POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

LA DIAGNOSI ENERGETICA IN AMBITO INDUSTRIALE: IL CASO STUDIO DELLA PRODUZIONE DI LUBRIFICANTI

Relatori:

Prof. Armando PORTORARO

Prof. Marco BADAMI

Candidato:

Fabio RIZZI

Luglio 2019

Indice

INTRODUZIONE 9

1 LO SCENARIO ENERGETICO E IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO 12

1.1 Lo scenario energetico internazionale ed europeo 12

1.2 Il quadro normativo sull'efficienza energetica 17

1.2.1 Il contesto europeo 18

1.2.2 Il contesto italiano 24

2 LINEE GUIDA PER L'ESECUZIONE DELLA DIAGNOSI ENERGETICA 35

2.1 Individuazione dei soggetti obbligati e adempimenti 35

2.2 Individuazione dei siti produttivi oggetto di diagnosi 38

2.3 Esecuzione della diagnosi energetica 40

2.3.1 Contatto preliminare e riunione iniziale 41

2.3.2 Raccolta dei dati e piano di monitoraggio 41

2.3.3 Analisi dei dati 46

2.3.4 Identificazione degli interventi 50

2.3.5 Report di diagnosi energetica e riunione conclusiva 51

3 CASO STUDIO: DIAGNOSI ENERGETICA DI UNA AZIENDA PRODUTTRICE DI LUBRIFICANTI 53

3.1 Il processo produttivo 55

3.2 Analisi della baseline dei consumi energetici 57

3.2.1 Consumo di energia elettrica 59

3.2.2 Consumo di gas naturale 65

3.2.3 Ripartizione dei consumi tra i vettori energetici 69

3.3 La struttura energetica aziendale 71

3.3.1 Bilancio energia elettrica 71

3.3.2 Bilancio energia termica 87

3.3.3 Calcolo degli indici di prestazione energetica 94

3.4 Interventi di miglioramento dell'efficienza energetica 98

3.4.1 Illuminazione 99

3.4.2 Motori elettrici ad alta efficienza 105

3.4.3 Installazione di inverter per la regolazione dei motori elettrici 112

3.4.4 Aria compressa 115

3.4.5 Destratificatori d'aria 124

3.4.6 Impianto di cogenerazione 129

CONCLUSIONI 148

Bibliografia 153

Sitografia 155

Indice delle figure

Figura 1: Previsione di IEA sui consumi globali di energia primaria (New Policy Scenario) [1] 12

Figura 2: Consumo di energia primaria in EU-28 [37] 13

Figura 3: Gap tra i consumi di energia primaria e gli obiettivi 2020 - 2030..... 14

Figura 4: Consumo di energia finale per settore in EU-28 [37] 15

Figura 5: Scomposizione dei consumi finali di energia [3] 16

Figura 6: Indicatore di efficienza energetica ODEX in EU-28 [37] 16

Figura 7: Previsione di IEA sui consumi globali di energia (Sustainable Development Scenario) [1] 17

Figura 8: Obiettivo italiano di risparmio energetico al 2020 – consumi primari di energia [16]..... 27

Figura 9: Obiettivo italiano di risparmio energetico al 2020 – consumi finali di energia [16]..... 27

Figura 10: Trend dei consumi di energia primaria e finale (in Mtep) nel periodo 2020-2030 [19]..... 30

Figura 11: Diagramma a blocchi per la determinazione dell'obbligo di diagnosi energetica..... 37

Figura 12: Fasce di campionamento per le imprese multisito 39

Figura 13: Fasi principali per l'esecuzione della diagnosi energetica 40

Figura 14: Clusterizzazione dei siti soggetti all'obbligo di monitoraggio. [23] 43

Figura 15: Esempio di esclusione dei vettori energetici dal piano di monitoraggio..... 45

Figura 16: Esempio di esclusione delle aree funzionali dal piano di monitoraggio..... 46

Figura 17: Schema della Struttura Energetica Aziendale[23] 47

Figura 18: Planimetria stabilimento 54

Figura 19: Schema del processo produttivo aziendale..... 55

Figura 20: Parco serbatoi dello stabilimento..... 55

Figura 21: A sx parte inferiore dei miscelatori – A dx dettaglio del dosatore delle materie prime..... 56

Figura 22: Linea di riempimento oli per contenitori da 2 litri 57

Figura 23: Andamento della produzione totale nel triennio 2016 - 2018 58

Figura 24: Fasce orarie picco "P" e fuori picco "OP" (nelle festività si applica tariffa fuori picco)..... 59

Figura 25: Fasce orarie F1 F2 F3 (nelle festività si applica tariffa F3) 59

Figura 26: Andamento dei consumi di energia elettrica nel triennio 2016 - 2018..... 60

Figura 27: Andamento mensile dei consumi di energia elettrica per l'anno 2018..... 61

Figura 28: Curva oraria di prelievo elettrico per l'anno 2018 62
Figura 29: Curva di durata elettrica per l'anno 2018 62
Figura 30: Curva oraria di prelievo elettrico di una settimana tipo (anno 2018) 63
Figura 31: Ripartizione delle componenti di costo 65
Figura 32: Andamento dei consumi di gas naturale nel triennio 2016-2018 66
Figura 33: Andamento mensile dei consumi di gas naturale per l'anno 2018 67
Figura 34: Ripartizione delle componenti di costo 69
Figura 35: Ripartizione dei singoli vettori energetici in tep di energia primaria 70
Figura 36: Struttura energetica aziendale per l'energia elettrica 72
Figura 37: Alcune pompe esterne del parco serbatoi 80
Figura 38: Bilancio dei consumi di energia elettrica di stabilimento 83
Figura 39: Ripartizione consumi elettrici anno 2018 84
Figura 40: Ripartizione dei consumi per le attività principali 85
Figura 41: Ripartizione dei consumi per i servizi ausiliari 86
Figura 42: Ripartizione dei consumi per i servizi generali 86
Figura 43: Struttura energetica aziendale per il gas naturale 87
Figura 44: Correlazione tra consumi e produzione nei mesi estivi (maggio - settembre) 88
Figura 45: Andamento mensile dei consumi di gas naturale ripartiti per uso finale 89
Figura 46: Immagine caldaia principale 90
Figura 47: Bilancio dei consumi di gas naturale di stabilimento 92
Figura 48: Ripartizione dei consumi di gas naturale per l'anno 2018 93
Figura 49: Ripartizione dei consumi per i servizi ausiliari 93
Figura 50: Andamento dei consumi elettrici e dell'EnPI generale per l'anno 2018 94
Figura 51: Andamento del consumo GN per la produzione e dell'EnPI generale per l'anno 2018 95
Figura 52: Andamento del consumo GN per il riscaldamento e dei GG/mese per l'anno 2018 96
Figura 53: Immagine illustrativa lampade LED: a sx lampada da 140 W, a dx plafoniera 2x24 W [44] 101
Figura 54: Curve di efficienza per motori a 4 poli secondo IEC 60034-30:2008 [25] 105
Figura 55: Esempio di motore elettrico collegato alla torre di miscelazione oli 106

