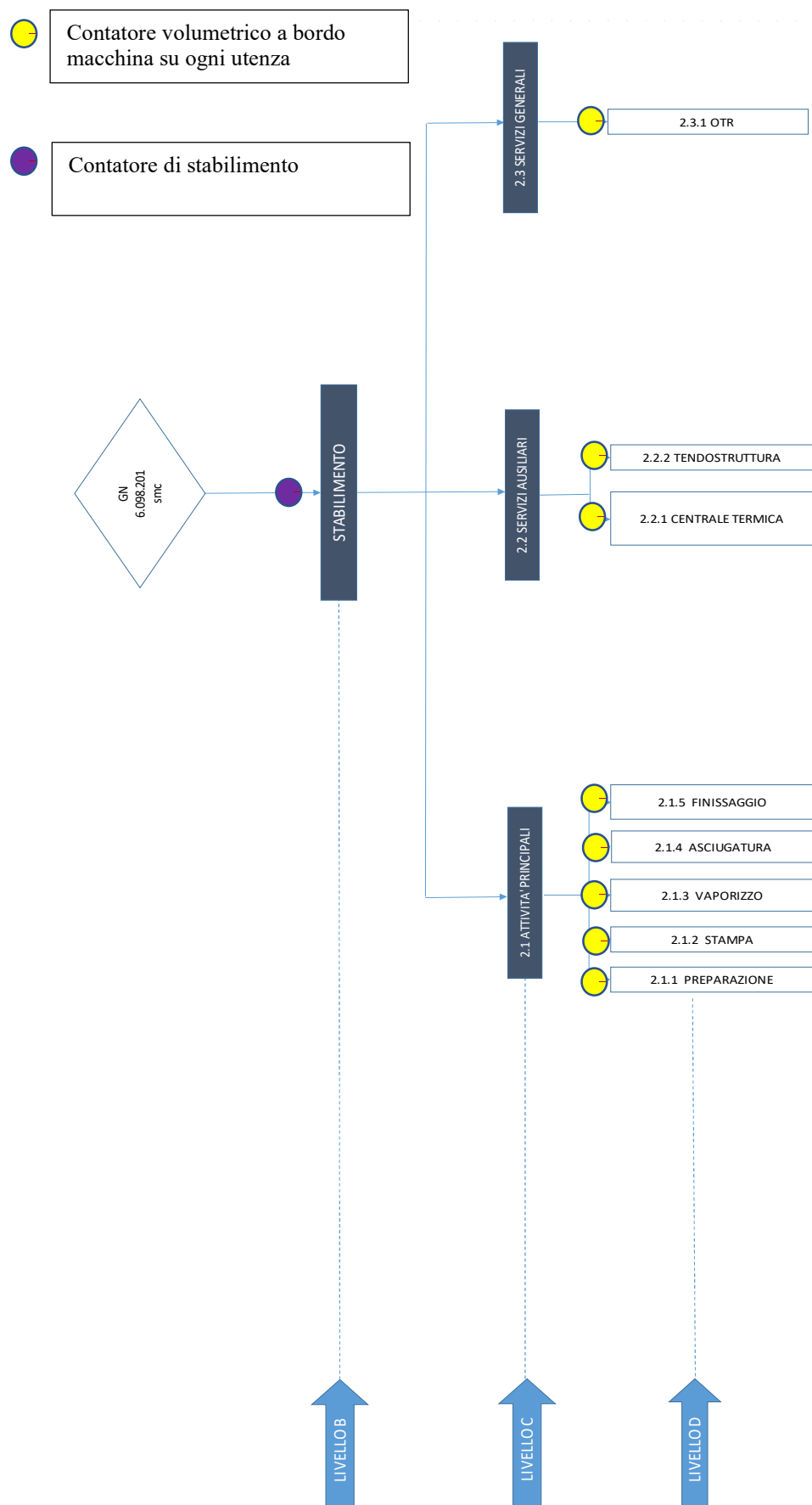


Figura 25 Struttura del vettore termico aziendale

3.7.1 Validazione modello elettrico

Come già anticipato, l'azienda in esame si è mossa per soddisfare gli obblighi di monitoraggio. Tuttavia, a causa di varie peripezie aziendali il sistema è stato attivato solo dai primi mesi del 2019, perciò non si è potuto basare completamente il modello elettrico sui dati prodotti dal sistema di monitoraggio in quanto non sufficientemente numerosi da coprire la caratterizzazione di un anno intero.

La base di partenza per la creazione del modello elettrico finale sono stati i dati acquisiti dal monitoraggio della maggioranza delle utenze nei primi 4 mesi del 2019. Successivamente, sottraendo dal totale dei consumi di stabilimento, ricavati dalle bollette, la quota monitorata, si è ottenuta la quota dei consumi non monitorati; questa quota è stata poi ripartita tra le varie utenze non soggette a misura in base a stime.

Le stime del consumo di energia elettrica sono state create attraverso il seguente calcolo:

$$E_{el} = P_n * h_{funz} * f_u$$

- P_n è la potenza nominale installata del macchinario, ricavata dai dati di targa
- h_{funz} è un valore stimato delle ore di funzionamento annuali
- f_u è un fattore di utilizzo che va da 0 a 1, il quale va a modificare la potenza, dandone una stima più reale di quella impiegata mediamente.

A partire dalla ripartizione trovata sui 4 mesi del 2019, attraverso una proporzione, si sono suddivisi i consumi del 2018, anno di riferimento della diagnosi.

Si propone in Tabella 18 la lista delle utenze elettriche con i relativi consumi, specificando la tipologia di dato misurato o stimato, sia per i primi 4 mesi del 2019 che per il modello finale ricavato del 2018.

Tipologia attività	2019		2018 Riproporzionato	
	Consumo [kWh]	Tipo di dato	Consumo [kWh]	Tipo di dato
ATTIVITA' PRINCIPALI				
ASCIUGATURA				
0515 - ASCIUGAT. SALVADE (4903	82.407	misurato	296.031	ricavato da misura
0512 - ASCIUGAT. SALVADE' (4900	149.807	misurato	522.019	ricavato da misura
CONTROLLO FINALE				
4723 - TAVOLO VISITA 23	1.850	stimato	6.202	stimato
4720 - TAVOLO VISITA 20	437	stimato	1.464	stimato
4719 - TAVOLO VISITA 19	531	stimato	1.779	stimato
4718 - TAVOLO VISITA 18	3.891	stimato	13.046	stimato
4717 - TAVOLO VISITA 17	1.446	stimato	4.848	stimato
4716 - TAVOLO VISITA 16	3.822	stimato	12.815	stimato
4715 - TAVOLO VISITA 15	3.396	stimato	11.387	stimato

4710 - TAVOLO VISITA 10	443	stimato	1.484	stimato
4709 - TAVOLO VISITA 9 (TAV. 5)	3.068	stimato	10.288	stimato
4708 - TAVOLO VISITA 8	3.097	stimato	10.383	stimato
4706 - TAVOLO VISITA 6	4.091	stimato	13.717	stimato
4705 - TAVOLO VISITA 5	3.864	stimato	12.956	stimato
4701 - TAVOLO VISITA 1	1.305	stimato	4.376	stimato
FINISSAGGIO				
3503 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	dismessa	misurato	149.267	ricavato da misura
3502 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	34.295	misurato	134.714	ricavato da misura
3501 - RAMEUSE MONFORTS	49.892	misurato	187.010	ricavato da misura
3500 - RAMEUSE MONFORTS	63.728	stimato	213.678	stimato
1210 - PENTEK 1	47.820	misurato	180.062	ricavato da misura
0600 - RADRIZZATRAMA CORINO	14.199	stimato	47.608	stimato
0931 - CALANDRA SALVADE	67.058	misurato	244.566	ricavato da misura
0939 - CALANDRA BUTTI	224	misurato	751	ricavato da misura
0962 - CALANDRA SONFOR	9.283	misurato	50.850	ricavato da misura
LAVAGGIO				
4904 - LAVAGGIO CONCORD	9.711	stimato	32.562	stimato
4903 - LAVAGGIO CONCORD DOPPIO	38.960	misurato	150.355	ricavato da misura
4900 - LAVAGGIO CONCORD	39.998	misurato	153.836	ricavato da misura
MAGAZZINO GREGGI				
1612 - FALDATRICE A LEVE	360	stimato	1.208	stimato
1606 - FALDATORE ASPINO	533	stimato	1.787	stimato
1603 - FALDATRICE A LEVE	709	stimato	2.376	stimato
1602 - FALDATRICE A LEVE	103	stimato	346	stimato
0110 - ALZATRICE MONTI	21.319	stimato	71.481	stimato
PREPARAZIONE				
3001 - MERCERIZZO GOLLER	17.009	stimato	57.032	stimato
4800 - LAVAGGIO ARTOS	3.572	stimato	11.976	stimato
3516 - RAMEUSE MONFORT 8C	104.501	misurato	370.111	ricavato da misura
3515 - RAMEUSE MONFORT 8C	42.810	misurato	163.264	ricavato da misura
3514 - RAMEUSE MONFORT 8C	58.149	misurato	214.695	ricavato da misura
3509 - RAMEUSE UNITECH	55.996	misurato	207.476	ricavato da misura
STAMPA				
1061 - MS JP6-1 RT	9.205	misurato	50.588	ricavato da misura
1063 - MS JP6-3 ex-CARTA	29.034	stimato	97.349	stimato
1062 - MS JP6-2 RT/CRT	10.336	misurato	54.379	ricavato da misura
1060 - MS LARIO WF	21.237	misurato	90.931	ricavato da misura
1064 - MS LARIO2 RT	44.129	misurato	167.687	ricavato da misura
1067 - MS JP4 CRT	5.623	stimato	18.852	stimato
1082 - MS JP7	9.641	misurato	52.051	ricavato da misura
1083 - MS JP7-2	708	misurato	2.374	ricavato da misura
1084 - MS JP7-3	7.856	misurato	46.066	ricavato da misura
4038 - S STORK 9 (20 NEW)CESP.072591	65.909	misurato	240.714	ricavato da misura
4032 - R STORK 3(EX8)-(20 NEW) 073618	35.171	stimato	117.927	stimato
4060 - REGGIANI	66.068	misurato	221.522	ricavato da misura
5500 - FORNO NATGRAPH	32.733	misurato	109.752	ricavato da misura
TINTORIA				
5013 - THEN AFS 4 TUBI	1.548	stimato	5.189	stimato
5012 - THEN AFS 4 TUBI	1.658	stimato	5.559	stimato
5009 - THEN AFS 3 TUBI	1.568	stimato	5.259	stimato
VAPORIZZO				
5507 - VAPORISSAGG SALVADE	118.813	misurato	418.098	ricavato da misura
5506 - VAPORISSAGG STORK	11.391	stimato	38.194	stimato
5504 - VAPORISSAGG STORK	5.169	stimato	17.332	stimato
SERVIZI AUSILIARI				
CENTRALE FRIGORIFERA				
CLIVET MSE 150	118.633	stimato	232.965	stimato
CLIVET MSE 150	118.633	stimato	232.965	stimato
CLIMAVENETA NECS LN0522	67.356	stimato	132.270	stimato
CLIMAVENETA NECS LN50352	43.825	stimato	86.062	stimato
CENTRALE TERMICA				

BONO	2.477	misurato	8.621	misurato
THERMA	2.477	misurato	8.621	misurato
BONO	2.477	misurato	8.621	misurato
POMPE DI CIRCOLAZIONE OLIO	37.161	misurato	129.310	misurato
POMPE DI CIRCOLAZIONE OLIO	33.445	misurato	116.379	misurato
POMPE DI CIRCOLAZIONE VAPORE	37.161	misurato	129.310	misurato
DEPURATORE				
SOFFIANTI	206.479	misurato	630.237	misurato
SERVIZI AUSILIARI	255.135	misurato	766.091	misurato
SALA COMPRESSORI				
ATLAS COPCO GA1048	104.701	misurato	310.560	misurato
INGERSOLL RAND R110i	71.982	misurato	213.510	misurato
INGERSOLL RAND NIRVANA 110 S	71.982	misurato	213.510	misurato
ATLAS COPCO GA110	71.982	misurato	213.510	misurato
INGERSOLL M75	49.079	misurato	145.575	misurato
HIROSS PST 900	10.640	misurato	31.561	misurato
HIROSS PGN 770	9.947	misurato	29.503	misurato
SISTEMA DI EMERGENZA	74.230	misurato	212.842	misurato
TRATTAMENTO ACQUA				
STAZIONE IDRICA	122.418	misurato	385.061	misurato
POMPE TANARO	58.323	misurato	190.272	misurato
BERNARDINELLO	54.767	misurato	161.370	misurato
SERVIZI GENERALI				
ILLUMINAZIONE	70.343	misurato	250.000	misurato
UNITA' TRATTAMENTO ARIA				
UNITA' ESTERNA Taglierine 4618-4619	12.868	stimato	25.270	stimato
UNITA' ESTERNA Rameuse 3514	12.868	stimato	25.270	stimato
UTA N	3.017	misurato	10.116	ricavato da misura
UTA O	5.202	misurato	17.442	ricavato da misura
CORRIDOIO FREDDO Tintoria 5201-5202	4.718	stimato	9.266	stimato
CORRIDOIO FREDDO Tintoria 5012-5013	4.718	stimato	9.266	stimato
CORRIDOIO FREDDO Lavaggio 4900	12.868	stimato	25.270	stimato
CUNICOLI FREDDO Lavaggio 4903-4904	16.034	stimato	31.486	stimato
INGRESSO CUNICOLI 3500-3501-3503	9.600	stimato	18.851	stimato
USCITA CUNICOLI 3500-3501-3503	9.599	stimato	18.851	stimato
INGRESSO AEREO 3500-3501-3503	11.152	stimato	21.901	stimato
TAVOLI VISITA 4707-4708	12.868	stimato	25.270	stimato
TAVOLI VISITA 4702-4703	12.868	stimato	25.270	stimato
INCARTO	12.868	stimato	25.270	stimato
VAPORIZZI	12.868	stimato	25.270	stimato
ZONA 4036-4032	12.868	stimato	25.270	stimato
CUCINA COLORI	16.943	stimato	33.273	stimato
ZONA 4040	4.718	stimato	9.266	stimato
UFFICIO	3.775	stimato	7.413	stimato
CILINDRI	1.287	stimato	2.527	stimato
SENSIENT	6.434	stimato	12.635	stimato
LARIO 1	23.592	stimato	46.328	stimato
LARIO 2	643	stimato	1.263	stimato
FALDATRICI	1.887	stimato	3.706	stimato
RAMEUSE	944	stimato	1.853	stimato
MACCHINA 1251	944	stimato	1.853	stimato
DEPURATORE	944	stimato	1.853	stimato

Tabella 18 Elenco utenze modello elettrico

3.7.2 Modello elettrico aziendale

In questo sotto-paragrafo si mostrano le analisi e i risultati finali che caratterizzano il modello del vettore elettrico. Nella Tabella 19 viene schematizzata la struttura del vettore elettrico con i relativi consumi riproporzionati legati al 2018 e le percentuali di ogni reparto sul consumo totale, ricavate seguendo le modalità riportate nel precedente paragrafo.

MODELLO ELETTRICO – Anno 2018			
Tipologia attività	Consumo elettrico	% consumo totale	Tipo dato
ATTIVITA' PRINCIPALI	5.329.631	50,1%	
ASCIUGATURA	818.050	7,7%	Ricavato da misura
CONTROLLO FINALE	104.747	1,0%	Stimato
FINISSAGGIO	1.208.506	11,4%	Ricavato da misura
LAVAGGIO	336.753	3,2%	Ricavato da misura
MAGAZZINO GREGGI	77.199	0,7%	Stimato
PREPARAZIONE	1.024.554	9,6%	Ricavato da misura
STAMPA	1.270.191	11,9%	Ricavato da misura
TINTORIA	16.008	0,2%	Stimato
VAPORIZZO	473.624	4,5%	Ricavato da misura
SERVIZI AUSILIARI	4.588.724	43,2%	
CENTRALE FRIGORIFERA	684.262	6,4%	Stimato
CENTRALE TERMICA	400.861	3,8%	Misurato
DEPURATORE	1.396.328	13,1%	Misurato
SALA COMPRESSORI	1.157.729	10,9%	Misurato
SISTEMA DI EMERGENZA	212.842	2,0%	Misurato
TRATTAMENTO ACQUA	736.703	6,9%	Misurato
SERVIZI GENERALI	711.307	6,7%	
ILLUMINAZIONE	250.000	2,4%	Misurato
UNITA' TRATTAMENTO ARIA	461.307	4,3%	Ricavato da misura

Tabella 19 Identificazione attività modello elettrico

I consumi elettrici di ogni tipologia di attività risultano inferiori al 10%, ad eccezione delle quattro aree più energivore dello stabilimento; le prime riguardano la fase di produzione, il finissaggio e la stampa, rispettivamente con 11,4% e 11,9%; le rimanenti, classificate sotto i servizi ausiliari, sono il depuratore e la sala compressori, con 13,1% e 10,9%.

Segue in Figura 26 la ripartizione dei consumi al livello “C”.

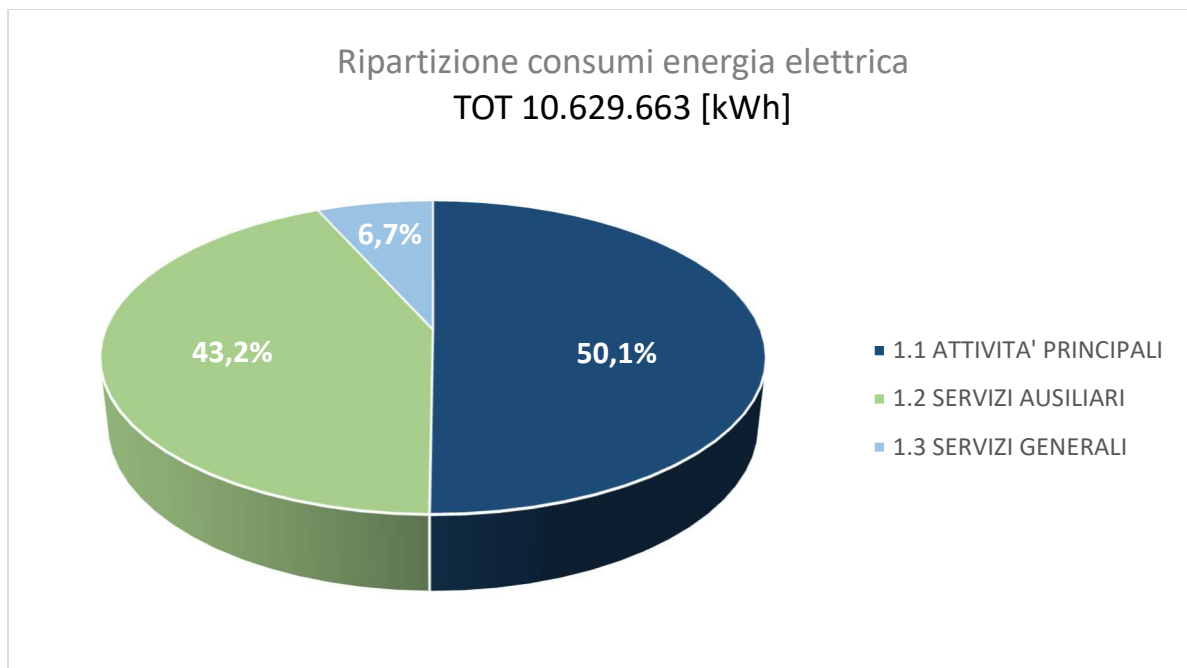


Figura 26 Ripartizione consumi elettrici 2018 al livello “C”

Si nota come la metà dei consumi elettrici sia attribuibile alle attività legate alla produzione, mentre l'altra quota maggioritaria è data dai servizi ausiliari, attività legate alla produzione in maniera indiretta.

Si analizzano ora le ripartizioni a livello “D” per ogni area funzionale, a partire dalla Figura 27 la quale raffigura la ripartizione delle attività principali.

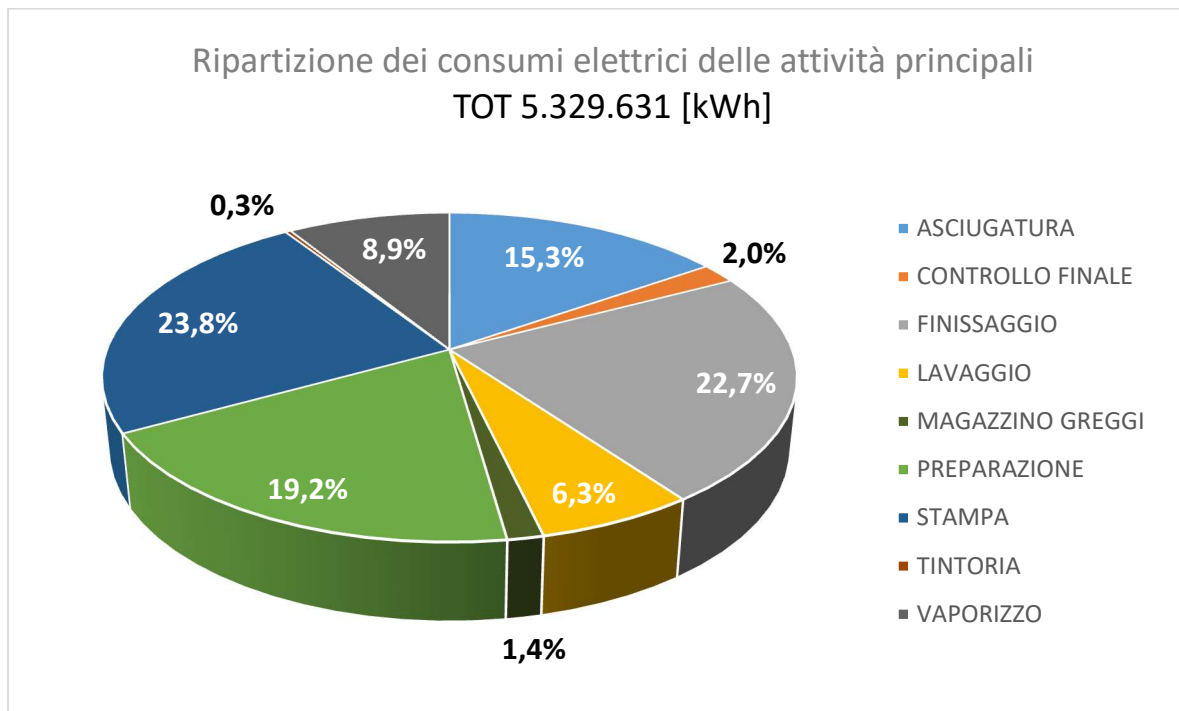


Figura 27 Ripartizione consumi elettrici 2018 - Attività principali

I reparti più energivori in termini di consumi elettrici sono tre: Stampa (23,8%), Finissaggio (22,7%) e Preparazione (19,2%); insieme questi reparti contribuiscono a circa $\frac{3}{4}$ dei consumi delle attività produttive. Per quanto riguarda il reparto stampa, sono le stampanti digitali ink-jet ad avere i consumi maggiori; questo è imputabile al fatto che tali macchinari, oltre ad avere un loro computer di bordo atto alla scelta del disegno di stampa, sono anche corredati da diversi motori elettrici che permettono la movimentazione del tessuto e da speciali lampade ad infrarossi che, coadiuvate dall'uso di energia termica, permettono l'asciugatura della stampa sulle fibre. I consumi maggiori negli altri due reparti sono stati registrati dalle rameuse, macchinari che permettono l'asciugatura del tessuto; esse sono particolarmente energivore sia lato termico che elettrico, questo a causa dei motori elettrici che permettono la movimentazione delle pezze e ai fan che, a seconda del tipo di macchina, permettono la ventilazione dei gas combusti o del vapore usati per l'asciugatura.

A seguire in Figura 28 la ripartizione dei servizi ausiliari alla produzione.

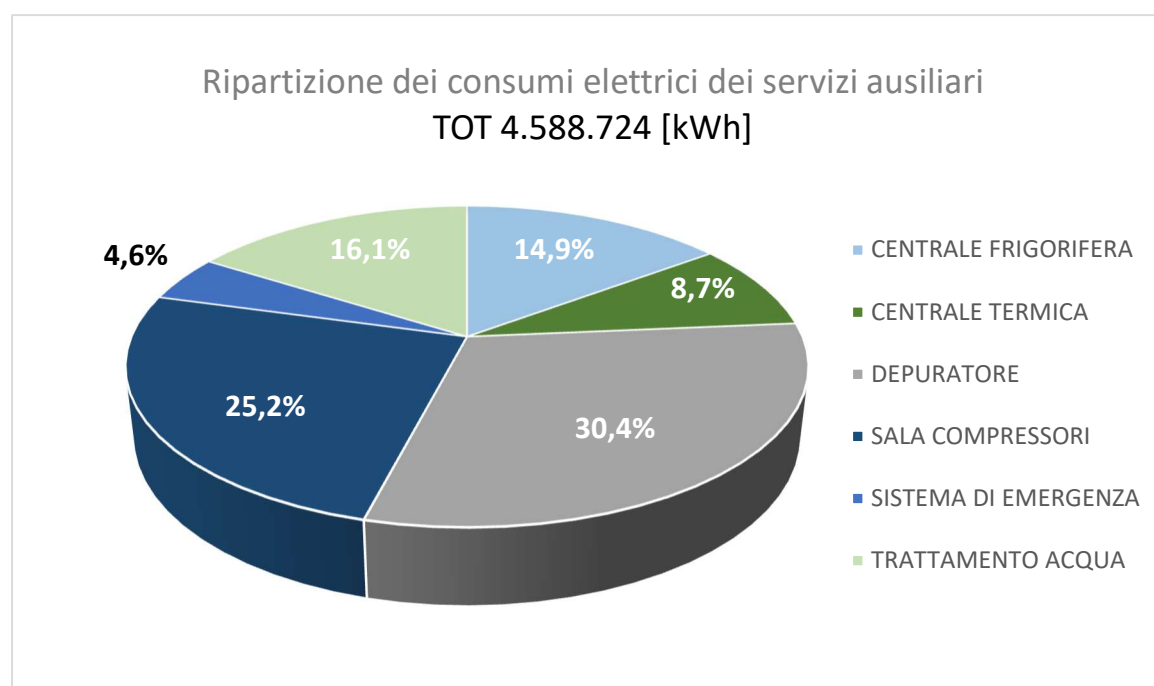


Figura 28 Ripartizione consumi elettrici 2018 - Servizi ausiliari

I reparti di depurazione e trattamento delle acque raggiungono quasi il 50% dei consumi attribuiti ai servizi ausiliari, costituiti da sistemi di filtraggio e pompaggio. L'altra quota maggioritaria è da attribuire alla sala compressori (25,2%), la quale serve la maggior parte delle macchine produttive. Seguono infine centrale frigorifera, centrale termica e un gruppo di continuità, rispettivamente con il 14,9%, 8,7% e 4,6%.

Infine, si propone la suddivisione percentuale dei consumi dei servizi generali.

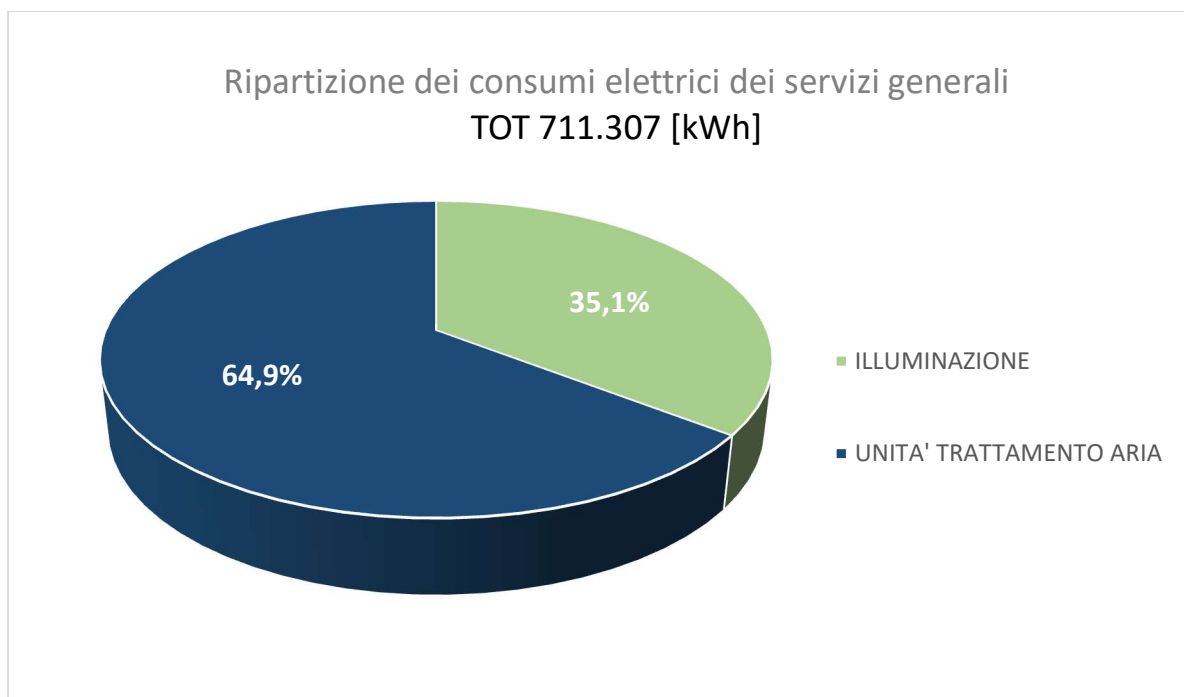


Figura 29 Ripartizione consumi elettrici 2018 - Servizi generali

Il 64,9 % dei consumi attribuiti ai servizi generali è registrato dalle unità di trattamento aria, per la maggior parte a servizio dell'area produzione dello stabilimento e in parte minore agli uffici. La quota restante rientra nei consumi per l'illuminazione, i quali, come è evidente, non sono esosi; questo perché la maggior parte dei punti luce, un tempo con tecnologia obsoleta, sono stati sostituiti con la nuova tecnologia a LED, più performante e con consumi molto ridotti.

3.7.3 Validazione modello termico

Come già anticipato, il consumo di gas naturale è stato completamente monitorato nell'anno 2018. Per questo motivo non vi è stato bisogno di seguire il procedimento usato per l'energia elettrica basato in parte su misure e in parte su stime.

Analogamente all'analisi compiuta per il modello elettrico, si propone in Tabella 20 l'elenco delle utenze termiche con i relativi consumi del 2018 e la tipologia di dato.

2018		
MACCHINARI	CONSUMO [kWh]	Tipo di dato
ATTIVITA' PRINCIPALI	11.770.200	
PREPARAZIONE	4.708.355	
3516 - RAMEUSE MONFORT 8C	1.540.801	misurato
3515 - RAMEUSE MONFORT 8C	852.803	misurato
3514 - RAMEUSE MONFORT 8C	1.106.541	misurato
3509 - RAMEUSE UNITECH	1.208.210	misurato
STAMPA	2.960.188	
1060 - MS LARIO WF	303.577	misurato
1064 - MS LARIO2 RT	1.019.278	misurato

1082 - MS JP7	127.090	misurato
1083 - MS JP7-2	155.010	misurato
1084 - MS JP7-3	84.750	misurato
4038 - S STORK 9 (20 NEW)	453.151	misurato
4032 - R STORK 3(EX8) -(20 NEW)	457.011	misurato
4060 - REGGIANI	360.321	misurato
VAPORIZZO	13.650	
5507 - VAPORISSAGG SALVADE	13.650	misurato
ASCIUGATURA	1.378.135	
0512 - ASCIUGAT. SALVADE' (4900	1.378.135	misurato
FINISSAGGIO	2.709.872	
3503 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	10.962	misurato
3502 - RAMEUSE MONFORTS (METANO)	1.121.639	misurato
3501 - RAMEUSE MONFORTS	1.577.271	misurato
SERVIZI AUSILIARI	46.135.240	
CENTRALE TERMICA	45.442.661	
THERMA	7.322.072	misurato
BONO	14.529.599	misurato
ALBERTI	23.590.989	misurato
TENDOSTRUTTURA	692.580	
RISCALDAMENTO	692.580	misurato
SERVIZI AUSILIARI	1.799.440	
OTR	1.799.440	
POST-COMBUSTORE	1.799.440	misurato
TOTALE	60.982.010	

Tabella 20 Elenco utenze modello termico

3.7.4 Modello termico aziendale

In Tabella 21 si schematizza la struttura energetica individuata per l'azienda in esame, secondo le linee guida ENEA in riferimento al vettore energia elettrica.