Figura 56: Immagine illustrativa di un motore elettrico ad alta efficienza IE4 109

Figura 57: Variazione della potenza assorbita in funzione della portata e del numero di giri della pompa [36] 113

Figura 58: Risparmio energetico ottenibile tra regolazione carico/vuoto e regolazione a velocità variabile (VSD) [29] 116

Figura 59: Compressori d'aria attuali (a sx modello UP6, a dx modello UR9) 117

Figura 60: Immagine illustrativa del compressore Pneumofore A60 [45] 119

Figura 61: Dettaglio dei componenti del compressore Pneumofore A60 [45] 120

Figura 62: Andamento della potenza assorbita rispetto la variazione di carico per compressore a velocità variabile [28] 121

Figura 63: Profili temperatura a 1 metro e 5 metri con destratificatore acceso e spento [41] 125

Figura 64: Caratteristiche tecniche e immagine del destratificatore d'aria ApenGroup Aermaxline Q350 125

Figura 65: Area di influenza in funzione dell'altezza di installazione [41] 126

Figura 66: Altezza di installazione minima [41] 127

Figura 67: Confronto tra produzione in cogenerazione e produzione separata 130

Figura 68: Curva di durata termica utile 132

Figura 69: Curva di prelievo elettrico orario 133

Figura 70: Curva di durata elettrica 133

Figura 71: Schema di funzionamento del cogeneratore [43] 135

Figura 72: Immagine illustrativa cogeneratore AB Ecomax [43] 135

Figura 73: Curva di durata termica del cogeneratore inerente il vapore di processo 136

Figura 74: Curva di durata termica del cogeneratore inerente l'acqua per riscaldamento 137

Figura 75: Curva di durata elettrica del cogeneratore 137

Figura 76: Schema dell'unità virtuale [30] 139

Figura 77: Consumo annuo di energia primaria nella situazione ante e post operam 149

Figura 78: Consumo annuo di energia elettrica nella situazione ante e post operam 150

Figura 79: Costo di investimento in funzione del SPB degli interventi proposti 151

Indice delle tabelle

Tabella 1: Risparmi di energia primaria (Mtep/anno) nel periodo 2011-2016 e attesi al 2020 [17] 28

Tabella 2: Risparmi di energia finale (Mtep/anno) nel periodo 2011-2016 e attesi al 2020 [17] 28

Tabella 3: Confronto tra obiettivi UE e Italia al 2020 e al 2030 [19] 30

Tabella 4: Percentuali di copertura dei dati misurati in funzione del consumo energetico. 45

Tabella 5: Fattori di conversione in TEP da Circ. MISE 18 dicembre 2014 46

Tabella 6: Descrizione dei livelli che compongono la Struttura Energetica Aziendale 48

Tabella 7: Produzione di lubrificanti per il triennio 2016 - 2018 58

Tabella 8: Consumi di energia elettrica nell'anno 2018 60

Tabella 9: Dettaglio spesa mensile per l'energia elettrica 63

Tabella 10: Sintesi dei costi dell'energia elettrica per Aprile 2018 64

Tabella 11: Consumi di gas naturale per l'anno 2018 66

Tabella 12: Dettaglio spesa mensile per il gas naturale 67

Tabella 13: Sintesi dei costi del gas naturale per Novembre 2018 68

Tabella 14: Consumi annui per l'anno 2018 convertiti in tep di energia primaria 69

Tabella 15: Bilancio dei consumi di energia elettrica 74

Tabella 16: Inventario torri di miscelazione grassi 76

Tabella 17: Inventario torri di miscelazione oli 77

Tabella 18: Inventario linee confezionamento oli 77

Tabella 19: Inventario pallettizzatori 78

Tabella 20: Inventario aspiratori 78

Tabella 21: Inventario compressori aria 78

Tabella 22: Inventario pompaggi 79

Tabella 23: Inventario pompaggi riscaldamento 80

Tabella 24: Inventario chiller 80

Tabella 25: Inventario illuminazione (* si ipotizza +17% per perdite al reattore) 81

Tabella 26: Ripartizione dei consumi tra aree/reparti 82

Tabella 27: Suddivisione dei consumi elettrici per l'anno 2018 84

Tabella 28: Stima della ripartizione dei consumi di gas naturale 89
Tabella 29: Inventario delle centrali termiche di stabilimento 90
Tabella 30: Ripartizione dei consumi tra aree/reparti 91
Tabella 31: Ripartizione dei consumi di gas naturale 92
Tabella 32: Destinazione d'uso specifica – vettore energia elettrica 96
Tabella 33: EnPI specifici – vettore energia elettrica 97
Tabella 34: Destinazione d'uso specifica – vettore gas naturale 97
Tabella 35: EnPI specifici – vettore gas naturale 97
Tabella 36: Stato attuale del sistema di illuminazione con possibilità di intervento 100
Tabella 37: Sistema illuminazione post-intervento 101
Tabella 38: Vita utile e costi di acquisto per le diverse tipologie di lampade 102
Tabella 39: Costi sulla vita utile totali e annui nella situazione ante e post intervento 103
Tabella 40: Risparmi annui conseguibili a seguito dell'intervento sull'illuminazione 104
Tabella 41: Caratteristiche tecniche e consumi nella situazione attuale 107
Tabella 42: Caratteristiche tecniche e consumi nella situazione post intervento 108
Tabella 43: Risparmi energetici ed economici conseguibili 110
Tabella 44: Costi per acquisto e installazione dei nuovi motori elettrici 111
Tabella 45: Caratteristiche tecniche e consumi nella situazione attuale 113
Tabella 46: Caratteristiche tecniche e consumi nella situazione post intervento 114
Tabella 47: Risparmi energetici ed economici conseguibili 114
Tabella 48: Costi per acquisto e installazione degli inverter 114
Tabella 49: Caratteristiche tecniche compressori attuali 116
Tabella 50: Profilo di funzionamento dei compressori attuali 117
Tabella 51: Consumi di energia elettrica nella situazione attuale 118
Tabella 52: Caratteristiche tecniche dei compressori post intervento 119
Tabella 53: Consumi di energia elettrica nella situazione post intervento 122
Tabella 54: Risparmi energetici ed economici conseguibili 122
Tabella 55: Dimensioni capannoni oggetto di intervento 126

Tabella 56: Prospetto dei costi per la fornitura e l'installazione dei destratificatori 129

Tabella 57: Profilo termico mensile.....131

Tabella 58: Dati di targa del cogeneratore 134

Tabella 59: Bilancio energetico del cogeneratore 138

Tabella 60: Parametri energetici che definiscono l'unità virtuale.....141

Tabella 61: Consumi annui per l'anno 2018 espressi in tep di energia primaria.....148

Tabella 62: Sintesi dei risparmi energetici ed economici conseguibili per ciascun intervento 148

INTRODUZIONE

L'incessante crescita della popolazione mondiale e la naturale aspirazione dell'uomo a raggiungere standard economici e di qualità della vita sempre più alti rappresentano attualmente le principali cause della crescita inarrestabile della domanda di energia nel mondo.

Secondo le stime dell'IEA infatti, con le attuali politiche energetiche attuate soprattutto dai Paesi più industrializzati, i consumi di energia primaria mondiale al 2040 cresceranno del 25% rispetto ai livelli attuali pari a circa 14.000 Mtep, con un incremento attribuibile principalmente alla forte crescita economica dei Paesi asiatici, con Cina e India in testa.[1]

Dai dati di consumo suddivisi per fonte emerge inoltre come il fabbisogno di energia sia ancora soddisfatto prevalentemente dall'utilizzo dei combustibili fossili ed è ormai cosa nota come un continuo e forsennato sfruttamento di queste risorse possa presto portare la società contemporanea ad affrontare una crisi energetica e ambientale dalle conseguenze preoccupanti. Appare dunque evidente come sia di primaria importanza impostare a livello istituzionale delle politiche energetiche forti tali da portare alla risoluzione di quello che viene definito come "trilemma energetico", ovvero che garantiscano allo stesso tempo la sicurezza energetica, l'equità energetica e la sostenibilità ambientale.[1]

È proprio in un tale contesto che l'efficienza energetica ha acquisito negli anni un'importanza sempre più crescente in quanto capace allo stesso tempo di favorire la crescita economica, ridurre le emissioni inquinanti e migliorare la sicurezza energetica, arrivando ad essere definita dalla IEA come "il primo combustibile" in assoluto e rappresentando dal 2015 una delle cinque dimensioni dell'"Unione dell'Energia" in Europa.

Dal punto di vista normativo la centralità dell'efficienza energetica in Europa ha avuto come punto d'arrivo l'emanazione della Direttiva 2012/27/EU finalizzata a dettagliare le misure in materia di efficienza energetica necessarie per garantire il

conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico del 20% entro il 2020, modificata recentemente nel dicembre 2018 dalla Direttiva 2018/2002 con il nuovo obiettivo di risparmio del 32,5% entro il 2030. Tra le diverse misure proposte, la Direttiva Europea identifica nella diagnosi energetica (o audit energetico) lo strumento chiave per determinare le opportunità di miglioramento delle prestazioni energetiche e della competitività, definendola come "una procedura sistematica finalizzata a ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e a riferire in merito ai risultati".

L'Italia ha recepito la Direttiva 2012/27/UE il 4 luglio 2014 con il D.Lgs. 102/2014 introducendo per le grandi imprese e le imprese energivore l'obbligo di eseguire una diagnosi energetica almeno ogni quattro anni al fine di definire lo stato dei consumi energetici e individuare i possibili interventi di miglioramento energetico.

L'obiettivo di questo elaborato è di descrivere quindi le modalità di esecuzione delle diagnosi energetiche conformemente a quanto previsto dal D.Lgs. 102/2014 e dalle normative tecniche di settore quali la serie UNI CEI EN 16247, con riferimento in particolare al settore industriale.

Nel primo capitolo verrà fornita una visione generale del contesto energetico sia internazionale che europeo, con un focus in particolare sui consumi nel settore industriale, che riveste ad oggi un settore chiave nell'ambito dell'efficienza energetica. Inoltre verrà presentata un'accurata analisi del quadro normativo sull'efficienza energetica sia nel contesto europeo che italiano, evidenziandone i punti chiave e dimostrando di fatto come l'attenzione verso le problematiche energetiche e ambientali sia costantemente cresciuta dai primi anni Settanta ad oggi.

Nel secondo capitolo verrà descritto nel dettaglio la procedura per l'esecuzione di una diagnosi energetica in ambito industriale conforme al D.Lgs. 102/2014, riportando nello specifico la definizione dei soggetti obbligati, i requisiti minimi da rispettare e una descrizione della procedura operativa suggerita dall'ENEA al fine di

uniformare la conduzione delle diagnosi energetiche da parte degli operatori e di garantirne la conformità ai requisiti normativi.

Il capitolo 3 è incentrato sul caso studio affrontato, inerente l'esecuzione di una diagnosi energetica di uno stabilimento piemontese che produce e confeziona oli lubrificanti. Verranno dunque inizialmente analizzati e presentati i consumi attuali di energia elettrica e gas naturale ed i relativi costi monetari sostenuti per la loro fornitura. Successivamente si provvederà a descrivere i possibili interventi di efficienza energetica individuati, per i quali verranno quantificati i potenziali risparmi conseguibili a livello energetico ed economico considerando anche, quando possibile, una stima degli incentivi ottenibili grazie al sistema dei Certificati Bianchi.

Infine, tutti i risultati ottenuti nel capitolo 3 verranno sintetizzati al fine di poter fornire un quadro d'insieme del lavoro svolto, esponendo le idonee conclusioni finali.

1 LO SCENARIO ENERGETICO E IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

1.1 Lo scenario energetico internazionale ed europeo

La continua crescita economica globale, il brusco aumento della popolazione mondiale e il miglioramento continuo degli standard di vita rappresentano sicuramente i fattori più significativi che sono alla base dell'incessante incremento dei consumi energetici nel mondo.

Infatti, secondo le proiezioni del "New Policy Scenario" dell'IEA (International Energy Agency) riportato nel World Energy Outlook 2018 [1] che include le politiche energetiche già attuate e programmate, si stima che i consumi di energia mondiale cresceranno del 25% al 2040 rispetto ai livelli attuali pari a circa 14000 Mtep. Tale incremento è attribuibile principalmente alla forte crescita economica dei Paesi asiatici, con Cina e India in testa.