MODELLO TERMICO			
Tipologia attività	Consumo termico [kWh]	% consumo totale	Tipo dato
ATTIVITA' PRINCIPALI	11.770.200	19,7%	
PREPARAZIONE	4.708.355	7,9%	Misurato
STAMPA	2.960.188	5,0%	Misurato
VAPORIZZO	13.650	0,02%	Misurato
ASCIUGATURA	1.378.135	2,3%	Misurato
FINISSAGGIO	2.709.872	4,5%	Misurato
SERVIZI AUSILIARI	46.135.241	77,3%	
CENTRALE TERMICA	45.442.661	76,1%	Misurato
TENDOSTRUTTURA	692.580	1,2%	Misurato
SERVIZI AUSILIARI	1.799.440	3,0%	
OTR	1.799.440	3,0%	Misurato

Tabella 21 Identificazione attività modello termico

I consumi termici di ogni tipologia di attività risultano inferiori all'8%, ad eccezione della centrale termica, che, composta da tre caldaie di cui due a vapore ed una ad olio diatermico, raggiunge il 76,1% dei consumi di gas naturale. I consumi legati al vaporizzo e alla tendostruttura risultano irrilevanti se confrontati sul consumo totale. Segue in Figura 30 la ripartizione dei consumi al livello "C".

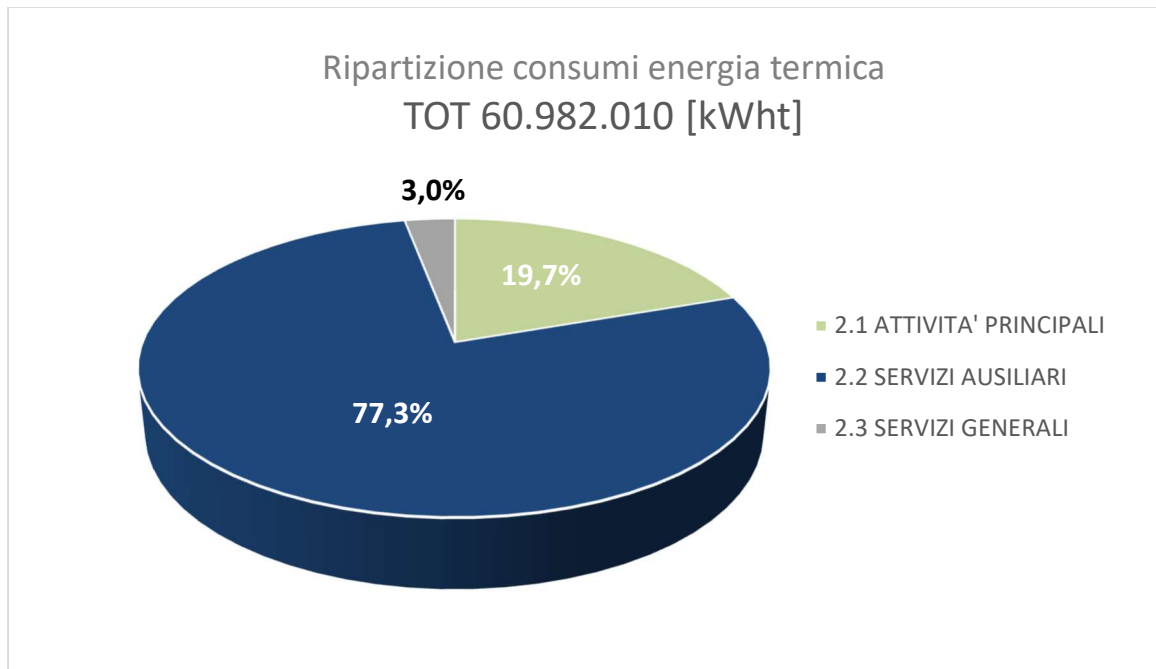


Figura 30 Ripartizioni consumi gas naturale 2018 al livello "C"

Risulta ancora maggioritaria la quota dei servizi ausiliari, area funzionale in cui è classificata la centrale termica; i consumi diretti di gas naturale nel reparto produttivo si attestano intorno al 19,7%, come non risultano trascurabili i consumi del post-combustore con un consumo percentuale sul totale del 3%, classificato come servizi generali.

A seguire in Figura 31 la ripartizione dei consumi termici nei diversi reparti di produzione.

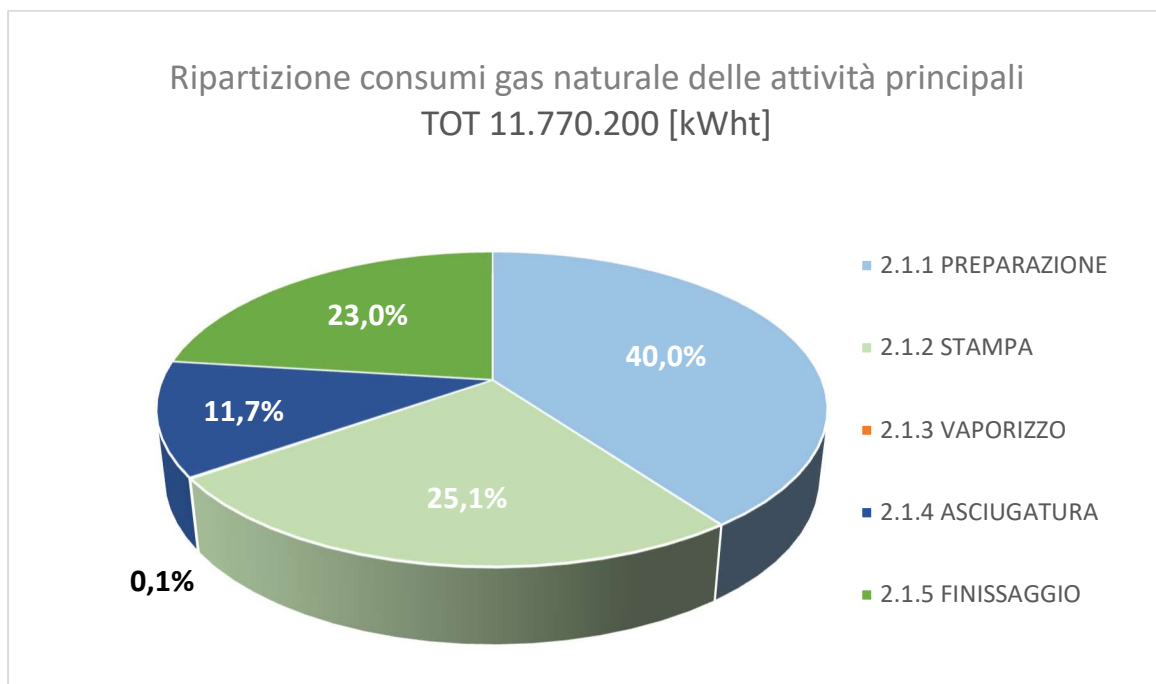


Figura 31 Ripartizione consumi termici 2018 - Attività principali

Anche in questo caso, sono gli stessi i reparti più energivori in termini di consumi di gas naturale: Preparazione (40%), Stampa (25,1%) e Finissaggio (23%); insieme, contribuiscono a circa il 90% dei consumi di gas delle attività produttive. Alcune delle utenze, citate nel paragrafo precedente come grandi consumatori di elettricità, sono direttamente rifornite da gas naturale, il quale viene bruciato a bordo macchina per produrre gas combustibili che permetteranno il processo di asciugatura, della stampa nel caso delle ink-jet e del tessuto in generale per le rameuse. Su altre utenze invece, questo processo viene reso possibile attraverso l'uso del vapore prodotto in centrale, trattato come un sottoprodotto del vettore gas e quindi non censito, come più volte ripetuto in questa tesi.

3.8 Caratterizzazione consumi energetici

Una volta effettuato il bilancio energetico aziendale, il quale ha permesso di valutare le aree a più alto consumo energetico, è necessario un ulteriore passaggio utile all'individuazione dei campi di intervento di efficienza energetica, questo è la caratterizzazione dei consumi energetici.

La metodologia più utilizzata è l'Activity Based Cost Management (ABCM): essa, attraverso la conoscenza della struttura dei costi energetici, ne permette il controllo e, come logica conseguenza, il contenimento e la riduzione degli stessi.

Il modus operandi che verrà seguito in questa tesi prende spunto dall'ABCM, mettendo in relazione i costi energetici con le variabili che li influenzano, ovvero gli energy drivers. Questa attività prende il nome di "Monitoraggio e controllo dei consumi di energia"; essa può, in primo luogo, essere di tipo macroscopico, partendo ad esempio a livello dell'intero stabilimento, per poi concentrarsi su aree più specifiche, come quelle a più alta intensità energetica.

Questa metodologia richiede in ingresso informazioni riguardo gli usi presenti e passati di energia, relazionate alle variabili che li influenzano. Partendo da queste informazioni, si crea una base per prevedere i dati di consumo energetico; attraverso questo modello, è possibile calcolare l'uso atteso di energia nel passato recente. Successivamente, si calcola la differenza tra consumo attuale e previsto, si decide se questo scostamento è accettabile o meno e nel caso non lo fosse si determina la causa di quest'ultimo; una volta individuata, si possono implementare soluzioni per efficientare l'uso e il consumo di energia.

Il modello citato in precedenza è chiamato appunto *caratterizzazione energetica* di un sistema. Essa consiste nell'individuare una relazione tra i consumi energetici e le varie grandezze che li influenzano (energy drivers); gli energy drivers sono tutte quelle variabili che possono influenzare i consumi di energia, come ad esempio la produzione e le condizioni climatiche. Queste grandezze a loro volta dipendono dalle caratteristiche dei processi individuati nel sito produttivo. I processi, seguendo questa logica, possono essere suddivisi in due gruppi: nel primo l'uso dell'energia è caratterizzato dalla fisica del processo (ad esempio riscaldamento e compressione) e nel secondo la fisica non è sufficiente alla caratterizzazione (ad esempio lavorazioni meccaniche e trasporto). Le produzioni attribuibili al primo insieme sono più facilmente caratterizzabili, quelle del

secondo no, per questo motivo si cerca di legare i consumi energetici a variabili di produzione misurabili, come ad esempio informazioni legate alla quantità di produzione (volumi e masse produttive), oppure alla qualità (temperatura e densità in un certo processo).

Bisogna inoltre aggiungere che le informazioni relative all'energia e ai drivers devono essere temporalmente sincronizzate fra loro, esse devono cioè seguire una base temporale costante, la quale può essere l'anno, il mese, la settimana, ecc.

3.8.1 Caratterizzazione energia elettrica intero stabilimento

Si propone di seguito la spiegazione del modello attraverso l'applicazione pratica all'azienda in esame.

Partendo da un livello così macroscopico, come i consumi dell'intero stabilimento, risulta difficile caratterizzare i costi energetici attraverso una variabile fisica del processo; per questo motivo, la variabile tenuta in considerazione per l'analisi è il metro di tessuto lavorato in stabilimento.

Nei casi come questo, in cui il consumo è legato fortemente alla produzione, il modo migliore per individuare questa relazione è diagrammare insieme le due variabili, sulle ordinate il consumo, ad esempio mensile, associato al relativo volume produttivo mensile sull'asse delle ascisse.

Dal diagramma di dispersione (Figura 32) si nota come i valori di consumo risultano relazionati alla produzione secondo una curva, in questo caso una retta di regressione lineare. L'equazione della retta è ricavata attraverso il metodo dei minimi quadrati, metodo su cui si basa il foglio di calcolo Excel, il quale minimizza la somma dei quadrati dei residui tra i valori reali e quelli previsti dall'equazione.

Trovata l'equazione della retta di regressione, bisogna procedere con la verifica che la curva trovata sia veritiera rispetto all'intera popolazione dalla quale sono stati estrapolati i dati. In questo modo si va a garantire che la caratterizzazione possa essere utilizzata, non solo come uno strumento per descrivere il passato, ma che riesca a prevedere i consumi futuri partendo dalla variabile produttiva.

Così procedendo si va a giudicare la significatività del coefficiente angolare e dell'intercetta della retta, attraverso dei test ipotesi. Parte integrante di questi test sono le *statistiche test*, le quali si basano su determinate distribuzioni probabilistiche dei parametri β_1 (coefficiente angolare) e β_0 (intercetta). Le statistiche test valgono solo per alcune assunzioni sui residui tra consumi reali e previsti; essi, infatti, devono essere variabili casuali normalmente distribuite, con media uguale a zero, identica varianza e non devono essere correlate.

L'obiettivo dei test ipotesi è quello di andare a rifiutare la cosiddetta ipotesi nulla (H_0), la quale si interroga se il coefficiente in esame sia significativamente diverso da zero. In pratica si rifiuta l'ipotesi nulla se la statistica test, detta p-value, è minore o uguale a 0,05. Rifiutare l'ipotesi nulla (per β_1) ha un forte valore pratico, significa ammettere l'esistenza di una relazione lineare tra le variabili di consumo e produzione; ciò significa che i consumi sono realmente influenzati dalla produzione e che gli effetti osservati non siano dovuti alla fortuna.

Se l'ipotesi nulla (per β_0) non può essere rifiutata, significa che la retta di regressione può essere migliorata attraverso un modello senza intercetta.

Un altro parametro importante da racchiudere nel modello è il *coefficiente di correlazione* (r), definito come il rapporto tra la covarianza delle due variabili e il prodotto delle rispettive deviazioni standard. Esso è un parametro adimensionale, compreso tra 1 e -1, il quale definisce il grado di relazione tra due variabili (dove gli estremi rappresentano la relazione perfettamente lineare, direttamente o inversamente, e lo 0 che non esiste una relazione lineare). Una situazione in cui $r = 0$, però, non implica che le variabili siano completamente indipendenti, ma solo che non esiste una relazione di tipo lineare, non escludendo quindi una relazione, ad esempio, quadratica. In alcuni casi viene però fornito il *coefficiente di determinazione* R^2 , che in questo caso è pari al quadrato del coefficiente di correlazione r , esso quindi varia tra 0 e 1; la retta di regressione ha quindi una buona approssimazione se R^2 è maggiore di 0,5.

Tenendo presente le considerazioni compiute finora, si vanno ora a presentare i risultati dall'analisi di regressione effettuata sui consumi di energia elettrica mensili (con riferimento al periodo temporale 2016-2018), relazionati ai relativi metri di tessuto lavorato nel medesimo periodo.

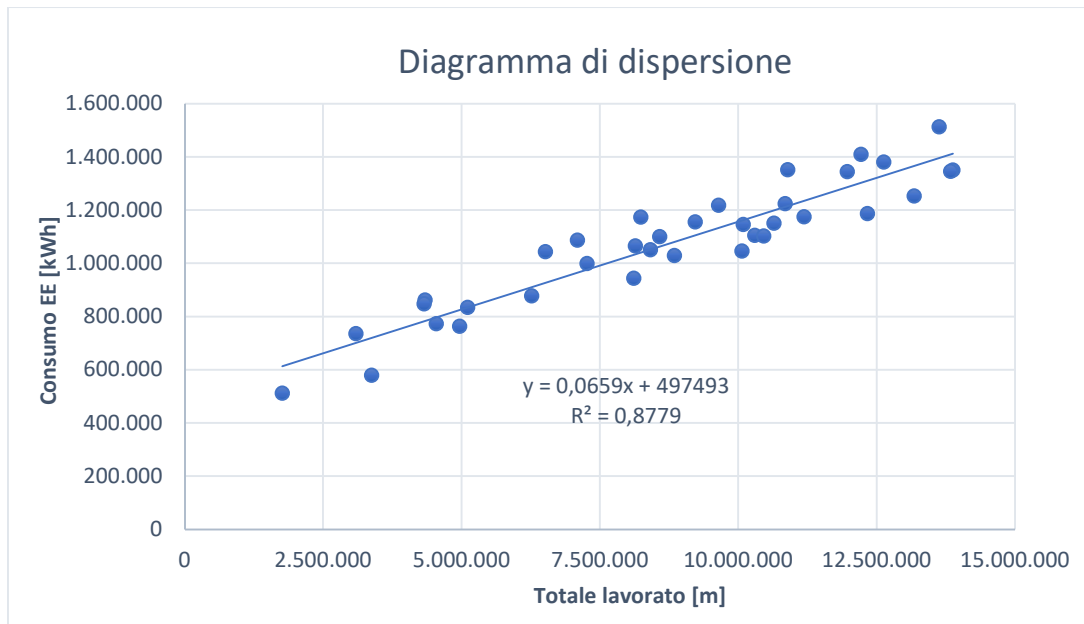


Figura 32 Regressione lineare dei consumi elettrici mensili in funzione dei metri lavorati (2016-2018)

Come si può notare in Figura 32, i risultati dell'analisi di regressione sono soddisfacenti: infatti, il coefficiente R^2 è pari a 0,87, di gran lunga superiore a 0,5 segnalando una forte relazione tra i consumi elettrici e la variabile di produzione. Anche l'analisi dei test ipotesi risulta positiva, riuscendo a rifiutare così entrambe le ipotesi nulle per i coefficienti β_1 e β_0 . È quindi dimostrato che il modello di regressione lineare che caratterizza i consumi sia verificato. L'equazione del modello risulta essere:

$$E \left[\frac{kWh}{mese} \right] = 0,0659 * Produzione \left[\frac{m_{lavorato}}{mese} \right] + 497.493$$

Da un grafico di questo tipo si possono ricavare tre elementi importanti:

- l'*intercetta*: l'energia che sarebbe necessaria se il sito fosse attivo ad un ipotetico livello nullo di produzione; essa rappresenta i costi fissi di energia presenti anche a livelli non nulli di produzione.
- la *pendenza*: la quantità di energia che il sistema necessita per produrre un'ulteriore unità di prodotto (metro di tessuto nel caso in esame); essa è inoltre una buona stima dell'efficienza del sistema.
- la *dispersione dei punti*: dimostra come il livello di energia necessaria per un certo volume di produzione possa cambiare nel tempo; essa dipende da fattori operativi.

Arrivati a questo punto, si deve verificare che la caratterizzazione energetica sia precisa anche dal punto di vista temporale, poiché il sistema, variando nel tempo a causa di interventi strutturali o gestionali, va a variare anche il suo modello di caratterizzazione.

Si devono quindi valutare le serie temporali di dati, accertandosi che la caratterizzazione risulti *stabile*, ovvero che i coefficienti della curva non varino nel tempo, e *attuale*, ovvero che faccia riferimento al periodo più recente in cui il sistema è risultato stabile.

Lo strumento utilizzato per assicurare tutto questo è il CUSUM (CUmulated SUM), ovvero la tecnica delle somme cumulate dei residui.

Questo metodo è utilizzato per monitorare una certa caratteristica di qualità all'interno di un processo produttivo, il suo obiettivo è quello di segnalare una possibile deviazione del processo dalle caratteristiche volute; in questo caso la caratteristica da tener sotto controllo è la legge di previsione dei consumi energetici legata agli energy drivers, quindi proprio il modello di regressione trovato in precedenza.

Le variabili di qualità che terremo in conto sono i residui, ovvero lo scostamento tra il valore previsto e quello reale. Questa variabile, infatti, è segno di una buona caratterizzazione quando assume segni alternati; se invece assume un solo segno è sintomo che il sistema sta cambiando. Inoltre, questi residui sono caratterizzati da un valor medio nullo, poiché la caratteristica è stata trovata con il metodo dei minimi quadrati.

Per ricavare il diagramma CUSUM si procede in questo modo:

- Elencare in ordine cronologico tutti i dati con cui è stata ricavata la retta di regressione
- Calcolare attraverso il modello i consumi previsti ($\hat{E}_i$) per ogni valore di produzione
- Calcolare il residuo tra il valore di consumo reale e quello per ogni intervallo temporale

$$e_i = E_i - \hat{E}_i$$

- Calcolare la cumulata dei residui, sommando in ordine temporale il j-esimo dato della serie temporale

$$CUSUM(j) = \sum_{i=1}^j (E_i - \hat{E}_i) = S(j-1) + e(j)$$

- Infine, diagrammare il CUSUM in funzione del tempo

Si riporta in Figura 33 il diagramma CUSUM realizzato per il modello dell'energia elettrica in funzione del metro lavorato.

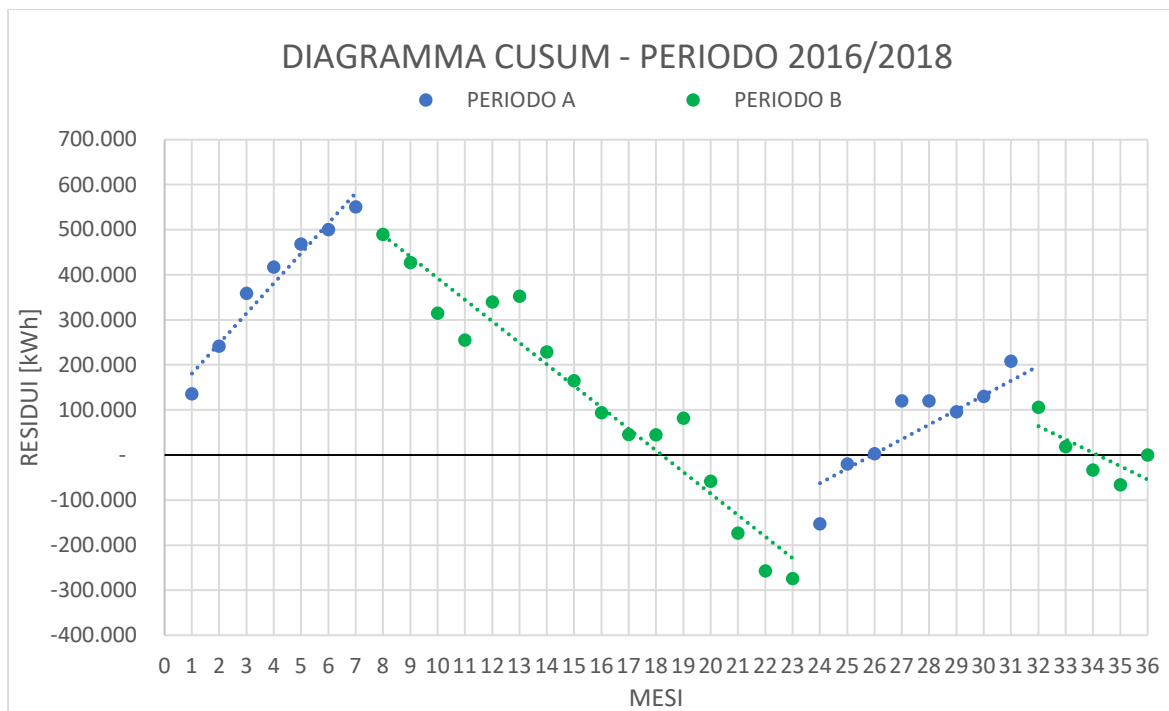


Figura 33 Diagramma CUSUM periodo di riferimento 2016/2018 energia elettrica-metri lavorati

Si nota come il diagramma sia creato da una spezzata composta da segmenti che ne interpolano i punti con nodi in corrispondenza delle variazioni di pendenza. In questo caso abbiamo tre nodi, che suddividono il diagramma in 4 segmenti, poiché i tratti rettilinei si succedono a fasi alterne con circa la stessa pendenza, essi sono stati associati a due a due tra loro, un periodo positivo (A) ed uno negativo (B). Siccome due dei quattro nodi cadono in luglio, potrebbe esserci anche un'influenza della temperatura sui consumi elettrici, ma in questa analisi si è trascurata quest'ultima, ritenuta poco rilevante.

I nodi individuati, come già detto in precedenza, sono delle possibili variazioni del sistema; occorre quindi verificare che la variazione riscontrata non sia contenuta all'interno del naturale range di variazione dei dati e che quindi sia un reale cambiamento del sistema e non solo una variazione dovuta al caso.

Per effettuare questa verifica si possono utilizzare dei test ipotesi oppure utilizzare un metodo grafico con l'utilizzo di carte di controllo; in questo caso si è scelto il metodo grafico.

La tecnica utilizzata è quella del CUSUM tabulare, che consiste nella creazione di una carta di controllo scegliendo come periodo di set up il periodo immediatamente prima del nodo

interessato, andando successivamente a verificare se il sistema dovesse andare in fuori controllo, ovvero che il sistema sia mutato oltre un certo limite.

Il CUSUM tabulare consiste nell'accumulare le somme dei residui in due statistiche unilaterali, definite in questa maniera:

$$C_i^+ = \max(0, e_i - (\bar{e} + K) + C_{i-1}^+)$$

$$C_i^- = \max(0, (\bar{e} - K) - e_i + C_{i-1}^-)$$

Dove $C_0^- = C_0^+$ e anche la media dei residui $\bar{e}=0$.

Se e quando una delle due statistiche unilaterali superano il limite H della carta di controllo il sistema è classificato in fuori controllo, quindi c'è una variazione nella media dei residui, la quale è sintomo che il sistema sia realmente cambiato.

$$K = k * s_e \quad \text{con } k=0,5$$

$$H = h * s_e \quad \text{con } h=5$$

s_e è una stima sufficientemente accurata della deviazione standard nel periodo di set up, la quale viene calcolato attraverso i moving range (MR_{medio}).

$$s_e = MR_{medio}/d_2 \quad MR_i = |e_i - e_{i-1}| \quad \forall i=2, \dots, n$$

$$MR_{medio} = (\sum_{i=2}^n MR_i)/(n-1)$$

Con d_2 parametro pari a 1,128.

Seguendo questa metodologia sono stati verificati i nodi individuati in Figura 33.

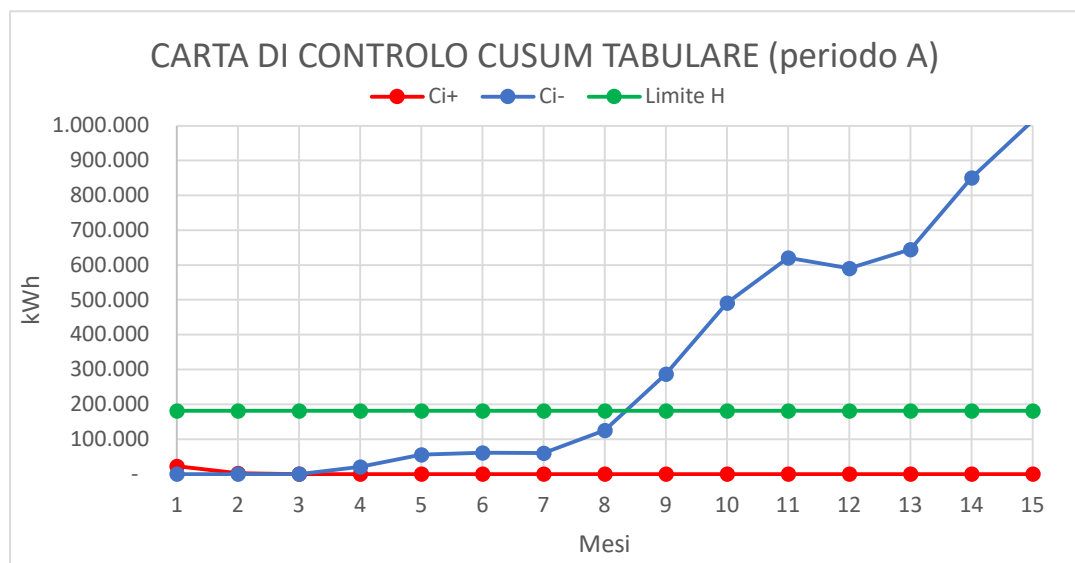


Figura 34 Carta di controllo CUSUM tabulare periodo di riferimento A (nodo 1)

In Figura 34 si riscontra un fuori controllo della variabile Ci^- (variazione del sistema verso consumi minori) al 9° mese, ma ripercorrendo al contrario la curva si nota che la deviazione è partita dall'8° in poi, in questo modo il primo nodo è stato verificato.

Nello stesso modo sono stati verificati gli ulteriori 2 nodi, di seguito si mostrano le carte di controllo che lo dimostrano.

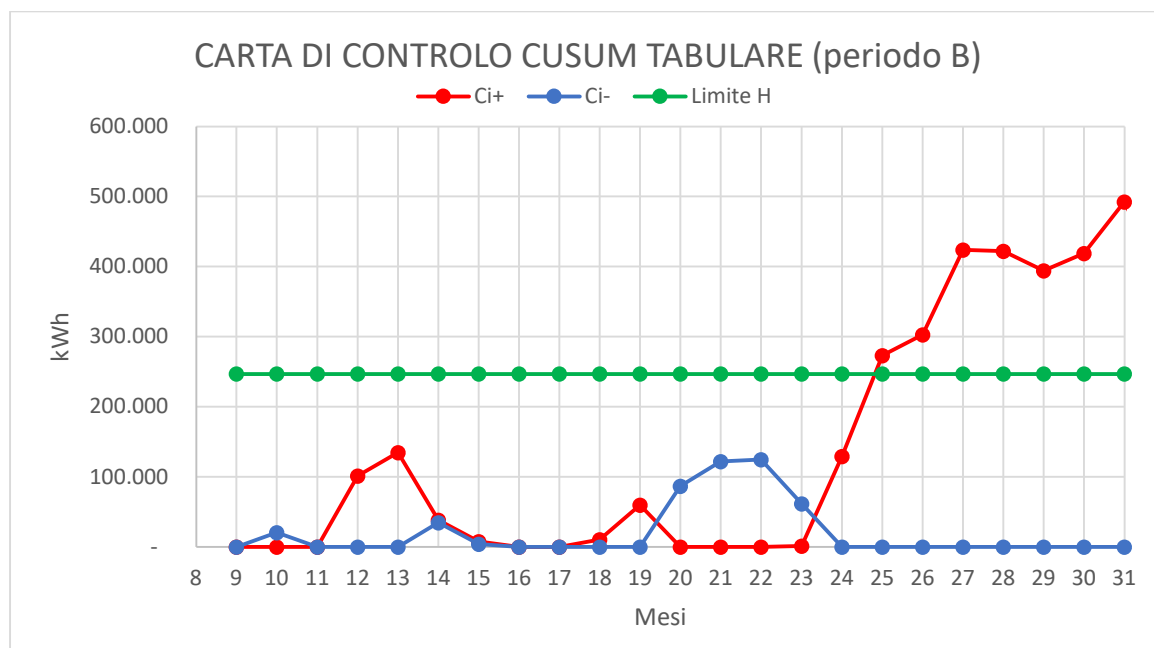


Figura 35 Carta di controllo CUSUM tabulare periodo di riferimento B (nodo 2)

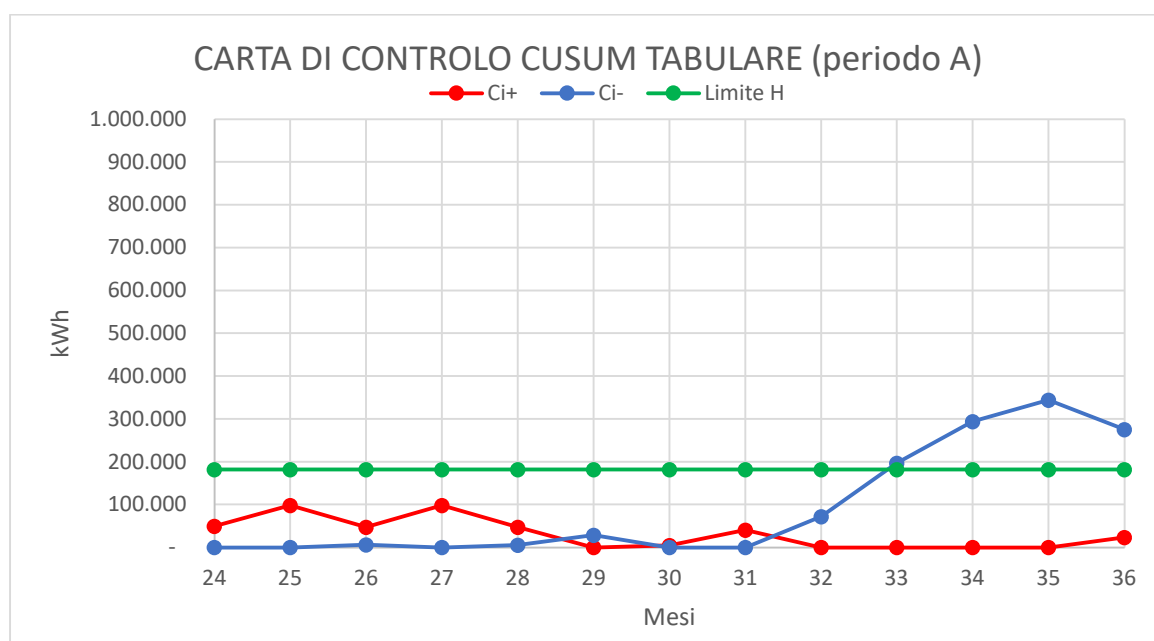


Figura 36 Carta di controllo CUSUM tabulare periodo di riferimento A (nodo 3)

In questo modo vengono verificati entrambi i nodi rimanenti, uno al 24° e l'altro al 32° mese. La verifica dei nodi porta logicamente alla verifica dell'effettivo cambio della caratteristica del sistema, in questo modo vengono individuati in Figura 37 i due modelli che hanno caratterizzato il sistema negli ultimi 3 anni.