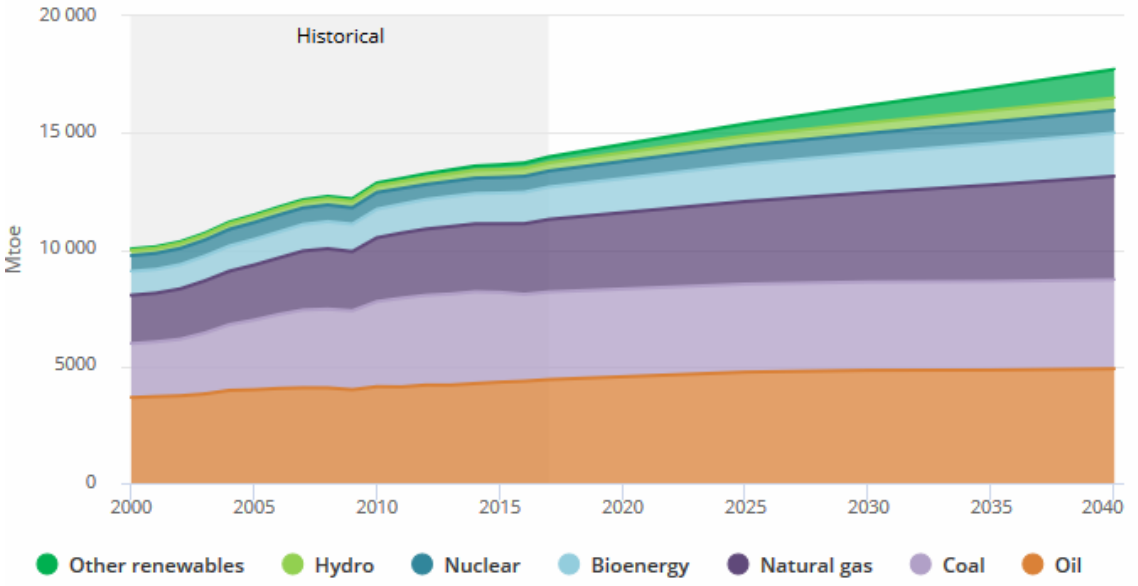

Figura 1: Previsione di IEA sui consumi globali di energia primaria (New Policy Scenario) [1]

In tale contesto l'industria rappresenta il settore con il maggior consumo energetico, consumando nel 2016 il 37% dell'energia finale globale e con una proiezione al 2040 attorno al 39%. Dal 1990 ad oggi la domanda di energia nel settore industriale è aumentata circa del 2% annuo e la IEA prevede un rallentamento nei

prossimi anni con una crescita annua attorno all'1,2% grazie soprattutto ad un continuo incremento degli interventi di efficienza energetica nei prossimi vent'anni soprattutto nei Paesi non-OCSE. Senza tali interventi infatti, si stima che la crescita annuale della domanda di energia industriale al 2040 sarebbe pari al doppio (2,4%). [1]

Nel panorama energetico mondiale una protagonista importante è sicuramente l'Unione Europea che, pur avendo una popolazione pari al 7% del pianeta, rappresenta attualmente circa il 12% dei consumi globali di energia.

In particolare, come mostrato in Figura 2, il consumo di energia primaria dell'Unione Europea è cresciuto da 1570 Mtep a 1713 Mtep tra il 1990 e il 2005 (aumento del 9,2%). Successivamente, tra il 2005 e il 2016, il consumo è diminuito del 10,8% raggiungendo il valore di 1543 Mtep del 2016. La causa di tale decremento è imputabile a fattori di diversa natura; da un lato troviamo infatti miglioramenti dell'efficienza energetica e un aumento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, dall'altro abbiamo invece la recessione economica del 2008 e i cambiamenti delle condizioni climatiche degli ultimi anni.

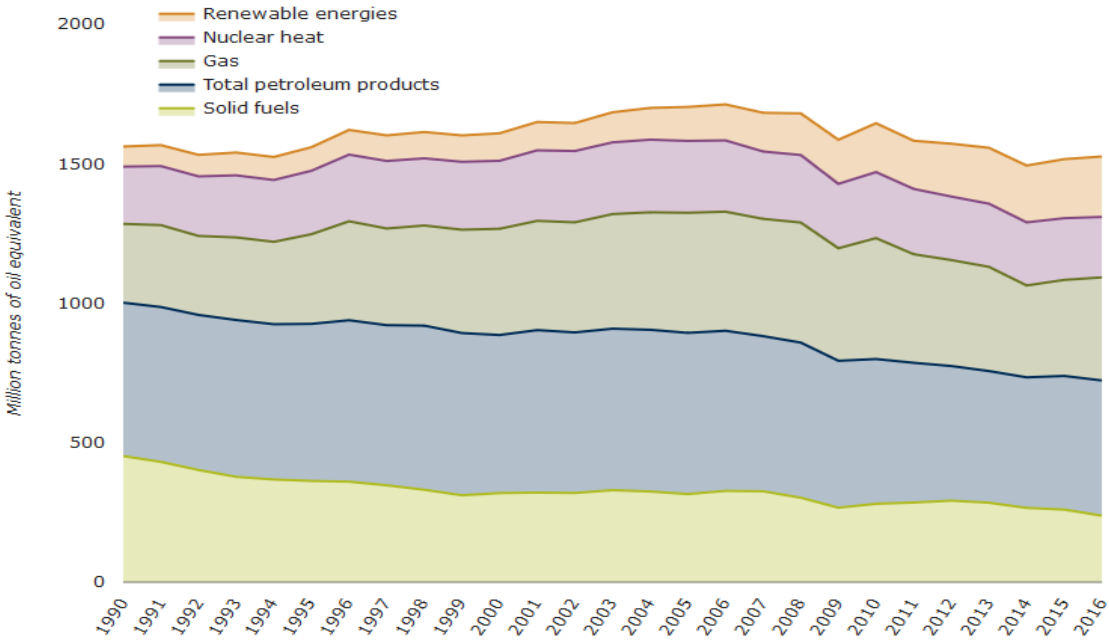

Figura 2: Consumo di energia primaria in EU-28 [37]

Tuttavia i trend degli ultimi anni non sono per nulla incoraggianti. A partire dal 2014 infatti il consumo di energia primaria è cresciuto di anno in anno e tale crescita è

confermata anche dalle prime stime sul consumo 2017 pari a 1561 Mtep (+1% rispetto al 2016). La causa principale di tale crescita è da ricercare nell'aumento del PIL dell'UE a partire proprio dal 2014, mostrando quindi come l'attività economica non sia ancora significativamente disaccoppiata dal consumo di energia. Pare dunque che il divario rispetto all'obiettivo europeo 2020 di raggiungere un consumo pari a 1483 Mtep stia aumentando. [2]

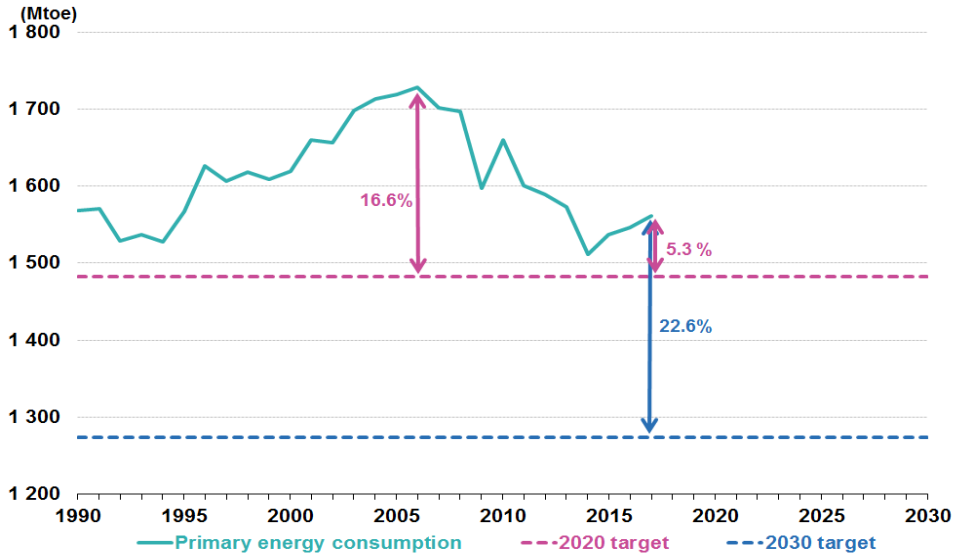

Figura 3: Gap tra i consumi di energia primaria e gli obiettivi 2020 - 2030

Per quanto riguarda i consumi di energia finale nell'Unione Europea, si evidenzia come questi siano aumentati tra il 1990 e il 2016 di circa il 2,1%, passando da 1084 Mtep a 1108 Mtep. Anche qui è possibile osservare un trend simile a quello del consumo di energia primaria, mostrando un calo a partire dal 2008 cui segue una crescita costante dal 2014 a causa della ripresa economica.

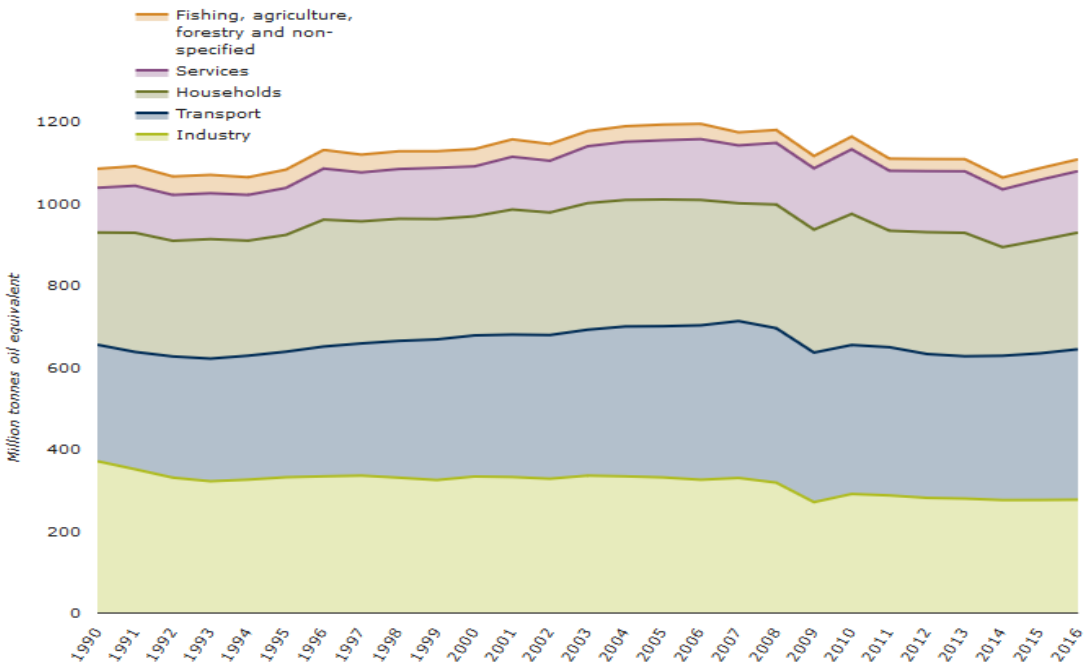

Figura 4: Consumo di energia finale per settore in EU-28 [37]

Si osserva inoltre come i consumi nel settore industriale siano diminuiti nel tempo. Attualmente infatti la quota imputabile a tale settore si attesta intorno al 25% dei consumi totali, contro circa il 30% degli anni novanta. Questa contrazione dei consumi industriali è stata in gran parte dovuta ad uno spostamento dell'economia europea verso industrie manifatturiere a minor consumo energetico e più orientata ai servizi, combinata anche con gli effetti della recessione economica del 2008 e ad un miglioramento generale dell'efficienza energetica grazie anche all'applicazione delle varie direttive europee come verrà mostrato in seguito.

Proprio l'efficienza energetica ha avuto un ruolo decisivo nel contesto energetico globale ed europeo, tanto da essere stata considerata dalla IEA come "il primo combustibile" in assoluto capace di favorire la crescita economica, ridurre le emissioni inquinanti e migliorare la sicurezza energetica, elementi che rappresentano i tre pilastri alla base della politica energetica europea. Nell'ultimo rapporto IEA sull'efficienza energetica appare evidente come in assenza degli interventi di efficienza realizzati dal 2000 ad oggi nelle principali economie, i consumi finali di energia sarebbero aumentati del 65% in 18 anni, mentre in realtà sono aumentati circa del 33%. [3]

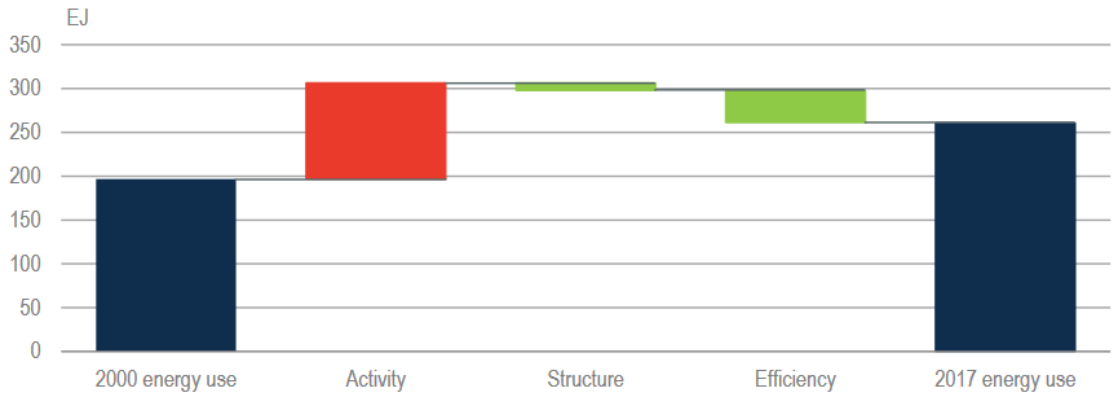

Figura 5: Scomposizione dei consumi finali di energia [3]

I benefici dell'efficienza energetica appaiono più evidenti se si analizza l'andamento nel tempo dell'indice di efficienza energetica ODEX sviluppato nell'ambito del progetto europeo ODYSEE-MURE che permette una valutazione complessiva dei miglioramenti di efficienza energetica nei vari settori economici. In particolare tale indicatore è in grado di valutare meglio il fenomeno rispetto all'intensità energetica (consumo di energia per unità di PIL) essendo depurato dagli effetti dovuti a cambiamenti strutturali e da altri fattori non legati all'efficienza.