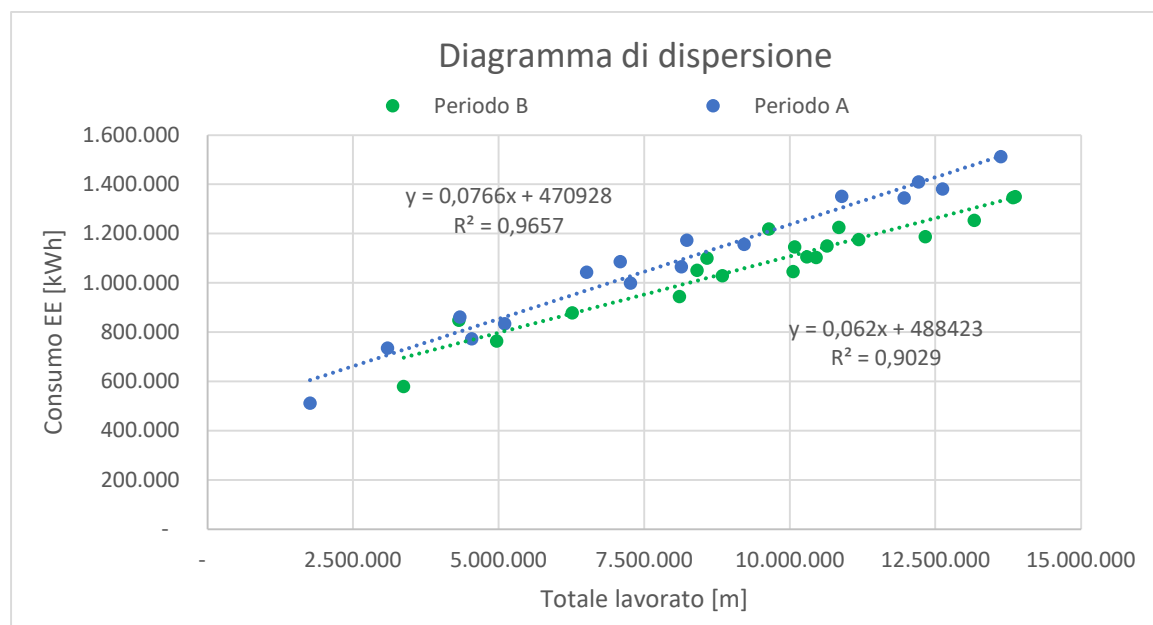


Figura 37 Caratterizzazioni consumo energia elettrica anni 2016/2018

Le due rette individuate, che alternandosi hanno caratterizzato il sistema nei tre anni presi in esame, hanno mantenuto circa la stessa intercetta (quota fissa); è stato però riscontrato un cambiamento sensibile nel coefficiente angolare delle due rette. Infatti, il periodo A è caratterizzato da una pendenza maggiore rispetto a quella del periodo B. Questo potrebbe indicare un possibile cambiamento nell'efficienza del sistema; il fatto che i due periodi si alternino nei tre anni, può essere imputato ad un funzionamento più o meno efficiente di alcuni macchinari, soggetti a manutenzione stagionale.

È importante notare come i due coefficienti R^2 delle rette individuate siano aumentati rispetto a quello del modello di riferimento, a riprova che i 2 nuovi modelli trovati rappresentino meglio i dati dei consumi elettrici in funzione della produzione.

$$\text{Modello A: } E \left[\frac{kWh}{mese} \right] = 0,0766 * \text{Produzione} \left[\frac{m_{lavorato}}{mese} \right] + 470.928$$

$$\text{Modello B: } E \left[\frac{kW}{mese} \right] = 0,062 * \text{Produzione} \left[\frac{m_{lavorato}}{mese} \right] + 488.423$$

Individuato il modello B come periodo di set up, ovvero il periodo più recente, attuale e stabile, che meglio rappresenta i consumi elettrici del sistema, è ora possibile utilizzarlo

come riferimento per la successiva fase di monitoraggio. Attraverso l'uso di una carta di controllo CUSUM tabulare sarà possibile segnalare, di mese in mese, se il sistema è andato fuori controllo o meno, rispetto al periodo di riferimento; in questo modo sarà più facile indagare su quali possano essere state le cause e, se necessario, attuare misure correttive.

Bisogna però aggiungere che la scarsità dei campioni di cui si dispone, dovuta alle rilevazioni mensili, non può dare risultati così accurati; è meglio cercare di produrre dati con una base temporale almeno settimanale, in modo tale da riscontrare in modo più repentino le variazioni dei consumi rispetto al modello di riferimento.

3.8.2 Caratterizzazione energia elettrica per reparto produttivo

Avendo a disposizione la produzione in metri di tessuto lavorato per ogni area funzionale dei reparti di produzione, è stato possibile salire ad un ulteriore livello di dettaglio nella caratterizzazione dei consumi.

In questo sotto-paragrafo, attraverso un'analisi qualitativa, si cercherà di individuare quali aree hanno una maggior influenza sulla modifica del modello di regressione.

Visto che non è stato possibile ricavare i consumi mensili nel triennio 2016/2018 delle singole aree produttive, si è andato a correlare il driver di produzione di ogni reparto con il consumo elettrico totale di stabilimento. Il risultato finale non porta al ritrovamento di veri e propri modelli di caratterizzazione ma si quantifica qualitativamente la responsabilità di ogni area nei confronti del modello di previsione.

	MAGAZZINO GREGGI	PREPARAZIONE	TINTORIA	STAMPA	VAPORIZZO
r	0,808	0,901	0,645	0,866	0,910
R^2	0,652	0,812	0,415	0,751	0,828
b1	0,600	0,200	2,932	0,682	0,685
b0	607.607	620.395	974.253	492.728	500.430
Tot lavorato [m]	5.531.464	13.279.389	10.674	7.900.440	7.464.767
Consumo [kWh]	77.199	1.024.554	16.008	1.270.191	473.624

Tabella 22 Analisi di regressione dei consumi di energia elettrica di stabilimento in funzione dei metri lavorati per ogni reparto produttivo (1)

	LAVAGGIO	ASCIUGATURA	FINISSAGGIO	CONTROLLO FINALE
r	0,879	0,721	0,889	0,882
R^2	0,772	0,520	0,790	0,779
b1	0,608	0,696	0,410	0,439
b0	453.690	553.566	513.557	706.974
Tot lavorato [m]	9.945.294	7.676.009	12.233.363	4.325.168
Consumo [kWh]	336.753	818.050	1.208.506	104.747

Tabella 23 Analisi di regressione dei consumi di energia elettrica di stabilimento in funzione dei metri lavorati per ogni reparto produttivo (2)

Analizzando i dati di Tabella 22 e Tabella 23 notiamo come il coefficiente di correlazione “r” sia maggiore nei reparti di preparazione, finissaggio e stampa, reparti che erano già stati classificati in un paragrafo precedente come tra i più energivori dell’area produzione. Questo può indicare che quando questi tre reparti sono in funzione lo stabilimento consuma di più e per passaggio logico potrebbero essere la causa dei cambi di modello del sistema.

3.8.3 Caratterizzazione gas naturale intero stabilimento

Analogamente a quanto fatto con l’energia elettrica, si procede ora a caratterizzare i consumi dell’altro vettore acquistato in stabilimento, il gas naturale. Come visto in precedenza, il gas è usato per la produzione di energia termica utilizzata direttamente nei reparti produttivi, come riscaldamento nel sito, e nel post-combustore.

I consumi di gas, come vedremo, risulteranno collegati sia al driver di produzione (metro lavorato di tessuto), che al driver legato al riscaldamento, ovvero i *gradi giorno*.

I *gradi giorno* sono una misura di quanto fa freddo in un certo periodo di tempo, quindi una misura del fabbisogno termico. Essi sono dunque definiti come una sommatoria estesa a tutti i giorni che compongono il periodo considerato, delle sole differenze positive tra la temperatura interna di riferimento (settata in questo caso a 18°C) e la temperatura esterna media giornaliera registrata in un certo luogo.

$$GG [^{\circ}C] = \sum_{j=1}^{n \text{ giorni}} GG_j = \sum_{j=1}^{n \text{ giorni}} \max (0, T_{rif} - T_{media,i})$$

Si procede a mettere in relazione prima i consumi totali di gas naturale dell'intero sito con il driver produzione e successivamente con i gradi giorno della località di Govone (CN).

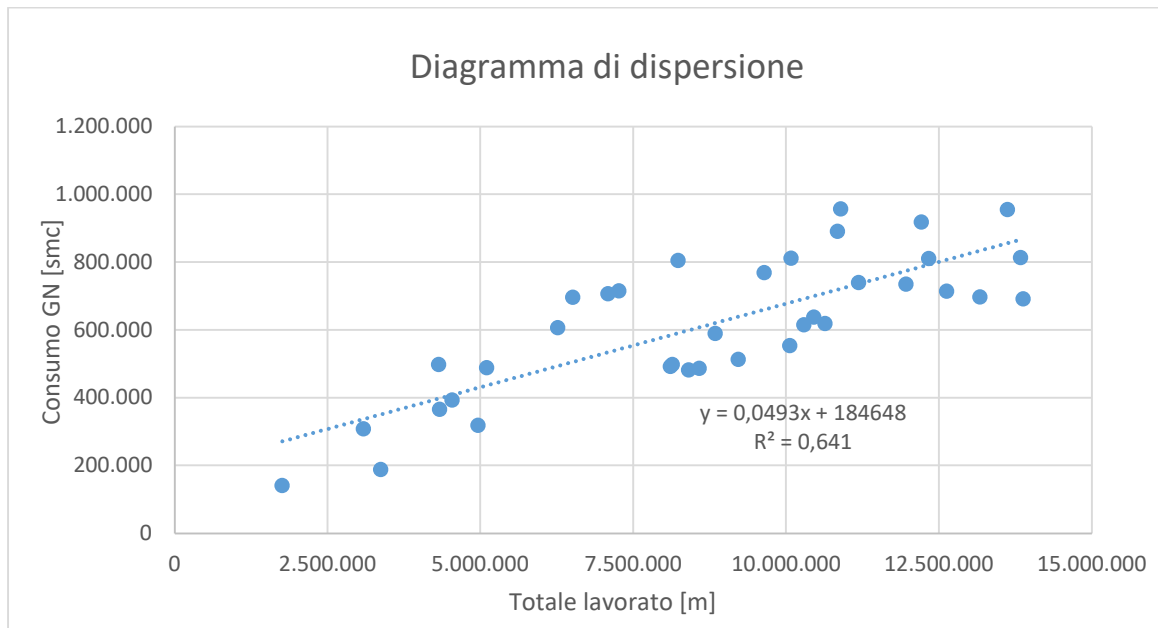


Figura 38 Regressione lineare dei consumi di gas mensili in funzione dei metri lavorati (2016-2018)

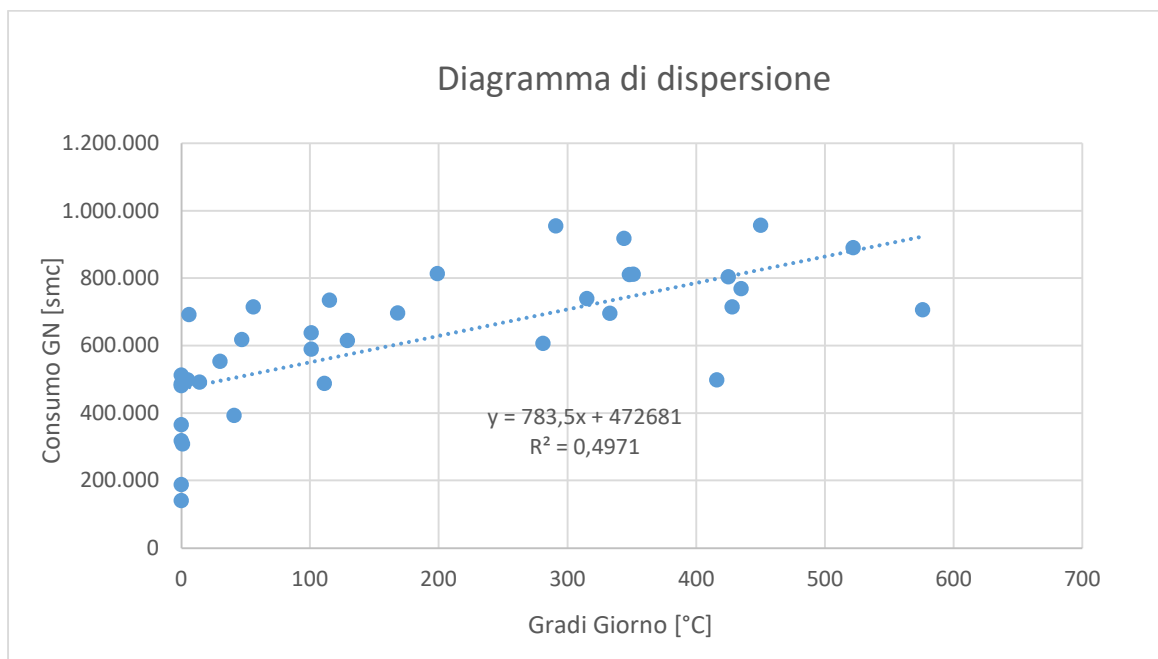


Figura 39 Regressione lineare dei consumi di gas mensili in funzione dei gradi giorno (2016-2018)

Si può vedere come l'intercetta del grafico riguardante i gradi giorno sia positiva, ciò porta a confermare che vi sia un consumo non legato al riscaldamento, il quale ovviamente è legato alla produzione.

Inoltre, soffermandosi sui coefficienti di correlazione R^2 , si può notare come entrambi i drivers abbiano una mediocre correlazione con il consumo di gas naturale, ed essendo paragonabili, nessuno dei due prevale sull'altro; questo porta a non poter escludere uno dei due nella creazione del modello di caratterizzazione, per questo motivo si è proceduto alla creazione di una retta di regressione lineare multipla, che comprendesse sia il driver legato alla produzione, che quello legato al riscaldamento.

Dall'analisi di regressione effettuata si è ricavato il seguente modello di caratterizzazione:

$$GN \left[\frac{\text{smc}}{\text{mese}} \right] = 0,0419 * \text{Produzione} \left[\frac{m_{\text{lavorato}}}{\text{mese}} \right] + 621,9 * GG \left[\frac{^{\circ}\text{C}}{\text{mese}} \right] + 134.504$$

I coefficienti ricavati hanno significatività statistica e la correlazione ha un coefficiente R^2 pari a 0,939, il quale risulta migliorativo rispetto ai due relativi ai singoli energy drivers, a riprova della dipendenza dei consumi termici da entrambi i drivers.

Come per il vettore elettrico si propone ora una analisi temporale dei consumi di gas naturale attraverso la tecnica del diagramma CUSUM.

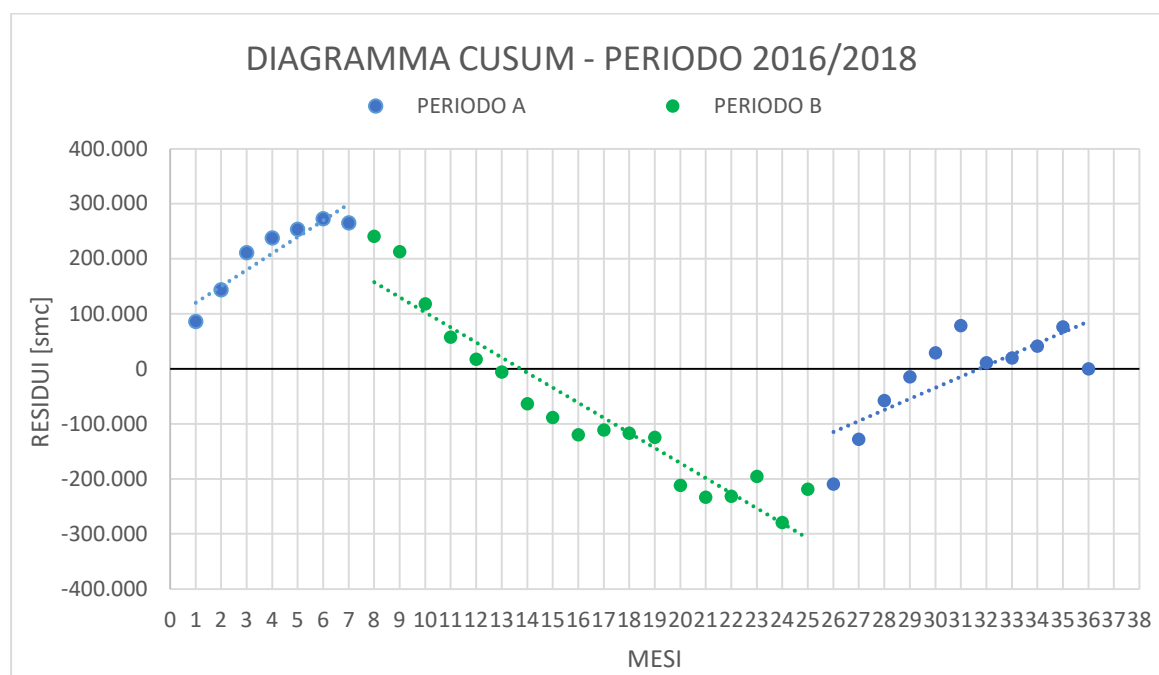


Figura 40 Diagramma CUSUM periodo 2016/2018 gas naturale-metri lavorati / gradi giorno

Si nota come anche in questo caso il diagramma sia creato da una spezzata composta da segmenti. In questo caso abbiamo due nodi ben distinti, che suddividono il diagramma in 3 segmenti; è interessante notare come questo diagramma sia molto simile a quello

riscontrato per il vettore elettrico (Figura 33). Infatti, la corrispondenza temporale tra i primi due nodi è pressochè perfetta, ciò porta a far pensare che questi cambi di sistema siano associabili più a dei cambi di commessa che a delle modifiche nell'efficienza del sistema. Anche in questo caso si è andati a verificare che i nodi individuati fossero delle vere e proprie variazioni del sistema, attraverso l'utilizzo delle carte di controllo proposte di seguito.

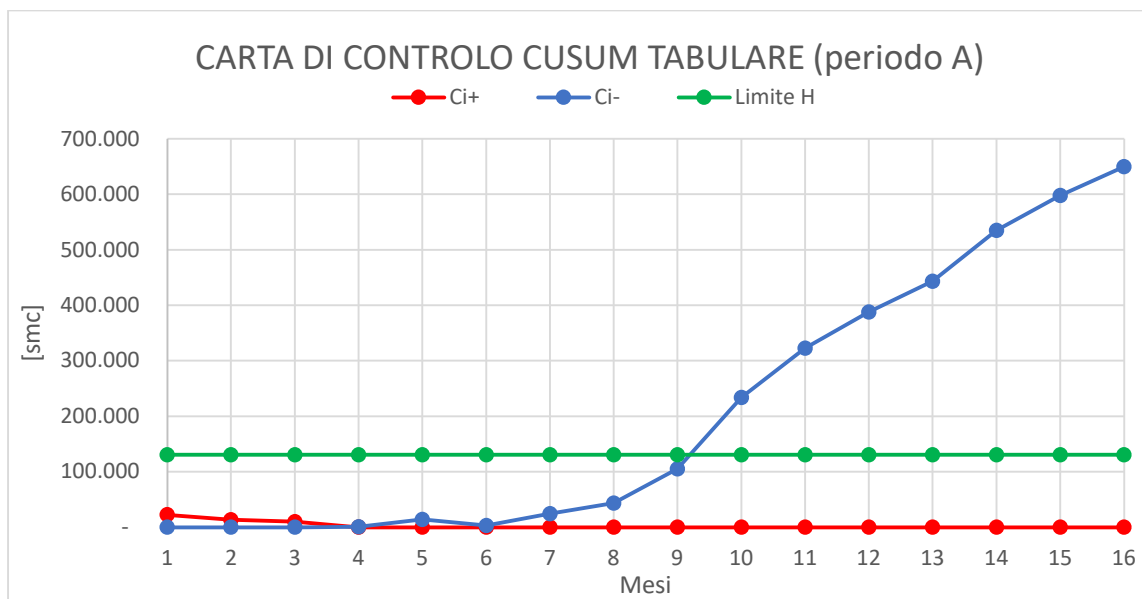


Figura 41 Carta di controllo CUSUM tabulare periodo di riferimento A (nodo 1)

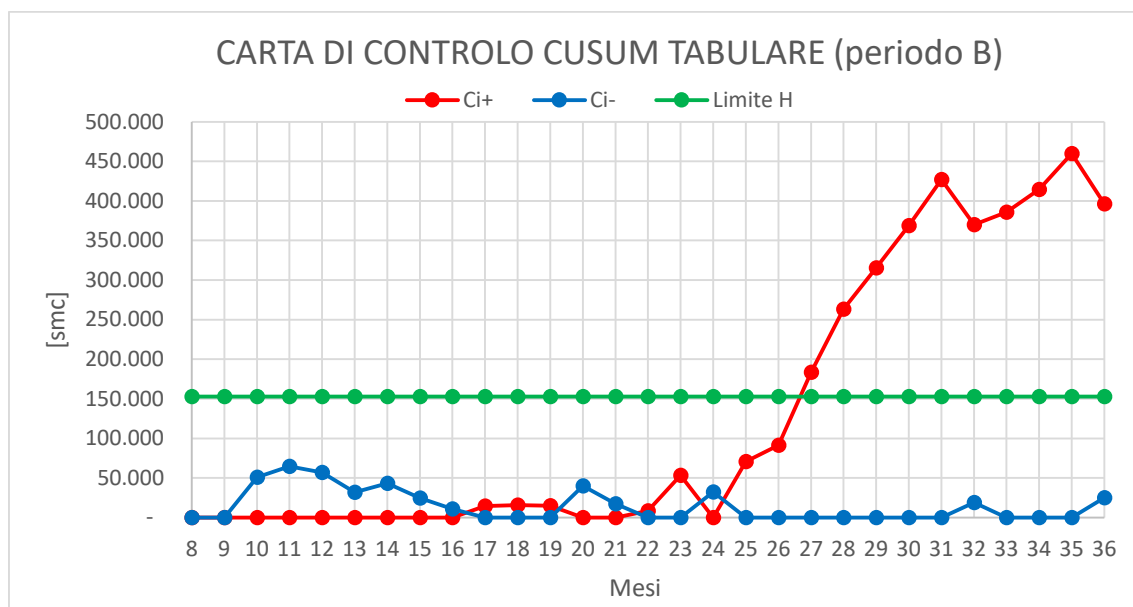


Figura 42 Carta di controllo CUSUM tabulare periodo di riferimento B (nodo 2)

In Figura 41 si riscontra un fuori controllo della variabile Ci^- (variazione del sistema verso consumi minori) al 10° mese, ma ripercorrendo all'inverso la curva si nota che la deviazione è partita dall'8° in poi, in questo modo il primo nodo è stato verificato.

Nello stesso modo è stato verificato il secondo ed ultimo nodo, in Figura 42 è la variabile Ci+ a subire un fuori controllo al 27° mese del periodo considerato, tenendo conto che la deviazione ha avuto inizio al 25° mese.

Verificata l'alternanza dei due periodi, vengono proposti ora i due modelli riscontrati; essendo una retta multilineare di difficile raffigurazione su un piano bidimensionale, si propongono i due modelli solo in forma di equazione.

Modello Generale:

$$GN \left[\frac{smc}{mese} \right] = 0,0419 * Produzione \left[\frac{m_{lavorato}}{mese} \right] + 621,9 * GG \left[\frac{^{\circ}C}{mese} \right] + 134.504$$

Modello A:

$$GN \left[\frac{smc}{mese} \right] = 0,0462 * Produzione \left[\frac{m_{lavorato}}{mese} \right] + 645,1 * GG \left[\frac{^{\circ}C}{mese} \right] + 124.653$$

Modello B:

$$GN \left[\frac{smc}{mese} \right] = 0,0425 * Produzione \left[\frac{m_{lavorato}}{mese} \right] + 613,1 * GG \left[\frac{^{\circ}C}{mese} \right] + 104.144$$

Entrambi i modelli sono stati caratterizzati da un aumento del coefficiente R^2 rispetto alla caratterizzazione di partenza, il modello A pari a 0,966, il modello B pari a 0,952. In entrambi i casi si nota un aumento del coefficiente angolare legato alla produzione, mentre quello legato ai gradi giorno ha subito un aumento nel modello A e un ribasso in quello B, cambiamenti legati probabilmente a fattori climatici. Infine, la quota fissa ha subito un ribasso in entrambi i modelli, ribasso più accentuato nel modello B caratterizzato da un CUSUM negativo.

3.8.4 Caratterizzazione gas naturale per area funzionale

Avendo l'azienda messo a disposizione i consumi mensili reali di gas naturale, sia per le macchine di produzione, che per le tre caldaie, si è andati a caratterizzarne i consumi sul periodo di diponibilità dei dati, ovvero il 2018.

Si è andati in primo luogo a correlare i consumi delle macchine di produzione con i metri lavorati.

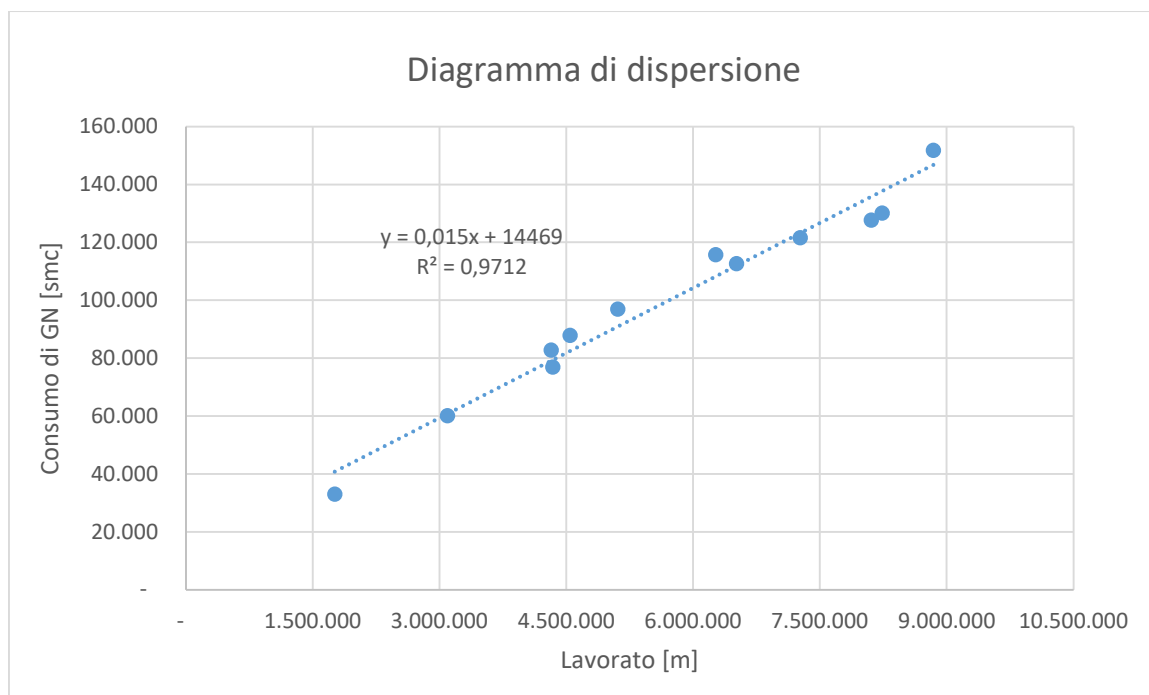


Figura 43 Consumi termici mensili delle macchine di produzione in funzione dei metri lavorati (2018)

È evidente come la correlazione tra i consumi del gas naturale, utilizzato direttamente a bordo macchina, e la produzione sia molto forte se non quasi perfetta. A causa della poca disponibilità e quantità dei dati non si è potuto scendere in dettaglio con l'analisi.

3.8.5 Caratterizzazione utenze vapore

Si fornisce infine un'ultima caratterizzazione, quella legata al consumo del vettore secondario vapore, il quale, come è stato anticipato, è monitorato da due contatori che lo suddividono in vapore tecnico a servizio della produzione e vapore ad uso riscaldamento.

Come per il paragrafo precedente, la disponibilità di dati della annualità 2018 ha costretto ad una sola analisi qualitativa di caratterizzazione.

Di seguito i risultati dell'analisi di regressione per il vapore ripartito sotto la voce vapore tecnico.