Come mostrato nel grafico di Figura 6, tra il 1990 e il 2016 l'efficienza energetica nei vari settori in Europa è migliorata mediamente del 30%. Tutti i settori hanno contribuito a questo miglioramento, con i migliori risultati registrati nel settore industriale con un incremento del 38% nel periodo 1990 – 2016.

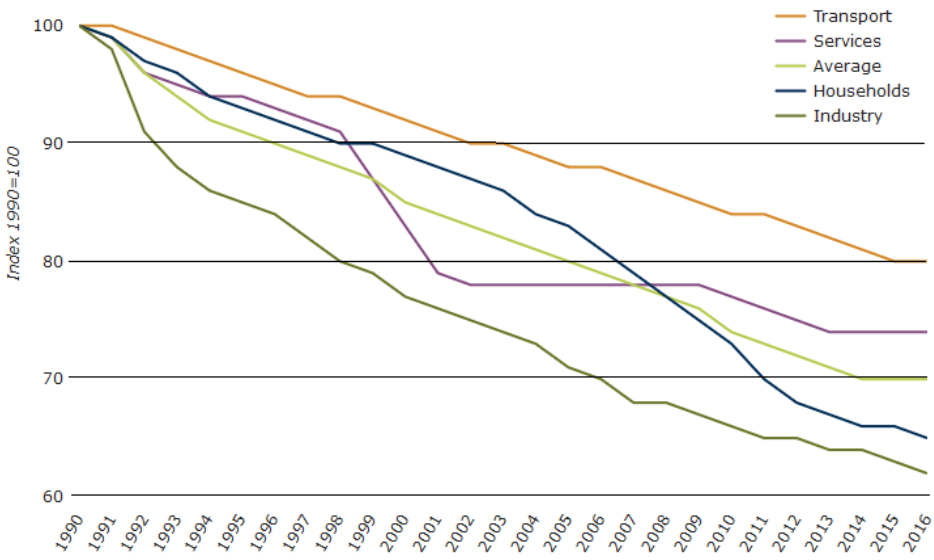

Figura 6: Indicatore di efficienza energetica ODEX in EU-28 [37]

Secondo la IEA le misure di efficienza energetica hanno dato buoni risultati in questi ultimi anni ma il potenziale da sfruttare è ancora molto ampio e tuttavia attualmente insufficienti. Come mostrato precedentemente infatti i consumi di energia stanno continuando a salire con un trend che risulta insostenibile dal punto di vista ambientale e che va al di fuori degli obiettivi dell'Accordo di Parigi del 2015 contro il cambiamento climatico. Per perseguire tali obiettivi è necessario dunque rilanciare politiche energetiche forti ed efficaci che prevedano principalmente una maggiore attenzione all'utilizzo delle fonti rinnovabili, all'efficienza energetica e alle tecnologie di rimozione della CO2. Questo approccio, sviluppato dalla IEA nel "Sustainable Development Scenario" (SDS), consentirebbe di mantenere i consumi energetici al 2040 analoghi ai livelli attuali, con una riduzione efficace dell'inquinamento atmosferico e un miglioramento della sostenibilità ambientale.

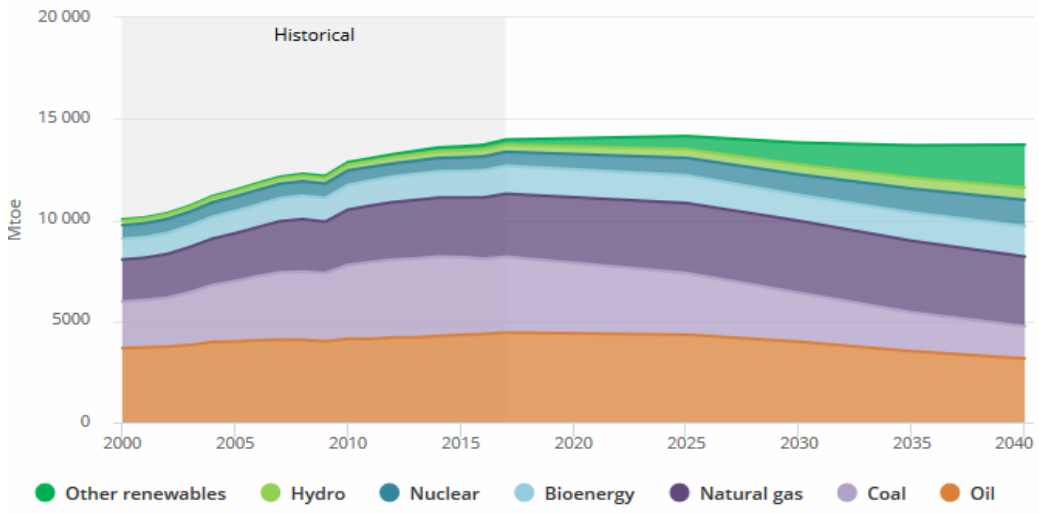

Figura 7: Previsione di IEA sui consumi globali di energia (Sustainable Development Scenario) [1]

1.2 Il quadro normativo sull'efficienza energetica

L'efficienza energetica ha assunto un'importanza via via sempre crescente nel dibattito e nelle politiche energetiche soprattutto dei Paesi più industrializzati. Infatti, come si è visto nel paragrafo precedente, il progresso tecnologico e sociale ha subìto un'accelerazione rilevante negli ultimi decenni comportando di conseguenza un utilizzo sempre maggiore di energia primaria con una tendenza destinata a confermarsi anche negli anni a venire.

Appare dunque evidente come sia importante impostare delle politiche energetiche capaci di condurre alla risoluzione del “trilemma” energetico, ovvero capaci di garantire la sicurezza energetica, l’accesso all’energia a prezzi competitivi e la sostenibilità ambientale degli usi energetici. Ed è altresì evidente come proprio l’efficienza energetica possa rappresentare il key driver per la risoluzione di tale “trilemma”.

Ciò ha portato, come si vedrà meglio nei paragrafi successivi, tanto l’Unione Europea quanto l’Italia a delineare negli anni un quadro normativo e regolatorio in cui l’efficienza energetica ha acquisito un’importanza crescente nel contesto energetico, prevedendo obiettivi quantitativi e misure per la sua diffusione.

1.2.1 Il contesto europeo

La normativa europea in materia di energia ha una storia più che quarantennale. Tutto cominciò infatti con la crisi petrolifera del 1973, a causa della quale l’Unione Europea iniziò a porre in primo piano il problema degli approvvigionamenti energetici ed a trovare possibili soluzioni ai problemi in materia di energia muovendo dunque i primi passi verso lo sviluppo di una vera e propria strategia energetica di medio - lungo termine.

Fu proprio in tale contesto che l’efficienza energetica divenne nel tempo una priorità sempre più importante all’interno della politica energetica europea, in quanto capace di risolvere al meglio i tre temi cardine del cosiddetto “trilemma energetico” ossia la sicurezza degli approvvigionamenti, la competitività economica e la sostenibilità ambientale.

Il primo grande esempio di politica energetica dell'UE risale al 1974 con la Risoluzione del Consiglio concernente "una nuova strategia per la politica energetica della Comunità" [4]. Il risultato fu un primo piano decennale (1975-1985), che intendeva indicare una serie di obiettivi da raggiungere proprio per superare la crisi energetica di quegli anni tra cui la riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia e la garanzia di un approvvigionamento sicuro e sostenibile.

Nel 1986 il Consiglio adottò una nuova risoluzione che prevedeva un ulteriore piano decennale per raggiungere nuovi obiettivi energetici, tra cui un miglioramento del 20% dell'intensità energetica della domanda finale di energia entro il 1995 [5]. Ciò portò all'approvazione nel 1991 del programma SAVE attuato con la Direttiva 93/76/CEE "intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica" attraverso una serie di misure tra le quali si menzionava anche l'elaborazione di diagnosi energetiche presso imprese fortemente energivore.

Tuttavia nel 1995 la diminuzione dell'intensità energetica fu solo del 12%, percentuale ben lontana dal 20% prevista dal secondo piano decennale. La causa di questo fallimento fu principalmente la natura non vincolante di tali risoluzioni e l'assenza di una strategia univoca tra tutti i Paesi membri. [6]

La Commissione dunque, tenendo anche conto dell'emergere delle nuove preoccupazioni ambientali, con l'adozione nel dicembre 1995 del Libro Bianco "Una politica energetica per l'Unione Europea" delineò gli orientamenti che avrebbero caratterizzato le politiche energetiche future mettendo in luce i limiti dell'attuale quadro giuridico e la necessità di introdurre una strategia energetica comune tra gli Stati membri. Nel Libro Bianco, con una sezione dedicata, si dava priorità proprio all'efficienza energetica quale strumento per "*ridurre la dipendenza e migliorare la sicurezza e, al contempo, ridurre l'impatto ambientale dell'utilizzazione dell'energia*"[7].

L'11 dicembre 1997, in occasione della COP3 della "Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", venne redatto il Protocollo di Kyoto, il primo importante strumento giuridico internazionale volto a combattere i cambiamenti climatici. Il Protocollo, firmato dalla Comunità europea l'anno successivo, ebbe una forte ripercussione sulla politica energetica europea. Già nel 2000 infatti venne presentato dalla Commissione il "Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità europea" [8] in cui veniva evidenziato il ruolo chiave dell'efficienza energetica per il rispetto del Protocollo di Kyoto e proponeva una serie di misure da attuare nei vari settori anche attraverso l'adozione di strumenti normativi.

È poi con il Libro Verde sull'efficienza energetica del 2005 "Fare di più con meno" e il successivo "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" che si definisce in modo ancora più dettagliato il quadro strategico della politica energetica futura in Europa e con i quali si gettarono le basi per l'attuazione di una serie di iniziative politiche e legislative più incisive tra cui: la Direttiva 2006/32/CE, il "Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità" e nel marzo 2007 il Piano d'Azione "Politica energetica per l'Europa".

La Direttiva 2006/32/CE "concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici" fissava per gli Stati membri un obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico negli usi finali pari al 9% entro il 2016. Inoltre al suo interno, per la prima volta a livello legislativo, compare una definizione della diagnosi energetica intesa come *"procedura sistematica volta a fornire un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività e/o impianto industriale o di servizi pubblici o privati, ad individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e riferire in merito ai risultati"* [9].

Il Piano d'Azione per l'efficienza energetica illustrava invece una serie di politiche e azioni per intensificare il processo diretto a conseguire entro il 2020 un risparmio di energia primaria potenzialmente stimato attorno al 20% rispetto lo scenario di base, equivalente a un risparmio di circa 390 Mtep [10].

Infine il Piano d'Azione "Politica energetica per l'Europa", approvato a marzo 2007, sostanzialmente ricalcava le linee strategiche già delineate introducendo però la novità del cosiddetto "Piano 20-20-20" con il quale l'Unione Europea si impegnava, entro il 2020, a ridurre le proprie emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli del 1990, ad aumentare l'efficienza energetica del 20% rispetto le proiezioni e a contare su un mix energetico proveniente per il 20% da fonti rinnovabili. Dopo mesi di negoziati tra i Paesi membri, il Piano d'Azione condusse all'adozione nel 2009 del "Pacchetto clima-energia" (meglio noto come "Pacchetto 20-20-20") contenente gli strumenti legislativi per mettere in atto il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi al 2020.

Tuttavia l'obiettivo di ridurre del 20% i consumi energetici finali, in cui proprio l'efficienza energetica gioca un ruolo fondamentale, fu l'unico dei tre a non essere vincolante e, in base alle prime stime, ci si accorse subito che senza misure forti e concrete anche in questo campo l'Europa avrebbe raggiunto solamente la metà dell'obiettivo al 2020. Per ovviare a questa mancanza, la Commissione Europea elaborò nel 2011 un nuovo "Piano di efficienza energetica" in cui si affermava che "*gli effetti congiunti della piena attuazione delle misure esistenti e di quelle nuove trasformeranno la nostra vita quotidiana e potranno generare un risparmio di 1000 euro all'anno per famiglia, potenziare la competitività dell'industria europea, creare fino a 2 milioni di posti di lavoro e ridurre di 740 milioni di tonnellate le emissioni annue di gas a effetto serra*" [11].

Il Piano condusse così nel 2012 allo sviluppo e all'adozione della Direttiva Europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica [12] il cui scopo era proprio di stabilire un quadro legislativo comune per promuovere l'efficienza energetica negli Stati membri e specificare azioni concrete per attuare le proposte incluse nel "Piano di efficienza energetica", prevedendo inoltre l'istituzione di obiettivi nazionali indicativi di efficienza energetica per il 2020.

La Direttiva 2012/27/UE, che verrà meglio analizzata nel paragrafo successivo, si pone come un punto di rottura rispetto al passato definendo l'efficienza energetica una risorsa primaria nel mercato energetico. Infatti "L'efficienza energetica al primo posto" costituisce oggi una delle cinque dimensioni della cosiddetta "Unione dell'energia", una delle dieci priorità della Commissione Europea sviluppata a partire dal 2015 per garantire un approvvigionamento energetico sicuro, economicamente accessibile e rispettosa del clima [38].