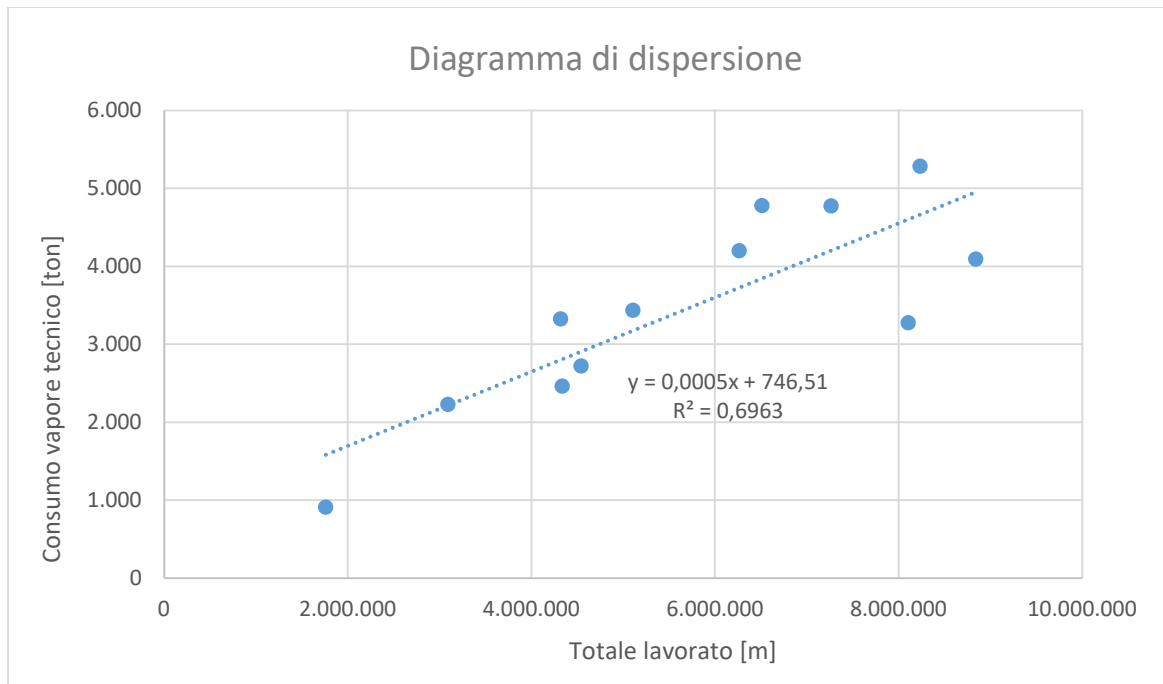


Figura 44 Consumi di vapore tecnico in relazione ai metri lavorati (2018)

È evidente dalla Figura 44 che la correlazione tra il driver di produzione e il consumo mensile di vapore tecnico è abbastanza forte. Tuttavia, rimane più forte la correlazione tra il gas utilizzato a bordo macchina e la produzione; questo porta a pensare che, per questa situazione aziendale, l'utilizzo del gas diretto sia più efficiente e con meno perdite rispetto all'utilizzo del vapore per scopi produttivi. Infatti, il vapore permette di coprire grandi distanze senza perdite ma questo sistema è giustificato solo da una produzione costante, mentre il gas è più flessibile poiché permette un ciclo di accensione e spegnimento quasi in tempo reale. Come già sottolineato, lo stabilimento in questione ha una produzione molto incostante e stagionale, per cui, in base anche a quanto riscontrato, si potrebbe pensare di affidarsi al solo gas diretto come vettore termico.

In ultima analisi si propone ancora il diagramma del vapore ad uso riscaldamento correlato con i gradi giorno.

I consumi di vapore ad uso riscaldamento hanno una correlazione molto forte con i gradi giorno, come era prevedibile; si può notare come l'intercetta della retta individuata sia negativa, questo sta a significare che parte del fabbisogno termico è coperto da sorgenti endogene all'interno dello stabilimento, per esempio il calore di processo.

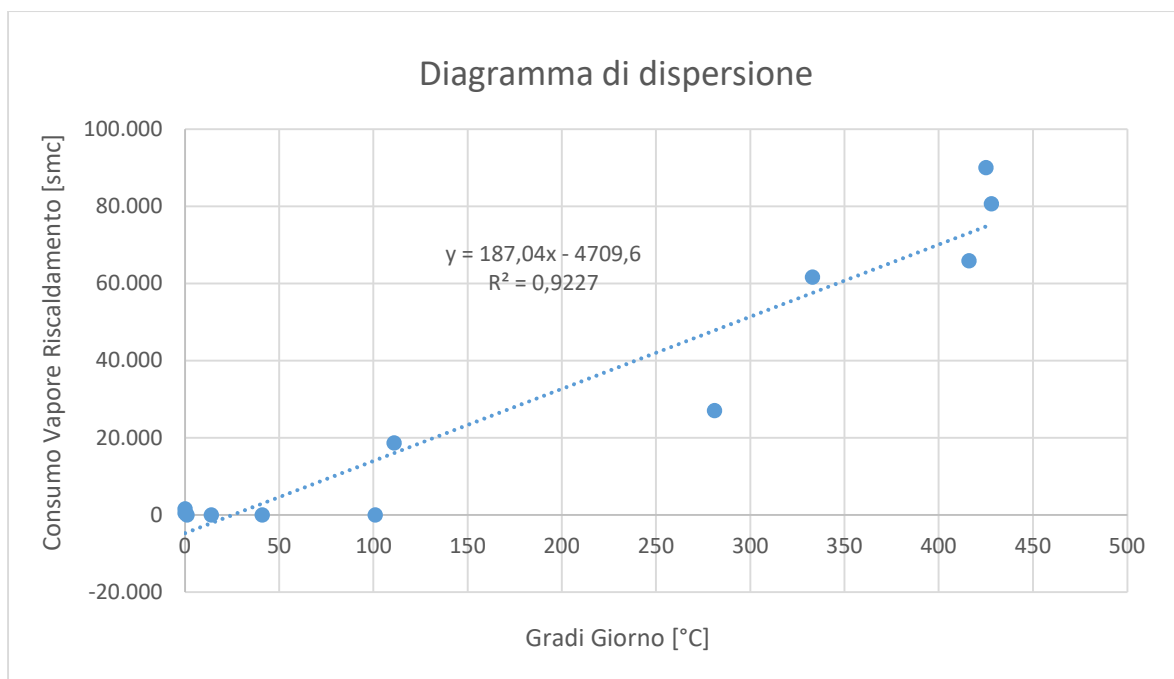


Figura 45 Consumi di vapore ad uso riscaldamento in relazione ai gradi giorno (2018)

3.9 Indici di prestazione energetica

In seguito alle presentazioni dei consumi energetici di stabilimento e dopo la loro caratterizzazione in relazione ai dati di produzione, il passo successivo è quello della creazione degli indici di performance energetica (EnPI), i quali sono fondamentali per valutare lo stato energetico e prestazionale del sito produttivo. L'importanza degli indici di performance è stata ribadita già all'interno della tesi, come è anche sottolineata nel D.lgs. 102/2014. Questi indici devono essere il risultato finale dello studio energetico di qualsivoglia stabilimento soggetto a diagnosi.

L'indice, che deve tenere conto sia dei consumi energetici sia dei volumi produttivi, deve essere calcolato sia a livello globale (livello "B") sia a livello specifico (livello "C" ed eventualmente "D") per ogni vettore energetico. L'indice globale, calcolato semplicemente rapportando il consumo del vettore energetico con il valore di produzione dell'intero stabilimento, permette di classificare gli stabilimenti con una produzione simile in una speciale graduatoria energetica, la quale torna utile per evidenziare eventuali inefficienze. L'EnPI specifico, creato per ogni area funzionale individuata, ha lo scopo di giustificare i risultati finali raggiunti a livello di stabilimento.

Nello specifico, per quanto riguarda il vettore energia elettrica, l'indice generale è stato calcolato tenendo in considerazione il metro di tessuto prodotto in uscita dallo stabilimento, mentre per gli indici specifici si è rapportato il consumo energetico dell'area funzionale con l'unità lavorata dal singolo processo. In Tabella 24 si propongono i risultati ottenuti per il vettore energia elettrica, calcolati su una produzione di tessuto pari a 10.278.957 metri.

LIVELLO	CODICE	SETTORE	EnPI Generale	EnPI Specifico
			Energia Elettrica Assorbita per Unità Lavorata Totale	Energia Assorbita per Unità Lavorata Specifica
LB	1	ENERGIA ELETTRICA	1,0341 [kWh/m]	
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	0,5185 [kWh/m]	
LD	1.1.1	ASCIUGATURA	0,0796 [kWh/m]	0,1066 [kWh/m]
	1.1.2	CONTROLLO FINALE	0,0102 [kWh/m]	0,0242 [kWh/m]
	1.1.3	FINISSAGGIO	0,1176 [kWh/m]	0,0988 [kWh/m]
	1.1.4	LAVAGGIO	0,0328 [kWh/m]	0,0339 [kWh/m]
	1.1.5	MAGAZZINO GREGGI	0,0075 [kWh/m]	0,0140 [kWh/m]
	1.1.6	PREPARAZIONE	0,0997 [kWh/m]	0,0772 [kWh/m]
	1.1.7	STAMPA	0,1236 [kWh/m]	0,1608 [kWh/m]
	1.1.8	TINTORIA	0,0016 [kWh/m]	1,4997 [kWh/m]
	1.1.9	VAPORIZZO	0,0461 [kWh/m]	0,0634 [kWh/m]
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	0,4464 [kWh/m]	
LD	1.2.1	CENTRALE FRIGORIFERA	0,0666 [kWh/m]	
	1.2.2	CENTRALE TERMICA	0,0390 [kWh/m]	8,7741 [kWh/ton vap]
	1.2.3	DEPURATORE	0,1358 [kWh/m]	3,0041 [kWh/mc acqua]
	1.2.4	SALA COMPRESSORI	0,1126 [kWh/m]	0,1295 [kWh/mc aria]
	1.2.5	SISTEMA DI EMERGENZA	0,0207 [kWh/m]	
	1.2.6	TRATTAMENTO ACQUA	0,0717 [kWh/m]	1,5850 [kWh/mc acq]
LC	1.3	SERVIZI AUSILIARI	0,0686 [kWh/m]	
LD	1.3.1	ILLUMINAZIONE	0,0243 [kWh/m]	3,91 [kWh/mq]
	1.3.2	UNITA' TRATTAMENTO ARIA	0,0443 [kWh/m]	

Tabella 24 EnPI generali e specifici energia elettrica (anno 2018)

La medesima tabella è stata prodotta anche per i consumi di gas naturale, raffrontato sempre alla produzione di tessuto in stabilimento.

LIVELLO	CODICE	SETTORE	EnPI Generale	EnPI Specifico
			Energia Termica Assorbita per Unità Lavorata Totale	Energia Termica Assorbita per Unità Lavorata
LB	2	GAS NATURALE	5,9327 [kWh/m]	
LC	2.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	1,1451 [kWh/m]	
LD	2.1.1	PREPARAZIONE	0,4581 [kWh/m]	0,355 [kWh/m]
	2.1.2	STAMPA	0,2880 [kWh/m]	0,375 [kWh/m]
	2.1.3	VAPORIZZO	0,0013 [kWh/m]	0,002 [kWh/m]
	2.1.4	ASCIUGATURA	0,1341 [kWh/m]	0,180 [kWh/m]
	2.1.5	FINISSAGGIO	0,2636 [kWh/m]	0,222 [kWh/m]
LC	2.2	SERVIZI AUSILIARI	4,4883 [kWh/m]	
LD	2.2,1	CENTRALE TERMICA	4,4209 [kWh/m]	994,7 [kWh/ton vap]
	2.2.2	TENDOSTRUTTURA	0,0674 [kWh/m]	
LC	2.3	SERVIZI GENERALI	0,1751 [kWh/m]	
LD	2.2.3	POST-COMBUSTORE	0,1751 [kWh/m]	

Tabella 25 EnPI generali e specifici gas naturale (anno 2018)

4. *Interventi di efficienza energetica*

Tenendo conto delle analisi proposte nei precedenti paragrafi, nei quali si è andato ad individuare le principali aree di intervento, ora si vuole concentrare l'attenzione sulle proposte di miglioramento dell'efficienza e quindi di riduzione dei consumi energetici. Come si evidenzia nel D.Lgs. 102/2014, la diagnosi energetica non deve essere vista solo come un adempimento di un obbligo ma come una possibilità di ridurre i consumi energetici e, di conseguenza, diminuire i costi economici, diminuendo in questo modo i costi totali aziendali e rendendo più competitiva l'azienda sul mercato.

Le elaborazioni effettuate circa i risparmi energetici ottenibili da ogni singolo intervento ed i relativi aspetti legati alla simulazione di fattibilità economica tra costi e benefici, sono stati valutati basandosi sulle informazioni disponibili a livello di consumi generali approssimati a loro volta con le informazioni tecniche recuperate sul campo dal personale di stabilimento.

Gli interventi individuati possono essere classificati in due ambiti:

- *Interventi Tecnologici:* trattasi di interventi relativi all'efficienza delle utenze sia elettriche che termiche; questi possono includere sia le aree di produzione, che i servizi ausiliari, che quelli generali. Vi sono inoltre interventi che comprendono la produzione di uno o più vettori energetici, che, come vedremo in seguito, corrispondono all'installazione di un impianto fotovoltaico e ad un cogeneratore.
- *Interventi Gestionali:* trattasi di interventi che comprendono azioni volte a diminuire e razionalizzare i consumi energetici con pratiche che non agiscono in modo diretto sui macchinari ma che ne ottimizzano il funzionamento attraverso un controllo indiretto; questo controllo può avvenire attraverso attività virtuose da parte del personale addetto o attraverso sistemi di misura in telegestione che permettano il monitoraggio istantaneo dei componenti e quindi permettano di intervenire tempestivamente nel caso di consumi anomali.

Successivamente verranno dunque analizzati i possibili interventi di efficienza energetica individuati per l'azienda oggetto di studio, valutando il potenziale risparmio energetico rispetto alla situazione attuale e in secondo luogo il possibile risparmio economico; la convenienza o meno degli interventi dal punto di vista economico verrà valutata attraverso un'analisi costi benefici di cui se ne riporteranno via via i risultati per ogni intervento.

4.1 Strumenti per l'analisi economica degli interventi

L'analisi costi benefici non deve essere un complemento alle conoscenze di un Auditor energetico o Energy manager ma deve esserne una caratteristica fondamentale. Il principale motivo per attuare un intervento di efficienza energetica è infatti il risparmio economico, oltre che quello energetico; l'analisi economica è un potente strumento per poter individuare gli interventi migliori dal punto di vista del ritorno economico per la realtà oggetto di diagnosi.

L'analisi costi benefici si basa su un confronto tra l'investimento di denaro speso per attuare l'intervento e il denaro che si crede verrà generato dall'investimento stesso nell'arco del tempo di vita utile. Per poter effettuare questo confronto e, quindi, valutare la convenienza o meno di un certo intervento rispetto ad un altro, si sono utilizzati degli indicatori finanziari, tra cui il Valore Attuale Netto (VAN), il Tasso Interno di Rendimento (TIR), il Pay Back Time (TR) e l'Indice di Profitto (IP).

Valore attuale netto (VAN)

Per poter comprendere al meglio lo strumento del VAN bisogna prima capire che il denaro acquisisce un valore diverso nei diversi periodi di tempo; infatti, gli interventi di efficienza energetica hanno una durata temporale che ricopre diversi anni, in questo periodo il valore del denaro varia e bisogna tenerne conto.

Il fattore che permette di confrontare il denaro in diversi momenti temporali è l'interesse "R", il quale dipende dal *costo del servizio* (il guadagno preteso per aver fornito un prestito di denaro), il *costo opportunità* (il quale tiene conto del costo pagato da colui che presta il denaro il quale deriva dal non aver condotto altre operazioni di speculazione, le quali avrebbero generato altro profitto) e il *costo di rischio* (si paga il rischio che il debitore non riesca a rientrare dell'investimento e che quindi possa essere insolvente). Il meccanismo per tenere conto della variazione del valore del denaro è quello di attualizzare ad oggi, definito come anno "0", il prezzo del denaro futuro, riportando in questo modo al momento zero ricchezze future. Il valore attualizzato di una certa somma di denaro è ricavabile attraverso questa formula:

$$K_a = K_n * \frac{1}{(1 + R)^n}$$

K_n rappresenta il valore attualizzato della somma di denaro K_n nell'anno n , con un tasso di interesse R ; inoltre il termine $1/(1 + R)^n$ è definito come *fattore di attualizzazione o di sconto*.

Attraverso questi fattori di sconto è possibile ora attualizzare i flussi di cassa in relazione all'anno di disponibilità di uno specifico intervento, la somma di questi flussi attualizzati porta alla creazione dell'indice economico definito come VAN.

Il Valore Attuale Netto è definito come la somma della serie attesa dei flussi di cassa attualizzati sulla base del tasso di rendimento a cui va però decurtato l'investimento iniziale.

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1 + R)^j} - I_0$$

Dove FC_j rappresenta i flussi di cassa all'anno j ottenuti moltiplicando il risparmio energetico ottenuto in un certo anno (quantificato in kWh per l'energia elettrica e in Smc per il gas naturale) per il costo unitario pagato in bolletta del vettore energetico risparmiato. I_0 rappresenta il costo di investimento sostenuto per l'intervento. R rappresenta il tasso di interesse tenuto in conto pari al tasso bancario d diminuito del tasso di inflazione i (all'interno di questa tesi si sono tenuti costanti per ogni intervento, $d = 1\%$ e $i = 4\%$).

Una volta calcolato il VAN è utile analizzarne il segno, infatti, se esso risulta positivo, l'intervento restituirà nel corso della sua vita utile i soldi investiti (I_0) più una ricchezza addizionale, generando quindi un profitto; se esso risulta negativo, invece, l'investimento non viene ripagato, segnalando che l'intervento non debba essere intrapreso.

In questo lavoro il VAN è stato calcolato, per ogni intervento, su un tempo di vita utile pari a 10 anni, rendendo in questo modo più facile il confronto tra le diverse iniziative proposte.

Il VAN risulta il principale indicatore economico su cui fare considerazioni per valutare la fattibilità di un certo intervento. Tuttavia, in alcuni casi esso può non offrire un quadro completo dell'investimento, per questo motivo vengono utilizzati ulteriori indici, i quali seppur non abbiano la stessa valenza del VAN, aggiungono un'informazione complementare ad esso, migliorando il quadro generale dell'investimento.

Tasso interno di rendimento (TIR)

Il TIR è l'indicatore che più si abbina al VAN, in quanto è utilizzato da molte organizzazioni come indicatore di riferimento. Esso non è altro che il tasso della legge esponenziale che rende equa un'attività finanziaria; in parole più semplici è definito come il tasso di attualizzazione (percentuale) che rende nullo il Valore Attuale Netto, a patto che questo tasso esista tra -1 e $+\infty$ e che sia unico. Il TIR quindi viene ricavato partendo dall'inversione della formula del VAN, esplicitando R e ponendolo uguale a zero, ed è sempre ricavato attraverso metodi ricorsivi.

In generale vanno realizzati i progetti con un TIR superiore al tasso di interesse reale praticato sul proprio capitale, ovvero quel tasso di rendimento normalmente ottenuto dall'azienda, e logicamente vanno privilegiati le iniziative con miglior TIR.

Tempo di ritorno o Pay-Back Time (TR o PBT)

Il Tempo di Ritorno di un investimento è inteso come il numero di anni che devono trascorrere affinché i flussi di cassa cumulati siano pari all'investimento iniziale. Nel caso in cui, per semplificare, si ponga $i=d$ (stima ottimistica) e che i flussi di cassa annuali siano sempre positivi e costanti il TR diventa:

$$TR = \frac{I_0}{FC}$$

Ovvero l'investimento iniziale diviso il flusso di cassa annuale. Un investimento è quindi tanto più conveniente quanto più è basso il suo tempo di ritorno, tuttavia, il solo utilizzo di questo parametro per la selezione degli investimenti è altamente sconsigliato, poiché può risultare, ad esempio, di scartare un investimento con maggiore TR ma che nel complesso risultava aver un VAN molto più alto rispetto ad altre soluzioni. Tuttavia, un investimento per essere valido economicamente dovrebbe sempre avere un TR minore del tempo di vita utile dell'impianto installato o soluzione adottata.

La versione più accurata del TR è il Tempo di Ritorno Attualizzato (TRA), la cui formula è ricavata dall'inversione della formula del VAN, posto uguale a zero ed esplicitando il numero di anni j . In questo caso si ipotizzerà un indice i diverso da d e la formula diventa:

$$TRA = \frac{\log \frac{FC}{FC - I_0 * R}}{\log(1 + R)}$$

Dove R è sempre $d - i$. In conclusione, il TRA, tenendo conto del differente valore del denaro nei diversi anni risulta sicuramente più affidabile del TR, il quale comunque deve essere utilizzato come supporto al VAN per selezionare le migliori opportunità di investimento.

Indice di Profitto (IP)

L'indice di profitto è un indicatore molto interessante, esso è definito come il rapporto tra il VAN e l'investimento iniziale:

$$IP = \frac{VAN}{I_0}$$

Esso rappresenta, per ogni euro di investimento inserito, quanti ne sono restituiti al netto dell'investimento stesso; quindi ad esempio per un investimento con $IP=0,75$ [€/€], significa che per ogni euro investito inizialmente, ne verranno generati 0,75 €. Logicamente, maggiore è l'IP di una soluzione più competitivo sarà quell'investimento. Anche in questo caso, l'indice risulta di grande aiuto, nel completare le informazioni economiche legate al VAN.

Le elaborazioni effettuate circa i risparmi energetici ottenibili da ogni singolo intervento ed i relativi aspetti legati alla simulazione di fattibilità economica tra costi e benefici, sono stati valutati basandosi sulle informazioni disponibili a livello di consumi generali approssimate a loro volta con le informazioni tecniche fornite sul campo dal personale incaricato; qualora si decidesse di procedere nell'implementazione degli interventi sarà necessario un approfondimento tecnico impiantistico, affinando i calcoli con l'ausilio di parametri effettivi caratteristici delle macchine rilevati con apposita strumentazione di misura, per valutarne nel dettaglio il grado di fattibilità economica.

Per valutare il risparmio economico effettivo si sono utilizzati i costi unitari di acquisto ricavati dalle bollette del 2018, quindi pari a 0,145 €/kWh per l'energia elettrica e 0,283 €/smc per il gas naturale.

4.2 Interventi relativi la produzione dell'aria compressa

Dal bilancio energetico abbiamo notato come la sala compressori sia uno dei reparti più energivori all'interno dello stabilimento, coprendo circa il 10% dei consumi di energia elettrica con oltre 1,1 GWh/anno. Inoltre, l'impianto di generazione dell'aria compressa è di solito una tra le aree fra le più promettenti per attuare interventi di risparmio energetico, poiché la compressione dell'aria è un processo termodinamico con bassa efficienza, per il fatto che il rapporto tra l'aria prodotta e l'energia elettrica consumata dal compressore è relativamente basso.

La centrale di compressione dell'aria delle Stamperie di Govone è composta da 5 compressori, di cui 4 a velocità fissa e 1 a velocità variabile, e di 2 essiccatori, i quali sono utili ad evitare la creazione della condensa che potrebbe essere trascinata, andando a danneggiare la strumentazione o alterare la qualità del prodotto finito, inoltre essa potrebbe portare alla corrosione delle tubazioni di distribuzione con un potenziale rischio di perdite nell'impianto e la formazione di ruggine. Il circuito di distribuzione dell'aria è lungo più di 200 m con una sezione delle tubazioni di 2" con una pressione media nell'intorno degli 8,5 bar.

Il reparto compressori deve cercare di bilanciare l'erogazione ed il fabbisogno di aria ad una pressione stabile, contrastando le variazioni di carico richieste dalle diverse utenze. Per poter ottimizzare il reparto compressori si deve quindi intervenire sia lato utenze, sui controlli dei parametri, sullo stoccaggio, sul circuito di distribuzione e sulla generazione. Le migliori modalità di risparmio sono sottese principalmente all'utilizzo di misure come la predisposizione di un programma di manutenzione continuativo, il mantenimento della pressione dell'aria al livello minimo necessario, l'utilizzo di aria di aspirazione alla temperatura più bassa possibile, l'ottimizzazione dell'architettura del sistema nell'utilizzo di più compressori, l'individuazione e la riduzione di fughe d'aria; sono quindi molteplici le soluzioni da adottare, di seguito si sono analizzate le tre soluzioni con le migliori opportunità di risparmio.

Come riportato in precedenza, viene monitorato il solo quadro elettrico della sala compressori, la quale misura, anche se non suddivisa tra i diversi macchinari, è comunque sufficiente a fare alcune considerazioni. Di seguito si propone la curva di carico monitorata della sala compressori, utile a mostrare la logica di funzionamento e le eventuali

inefficienze della stessa. La settimana presa in esame va da domenica 8 settembre 2019 fino a domenica 15 settembre 2019, fornendo così un ottimo spunto per la comprensione e la descrizione dei consumi dei compressori. A causa, però, di alcuni problemi con il software di acquisizione dati, non è stato possibile reperire i dati nel dettaglio, ma è stata comunque fornita una visualizzazione grafica, utile per analisi qualitative.

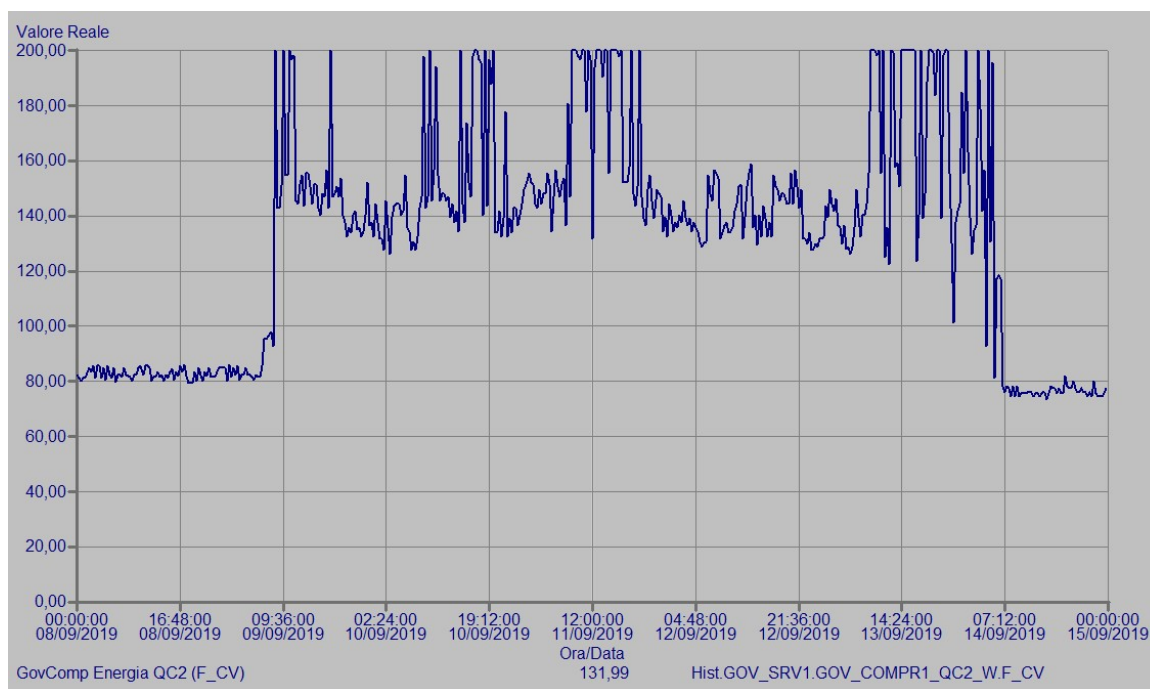


Figura 46 Curva della potenza prelevata dalla sala compressori in una settimana tipo

Il grafico in figura mostra un profilo di potenza assorbita in cui si riscontrano due comportamenti: quello infrasettimanale e quello festivo del week-end. Il primo profilo è composto da un carico infrasettimanale molto frastagliato in cui si raggiungono picchi superiori ai 200 kW, con la potenza minima che non scende mai sotto i 130 kW; questo è giustificato dai tre turni lavorativi giornalieri, nei quali vi è richiesta d'aria dalla produzione. Il secondo mostra come vi sia un carico base di 80 kW, il quale si riscontra dalle ore 6 del sabato mattina fino alle ore 6 del lunedì, orario in cui, per quel periodo, la produzione dovrebbe essere ferma. Sebbene parte di quel consumo serva alla manutenzione dei vari macchinari, esso denota un comportamento inefficiente della sala, dimostrando come alcuni compressori lavorino con cicli carico/scarico, caratterizzati da un funzionamento a vuoto, con consumi elettrici elevati senza che vi sia domanda di aria lato utenze. Parte di questa quota fissa è anche giustificata dalle eventuali fughe d'aria dal circuito di distribuzione, senza le quali i compressori lavorerebbero a potenze medie inferiori.

Per confermare quanto si è appena detto si è andato a correlare i consumi mensili elettrici dell'intera sala compressori e la produzione in metri generale di stabilimento per quel mese.

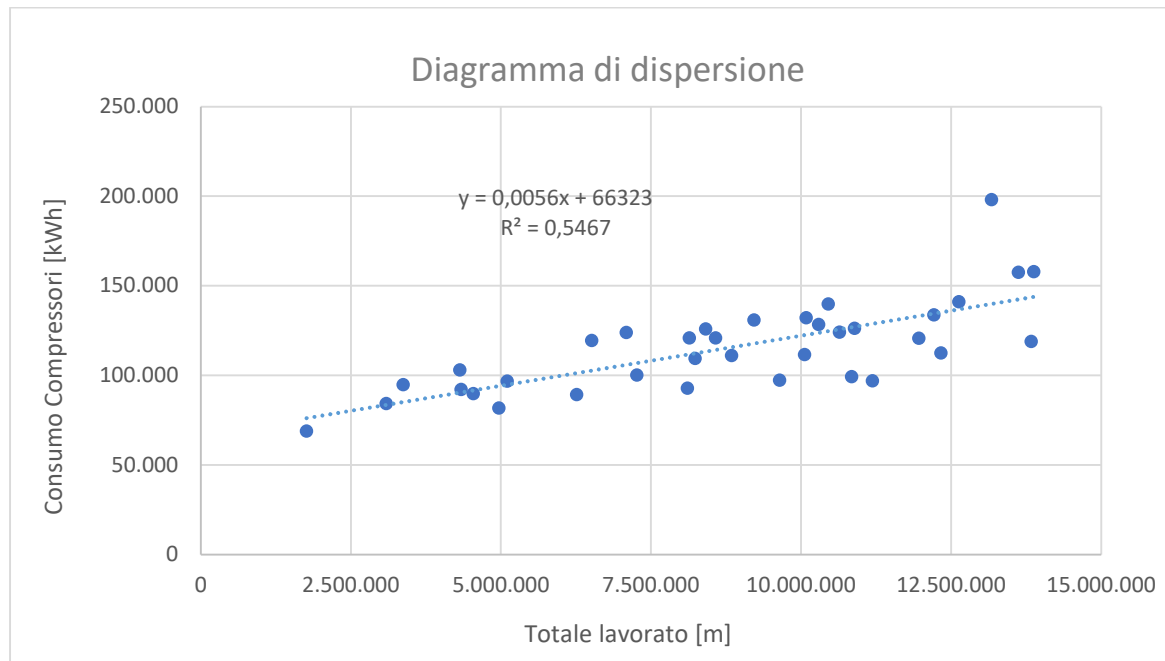


Figura 47 Correlazione consumi elettrici compressori e produzione industriale (periodo 2016/2018)

È subito evidente la quota fissa mensile di consumi elettrici pari a 66.323 kWh, la quale corrisponde ad un carico medio pari a circa 89 kW attivo per la totalità delle ore di ogni singolo mese. Questo dimostra come lo “zoccolo” evidenziato precedentemente non sia per nulla collegato alla produzione e che quindi possa essere ridotto attraverso l'esecuzione di alcuni interventi di cui si tratterà nei prossimi paragrafi.

4.2.1 Ricerca e riduzione fughe aria compressa

Le fughe d'aria sono un fenomeno da tenere in considerazione poiché sono molto comuni negli impianti di generazione e distribuzione dell'aria compressa. Le zone più interessate dalle perdite sono gli accoppiamenti, le manichette, i tubi, le intersezioni, le giunture, i disconnettori rapidi, le valvole di condensa e le utenze finali. Le perdite del sistema di distribuzione dell'aria compressa sono individuabili attraverso rilevatori acustici ad ultrasuoni, i quali misurano gli ultrasuoni generati dai flussi di aria compressa che fuoriescono dalle piccole fessure, presenti nelle zone “deboli” dell'impianto. Non avendo l'azienda, a propria disposizione, uno strumento di questo genere, si sono fatte alcune valutazioni andando a stimare la grandezza di queste perdite, in modo da sensibilizzare l'azienda stessa sulla rilevanza della questione posta, così da realizzare in futuro un air audit, volto a individuare e ridurre le eventuali perdite.

Per stimare le perdite d'aria nel circuito di distribuzione si utilizza il principio dell'efflusso attraverso un orifizio con espansione, con le ipotesi che il fluido, in questo caso l'aria compressa, modifichi la sua velocità in funzione di una trasformazione adiabatica isoentropica. La formula che meglio definisce il fenomeno in esame si ricava partendo dal primo principio della termodinamica per sistemi aperti, il quale applicato ad un efflusso attraverso un orifizio diventa:

$$\frac{c^2}{2} = h_0 - h_1$$

Dove “c” è la velocità di efflusso all'uscita dell'orifizio e h_0, h_1 sono i valori di entalpia specifica che il sistema assume prima e dopo aver attraversato l'orifizio. Ricordando che:

$$h = C_p * T = k * \frac{R}{k-1} * T \quad \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

Dove k è il coefficiente della trasformazione isoentropica dell'aria e R è la costante specifica dell'aria, sostituendo l'equazione trovata in quella del primo principio si ha che:

$$\frac{c^2}{2} = k * \frac{R}{k-1} * (T_0 - T_1) = k * \frac{R}{k-1} * T_0 * \left(1 - \frac{T_1}{T_0}\right)$$

Ricordando che per i gas perfetti e nel caso di trasformazione adiabatica isoentropica vale:

$$R * T = P/\rho \quad \text{e} \quad \frac{T_1}{T_0} = \left(\frac{P_1}{P_0}\right)^{\frac{k-1}{k}}$$

Dove P è la pressione assoluta di un certo stato e rho la sua densità; sostituendo queste due equazioni in quella precedente ed esplicitando la velocità dell'efflusso si trova che:

$$c = \sqrt{2 * \frac{k}{k-1} * \frac{P_0}{\rho_0} * \left[1 - \left(\frac{P_1}{P_0}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]} \quad \left[\frac{m}{s} \right]$$

La velocità ricavata vale però solo per condizioni subsoniche, infatti, nel caso che il rapporto tra le pressioni di valle e monte sia minore del rapporto critico (calcolato in seguito per l'aria, con k posto pari a 1,4), la velocità rimane costante al variare della pressione, restando pari alla velocità critica.

$$Rapporto\ critico = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} = 0,528$$

Nel caso in esame, ricordando che la pressione media del circuito è pari a 8,5 bar, il rapporto tra le due pressioni è pari a 0,118, facendo intendere che l'efflusso attraverso un eventuale orifizio sia in condizioni critiche. Il passo successivo è quello di valutare la portata in massa:

$$\dot{m} = A * \rho * c \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right]$$

Dove A è l'area della sezione dell'orifizio; sostituendo la velocità critica e la densità all'interno della formula precedente, si ricava l'equazione che definisce la portata critica passante per un orifizio:

$$\dot{m} = A * \frac{P_0}{\sqrt{R * T_0}} * \sqrt{k * \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right]$$

Per calcolare l'eventuale risparmio energetico, bisogna quantificare la potenza elettrica che il compressore assorbe nel produrre la portata di aria compressa che viene dispersa in ambiente, la cui formulazione è:

$$P_{ass} = \dot{m} * \frac{L_i}{\eta_{el} * \eta_{mec}} \quad [\text{kW}]$$

Dove η_{el} e η_{mec} sono rispettivamente il rendimento elettrico e il rendimento meccanico del compressore, mentre L_i , ovvero il lavoro specifico di compressione, si calcola in questo modo:

$$L_i = C_p * T_0 * \frac{\left(\frac{P_0}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{is,c}} \quad \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]$$

Tenendo presente che $\eta_{is,c}$ è il rendimento isoentropico di compressione.

Come riportato in precedenza, evidenziando ancora la necessità di una campagna di individuazione delle fughe, tenendo conto dalla grandezza del circuito di distribuzione e dell'età dei macchinari connessi ad esso, si è deciso di stimare in 8 mm il valore della sezione dell'orifizio, da intendere come la somma di tante piccole perdite disperse lungo l'intera rete di distribuzione.

Vengono ora riportate in Tabella 26 le diverse grandezze fisiche ipotizzate che regolano il fenomeno che si è voluto studiare.

	Unità di misura	Valore
Diametro fuga	mm	8
R aria	J/kg K	287,05
k aria	-	1,4
Cp aria	KJ/kg K	1,005
P aria in	Pa	$8,5 \cdot 10^5$
P aria out	Pa	10^5
T aria in	K	303
η_{el}	-	0,9
η_{mec}	-	0,9
$\eta_{ls,c}$	-	0,8

Tabella 26 Ipotesi caso studio fughe aria compressa

Con queste ipotesi, attraverso le formule individuate precedentemente, si è andati a quantificare le possibili perdite di aria compressa all'interno del circuito di distribuzione e il relativo quantitativo di energia elettrica consumato per produrla; in Tabella 27 si riportano i risultati individuati.

	Unità di misura	Valore
Perdite Aria	Kg/s	0,099
Li di compress.	kJ/kg	320,92
P el assorbita	kW	39,3
Energia perdite	kWh/anno	216.164
Costo perdite	€/anno	31.344

Tabella 27 Risultati analisi fughe aria compressa

L'energia elettrica persa per la compressione dei volumi d'aria dispersi è stata valutata a partire dalla potenza elettrica assorbita e da un numero di ore di funzionamento congruo del parco compressori, individuato in 5.500 ore/anno.

Basandosi su valori pratici trovati in letteratura, sulla pratica e sul profilo della quantità di aria ipoteticamente dispersa, si ha che l'80% delle suddette fughe siano potenzialmente recuperabili effettuando interventi di manutenzione del sistema di distribuzione; il 15% sia imputato a fughe fisiologiche del sistema, come le valvole di sfiato, ed il restante 5% è collegato al sostentamento, alla manutenzione e alla pulizia dei macchinari, quando essi si trovano in stand by.

Ipotizzando di riuscire a eliminare la totalità delle perdite individuate come recuperabili, i risparmi energetici, in termini di kWh, derivano dal minore consumo del motore elettrico del compressore, il quale, non dovendo più produrre anche la quantità di aria compressa dispersa, si troverà ad assorbire potenze medie inferiori.

	Unità di misura	Valore
Riduzione perdite	%	80
Risparmio energia	kWh/anno	172.931
Risparmio econom	€/anno	25.075

Tabella 28 Entità possibili risparmi

Il costo dell'intervento comprensivo di eventuali rifacimenti di alcune linee della rete e di un eventuale air audit è stato stimato in 20.000 €, ipotesi che tuttavia permette un tempo di ritorno di circa un anno. In Tabella 29 vengono sintetizzati i valori e gli indicatori economici per questo tipo di intervento, integrato dal risparmio energetico valorizzato in Tep e dall'incidenza dei risparmi sui costi energetici totali.

INVESTIMENTO	[€]	20.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	32
	[%]	0,46%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	25.075
	[%]	0,72%
PBT	[anni]	0,80
TIR	[%]	125%
VAN	[€]	286.203
VAN/I	[-]	14,31

Tabella 29 Sintesi dati economici proposta di intervento 1

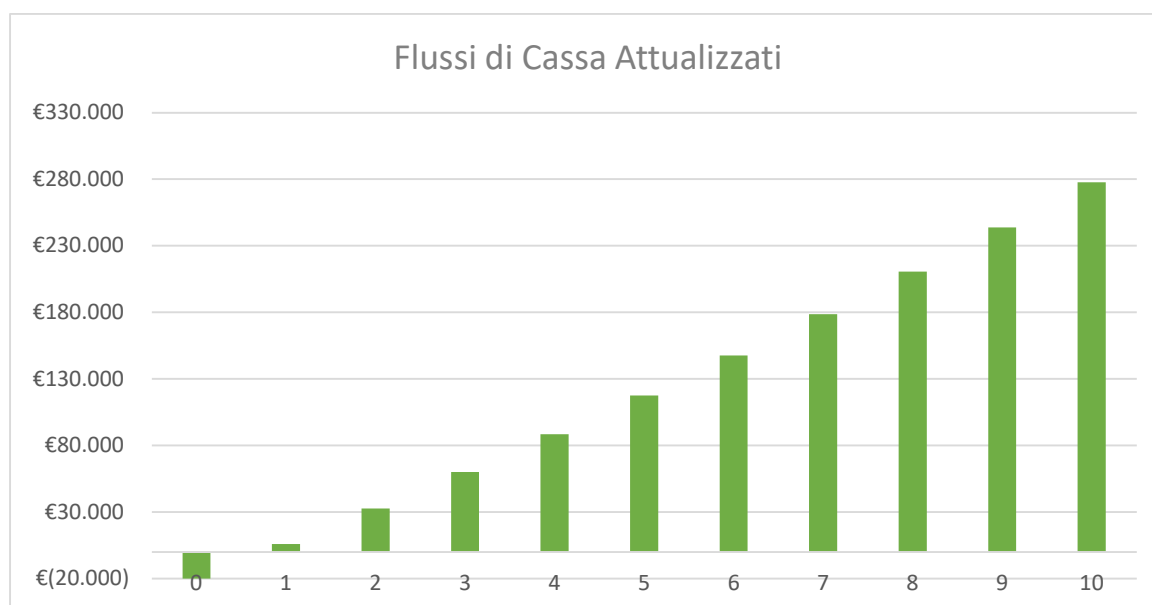


Figura 48 Flussi di cassa attualizzati proposta di intervento 1

Il tempo di ritorno è in linea con quelli per queste tipologie di intervento, il quale risulta molto celere, meno di un anno, inoltre il VAN, positivo, permette di avere un indice di profitto molto alto (circa 14).

4.2.2 Installazione inverter su compressori a velocità fissa

Come già anticipato, i compressori utilizzati sono 5, di cui 4 (il GA1048 da 160 kW, l'R110i da 110 kW, il GA110 da 110 kW e l'M75 da 75 kW) lavorano a velocità fissa, il quinto, invece (il Nirvana 110s) ha un funzionamento a velocità variabile.

Modello	P carico [kW]	P vuoto [kW]	Fad [nmc/h]	Tipologia
Atlas Copco GA1048	160	80	1.500	V. fissa
Ingersoll Rand R110i	110	55	1.152	V. fissa
Ingersoll Rand Nirvana 110S	110	-	1.050	V. variabile
Atlas Copco GA110	110	55	1.302	V. fissa
Ingersoll M75	75	37,5	732	V. fissa

Tabella 30 Dati tecnici di targa parco compressori

La logica di operatività attuale della sala compressori è la seguente: il GA1048, l'R110i e l'M75 lavorano contemporaneamente con cicli di carico/vuoto a livello giornaliero, senza un controllo di velocità; in parallelo viene fatto lavorare il Nirvana 110s (a velocità variabile), mentre il GA110 interviene solo in caso di necessità per brevi periodi di tempo nella regolazione del flusso di aria prodotta per sopperire ai picchi di domanda.

Variare la velocità del motore permette di adattare al meglio la produzione del compressore alle richieste dell'impianto, consumando meno energia. Questa azione può essere realizzata tramite inverter, il quale, se non è già installato, rende il consumo di energia elettrica pressoché proporzionale alla richiesta di aria, permettendo in questo modo di evitare sprechi legati al funzionamento a vuoto, come viene mostrato in Figura 49.

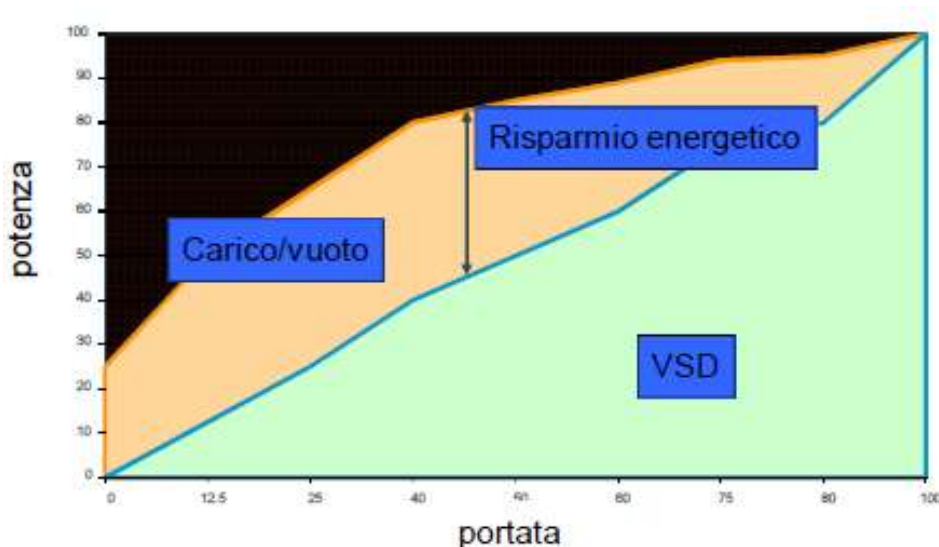


Figura 49 Confronto consumi compressori velocità fissa e variabile (VSD)

La maggior parte dei compressori di vecchia concezione lavorano con cicli carico/vuoto, con una regolazione della portata che avviene attraverso l'apertura/chiusura della valvola di aspirazione, quindi si passa da una condizione di tutta ad una di niente. I compressori gestiti tramite inverter ottengono lo stesso risultato andando però a regolare il numero di giri del motore, evitando il funzionamento a vuoto, il quale può arrivare ad assorbire anche metà della corrente nominale.

Per questa analisi, oltre ai dati di targa, si sono reperite dai display di ogni macchina le ore a carico e a vuoto di ogni compressore, per un periodo indefinito di tempo superiore ai 10 anni; questo ha permesso di ricavare una stima molto vicina al reale delle percentuali di funzionamento a carico di ogni compressore.

Modello	Ore carico [h]	Ore vuoto [h]	% carico
Atlas Copco GA1048	15.918	7.626	0.68
Ingersoll Rand R110i	22.737	2.345	0.91
Ingersoll Rand Nirvana 110S	69.321	-	1
Atlas Copco GA110	6.155	4.491	0.58
Ingersoll M75	14.055	6.977	0.67

Tabella 31 Ore funzionamento carico/vuoto parco compressori

Dai dati registrati in Tabella 31 si nota come il compressore Ingersoll R110i lavori per la maggior parte del tempo a pieno carico, mentre i restanti 3 compressori a velocità fissa hanno percentuali di carico più basse, evidenziando quindi un'inefficienza nel loro utilizzo.

Come riportato in precedenza, viene monitorato il quadro elettrico generale della sala compressori, questa misura ovviamente comprende la somma dei consumi dell'intero parco compressori più quelli dei due essiccatori al loro servizio; per questo motivo, in modo da eseguire valutazioni più veritiere si sono decurtati a questi consumi quelli dei due essiccatori, stimati in precedenza nel modello elettrico, ricavando in questo modo i consumi del 2018 dei soli compressori pari a 1.096.665 kWh.

Per quanto riguarda i compressori a velocità fissa, i consumi elettrici si ricavano nel seguente modo:

$$E_{compressore\ v.fissa} = P_{carico} * h_{tot} * \%_{carico} + P_{vuoto} * h_{tot} * (1 - \%_{carico}) \quad [kWh]$$

Mentre per i compressori a velocità variabile, quindi con inverter installato, si possono stimare i consumi elettrici in questo modo:

$$E_{compressore\ v.variable} = P_{media} * h_{tot} \quad [kWh]$$

Dove la P_{media} è la potenza nominale di targa moltiplicata per un coefficiente di utilizzo (compreso tra 0 e 1), definito in base al tipo di profilo di lavoro e quindi di carico del compressore.

Con queste assunzioni, utilizzando le ore di carico/vuoto registrate e le potenze di targa, si sono ripartiti, in modo proporzionale, i consumi totali monitorati nelle diverse macchine che compongono il parco compressori. Successivamente, invertendo le formule, qui sopra riportare, e sostituendo i valori delle percentuali di carico, si è ricavata una stima delle ore di funzionamento per l'anno 2018 di ogni macchinario.

Modello	Atlas Copco GA1048	Ingersoll Rand R110i	Ingersoll Rand Nirvana 110S	Atlas Copco GA110	Ingersoll M75
Consumo 2018 [kWh]	251.868	209.830	456.271*	54.016	84.100
Ore utilizzo 2018 [h]	1.878	2.001	5.531	849	1.678

Tabella 32 Stima consumi e ore funzionamento compressori anno 2018

(*) Per ricavare il valore di consumo del compressore a velocità variabile si è usata una stima della potenza media assorbita pari a 0,75 volte la potenza nominale.

A questo punto si è voluto valorizzare l'energia a carico e a vuoto utilizzata per il funzionamento dei diversi compressori e le relative spese in termini economici.

Modello	Atlas Copco GA1048	Ingersoll Rand R110i	Ingersoll Rand Nirvana 110S	Atlas Copco GA110	Ingersoll M75	Totale
E. carico [kwh]	203.195	199.540	456.271	54.016	84.099	997.121
E. vuoto [kWh]	48.673	10.290	-	19.706	20.874	99.544
Spesa carico [€]	29.596	29.064	66.457	7.868	12.249	145.234
Spesa vuoto [€]	7.089	1.499	-	2.870	3.040	14.499

Tabella 33 Stima energia e spesa carico/vuoto compressori anno 2018

Il risparmio generabile dall'eliminazione dei tempi a vuoto è quantificabile in circa 100.000 kWh/anno, un risparmio economico di circa il 10% rispetto alla configurazione attuale, per un saving economico pari a 14.499 €/anno. Bisogna però tener conto che i risparmi generabili saranno minori, poiché un compressore con inverter consuma dal 3-5% in più, al netto dei tempi a vuoto. Tuttavia, in modo da rendere appetibile alla committenza l'intervento, si è cercato di minimizzare il payback time, per questo motivo si è deciso di proporre l'installazione degli inverter solo sui compressori con i consumi a vuoto più alti (il GA1048 e l'M75), tralasciando quindi l'R110i, il quale funziona a carico per circa il

91% del tempo e il GA110, che, seppur avendo una bassa percentuale di ore a carico, è stato utilizzato raramente rispetto agli altri. Procedendo in questo modo si stima che il risparmio energetico sia pari a 69.547 kWh/anno, con relativo risparmio annuale in bolletta di 10.130 €.

Il costo di investimento è stato valutato ipotizzando un prezzo per l'acquisto e l'installazione degli inverter di 100 €/kW, il quale, tenendo conto delle potenze dei due compressori sui cui si è deciso di intervenire, porta ad un investimento totale di 23.500 €.

Supponendo un costo di manutenzione pari a 500 €/anno si riportano in seguito le valutazioni economiche effettuate.

INVESTIMENTO	[€]	23.500
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	13
	[%]	0,18%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	10.130
	[%]	0,29%
PBT	[anni]	2,32
TIR	[%]	38%
VAN	[€]	99.722
VAN/I	[-]	4,24

Tabella 34 Sintesi dati economici proposta di intervento 2

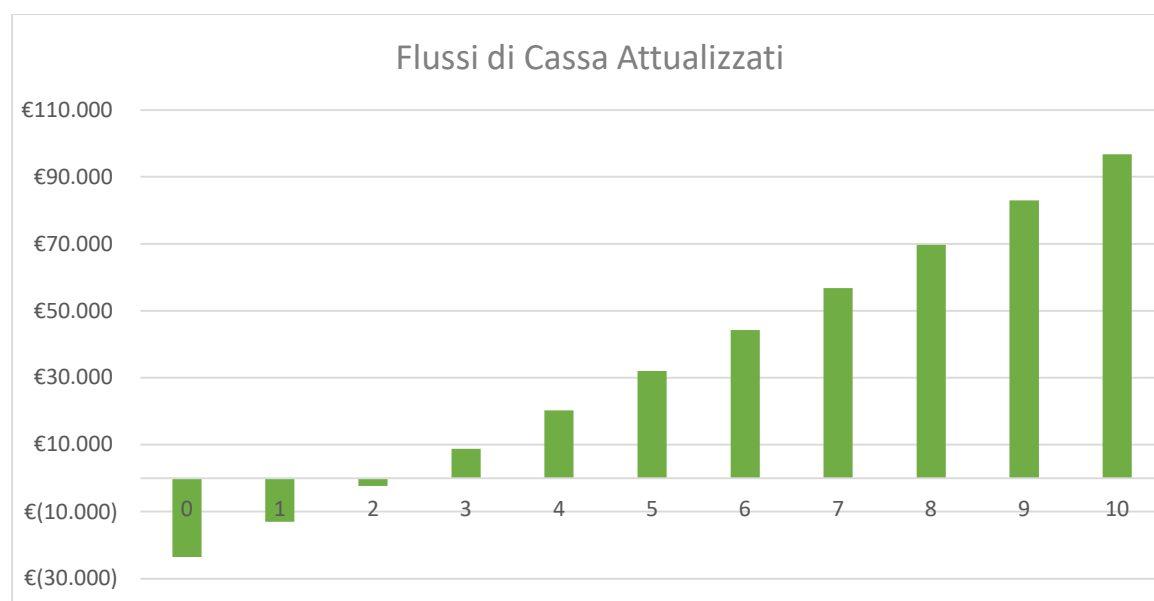


Figura 50 Flussi di cassa attualizzati proposta di intervento 2

Il tempo di ritorno è in linea con quelli per queste tipologie di intervento, che tuttavia risulta basso, sotto i tre anni, inoltre il VAN, positivo, permette di avere un indice di profitto abbastanza alto (4,2). E' da tenere in conto che non è stato contato nell'investimento il

costo di acquisto di un controller adeguato in grado di gestire più inverter, il quale avrebbe ridotto ancora di più i benefici dell'investimento.

4.2.3 Ottimizzazione logica compressori

La prossima proposta di intervento può essere valutata in alternativa all'installazione degli inverter; come valeva per la proposta precedente, è realizzabile in concomitanza della riduzione delle fughe di aria compressa.

Il caso posto in esame rende evidente la presenza di un utilizzo non ottimale del parco compressori, in quanto essendo installati in parallelo non ne permettono il funzionamento in assetto ideale.

Interpolando i dati di targa di potenza e portata dei 5 compressori, si sono ricavate le diverse caratteristiche di regolazione di ognuno di essi.

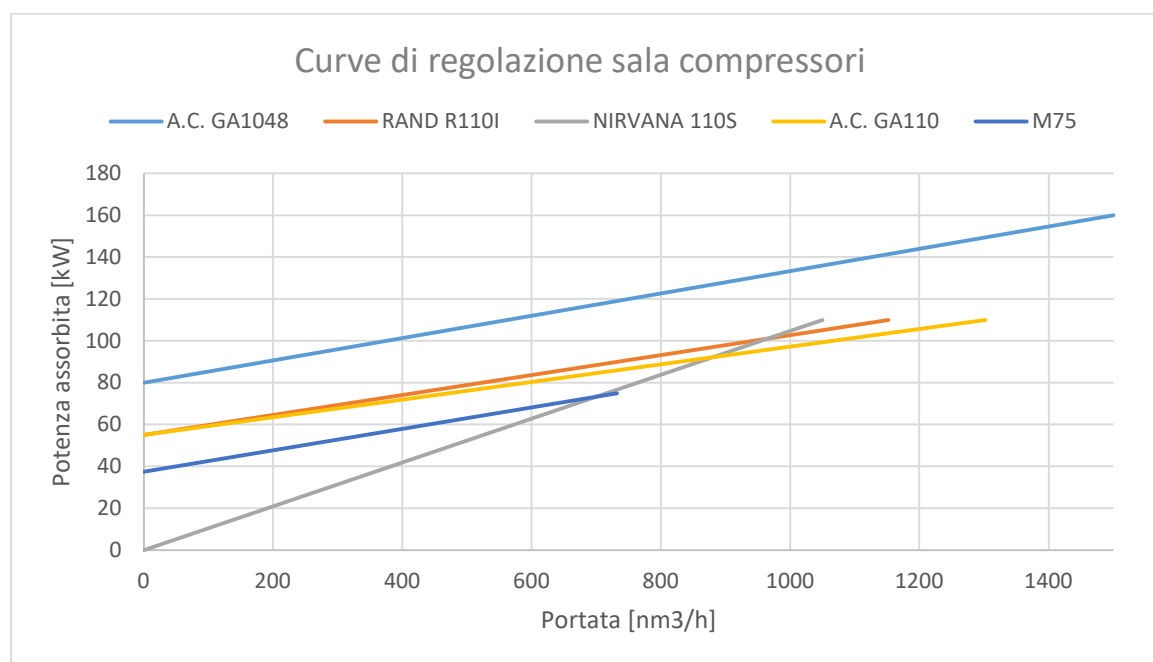


Figura 51 Caratteristiche di regolazione parco compressori

Bisogna però ricordare che sebbene i punti di regolazione del Nirvana 110s, a velocità variabile, siano tutti quelli presenti sulla retta di interpolazione, questo non vale per le restanti caratteristiche. Infatti, essendo queste macchine a velocità fissa, i punti reali di regolazione sono soltanto i due estremi.

Utilizzando i compressori GA110, M75 e Nirvana 1102S, i quali possiedono le caratteristiche più efficienti all'interno del campo di regolazione del sistema di aria compressa aziendale, in termini di potenza assorbita in funzione della portata, si è voluto

dimostrare che attraverso il solo funzionamento di questi ultimi si possa soddisfare la richiesta di aria, garantendo buoni risparmi.

Alla luce di quanto appena riportato, si vuole analizzare la fattibilità di implementare un sistema di gestione per la produzione di aria compressa in grado di gestire il funzionamento dei compressori in base alla richiesta d'aria. La logica di gestione proposta sarebbe quella di fare lavorare in mondo continuativo il compressore a velocità variabile e, qualora venisse richiesta una portata sempre più crescente, mettere in funzione a pieno carico prima il compressore M75 e poi il GA110. Così facendo si ottimizza l'intero sistema, perché l'inverter seguirà l'irregolarità della domanda mentre gli altri due copriranno il carico base. Si riporta in seguito lo schema grafico della gestione appena proposta.

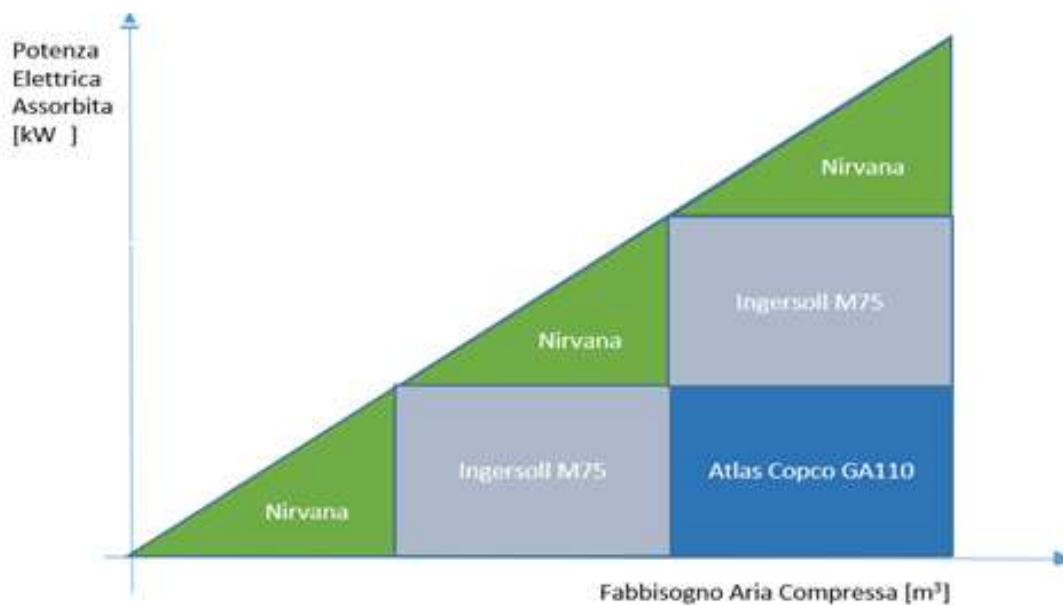


Figura 52 Diagramma nuova gestione dei compressori

A questo punto si è quantificata l'aria compressa prodotta nel 2018 dal parco compressori, stimandola in questo modo:

$$Aria\ prodotta = FAD * \%carico * h_{tot} \quad [nmc/anno]$$

Dove la FAD (free air delivery) misurata in nmc/h è la portata nominale che il compressore può produrre. In Tabella 35 si propone un riepilogo della quantità d'aria prodotta nel 2018 da ogni compressore.

Modello	Atlas Copco GA1048	Ingersoll Rand R110i	Ingersoll Rand Nirvana 110S	Atlas Copco GA110	Ingersoll M75	Totale
FAD nominale [nmc/h]	1.500	1.152	1.050	1.302	732	5.736
H tot [h/anno]	1878	2.001	5.531	849	1.678	-
%carico	0.68	0.91	0.75	0.58	0.67	-
Aria [nmc/anno]	1.904.950	2.089.726	4.355.311	639.356	820.816	9.810.160

Tabella 35 Stima volumi produzione aria 2018

Successivamente, sempre con l'obiettivo di soddisfare il medesimo fabbisogno di aria compressa, si è andati a modificare le ore di funzionamento dei 3 compressori e la loro percentuale a carico in modo da seguire la logica proposta in precedenza; in Tabella 36 se ne riportano i risultati finali.

MACCHINA	GA1048	R110i	NIRVANA 110 S	GA110	M75	TOTALE
	Dismesso	Dismesso	Funzione	Funzione	Funzione	
P Nominale [kW]	160	110	110	110	75	565
P Vuoto [kW]	80	55	0	55	38	228
FU	1	1	0,75	1	1	0
FAD nominale [nm3/h]	1.500	1.152	1.050	1.302	732	5.736
%carico	-	-	1,00	1,00	1,00	-
Consumo18 gestione [kWh]	-	-	303.302	275.000	375.000	953.302
ore utilizzo 2018 gestione	-	-	3.676	2.500	5.000	-
Energia Vuoto [kWh/anno]	-	-	-	-	-	0
Energia carico [kwh/anno]	-	-	303.302,43	275.000,00	375.000,00	953.302
Spesa Vuoto [€]	-	-	-	-	-	0
Spesa Totale [€]	-	-	44.176,92	40.054,59	54.619,89	138.851
FAD effettiva [nm3/h]	-	-	787,50	1.302,00	732,00	2.822
Aria Prodotta [nm3/anno]	-	-	2.895.159,54	3.255.000,00	3.660.000,00	9.810.160

Tabella 36 Stima consumi con nuova logica gestione sala compressori

Adottare questa logica di gestione, utilizzando macchinari già presenti in stabilimento, porterebbe a notevoli benefici; infatti, si stimano risparmi in termini di energia elettrica di circa 143.400 kWh/anno, il cui costo relativo è pari a circa 21.000 €/anno, rispetto alla configurazione precedente.

Il costo di investimento è stato stimato in 10.000 €, il quale comprende le ore di lavoro impiegate per lo spostamento e il nuovo allacciamento dei macchinari, del possibile materiale impiegato e del software di gestione per implementare la nuova logica di controllo della produzione dell'aria compressa. Alla luce di queste ipotesi si propongono in Tabella 37 i risultati della valutazione economica effettuata.

INVESTIMENTO	[€]	10.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	27
	[%]	0,38%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	20.881
	[%]	0,60%
PBT	[anni]	0,48
TIR	[%]	209%
VAN	[€]	245.196
VAN/I	[-]	24,52

Tabella 37 Sintesi dati economici proposta di intervento 3

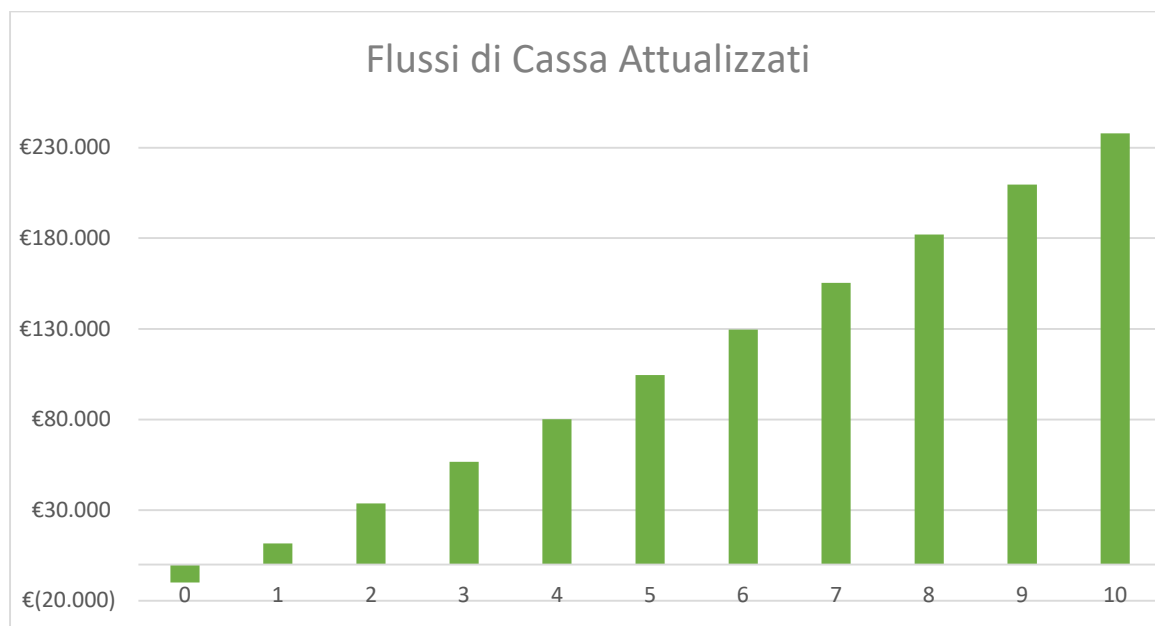


Figura 53 Flussi di cassa attualizzati proposta di intervento 3

Questo intervento sembrerebbe essere molto vantaggioso dal punto di vista economico, avendo a suo favore un PBT molto ridotto, circa metà anno, ed un indice di profitto pari a 24,5. Per questo motivo può essere preso in considerazione rispetto alla soluzione dell'installazione degli inverter.

4.3 Parzializzazione circuito di distribuzione del vapore

Il vettore secondario più importante all'interno dello stabilimento è sicuramente il vapore. Come già riscontrato nel paragrafo (3.9), si sono evidenziate delle inefficienze sul circuito di distribuzione del vapore tecnologico, mentre il circuito del vapore adibito al riscaldamento, benchè trasporti quantità di vapore ridotte, sembra funzionare correttamente; per questo motivo si è eseguita un'analisi energetica sulla rete di distribuzione del vapore del solo uso tecnologico di processo.

L'intervento proposto si basa su un bilancio energetico volto a stimare il risparmio derivante dall'installazione di alcune valvole di intercettazione, il cui scopo è quello di suddividere e quindi parzializzare la rete di distribuzione, distaccando quindi i tratti di tubazioni non utilizzati.

Il posizionamento delle valvole è stato deciso durante un meeting aziendale in cui la committenza ha individuato quali erano i rami del circuito non funzionanti o utilizzati raramente a causa della dismissione di alcune linee produttive.

La selezione dei punti in cui andare ad installare le valvole di intercettazione è stata fatta sui due circuiti che compongono la rete di distribuzione del vapore tecnologico: il circuito "Tecnologico Nuovo" e il circuito "Tecnologico Vecchio".

L'analisi dell'intervento si è svolta tenendo in conto di tre possibili fenomeni che affliggono le reti di distribuzione del vapore:

- Presenza di fughe di vapore
- Dispersione di calore attraverso la coibentazione per conduzione/convezione
- Costo energetico per il mantenimento alle condizioni di esercizio dei tratti di rete

Il risparmio energetico deriva proprio dal fatto che escludendo i tratti di rete inutilizzati, si andrebbero ad evitare queste dispersioni, riducendo in questo modo il costo energetico di generazione e distribuzione del vapore.

Si vuole ora illustrare come questi tre fenomeni vanno ad influenzare i costi di produzione del vapore e i metodi utilizzati per quantificare queste perdite.

Produrre vapore è un processo molto costoso, per questo motivo non intervenire sulle fughe di vapore può comportare significative perdite economiche. Le fughe di vapore, come quelle di aria compressa, possono avvenire ovunque lungo la rete ma i luoghi più comuni

sono le flange, le guarnizioni, i raccordi, le valvole, i condensini. A differenza del vettore aria compressa, oltre all'aspetto economico, le perdite di vapore rappresentano un problema di sicurezza. Infatti, esse potrebbero causare gravi danni al personale dell'azienda se non segnalate e riparate tempestivamente.

Le eventuali fughe di vapore dei tratti esclusi sono state velocemente quantificate attraverso questa formula empirica:

$$Perdite\ Vapore = 0,695 * A_{foro} * P_{vapore} \left[\frac{kg}{h} \right]$$

Dove A_{foro} è l'area del foro, somma di tutte le fughe presenti sulla rete, calcolata in mm^2 ; mentre P_{vapore} è la pressione della rete valorizzata in bar. In questo modo si calcola la portata uscente di vapore, la quale, moltiplicata per le ore equivalenti di funzionamento annuali a portata nominale dell'impianto, ci porta a valorizzare la perdita di vapore in [kg/anno]. A questo punto, moltiplicando la massa di vapore persa per l'entalpia dello stesso, nelle condizioni di funzionamento, si è quantificata l'energia dispersa.

Si riportano in Tabella 38 le ipotesi di funzionamento dell'impianto in esame, attraverso le quali è stata possibile quantificare l'energia risparmiata e con essa il metano non utilizzato.

	Unità di misura	Valore
Portata nom.	Kg/h	9.767,2
Pressione	Bar	9
T vapore	°C	180
Ore funz.	h	6.629

Tabella 38 Ipotesi dati esercizio impianto vapore

Partendo da queste ipotesi, attraverso il metodo appena descritto, si sono valorizzate le perdite per diversi eventuali diametri di perdita individuati.

Diametro Perdita [mm]	Perdita Vapore [kg/anno]	Energia Dispersa [kWh/anno]	Combustibile Equivalente [Smc/anno]	Risparmio Energetico Stimato [€/anno]
2	115.796,26	89.806,43	8.487	2.409
4	463.185,03	359.225,72	33.947	9.638
6	1.042.166,31	808.257,87	76.380	21.684
8	1.852.740,11	1.436.902,88	135.787	38.550
10	2.894.906,42	2.245.160,76	212.168	60.234

Tabella 39 Dettaglio risparmio energetico per fughe di vapore

Come per l'aria compressa, si è stimato il diametro complessivo delle perdite di vapore lungo l'intera rete, ipotizzandolo pari a 10 mm. Si crede che l'intervento di parzializzazione

possa ridurre il diametro equivalente delle perdite di vapore di 2 mm. Operando in questo modo, si sono ricavati gli eventuali massimi risparmi energetici raggiungibili, ovvero 76.381 smc di gas/anno, pari a 21.684 €/anno. La perdita di vapore è riscontrabile dal fatto che le caldaie hanno un fabbisogno medio giornaliero di acqua di reintegro pari a 67 mc, la cui maggior parte è imputato al vapore disperso in ambiente durante il processo di asciugatura nelle rameuse, mentre la restante parte è associabile alle perdite attraverso le fughe.

La seconda fenomenologia studiata per quantificare il risparmio energetico è quella delle perdite causate dalla coibentazione. La coibentazione delle superfici calde, infatti, è molto importante nei sistemi di vapore, poiché permette di garantire la sicurezza del personale, la riduzione delle perdite di energia ed il mantenimento delle caratteristiche del vapore alle condizioni richieste dal processo.

La stima del risparmio energetico è funzione di diversi fattori, tra cui principalmente la superficie esposta alla temperatura ambientale, le caratteristiche di conducibilità termica della tubazione e la resistenza termica del materiale utilizzato per la coibentazione.

Per stimare le eventuali perdite risparmiate per conduzione e convezione si è utilizzata la legge di Fourier applicata ad una geometria cilindrica, con l'ipotesi di mantenere costanti nel tempo la temperatura interna del fluido, la temperatura esterna ambientale, i coefficienti di scambio termico convettivo (h) e la conducibilità termica dei materiali (K).

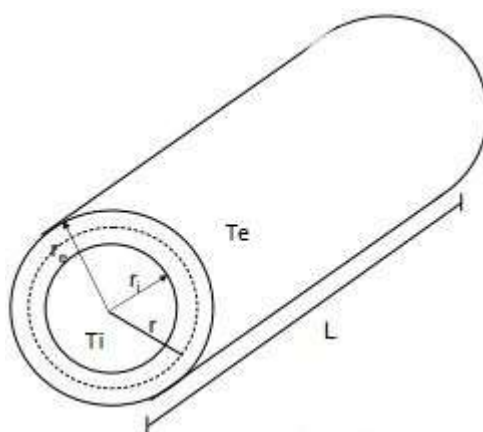


Figura 54 Geometria cilindrica caso di studio

Si è partiti dalla formulazione generale della legge di Fourier, che è la seguente:

$$Q' = -kA \frac{dT}{dx}$$

Dove Q' è la potenza termica trasmessa, k è la conducibilità termica espressa in W/m/k, A è l'area della sezione perpendicolare al flusso termico e dT/dx il gradiente termico. Tenendo conto che per la geometria cilindrica l'Area da tener in conto varia in funzione del raggio in questa maniera:

$$A = 2\pi rL$$

si è andati a sostituire nella formula precedente ed effettuando alcuni passaggi si ha che:

$$Q' \int_{r_i}^{r_e} \frac{dr}{r} = -k2\pi L \int_{r_i}^{r_e} dT$$

Integrando si ricava questa formulazione:

$$Q' = \frac{2\pi L(T_i - T_e)}{\frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_i}\right)}{k}}$$

Visto che il flusso di calore passa attraverso due strati di materiale differenti, isolante e tubazione, e poiché la trasmissione verso l'esterno avviene anche tramite convezione, si fa utilizzo dell'analogia elettrica, la quale individua una resistenza termica calcolata in questo modo, a seconda della fenomenologia individuata:

Per la conduzione
$$R_n = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_i}\right)}{k_n}$$

Per la convezione
$$R_n = \frac{1}{rh_{conv}}$$

Dove h_{conv} è il coefficiente di convezione del fluido in esame [W/m²/K].

A questo punto, tenendo conto che nel caso in esame si è in presenza di un fenomeno di convezione interna dato dal vapore circolante all'interno della tubazione, del fenomeno di conduzione attraverso l'acciaio delle tubazioni e l'isolante applicato, e infine della convezione esterna data dall'aria ambiente, si è individuata la formulazione finale per la potenza termica scambiata verso l'esterno:

$$Q' = \frac{2\pi L(T_i - T_e)}{\frac{1}{r_i h_i} + \frac{\ln\left(\frac{r_{iso}}{r_i}\right)}{k_{tubo}} + \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_{iso}}\right)}{k_{iso}} + \frac{1}{r_e h_e}}$$

Si valuta quindi in questo modo la potenza per ogni singolo tratto di tubazione dei rami che si andranno ad intercettare, successivamente moltiplicando per le ore equivalenti di utilizzo

annuali a piena potenza dell'impianto di produzione del vapore, fornite dall'azienda, si ricava l'energia dispersa annualmente. A questo punto per valutare l'effettivo consumo evitato di combustibile, si è diviso il quantitativo di energia dispersa annualmente di ogni tubazione per il rendimento delle caldaie (ipotizzato a 0,9) e per il potere calorifico inferiore del gas metano (38,1 MJ/Scm). Infine, si è valorizzato il risparmio economico, ricavato in questo modo, moltiplicando il volume di combustibile non utilizzato per il relativo prezzo unitario (0,28 €/Smc).

Si riportano in Tabella 40 le grandezze utilizzate per affrontare questo calcolo, laddove non è stato possibile reperire queste informazioni si sono utilizzati dati di riferimento presi dalla letteratura tecnica.

	Unità di misura	Valore
T interna Vap.	°C	180
T esterna	°C	20
k Tubo	W/m/K	50
k isolante	W/m/K	0,038
h interno	W/m ² /K	4.000
h esterno	W/m ² /K	20
PCI Gas	MJ/kg	38,1
Rend. Caldaia	-	0,9
Ore equivalenti	h	6.629

Tabella 40 Ipotesi valorizzazione risparmi dovuti alla coibentazione

La Tabella 41 e la Tabella 42 mostrano per ogni tratto di tubazione, sotteso alle 13 valvole di intercettazione individuate, le dimensioni, l'energia termica risparmiata, il relativo gas non utilizzato e il risparmio economico valorizzato; si è andati anche a suddividere le valvole nei rispettivi circuiti di appartenenza (Tecnologico Vecchio e Tecnologico Nuovo).

Circuito - TECNOLOGICO VECCHIO									
Valvola	Tratto Rete Distribuzione	Diametro Tubatura [DN]	Spessore Tubatura [mm]	Diametro Coibentante [mm]	Lunghezza [m]	Potenza Dispersa [W/m]	Energia Dispersa [kWh/anno]	GN risparmiato [smc/anno]	Risparmio Energetico [€/anno]
T00	VAT1-1	100	3,6	294,3	169	35,70	44.436,61	4.198,73	1.192,02
	VAT1-1-1	80	3,2	268,9	20	30,53	4.497,01	424,91	120,63
	VAT1-1-1-1	25	2,6	212,7	4	18,09	533,07	50,37	14,30
	VAT1-1-1-1	50	2,9	240,3	5	24,47	901,06	85,14	24,17
	VAT1-1-2	80	3,2	268,9	65	30,53	14.615,27	1.380,97	392,06
	VAT1-1-2-1	25	2,6	212,7	14	18,09	1.865,73	176,29	50,05
	VAT1-1-2-2	25	2,6	212,7	2	18,09	266,53	25,18	7,15
	VAT1-1-2-3	50	2,9	240,3	18	24,47	3.243,81	306,50	87,02
	VAT1-1-2-4	40	2,6	227,7	12	21,65	1.913,99	180,85	51,34
	VAT1-1-3	80	3,2	268,9	57	30,53	12.816,47	1.211,00	343,80
	VAT1-1-4	80	3,2	268,9	63,7	30,53	14.322,96	1.353,35	384,22

	VAT1-1-4-1	32	2	537,5	18	82,53	10.941,96	1.033,89	293,52
T00 Totale						365,19	110.354,47	10.427,19	2.960,28
T01	VAT1-1	100	3,6	294,3	60	35,70	15.776,31	1.490,68	423,20
	VAT1-1-1-1	25	2,6	212,7	4	18,09	533,07	50,37	14,30
	VAT1-1-1-1	50	2,9	240,3	5	24,47	901,06	85,14	24,17
	VAT1-1-2	80	3,2	268,9	65	30,53	14.615,27	1.380,97	392,06
	VAT1-1-2-1	25	2,6	212,7	14	18,09	1.865,73	176,29	50,05
	VAT1-1-2-2	25	2,6	212,7	2	18,09	266,53	25,18	7,15
	VAT1-1-2-3	50	2,9	240,3	18	24,47	3.243,81	306,50	87,02
	VAT1-1-2-4	40	2,6	227,7	12	21,65	1.913,99	180,85	51,34
	VAT1-1-3	80	3,2	268,9	57	30,53	12.816,47	1.211,00	343,80
	VAT1-1-4	80	3,2	268,9	63,7	30,53	14.322,96	1.353,35	384,22
	VAT1-1-4-1	32	2	537,5	18	82,53	10.941,96	1.033,89	293,52
T01 Totale						334,66	77.197,16	7.294,22	2.070,83
T02	VAT1-4	100	3,6	294,3	35	35,70	9.202,85	869,56	246,87
	VAT1-4-4	40	2,6	227,7	20	21,65	3.189,99	301,42	85,57
T02 Totale						57,35	12.392,84	1.170,98	332,44
T03	Rimosso	0	0	0	0	-	-	-	-
T03 Totale						-	-	-	-
T04	VAT1-6	80	3,2	268,9	19	30,53	4.272,16	403,67	114,60
	VAT1-6-1	40	2,6	227,7	2	21,65	319,00	30,14	8,56
	VAT1-6-2	40	2,6	227,7	2	21,65	319,00	30,14	8,56
	VAT1-6-3	40	2,6	227,7	2	21,65	319,00	30,14	8,56
T04 Totale						95,49	5.229,15	494,09	140,27
T05	VAT1-7	80	3,2	268,9	28	30,53	6.295,81	594,88	168,89
T05 Totale						30,53	6.295,81	594,88	168,89
T06	VAT1	200	6,3	399,1	53	56,19	21.935,42	2.072,64	588,42
	VAT1-12	150	4,5	348,3	76	46,36	25.955,03	2.452,44	696,25
	VAT1-13	80	3,2	268,9	50	30,53	11.242,51	1.062,28	301,58
	VAT1-14	40	2,6	227,7	25	21,65	3.987,49	376,77	106,97
T06 Totale						154,73	63.120,45	5.964,14	1.693,22
T07	VAT1-5	80	3,2	268,9	84	30,53	18.887,42	1.784,64	506,66
T07 Totale						30,53	18.887,42	1.784,64	506,66
Totale						1.068,47	293.477,30	27.730,14	7.872,59

Tabella 41 Dispersioni evitate attraverso la coibentazione (Tecnologico Vecchio)

Circuito - TECNOLOGICO NUOVO									
Valvola	Tratto Rete Distribuzione	Diametro Tubatura [DN]	Spessore Tubatura [mm]	Diametro Coibentante [mm]	Lunghezza [m]	Potenza Dispersa [W/m]	Energia Dispersa [kWht/anno]	GN risparmiato [smc/anno]	Risparmio Energetico [€/anno]
V00	VAT2-1	150	4,5	348,3	60	46,36	20.490,81	1.936,14	549,67
	VAT2-1-1	40	2,6	227,7	10	21,65	1.595,00	150,71	42,79
	VAT2-1-2	40	2,6	227,7	10	21,65	1.595,00	150,71	42,79
	VAT2-1-3	40	2,6	227,7	20	21,65	3.189,99	301,42	85,57
V00 Totale						111,33	26.870,79	2.538,97	720,81
V01	VAT2-4	100	3,6	294,3	15	35,70	3.944,08	372,67	105,80
V01 Totale						35,70	3.944,08	372,67	105,80
V02	VAT2-8	200	6,3	399,1	70	56,19	28.971,31	2.737,45	777,16
	VAT2-8-10	40	2,6	227,7	5	21,65	797,50	75,35	21,39
	VAT2-8-11	32	2	537,5	40	82,53	24.315,46	2.297,52	652,27
	VAT2-8-12	32	2	537,5	5	82,53	3.039,43	287,19	81,53
	VAT2-8-6	80	3,2	268,9	5	30,53	1.124,25	106,23	30,16
	VAT2-8-7	80	3,2	268,9	5	30,53	1.124,25	106,23	30,16
	VAT2-8-8	80	3,2	268,9	5	30,53	1.124,25	106,23	30,16

	VAT2-8-9	40	2,6	227,7	5	21,65	797,50	75,35	21,39
V02 Totale						356,13	61.293,95	5.791,55	1.644,22
V03	VAT2-7	125	4	319,7	85	40,75	25.516,65	2.411,02	684,49
V03 Totale						40,75	25.516,65	2.411,02	684,49
V04	VAT2	50	2,9	240,3	110	24,47	19.823,29	1.873,07	531,76
V04 Totale						24,47	19.823,29	1.873,07	531,76
V05	VAT2	250	6,3	453,1	130	66,52	63.692,91	6.018,23	1.708,57
	VAT2-3	100	3,6	294,3	93	35,70	24.453,28	2.310,55	655,96
	VAT2-4	100	3,6	294,3	15	35,70	3.944,08	372,67	105,80
	VAT2-5	125	4	319,7	53	40,75	15.910,38	1.503,34	426,80
	VAT2-7	125	4	319,7	85	40,75	25.516,65	2.411,02	684,49
	VAT2-8	200	6,3	399,1	70	56,19	28.971,31	2.737,45	777,16
	VAT2-8	200	6,3	399,1	100	56,19	41.387,58	3.910,64	1.110,23
	VAT2-8-1	125	4	319,7	10	40,75	3.001,96	283,65	80,53
	VAT2-8-10	40	2,6	227,7	5	21,65	797,50	75,35	21,39
	VAT2-8-11	32	2	537,5	40	82,53	24.315,46	2.297,52	652,27
	VAT2-8-12	32	2	537,5	5	82,53	3.039,43	287,19	81,53
	VAT2-8-2	125	4	319,7	10	40,75	3.001,96	283,65	80,53
	VAT2-8-3	50	2,9	240,3	15	24,47	2.703,18	255,42	72,51
	VAT2-8-4	50	2,9	240,3	15	24,47	2.703,18	255,42	72,51
	VAT2-8-5	50	2,9	240,3	15	24,47	2.703,18	255,42	72,51
	VAT2-8-6	80	3,2	268,9	5	30,53	1.124,25	106,23	30,16
	VAT2-8-7	80	3,2	268,9	5	30,53	1.124,25	106,23	30,16
	VAT2-8-8	80	3,2	268,9	5	30,53	1.124,25	106,23	30,16
	VAT2-8-9	40	2,6	227,7	5	21,65	797,50	75,35	21,39
V05 Totale						786,64	250.312,28	23.651,55	6.714,68
Totale						1.355,01	387.761,04	36.638,84	10.401,77

Tabella 42 Dispersioni evitate attraverso la coibentazione (Tecnologico Nuovo)

Sommando i risultati ricavati per i due circuiti di distribuzione del vapore si ricavano gli eventuali costi evitati per conduzione e convezione, dovuti all'installazione delle valvole di intercettazione, i quali vengono mostrati nella Tabella 43.

	Potenza Dispersa [W/m]	Energia Dispersa [kWh/anno]	GN risparmiato [smc/anno]	Risparmio Energetico [€/anno]
TOTALE	2.423,48	681.238,34	64.368,98	18.274,35

Tabella 43 Dispersioni evitate attraverso la coibentazione (totale rete)

Infine, si è andati a valutare il contributo al risparmio finale dovuto alla terza fenomenologia individuata, ovvero il consumo di combustibile utilizzato per mantenere nelle condizioni di esercizio e riempire, nel caso di utilizzo, la rete di distribuzione.

Per valorizzare il contenuto energetico utilizzato per mantenere e riempire in seguito a svuotamento i tratti di tubazione che si vogliono intercettare, si è partiti calcolando l'energia specifica utilizzata per portare da 20°C a 180°C un kg di acqua a 9 bar.

$$E.Specifica = h_f - h_i = 2700,44 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

Dove h_f e h_i sono rispettivamente l'entalpia specifica a 180°C e 20°C dell'acqua a 9 bar. In seguito, per valutare il contenuto energetico annuale utile a mantenere le tubazioni rifornite con vapore tecnico alle condizioni specifiche, si è utilizzata questa semplice formula, che tiene conto della quantità di volte, in un anno, in cui viene riempito un particolare tratto di tubazione.

$$\text{Contenuto Energetico} = E.\text{Specifica} * \rho * V_{\text{tubo}} * f_{\text{riempimento}} * f_{\text{anno}}$$

Dove ρ è la densità del vapore alle condizioni di esercizio, V_{tubo} è il volume del tratto di tubazione occupato dal vapore, $f_{\text{riempimento}}$ è il fattore di riempimento ipotizzato che definisce quante volte in una giornata quel tratto di tubo viene svuotato e riempito nuovamente, mentre f_{anno} è il fattore di utilizzo annuale [giorni/anno].

Infine, come negli altri due casi, si è calcolato il quantitativo di combustibile risparmiato dividendo il contenuto energetico annuale utilizzato in ogni tratto di tubo per il rendimento della caldaia e per il potere calorifico inferiore del gas naturale.

Si riportano in Tabella 44 le ipotesi ed i valori dei dati di esercizio con i quali si sono svolti i calcoli.

	Unità di misura	Valore
T vapore	°C	180
P vapore	bar	9
ρ vapore	Kg/m ³	4,58
Rend. Caldaia	-	0,9
f_{anno}	[giorni/anno]	276
PCI Gas	MJ/kg	38,1

Tabella 44 Ipotesi contenuto energetico ricambi di vapore

La Tabella 45 e la Tabella 46 mostrano per ogni tratto di tubazione, sotteso alle 13 valvole di intercettazione individuate, le dimensioni, il contenuto energetico risparmiato, il relativo gas non utilizzato e il risparmio economico valorizzato; anche in questo caso, si è andati a suddividere le valvole nei rispettivi circuiti di appartenenza (Tecnologico Vecchio e Tecnologico Nuovo).

Circuito - TECNOLOGICO VECCHIO							
Valvola	Tratto Rete Distribuzione	Diametro Tubatura [DN]	Lunghezza [m]	Volume [m3]	Contenuto energetico [kWh/anno]	Risparmio combustibile [smc/anno]	Risparmio Economico [€/anno]
T00	VAT1-1	100	169	1,52	69.351	7.281	2.038,67
	VAT1-1-1	80	20	0,11	4.870	511	143,16
	VAT1-1-1-1	25	4	0,00	108	11	3,18
	VAT1-1-1-1	50	5	0,01	531	56	15,62
	VAT1-1-2	80	65	0,35	15.827	1.662	465,27
	VAT1-1-2-1	25	14	0,01	379	40	11,13
	VAT1-1-2-2	25	2	0,00	54	6	1,59
	VAT1-1-2-3	50	18	0,04	1.913	201	56,23
	VAT1-1-2-4	40	12	0,02	775	81	22,79
	VAT1-1-3	80	57	0,30	13.879	1.457	408,00
	VAT1-1-4	80	63,7	0,34	15.511	1.628	455,96
	VAT1-1-4-1	32	18	1,77	80.471	8.448	2.365,55
T00 Totale					203.670	21.383	5.987,15
T01	VAT1-1	100	60	0,54	24.622	2.585	723,79
	VAT1-1-1-1	25	4	0,00	108	11	3,18
	VAT1-1-1-1	50	5	0,01	531	56	15,62
	VAT1-1-2	80	65	0,35	15.827	1.662	465,27
	VAT1-1-2-1	25	14	0,01	379	40	11,13
	VAT1-1-2-2	25	2	0,00	54	6	1,59
	VAT1-1-2-3	50	18	0,04	1.913	201	56,23
	VAT1-1-2-4	40	12	0,02	775	81	22,79
	VAT1-1-3	80	57	0,30	13.879	1.457	408,00
	VAT1-1-4	80	63,7	0,34	15.511	1.628	455,96
	VAT1-1-4-1	32	18	1,77	80.471	8.448	2.365,55
T01 Totale					154.071	16.175	4.529,11
T02	VAT1-4	100	35	0,32	14.363	1.508	422,21
	VAT1-4-4	40	20	0,03	1.292	136	37,99
T02 Totale					15.655	1.644	460,20
T03	Rimosso	(vuoto)	(vuoto)	-	-	-	-
T03 Totale					-	-	-
T04	VAT1-6	80	19	0,10	4.626	486	136,00
	VAT1-6-1	40	2	0,00	129	14	3,80
	VAT1-6-2	40	2	0,00	129	14	3,80
	VAT1-6-3	40	2	0,00	129	14	3,80
T04 Totale					5.014	526	147,40
T05	VAT1-7	80	28	0,15	6.818	716	200,42
T05 Totale					6.818	716	200,42
T06	VAT1	200	53	1,78	80.854	8.489	2.376,82
	VAT1-12	150	76	1,51	68.997	7.244	2.028,27
	VAT1-13	80	50	0,27	12.175	1.278	357,90
	VAT1-14	40	25	0,04	1.615	170	47,49
T06 Totale					163.642	17.180	4.810,48
T07	VAT1-5	80	84	0,45	20.454	2.147	601,27
T07 Totale					20.454	2.147	601,27
Totale					569.324	59.772	16.736,03

Tabella 45 Risparmi per evitato mantenimento delle tubazioni (Tecnologico Vecchio)

Circuito - TECNOLOGICO NUOVO							
Valvola	Tratto Rete Distribuzione	Diametro Tubatura [DN]	Lunghezza [m]	Volume [m3]	Contenuto energetico [kWh/anno]	Risparmio combustibile [smc/anno]	Risparmio economico Stimato [€/anno]
V00	VAT2-1	150	60	1,20	54.472	5.719	1.601,27
	VAT2-1-1	40	10	0,01	646	68	19,00
	VAT2-1-2	40	10	0,01	646	68	19,00
	VAT2-1-3	40	20	0,03	1.292	136	37,99
V00 Totale					57.056	5.990	1.677,25
V01	VAT2-4	100	15	0,14	6.155	646	180,95
V01 Totale					6.155	646	180,95
V02	VAT2-8	200	70	2,34	106.789	11.211	3.139,20
	VAT2-8-10	40	5	0,01	323	34	9,50
	VAT2-8-11	32	40	3,93	178.824	18.774	5.256,77
	VAT2-8-12	32	5	0,49	22.353	2.347	657,10
	VAT2-8-6	80	5	0,03	1.217	128	35,79
	VAT2-8-7	80	5	0,03	1.217	128	35,79
	VAT2-8-8	80	5	0,03	1.217	128	35,79
	VAT2-8-9	40	5	0,01	323	34	9,50
V02 Totale					312.265	32.784	9.179,43
V03	VAT2-7	125	85	1,16	52.745	5.537	1.550,50
V03 Totale					52.745	5.537	1.550,50
V04	VAT2	50	110	0,26	11.689	1.227	343,61
V04 Totale					11.689	1.227	343,61
V05	VAT2	250	130	6,93	315.607	33.135	9.277,68
	VAT2-3	100	93	0,84	38.164	4.007	1.121,87
	VAT2-4	100	15	0,14	6.155	646	180,95
	VAT2-5	125	53	0,72	32.888	3.453	966,78
	VAT2-7	125	85	1,16	52.745	5.537	1.550,50
	VAT2-8	200	70	2,34	106.789	11.211	3.139,20
	VAT2-8	200	100	3,35	152.555	16.016	4.484,57
	VAT2-8-1	125	10	0,14	6.205	651	182,41
	VAT2-8-10	40	5	0,01	323	34	9,50
	VAT2-8-11	32	40	3,93	178.824	18.774	5.256,77
	VAT2-8-12	32	5	0,49	22.353	2.347	657,10
	VAT2-8-2	125	10	0,14	6.205	651	182,41
	VAT2-8-3	50	15	0,03	1.594	167	46,86
	VAT2-8-4	50	15	0,03	1.594	167	46,86
	VAT2-8-5	50	15	0,03	1.594	167	46,86
	VAT2-8-6	80	5	0,03	1.217	128	35,79
	VAT2-8-7	80	5	0,03	1.217	128	35,79
	VAT2-8-8	80	5	0,03	1.217	128	35,79
	VAT2-8-9	40	5	0,01	323	34	9,50
V05 Totale					927.570	97.383	27.267,16
Totale					1.367.480	143.567	40.198,90

Tabella 46 Risparmi per evitato mantenimento delle tubazioni (Tecnologico Nuovo)

Sommando i risultati ricavati per i due circuiti di distribuzione del vapore si ricavano gli eventuali costi evitati per il mantenimento del vapore, dovuti all'installazione delle valvole di intercettazione, i quali vengono mostrati in Tabella 47.

	Energia Dispersa [kWh/anno]	GN risparmiato [smc/anno]	Risparmio Energetico [€/anno]
TOTALE	1.936.804	203.339	56.934,93

Tabella 47 Risparmi per evitato mantenimento delle tubazioni (Totale rete)

La stima del risparmio energetico è funzione dei tratti che si andranno ad escludere, delle ore di chiusura delle valvole, delle temperature in gioco, dell'effettiva presenza di fughe di vapore, dello stato e della presenza della coibentazione, delle perdite di carico, dei cicli di riempimento della rete di distribuzione e da innumerevoli altri fattori, i quali andranno valutati più nel particolare, nel caso in cui si voglia procedere con questa soluzione.

In conclusione, si vuole ora quantificare la somma dei risparmi dei tre contributi individuati.

	Energia Dispersa [kWh/anno]	GN risparmiato [smc/anno]	Risparmio Energetico [€/anno]
Fughe vapore	808.258	76.381	21.684
Coibentazione	681.238	64.368	18.274
Cicli riempimento	1.936.804	203.339	56.934
TOTALE	1.686.300	344.088	96.892

Tabella 48 Riepilogo valutazioni risparmi annuali intervento vapore

Attraverso un preventivo fatto all'azienda per l'installazione di una di queste valvole, si è ricavato il possibile totale del costo di investimento per attuare questo intervento, stimato in 120.000 € comprensivo dell'acquisto delle 13 valvole di intercettazione, della loro installazione e di eventuali lavori accessori utili al corretto funzionamento dell'impianto.

Alla luce di queste ipotesi si propongono in Tabella 49 i risultati della valutazione economica effettuata.

INVESTIMENTO	[€]	120.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	284
	[%]	4,0%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	96.892
	[%]	2,7%
PBT	[anni]	1,24
TIR	[%]	80%
VAN	[€]	1.061.873
VAN/I	[-]	8,85

Tabella 49 Sintesi dati economici proposta di intervento 4

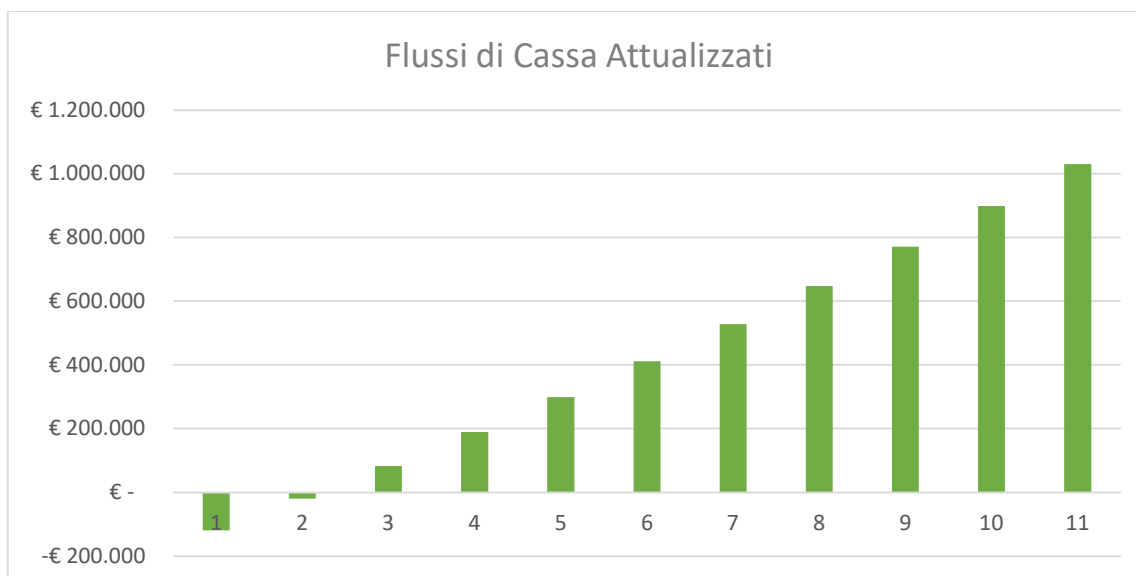


Figura 55 Flussi di cassa attualizzati proposta di intervento 4

Questo intervento risulta essere molto vantaggioso dal punto di vista economico, avendo a suo favore un PBT ridotto rispetto a quelli di riferimento per questo tipo di soluzione, circa un anno e mezzo, ed un indice di profitto pari a 8,85.

4.4 Impianto Fotovoltaico

In questo paragrafo si vuole mostrare un'altra tipologia di intervento tecnologico, ovvero quella riguardante l'autoproduzione di uno dei due vettori principali: l'energia elettrica. L'intervento proposto consiste nell'installazione di un impianto fotovoltaico utile a coprire parte dei consumi elettrici di stabilimento, fornendo in questo modo all'azienda una soluzione di consumi più contenuta.

Le analisi svolte per questo intervento sono state effettuate dalla Sofisolar S.r.l., alla quale è stata commissionata dall'azienda un'analisi preliminare di fattibilità dell'impianto in oggetto.

I risultati ottenuti in seguito si basano sui consumi elettrici corrispondenti al totale del sito in oggetto di analisi. Vista la grande disponibilità di superfici coperte da utilizzare come supporto per i pannelli, si è prevista la loro posa in modo complanare alle falde esistenti sulla copertura, con orientamento Sud-Est, tramite apposite strutture di alluminio (l'azienda appaltante sottolinea che il sovraccarico generato non supererà i 15 kg/mq.)

Si propongono in Tabella 50 le caratteristiche del modulo che comporrà l'impianto fotovoltaico:

Caratteristiche del modulo	
Tipologia	Silicio policristallino
Superficie Lorda [m2]	1,67
Altezza [m]	1,67
Base [m]	1
Potenza di picco [Wp]	285

Tabella 50 Caratteristiche modulo fotovoltaico

L'impianto, composto dai moduli fotovoltaici, sarà connesso in parallelo alla rete elettrica; per questo motivo, nel piano economico dell'intervento si riporta anche la fornitura e posa di 16 inverter, i quali, alimentati dai moduli, adatteranno l'energia prodotta agli standard della rete. Rimane comunque la possibilità, nel caso di esubero di energia elettrica da fonte solare, di poter cedere quest'ultima alla rete, attraverso la modalità di scambio sul posto; la normativa prevede che vi sia un misuratore atto a contabilizzare sia l'energia immessa che quella prelevata dalla rete.

La taglia dell'impianto è stata scelta in modo da avere il 100% dell'energia elettrica auto-consumata. In base a ciò, si riportano in Tabella 51 i dati tecnici dell'impianto proposto:

Caratteristiche dell'impianto	
Luogo [Lat/Lon]:	44.804, 8.094
Database solare:	PVGIS-CMSAF
Angolo inclinazione [°]:	7
Angolo orientamento [°]:	45
Produzione annuale FV [kWh/kW]:	1150
Irraggiamento annuale [kWh/m2]:	1490
Variazione interannuale [kWh]:	45.50
Angolo inclinazione [°]:	7
Moduli [n°]	3504
Potenza installata [kW]	998,64
Superficie occupata [m2]	5852

Tabella 51 Dati tecnici impianto fotovoltaico

In relazione all'ubicazione dell'edificio ed alla sua esposizione è stato possibile ricavare, attraverso un software gratuito disponibile sul portale europeo PVGIS, la producibilità mensile specifica in kWh/kW; successivamente, moltiplicando per la potenza di picco dell'impianto si è ricavato la producibilità mensile totale dell'impianto, messa poi a confronto con la domanda di elettricità del sito aziendale. In Tabella 52 vengono mostrati i risultati dell'analisi.

Mese	Produbilità specifica [kWh/kW]	Producibilità [kWh]	Fabbisogno [kWh]	Autoconsumo [%]
gen-18	37	36.950	1.173.489	100%
feb-18	55,9	55.824	999.024	100%
mar-18	97,9	97.767	1.043.385	100%
apr-18	118	117.840	834.106	100%
mag-18	146	145.801	772.885	100%
giu-18	149	148.797	735.349	100%
lug-18	161	160.781	861.429	100%
ago-18	140	139.810	511.475	100%
set-18	105	104.857	943.974	100%
ott-18	65,8	65.711	1.028.834	100%
nov-18	38,1	38.048	877.860	100%
dic-18	34,3	34.253	847.853	100%

Tabella 52 Dati produzione impianto fotovoltaico

Si vogliono ora mostrare e confrontare in modalità grafica i consumi mensili ante la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, per valorizzare il grado di copertura che l'energia prodotta ha sul totale dello stabilimento e sui consumi diurni dello stesso (stimati pari al consumo in F1 del principale POD di stabilimento).

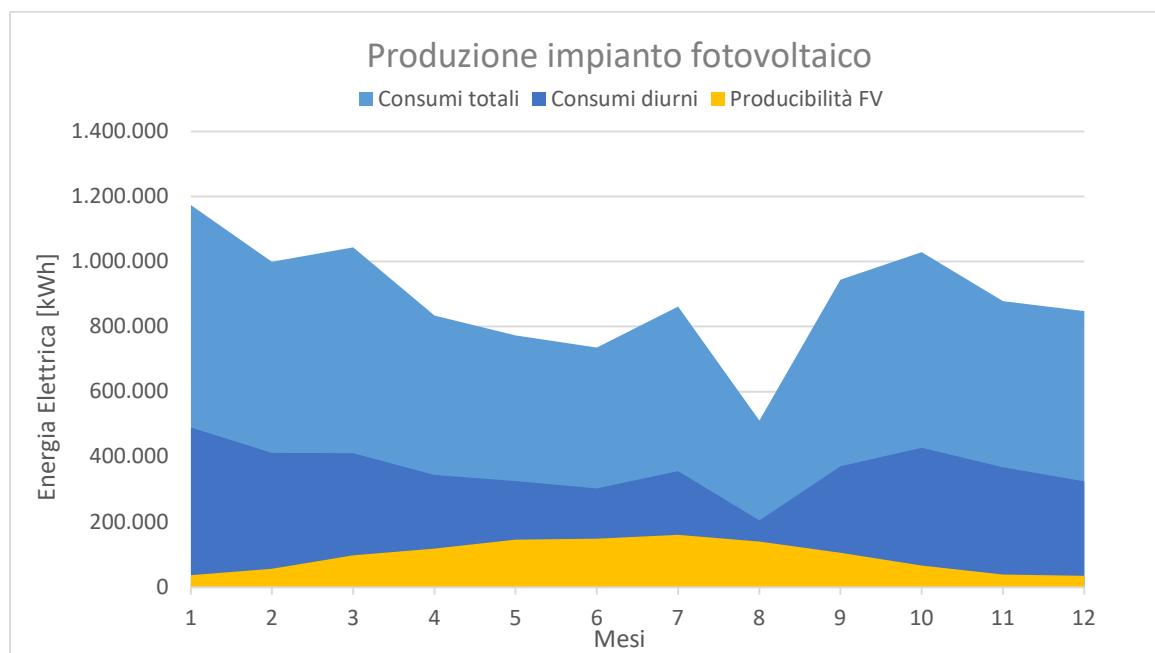


Figura 56 Producibilità mensile dell'impianto fotovoltaico

Vengono sintetizzati e valorizzati i benefici economici ed energetici raggiungibili attraverso la realizzazione di questo intervento.

Benefici Impianto FV	
Risparmio energetico annuo [kWh]	1.146.439
Risparmio energetico annuo [tep]	214,3
Risparmio economico al primo anno [€]	166.233

Tabella 53 Benefici impianto FV

Per la realizzazione del business plan è stata prevista una durata dell'investimento pari a 25 anni, periodo più che congruo per questo tipo di impianto; si è voluto tenere conto della degradazione del pannello negli anni, moltiplicando l'energia prodotta di ogni anno per un fattore di riduzione di 0,991. Il costo di investimento stimato è pari a 798.000 €, totale che risulta molto basso rispetto al mercato, questo grazie alla grandezza dell'impianto. Si sono inoltre stimati due tipi di costi derivanti dalla manutenzione, quella ordinaria e quella straordinaria. Quella ordinaria, per il primo anno pari a 9.000 €, è stata incrementata di un fattore 1.02 per ogni anno, simulando l'aumento dei costi manutentivi derivanti dal deterioramento dell'impianto. Mentre quella straordinaria è inserita nel conto economico al decimo (40.000 €) e al ventesimo anno (20.000 €).

Sulla base di quanto appena sottolineato, si sono ricavati i flussi di cassa attualizzati, i quali vengono ora riportati in Figura 57.

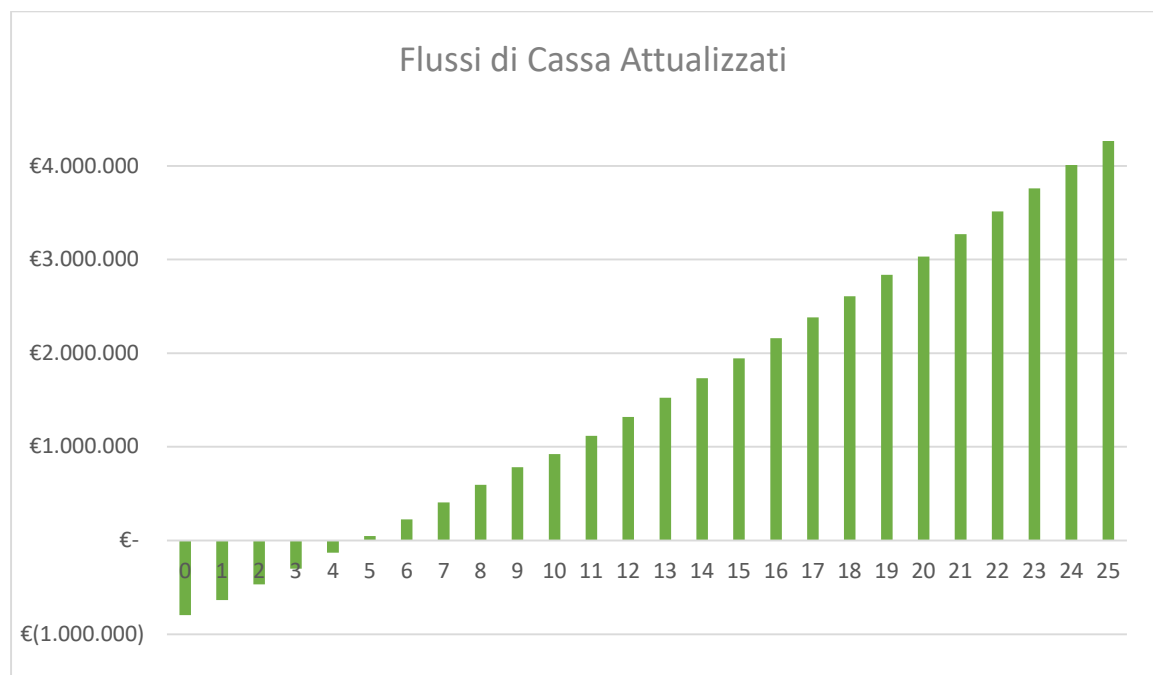


Figura 57 Flussi di cassa attualizzati proposta di intervento 5

Viene ora proposta la sintesi dei dati economici dell'intervento, dove si valorizzano gli indicatori economici individuati.

INVESTIMENTO	[€]	798.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	214
	[%]	3,0%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	157.234
	[%]	4,5%
PBT	[anni]	5,08
TIR	[%]	18%
VAN (25 anni)	[€]	4.264.912
VAN/I	[-]	5,34

Tabella 54 Sintesi dati economici proposta di intervento 5

I tempi di ritorno medi per un impianto fotovoltaico nel nord Italia sono nell'ordine dei 7 anni ma come possiamo vedere la grandezza di questo impianto ha permesso di ridurre il costo unitario di investimento, permettendo di raggiungere un PBT molto sotto la media; tuttavia, quest'ultimo rimane superiore a quello degli altri interventi proposti. Resta però da sottolineare il grande risparmio energetico e l'altissimo indice di profittabilità economica raggiunti.

4.5 Impianto di Cogenerazione

La cogenerazione è quel processo che prevede la produzione di energia elettrica e calore nello stesso impianto, quindi utilizzando la stessa fonte di energia primaria. L'idea di base su cui si fonda questo sistema è quella di voler recuperare parte del calore sviluppato dal ciclo termodinamico, il quale può essere impiegato per sopperire alle eventuali richieste di energia termica all'interno dell'azienda. Questo sistema può incrementare l'efficienza fino ad oltre l'80% con un vantaggio notevole sui costi di approvvigionamento del combustibile fossile e una minore emissione di inquinanti, come i gas climalteranti.

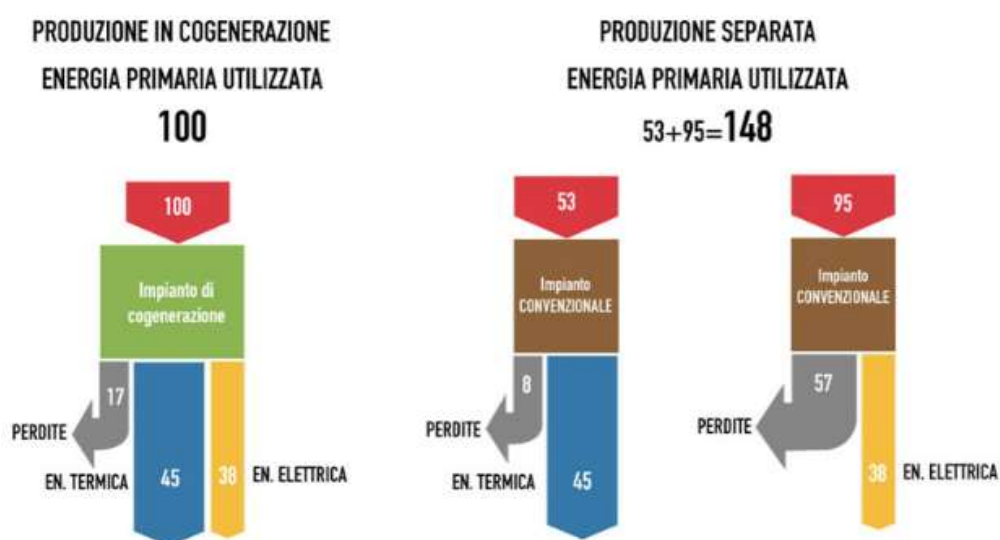


Figura 58 Confronto efficienza energetica cogenerazione e metodo tradizionale

Dalla Figura 58 si notano gli elevati rendimenti di trasformazione della tecnologia in esame rispetto alla generazione tradizionale, che prevede la produzione separata dei due vettori energetici.

Oltre i benefici relativi al risparmio energetico, vengono riconosciute alla cogenerazione importanti agevolazioni fiscali come:

- agevolazioni fiscali sull'accisa relativa all'acquisto del gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- l'energia prodotta da unità cogenerative rientranti nell'ambito CAR (cogenerazione ad alto rendimento) hanno un'agevolazione sugli oneri di sistema;
- gli impianti definiti CAR accedono inoltre al meccanismo dei titoli di efficienza (TEE) o certificati bianchi

In quest'ottica, l'intervento in esame propone l'installazione nella realtà aziendale oggetto di studio di un'unità di cogenerazione volta alla produzione efficiente di elettricità ed energia termica. Per il dimensionamento del macchinario ci si è basati sui fabbisogni elettrici e termici aziendali.

Per quanto riguarda il profilo elettrico, esso è stato ricavato a partire dalla curva oraria di assorbimento elettrico del 2018. Si riporta in Figura 59 il profilo elettrico individuato.

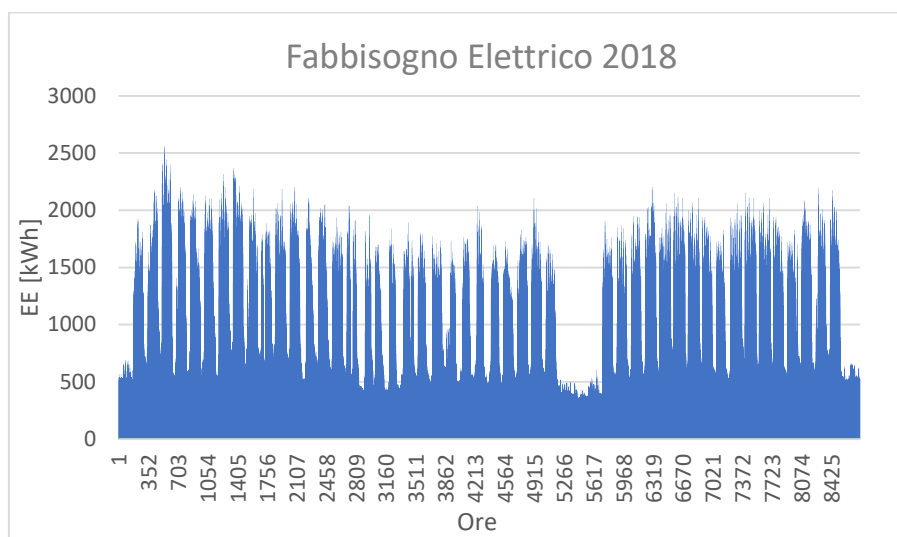


Figura 59 Profilo elettrico orario aziendale (2018)

Come già anticipato nei primi capitoli, la potenza elettrica oraria assorbita varia tra i 2000 e i 1000 kW nei periodi di attività, mentre scende sotto i 500 kW durante le fermate.

Per ottenere il profilo termico, in mancanza di dati di potenza termica oraria impiegata, si sono utilizzati i consumi di gas naturale ricavati dalle bollette, andando poi a valorizzare l'energia termica sprigionata. In Figura 60 si mostrano i risultati ottenuti.

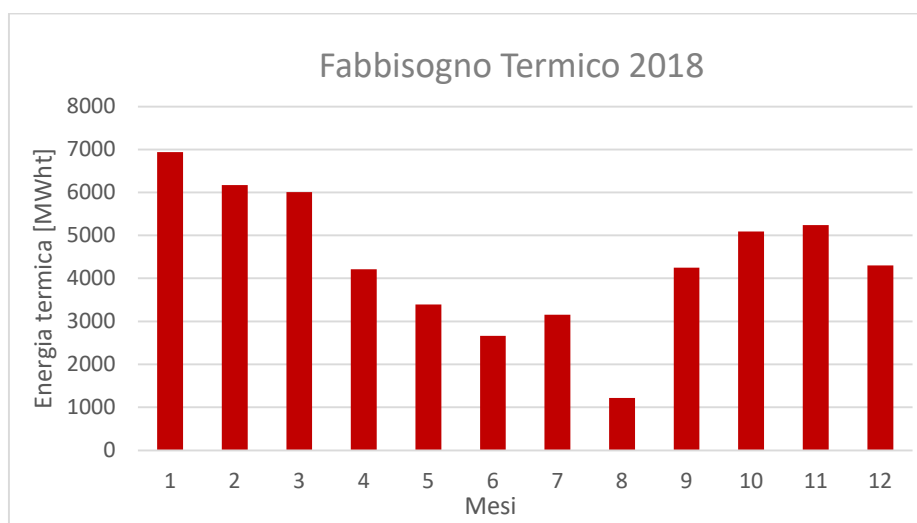


Figura 60 Profilo termico mensile aziendale (2018)

Sulla base dei dati appena riportati si è deciso di proporre l'installazione di un cogeneratore con motore a combustione interna avente una potenza elettrica nominale pari a 1561 kW_e; la taglia dell'impianto è stata dettata dalla volontà di far operare l'impianto ad inseguimento elettrico, scelta giustificata dal fatto che la richiesta di energia elettrica, in termini energetici, risulta minore rispetto alla richiesta termica. Infatti, l'inseguimento elettrico permette di massimizzare il risultato economico, poiché non è conveniente immettere energia elettrica in rete (i ricavi sono bassi). In Tabella 55 sono riportati i dati di targa dell'impianto cogenerativo selezionato.

BLUEPOWER E1560	
Potenza elettrica [kW _e]	1.561
Potenza termica blocco motore (acqua calda) [kW _t]	884
Potenza termica gas di scarico (vapore) [kW _t]	844
Potenza combustibile [kW _c]	3.723
Consumo combustibile [smc/h]	388,2
Rendimento elettrico η_{el}	41,9%
Rendimento termico η_t	46,4%
Rendimento globale η_g	88,3%

Tabella 55 Dati di targa cogeneratore Bluepower E1560

Il cogeneratore in oggetto permette la modulazione del carico fino al 60% della sua potenza elettrica nominale, sotto questa soglia il cogeneratore viene spento. La potenza termica recuperata dal blocco motore permette di produrre acqua calda di processo mentre il recupero termico dei fumi esausti serve per la produzione di vapore tecnologico.

A questo punto si è proseguita l'analisi di fattibilità determinando l'effettiva produzione elettrica e termica del cogeneratore sulla base dei dati di consumo energetici del 2018. La contabilizzazione dell'energia elettrica prodotta è stata compiuta applicando alla curva oraria di prelievo elettrico queste regole:

- se in una certa ora $P_{el_{richiesta}} \geq P_{el_{nominale}}$ allora $EE_{prodotta} = P_{el_{nominale}} * 1$
- se in una certa ora $P_{el_{nominale}} * 60\% \leq P_{el_{richiesta}} < P_{el_{nominale}}$ allora $EE_{prodotta} = P_{el_{richiesta}} * 1$
- se in una certa ora $P_{el_{richiesta}} < P_{el_{nominale}} * 60\%$ allora $EE_{prodotta} = 0$

Si riporta in Figura 61 il grafico riguardante l'energia elettrica prodotta e autoconsumata dal cogeneratore, seguito dalla curva cumulata dei carichi da cui si evincono le effettive ore di funzionamento dell'impianto.

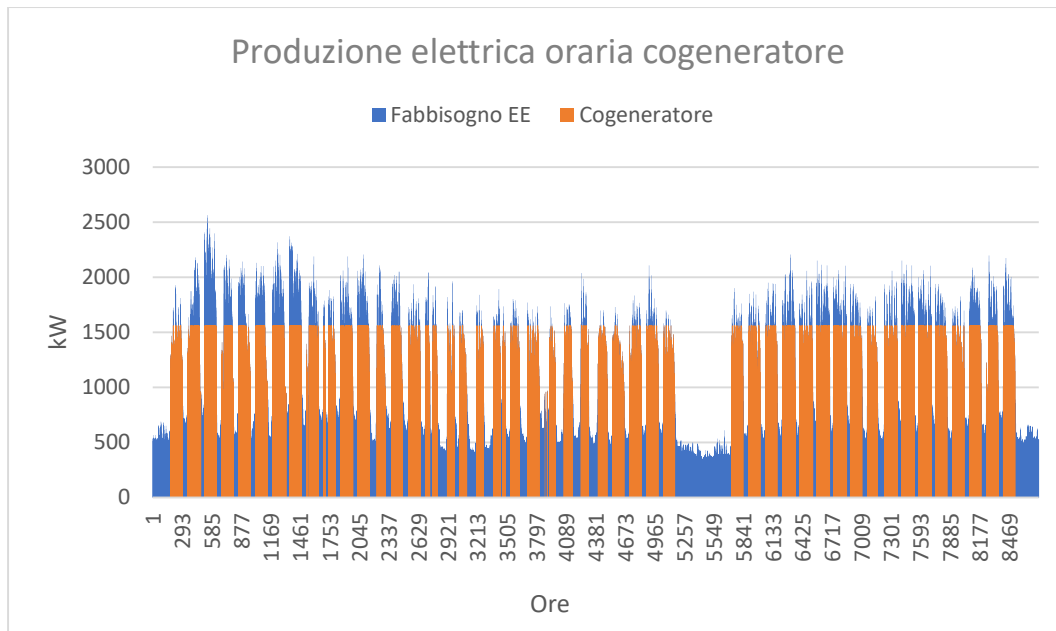


Figura 61 Produzione elettrica oraria del cogeneratore (base dati 2018)

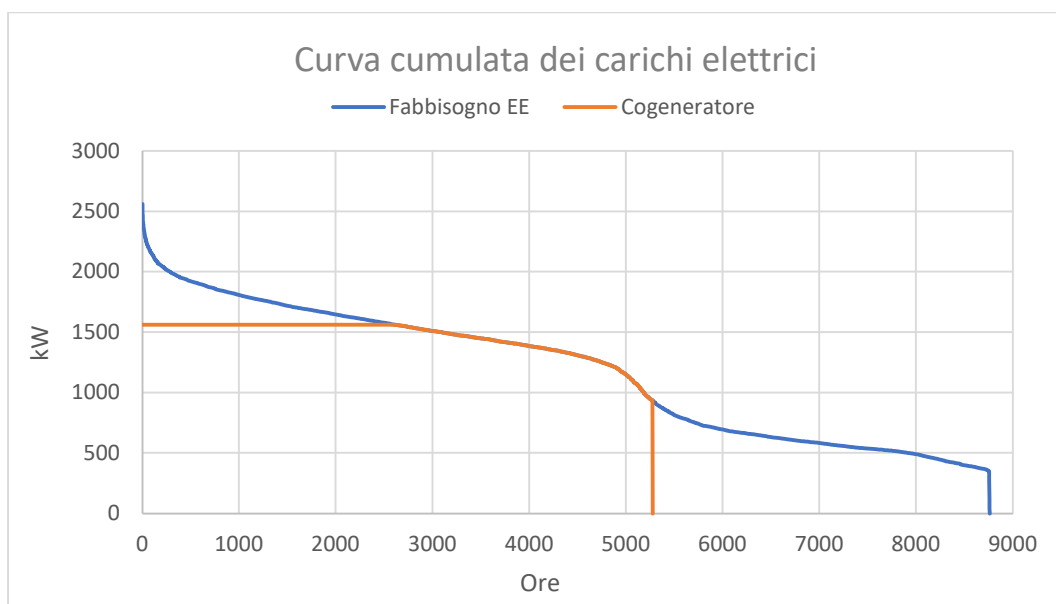


Figura 62 Curva cumulata di durata elettrica del cogeneratore (base dati 2018)

Si osservi come il cogeneratore lavori a potenza nominale per circa 2500 ore, mentre le ore equivalenti di produzione sono pari a 4.933.

Sommando tutti i vari contributi e moltiplicandoli per un fattore stimato di 0,97, il quale tiene conto delle perdite dovute ai consumi dei sistemi ausiliari, si è ricavata l'energia elettrica netta prodotta e autoconsumata, pari a 7.464.692 kWh/anno.

Successivamente, si è andati a valorizzare l'energia termica prodotta dal cogeneratore, riproporzionandola sulla produzione elettrica oraria effettiva del macchinario stesso.

Non avendo a disposizione le curve orarie di prelievo dell'energia termica, si è utilizzato un fattore di recupero, il quale tiene conto della possibile non contemporaneità della domanda di energia elettrica e termica; esso è stato posto uguale a 0,9 per l'energia termica dei fumi della combustione e 0,75 per quella recuperata dal blocco motore. Si ha quindi che l'energia termica annuale utile e recuperabile è stimata pari a 3.269.235 kWh sotto forma di acqua calda di processo e 3.746.764 kWh sotto forma di vapore tecnologico, il che porta ad una produzione termica totale di 7.016 MWh/anno. In Tabella 56 si propone una sintesi del bilancio energetico individuato per il funzionamento del cogeneratore, comprensivo anche del combustibile utilizzato in ingresso, calcolato attraverso il rendimento dell'unità di cogenerazione.

BILANCIO ENERGETICO		
Energia elettrica		
Energia elettrica lorda prodotta (E)	kWhe/anno	7.701.175
Energia elettrica netta prodotta e autoconsumata	kWhe/anno	7.464.692
Energia termica recuperata (acqua)		
Energia termica	kWht/anno	3.269.235
Risparmio gas	Smc/anno	378.778
Energia termica recuperata (fumi)		
Energia termica	kWht/anno	3.746.764
Risparmio gas	Smc/anno	434.105
Totale energia termica recuperata (H_{CHP})	kWht/anno	7.015.999
Energia termica in ingresso (combustibile)		
Energia termica (F)	kWhc/anno	18.366.577
Gas in ingresso	Smc/anno	1.915.180

Tabella 56 Bilancio energetico annuale cogeneratore cogeneratore

Per poter accedere al meccanismo dei certificati bianchi, l'impianto deve essere certificato CAR. I requisiti per avere questa certificazione, per un impianto di questo modello e taglia, sono: possedere un Primary Energy Saving (PES) maggiore di 10% ed avere un η_{globale} maggiore del 75% (il che garantisce di avere un'unità completamente cogenerativa, in caso contrario deve essere calcolata un'unità virtuale con queste caratteristiche).

Il rendimento globale è dato dalla somma dell'energia elettrica lorda prodotta e dall'energia termica (recuperata ed utilizzata effettivamente) divisa per l'energia primaria in ingresso fornita dal combustibile:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{CHP}}{F} = 80,1\%$$

Il valore ottenuto, che altro non è che la somma dei rendimenti elettrico e termico dell'impianto, risulta superiore a quello di soglia, quindi non deve essere calcolata un'unità virtuale cogenerativa.

Ai fini del calcolo del PES bisogna conoscere i rendimenti elettrico e termico dell'impianto e quelli di riferimento presi dalla normativa. In Tabella 57 vengono riportati i valori richiesti utili a questo calcolo.

Rendimenti Cogenerazione	
Rendimento elettrico cogenerativo (CHP Eη)	41,9%
Rendimento termico cogenerativo (CHP Hη)	38,2%
Rendimento termico di riferimento (REF Hη)	90,0%
Rendimento elettrico di riferimento (REF Eη)	49,8%

Tabella 57 Rendimenti utili al calcolo del PES

Il PES è un valore che permette di valorizzare, a parità di energia elettrica e termica utile prodotta, la percentuale di risparmio di energia primaria del combustibile utilizzato tra la produzione separata e quella combinata per mezzo della cogenerazione. Esso viene calcolato in questo modo:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{CHP E\eta}{REF E\eta} + \frac{CHP H\eta}{REF H\eta}} = 21,0\%$$

Visto che il valore calcolato per questo impianto risulta superiore a quello di soglia del 10%, questo cogeneratore può rientrare nella certificazione CAR e quindi avere diritto al rilascio dei certificati bianchi, che verranno ora valorizzati.

Il numero di certificati annuali che un impianto CAR può ricevere è proporzionale al risparmio di energia primaria in ingresso tra la produzione separata e quella combinata in cogenerazione; esso è quindi stato calcolato in questo modo:

$$RISP = \frac{H_{CHP}}{REF H\eta} + \frac{E}{REF E\eta} - F = 4.418 \left[\frac{MWh}{anno} \right]$$

Mentre il numero di certificati bianchi spettanti risulta pari a:

$$C. Bianchi = RISP * 0,086 * K = 494 [TEE]$$

dove K è una costante pari a 1,3 per impianti di potenza elettrica superiori a 1 MWe.

Tenendo conto che il valore medio di un TEE è pari a 250 €, si ha che il risparmio economico dovuto a questo incentivo è pari a 123.492 €/anno.

Ulteriore incentivo di cui può godere l'impianto da realizzare per questo intervento è la defiscalizzazione del gas acquistato per la cogenerazione; però, non tutto il quantitativo di combustibile è soggetto a decontribuzione. Infatti, secondo una normativa dell'autorità, il gas soggetto all'incentivo è pari a:

$$GN_{defiscalizzato} = E_{autoconsumo} * 0,22 = 1.642.232 [smc]$$

Tenendo conto di una decontribuzione rispetto all'accisa sul gas per la produzione dell'energia elettrica pari a 0,01245 €/Smc, si ha un risparmio sotto forma di incentivo di 20.445 €/anno.

Si è valutato un costo di manutenzione full service di 19,5 €/ora/anno che moltiplicato per il numero di ore equivalenti dell'impianto porta ad un costo di manutenzione pari a 96.203 €/anno.

Si vogliono valorizzare e sintetizzare in Tabella 58 i costi annuali di esercizio ante e post-intervento, in modo da quantificare l'effettivo beneficio lordo annuale.

BILANCIO ECONOMICO DI ESERCIZIO		
COSTI POST INTEVENTO		
Costo combustibile per cogenerazione	€/anno	543.720
Costo manutenzione	€/anno	96.203
Costo combustibile aziendale rimanente	€/anno	1.500.502
Energia elettrica rimanente	€/anno	461.136
Defiscalizzazione metano	€/anno	-20.446
Valore certificati bianchi	€/anno	-123.492
TOTALE	€/anno	2.457.623
COSTI ANTE INTEVENTO		
Costo gas naturale	€/anno	1.731.279
Costo Energia elettrica	€/anno	1.548.742
TOTALE	€/anno	3.280.021

Tabella 58 Bilancio economico di esercizio ante e post-intervento

L'effettivo beneficio economico annuale dato dalla cogenerazione si ricava attraverso la semplice differenza tra i costi energetici ante intervento e quelli ricavati post-intervento; mentre il risparmio energetico in termini di tep è dato dalla differenza in termini di fabbisogno energetico per il sostentamento aziendale prima e dopo l'installazione del cogeneratore. Vengono valorizzati in Tabella 59 i benefici economici ed energetici raggiungibili attraverso la realizzazione di questo intervento.

Benefici Impianto Cogenerativo	
Risparmio energetico annuo [tep]	474
Risparmio economico al primo anno [€]	822.398

Tabella 59 Benefici impianto cogenerativo

Il costo di totale di investimento, comprensivo di acquisto e installazione dell'impianto, è stato stimato a partire da un costo unitario medio di mercato pari a 900 €/kWhe, maggiorato di 15.000 € per tenere conto di eventuali costi aggiuntivi per opere di posa e realizzazione impianto; con queste ipotesi si è valorizzato il costo totale di investimento, cosiddetto "chiavi in mano", pari a 1.420.000 €.

Sulla base di quanto appena sottolineato, si sono ricavati i flussi di cassa attualizzati, i quali vengono riportati in Figura 63.

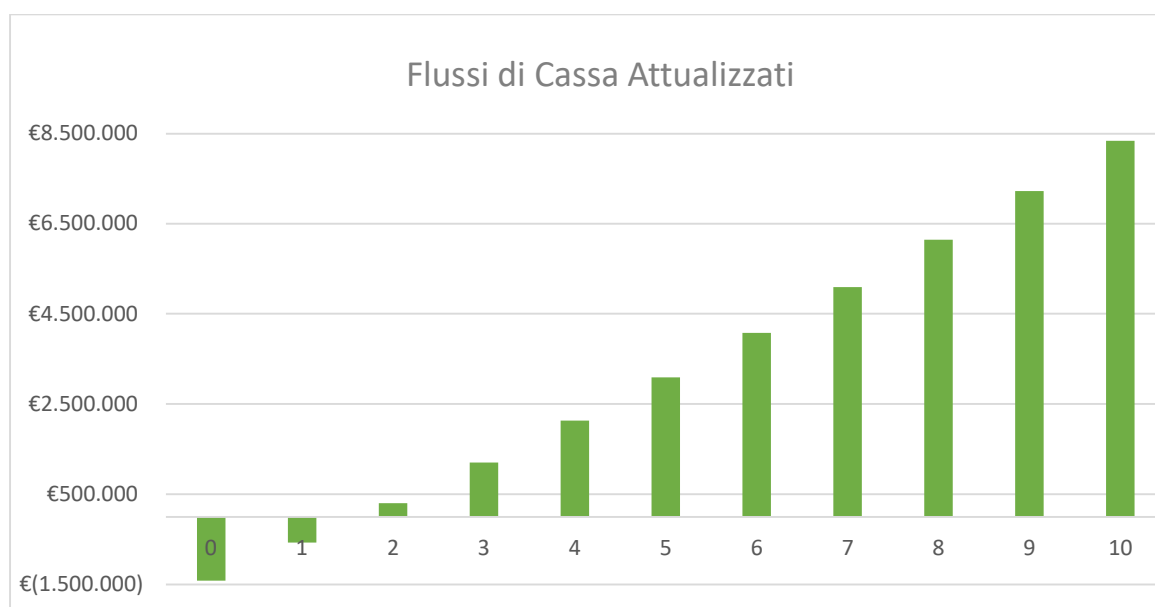


Figura 63 Flussi di cassa attualizzati proposta di intervento 6

Viene proposta in Tabella 60 la sintesi dei dati economici dell'intervento, dove si valorizzano gli indicatori economici individuati.

INVESTIMENTO	[€]	1.420.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	474
	[%]	6,7%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	822.398
	[%]	25,07%
PBT	[anni]	1,73
TIR	[%]	55%
VAN	[€]	8.599.067
VAN/I	[-]	6,06

Tabella 60 Sintesi dati economici proposta di intervento 6

È da sottolineare quanto siano importanti per questo tipo di intervento gli incentivi accessibili grazie alla certificazione CAR, senza i quali il tempo di ritorno netto sarebbe stato pari a circa 2,5 anni. Il PBT medio per un impianto di questo tipo e potenza è di circa 2 anni; questo intervento rientra quindi nei valori medi per la sua tipologia. A fronte di un altissimo investimento, risulta tuttavia un alto rendimento di capitalizzazione, evidenziato da un indice di profitto pari a 6,06.

Infine, bisogna evidenziare come la produzione della cogenerazione potrebbe andare in competizione con quella del fotovoltaico, ma non avendo dati di produzione oraria del sistema PV non si è potuto verificare questa possibilità, si consiglia quindi di attuare solo una delle due possibilità di intervento.

4.6 Implementazione SGE secondo la ISO 50001

La norma ISO 50001 specifica i requisiti per creare, avviare, mantenere e migliorare un *Sistema di gestione dell'energia* (SGE). Lo scopo di questo sistema è quello di consentire alle organizzazioni di perseguire, attraverso un approccio sistematico, il miglioramento continuo della propria prestazione energetica. La norma si pone l'obiettivo di promuovere le migliori pratiche di gestione dell'energia, di supportare e dare priorità all'applicazione di nuove tecnologie di efficienza energetica e di consentire l'integrazione con altri sistemi di gestione organizzativa come, ad esempio, ambiente, salute e sicurezza.

Il Sistema di gestione dell'energia proposto dalla norma segue la metodologia nota come *Plan-Do-Check-Act* (PDCA) al fine di conseguire un miglioramento continuo dell'utilizzo dell'energia all'interno dell'azienda.

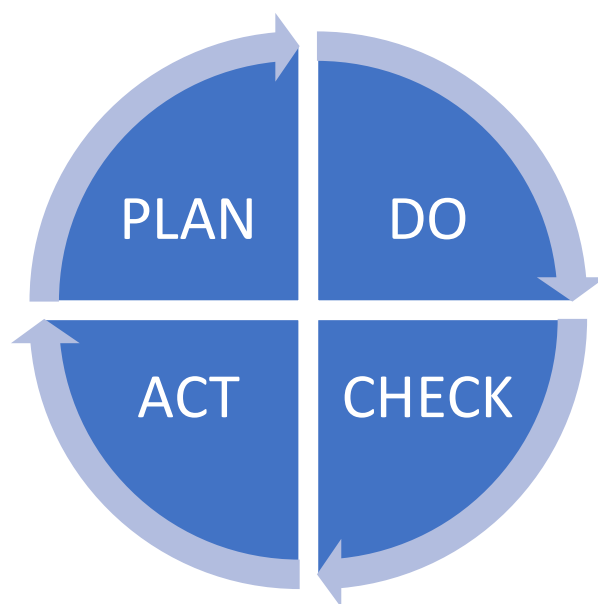


Figura 64 Modello di sistema di gestione dell'energia (PDCA)

Le fasi di cui si compone il ciclo sono le seguenti:

- *Plan*: comprende la pianificazione energetica, congruente con una politica energetica che porti ad attività per il miglioramento continuo delle prestazioni
- *Do*: attuazione del piano energetico proposto
- *Check*: verifica del raggiungimento degli obiettivi previsti dalla pianificazione energetica

- *Act*: riesame della direzione in modo da aggiornare il sistema di gestione in funzione degli scostamenti rinvenuti in fase di controllo

L'amministrazione aziendale deve in primo luogo stabilire e implementare un sistema di gestione dell'energia in accordo con i requisiti della norma. Successivamente deve stabilire, mantenendola aggiornata, una propria politica energetica, la quale deve essere appropriata all'uso e consumo di energia dell'organizzazione, assicurare un miglioramento continuo delle prestazioni energetiche e fornire un quadro di riferimento per stabilire e riesaminare gli obiettivi ed i traguardi energetici.

Plan

L'organizzazione deve condurre e documentare un processo di pianificazione energetica che deve essere congruente con la politica energetica, la quale deve condurre ad attività che migliorano continuamente le prestazioni energetiche.

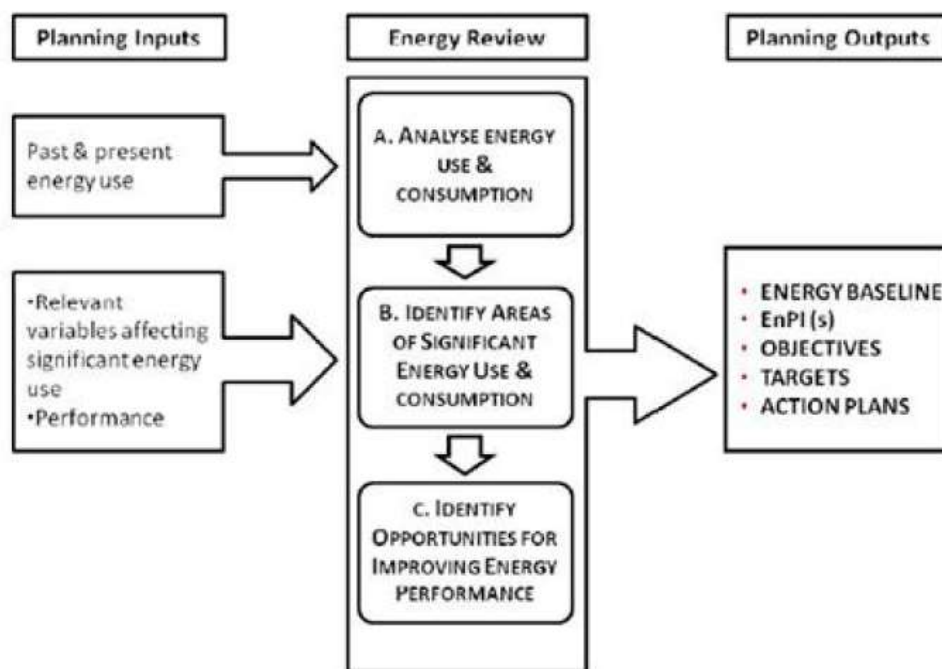


Figura 65 Schema pianificazione energetica

Come per il processo che ha portato alla redazione della diagnosi energetica, per una buona pianificazione energetica bisognerà analizzare usi e consumi energetici suddivisi per vettori, individuandone la successiva eventuale conversione in vettori secondari, con l'obiettivo di identificare le aree più significative dal punto di vista dei consumi energetici. Successivamente si dovranno identificare le opportunità di efficienza energetica in quelle suddette aree.

Il principale output di questo processo fondamentale è la creazione di una *energy baseline*, ovvero un modello di riferimento rispetto al quale misurare le prestazioni future (questo processo è stato in parte svolto e descritto all'interno del paragrafo 3.8). Altro parametro importante è la creazione di Indicatori energetici (EnPI) che tengano conto del volume produttivo aziendale. Infine, vi è la necessità di imporre traguardi, obiettivi e piani d'azione che tengano conto delle condizioni finanziarie, organizzative ed economiche aziendali.

Tutti gli output del processo di pianificazione energetica devono essere documentati ed aggiornati ad intervalli definiti. È evidente come la parte fondamentale dello strumento della diagnosi energetica si basi proprio su questa specifica fase del ciclo; è però da sottolineare che l'azienda non debba fermarsi solo a questo livello ma proseguire nel cammino dettato da questa normativa in modo da implementare un sistema di gestione dell'energia funzionale ed efficiente.

Do

Il passo successivo è quello di usare i piani d'azione e gli output del processo di pianificazione per l'attuazione e il funzionamento del SGE. In questa fase l'azienda deve assicurarsi che ogni dipendente associato agli usi significativi di energia sia consapevole dell'importanza della politica energetica e dei benefici che questa comporta.

Nell'acquisizione di servizi energetici, prodotti e apparecchiature che possono avere un impatto sugli usi significativi di energia, l'organizzazione deve dare importanza anche alle prestazioni energetiche degli stessi; molto spesso, invece, in realtà che non hanno adottato un SGE efficiente, si prediligono componenti che portano ad una minimizzazione dei costi di investimento, rispetto ad apparecchi che garantirebbero una mancata spesa energetica maggiore.

Questa fase del ciclo ad altro non corrisponde che all'attuazione degli interventi di efficientamento energetico proposti nella diagnosi energetica.

Check

L'organizzazione aziendale deve assicurare che i parametri chiave che determinano le prestazioni energetiche siano monitorati, misurati e analizzati ad intervalli pianificati; Le variabili chiave devono includere come minimo gli usi energetici significativi, gli energy drivers, gli indici di prestazione energetica, l'efficacia dei piani di azione nel

raggiungimento degli obiettivi e la valutazione dei consumi attuali rispetto a quelli previsti.

Sono utili a questo le carte di controllo esposte nei capitoli precedenti e il confronto tra gli indici di prestazione energetica, i quali possono variare nel tempo.

Il processo di verifica ha lo scopo di individuare disallineamenti. Qualora ne venga individuato uno è necessario scoprirne e rimuoverne le cause, oltre ad introdurre misure correttive preventive per evitare l'insorgenza di nuove non conformità nel futuro. Le azioni correttive e preventive devono essere appropriate all'importanza dei problemi attuali e potenziali e alle conseguenze sulle prestazioni energetiche riscontrabili.

Act

Ad intervalli pianificati la direzione aziendale deve riesaminare il SGE per assicurarne l'idoneità nel tempo. Sulla base di quanto riscontrato in fase di check, la direzione deve prendere decisioni riguardo variazioni della politica energetica e l'allocazione delle risorse.

Ritornando al contesto aziendale in esame, si vuole ancora una volta sottolineare il fatto che l'azienda abbia già installato un sistema di monitoraggio consono all'attuazione di un sistema di gestione dell'energia, secondo la normativa appena esplicitata. Ma non bisogna fermarsi alla mera acquisizione dei dati, anzi, come evidenziato in questo paragrafo si deve implementare un SGE che permetta, anche con cadenza giornaliera, di monitorare i consumi di energia e, nel caso, dare spunti su come e dove intervenire.

Si ritiene che l'attuazione di un sistema di questa tipologia consentirebbe all'organizzazione di raggiungere un risparmio annuo mediamente identificabile in almeno 1% dei consumi complessivi del sito produttivo.

Per poter valorizzare al meglio l'adozione di questo sistema, si è voluto dare una stima in termini economici dei benefici derivanti da questo tipo di intervento gestionale, dando in questo modo alla committenza uno spunto in più per la sua applicazione; in quest'ottica si è valutato l'investimento complessivo, comprensivo della creazione di un software per l'elaborazione e la gestione dei dati quantificabile in 25.000 €. Tenendo conto di un costo operativo annuale di 3000 € si è giunti alla seguente analisi dei benefici.

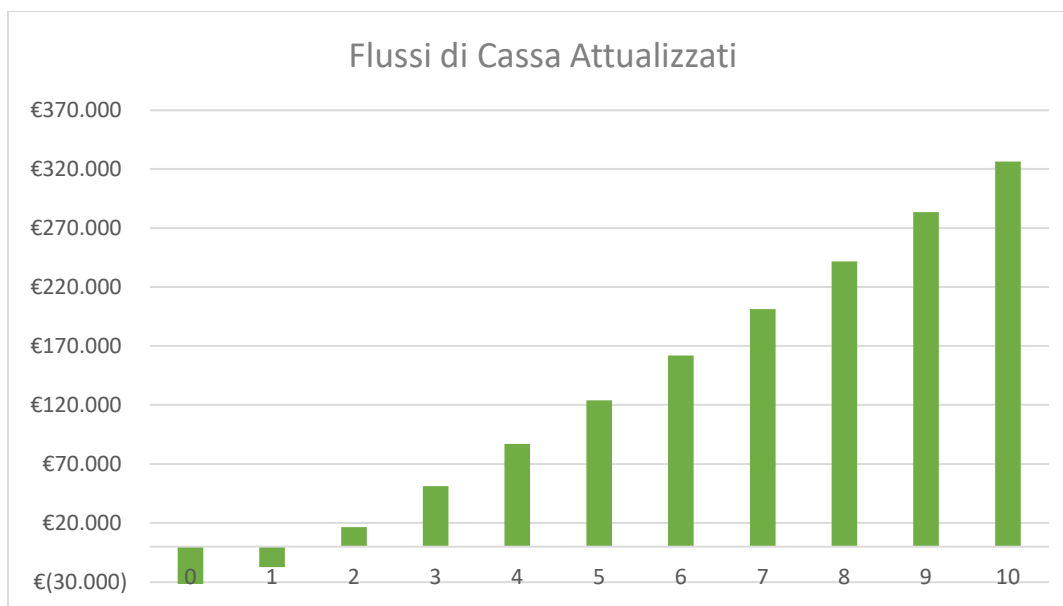


Figura 66 Flussi di cassa attualizzati proposta di intervento 7

INVESTIMENTO	[€]	25.000
RISPARMIO ENERGETICO	[tep]	71
	[%]	1,0%
RISPARMIO ECONOMICO	[€]	31.715
	[%]	0,9%
PBT	[anni]	0,79
TIR	[%]	126%
VAN	[€]	362.300
VAN/I	[-]	14,49

Tabella 61 Sintesi dati economici proposta di intervento 7

Occorre, però, precisare che, sebbene gli indici di prestazione economici siano tra i migliori, il livello di complessità che comporta l’attuazione di un SGE è elevato a causa dell’adozione di una nuova struttura interna, adibita alla gestione dei flussi energetici, da definire ex novo.

5 Conclusioni

L'obiettivo del presente lavoro era quello di mostrare dettagliatamente tutto il processo che porta al completamento di una diagnosi energetica in campo industriale, ed in seguito applicare questo potente strumento ad un caso studio reale.

L'audit energetico svolto, in primo luogo, ha permesso alla Committenza di avere un'ampia panoramica sulla struttura dei consumi energetici aziendali, individuandone le aree più energivore e meno efficienti, per identificare successivamente le possibilità di intervento e di miglioramento allo scopo di ipotizzare potenziali risparmi energetici.

L'analisi dei dati e delle informazioni fornite dai tecnici di stabilimento ha messo in luce le aree di ottimizzazione, proposte in precedenza, riconducibili per lo più ad una migliore gestione degli impianti di distribuzione del vapore e di produzione dell'aria compressa, oltre che ad interventi di carattere più orizzontale come la generazione di alcuni dei vettori energetici principali attraverso la cogenerazione e il fotovoltaico.

Si vuole riportare in Tabella 62, per comodità di consultazione, la sintesi delle valutazioni economiche ottenute nel presente lavoro per ogni singola proposta di intervento.

INTERVENTI		INVESTIMENTO	RISPARMIO ENERGETICO		RISPARMIO ECONOMICO		PBT	TIR	VAN	VAN/I
		[€]	TEP	[%]	[€]	[%]	[anni]	[%]	[€]	[-]
1	RIDUZIONE FUGHE ARIA COMPRESSA	20.000	32	0,5	25.075	0,7	0,7	125	286.203	14,3
2	INVERTER COMPRESSORI	23.500	13	0,2	10.130	0,3	2,3	38	99.722	4,2
3	OTTIMIZZAZIONE SALA COMPRESSORI	10.000	27	0,4	20.881	0,6	0,5	209	245.196	24,5
4	CIRCUITO DI DISTRIBUZIONE VAPORE	120.000	284	4,0	96.892	2,7	1,2	80	1.061.893	8,8
5	FOTOVOLTAICO	798.000	214	3,0	157.234	4,5	5,1	18	920.929(*)	5,3
6	COGENERAZIONE	1.420.000	474	6,7	822.398	25,1	1,7	55	8.599.067	6,1
7	IMPLEMENTAZIONE ISO 50001	25.000	71	1,0	31.715	0,9	0,8	126	362.300	14,5
TOTALE(**)		2.393.000	1.102	15,6	1.154.195	34,5	2,1	613	11.475.588	4,8
NOTE		(*) per avere un migliore confronto con gli altri interventi è stato riportato il VAN a 10 anni per il fotovoltaico (**) per valorizzare il totale è stato escluso l'intervento di inverterizzazione, poiché non compatibile con quello dell'ottimizzazione della logistica dei compressori, ritenuto più valido dal punto di vista economico ed energetico								

Tabella 62 Sintesi risparmi energetici ed economici per area di intervento

Considerando tutti gli interventi proposti, esclusa l'inverterizzazione dei compressori per i motivi sopra esposti, la quantità di energia primaria approvvigionata dall'esterno

passerebbe da 7.106 tep a 6.004 tep, garantendo un risparmio energetico pari al 15,6% del fabbisogno annuo del 2018.

In Figura 67 viene mostrata la rappresentazione grafica della Tabella 62 (la dimensione di ogni singola bolla rappresenta la dimensione dell'investimento, maggiore è la dimensione maggiore è l'investimento).

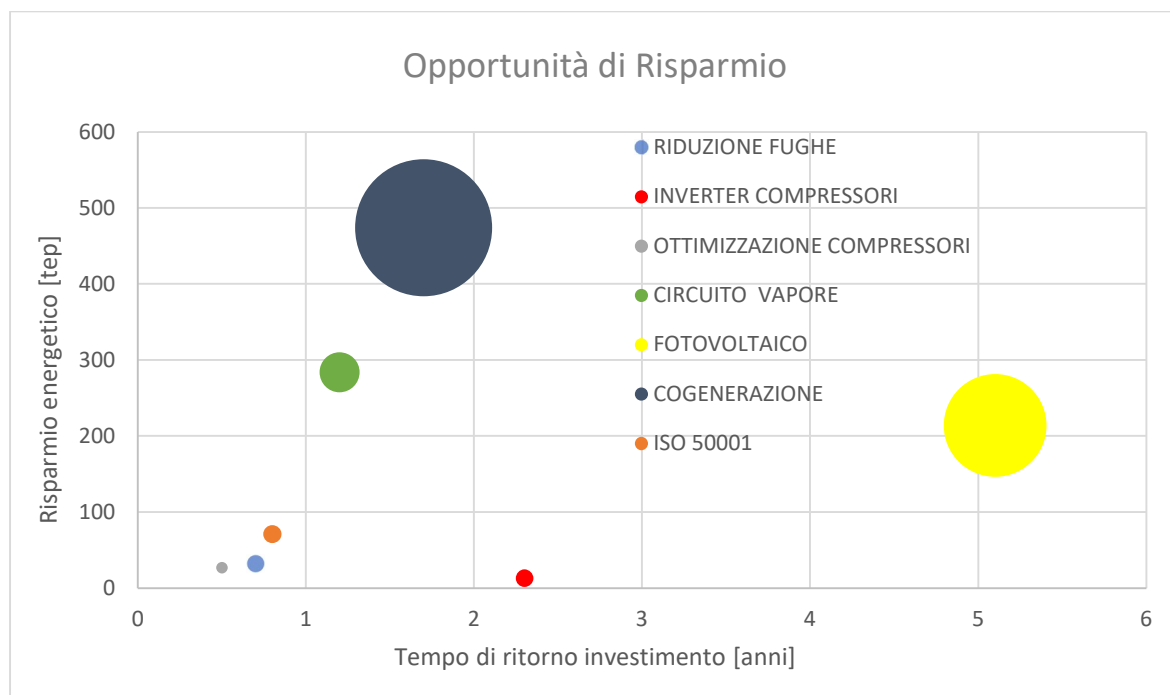


Figura 67 Rappresentazione grafica entità degli interventi

Dal grafico si possono notare come gli interventi che portano i maggiori benefici in termini di risparmio energetico e tempi di ritorno sono quelli nella parte superiore sinistra del grafico, quindi il cogeneratore e la parzializzazione del circuito di distribuzione del vapore. Inoltre, grazie al basso costo di investimento ed ai buoni risparmi energetici, sono molto convenienti gli interventi di riduzione fughe, di ottimizzazione della logica compressori e l'implementazione di un sistema di gestione dell'energia. Quindi, dal punto di vista economico non risulta prioritario l'intervento di installazione di un impianto fotovoltaico; tuttavia, questo è fortemente consigliato a causa del suo grande beneficio energetico. L'installazione degli inverter non risulta un investimento vantaggioso, poiché sia i risparmi energetici che i tempi di ritorno non sono tra i migliori.

Grazie al tirocinio che ho svolto in Energon Trade, ho potuto toccare con mano, oltre alla Stamperia di Govone, diverse realtà aziendali in ambito industriale, permettendomi di acquisire una conoscenza trasversale della gestione dei flussi energetici; forte di ciò, e di quanto mostrato in queste pagine, sono fermamente convinto che lo strumento della

diagnosi energetica, se adoperato in maniera consona, possa portare la struttura aziendale a future prestazioni energetiche migliori, accompagnate di conseguenza da una configurazione di costi più sostenibile e competitiva, nonché ad un minore impatto ambientale.

Bibliografia

- [1] Odyssee-Mure, *Italian Energy Profile*, 2018
- [2] Ministero dello Sviluppo Economico, *Proposta di piano integrato per l'energia e il clima*, 2018
- [3] ENEA, *Rapporto annuale efficienza energetica*, 2017
- [4] ENEA, *Rapporto annuale efficienza energetica*, 2018
- [5] ENEA, *Dalla diagnosi alla caratterizzazione energetica nei processi industriali*, 2016
- [6] Valentina Russo, *L'auditor energetico: le competenze normative*, 2016
- [7] Parlamento Europeo, *Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica*, 2012
- [8] Decreto Legislativo, n°102 attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, 4 luglio 2014
- [9] European Standard, *Final draft EN 16247-1*, 2012
- [10] ENEA, *Linee guida e manuale operativo sulle diagnosi energetiche art.8 del D.Lgs. 102/14*, 2019
- [11] Ministero dello sviluppo economico, *Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese*, 2016
- [12] Nino Di Franco, *Energy management: fondamenti per la valutazione, la pianificazione e il controllo dell'efficienza energetica*, 2015
- [13] Commissione Europea, *Reference documents on best available techniques*, 2019
- [14] Gabriele, Giacone, Mancò, *Dispense del corso di Gestione dei sistemi energetici*, 2018
- [15] Atlas Copco, *Impianti di recupero energetico*, 2015
- [16] G. Petrecca, *Energy conversion and management*, 2014
- [17] GSE, *Guida alla cogenerazione ad alto rendimento*, 2018
- [18] Isnova, *Tecnologie efficienti ed esempi per la realizzazione di diagnosi energetiche*, 2017
- [19] Ems textile, *Promotion of energy management practices in the textile industries*, 2007
- [20] United nations, *Global industrial energy efficiency benchmarking, an energy policy tool working paper*, 2010

- [21] Francesco Fileti, *Audit energetici nelle PMI: il caso della Cellino srl*, 2011
- [22] Arpa, *Analisi del ciclo produttivo del settore tessile laniero*, 2008
- [23] FIRE, *Produzione industriale efficiente: esempi tratti dallo schema dei certificati bianchi*, 2015