Inoltre, in accordo con gli impegni che l'Unione Europea ha assunto in merito all'"Accordo di Parigi" sul clima del 2015, la Commissione ha adottato nel 2016 il pacchetto legislativo "Energia pulita per tutti gli europei" (anche noto come "Clean Energy Package") al fine di allineare la legislazione dell'UE in materia di energia ai tre nuovi obiettivi da raggiungere entro il 2030 contenuti nel "Quadro per il clima e

l'energia 2030": ridurre le emissioni di gas serra del 40% rispetto i livelli del 1990; raggiungere una quota almeno del 32% di energia rinnovabile; un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica [39].

In particolare il "Clean Energy Package" [13] contiene al suo interno otto provvedimenti legislativi tra cui la recente Direttiva 2018/2002 dell'11 dicembre 2018 che modifica la Direttiva 2012/27/UE introducendo proprio il nuovo obiettivo per l'efficienza energetica del 32,5% al 2030.

Focus sulla Direttiva 2012/27/UE e ss.mm.ii

La Direttiva Europea 2012/27/UE traccia un quadro normativo per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione finalizzato, come riporta l'articolo 1, a "*garantire il conseguimento dell'obiettivo principale dell'Unione relativo all'efficienza energetica del 20 % entro il 2020 e di gettare le basi per ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica al di là di tale data*" ed "*a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e nell'uso dell'energia e prevede la fissazione di obiettivi nazionali indicativi in materia di efficienza energetica per il 2020*".

Sulla base dunque delle proiezioni realizzate nel 2007 che indicavano un consumo di energia primaria nel 2020 pari a 1842 Mtep, la Direttiva stabilisce all'articolo 3 che "*nel 2020 il consumo energetico dell'Unione non deve essere superiore a 1474 Mtep di energia primaria o non superiore a 1 078 Mtep di energia finale*" (nel 2013 con l'adesione della Croazia all'UE tali valori sono stati aggiornati rispettivamente a 1483 Mtep e 1086 Mtep).

La Direttiva fornisce una struttura più generale e più completa per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica. Infatti questa materia prima era disciplinata in modo settoriale tramite la Direttiva 2004/8/CE sulla cogenerazione e la Direttiva 2006/32/CE sui servizi energetici, sostituite quasi completamente dalla Direttiva 2012/27/UE che, al contrario, fornisce indicazioni anche nei riguardi della

Pubblica Amministrazione (cui è affidato un ruolo esemplare per la diffusione dell'efficienza energetica), delle imprese, del settore residenziale, dei professionisti e dei fornitori di servizi energetici.

Inoltre si richiede un forte impegno da parte degli Stati membri, stabilendo la redazione ogni tre anni di Piani di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) contenenti una descrizione dettagliata dei progressi effettuati verso gli obiettivi nazionali di efficienza energetica e un rapporto dettagliato sulle politiche nazionali proposte con stima dei relativi impatti. Inoltre è previsto anche l'invio alla Commissione Europea di rapporti annuali sui progressi conseguiti, corredati da dati statistici, indicatori energetici ed elementi sulle azioni politiche in atto più rilevanti.

Nell'articolo 8 si pone poi particolare enfasi sul ruolo delle diagnosi energetiche e dei sistemi di gestione dell'energia, considerati uno strumento necessario per cogliere le possibilità di risparmio energetico. La Direttiva in particolare stabilisce che gli Stati membri devono garantire che le grandi imprese siano soggette a una diagnosi energetica svolta in maniera indipendente ed efficiente in termini di costi da esperti qualificati e/o accreditati conformemente alla legislazione nazionale entro il 5 dicembre 2015 e almeno ogni quattro anni dalla data della precedente diagnosi. Inoltre si richiede l'elaborazione di programmi per incoraggiare anche le PMI non soggette all'obbligo a sottoporsi a diagnosi energetiche, favorendo la successiva attuazione delle raccomandazioni risultanti anche per mezzo di incentivi e strumenti di sostegno.

Nel 2016 la Commissione Europea ha proposto un aggiornamento della Direttiva per adeguarla alla nuova prospettiva 2030 come previsto dal "Quadro per l'energia e il clima 2030" [39] contribuendo inoltre alla realizzazione dell'Unione dell'Energia che pone l'efficienza energetica al primo posto nella riduzione delle importazioni di energia e delle emissioni inquinanti.

Nel dicembre 2018 entra così in vigore la nuova Direttiva 2018/2002 sull'efficienza energetica, che modifica la precedente 2012/27/UE, e che "*stabilisce un quadro comune di misure per promuovere l'efficienza energetica nell'Unione al fine di*

garantire il conseguimento degli obiettivi principali dell'Unione in materia di efficienza energetica del 20 % per il 2020 e il conseguimento dell'obiettivo principale in materia di efficienza energetica di almeno il 32,5 % per il 2030, e getta le basi per ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica al di là di tali scadenze" (Art. 1).

Nella quantificazione dei risparmi si fa riferimento sempre alle proiezioni formulate nel 2007 che mostrano un consumo di energia primaria nel 2030 di 1887 Mtep e un consumo di energia finale di 1416 Mtep, per cui una riduzione del 32,5 % risulta rispettivamente in 1273 Mtep e 956 Mtep nel 2030. Questi livelli di consumo equivalgono tra l'altro ad una riduzione del 26% per l'energia primaria e del 20% per l'energia finale rispetto ai livelli registrati nel 2005. Per gli Stati membri, come nella vecchia Direttiva, non sono previsti target vincolanti, lasciando libertà agli stessi nel determinare il rispettivo contributo. Le novità riguardano inoltre nuove misure per la misurazione e contabilizzazione dei consumi.

1.2.2 Il contesto italiano

Coerentemente con la strada tracciata dall'Unione Europea, in Italia si è sviluppato, sia in termini normativi che strategici, un quadro ampio e completo volto a promuovere l'efficienza energetica e a rimuovere gli ostacoli che ne ritardano la diffusione, delineando in questi ultimi anni il percorso verso gli ambiziosi obiettivi di risparmio energetico al 2020 e al 2030.

La questione energetica infatti è stata oggetto di attenzione sin dai primi anni Settanta in risposta al primo shock petrolifero del 1973, rendendo l'Italia uno dei Paesi pionieri in questo settore. Già nel 1975 fu approvato il primo Piano Energetico Nazionale (PEN) il cui obiettivo fu non solo di agire lato fornitura con la transizione dal petrolio verso un mix di carbone e nucleare, ma anche lato domanda ponendo quindi l'attenzione al risparmio energetico. Il PEN ispirò infatti i primi strumenti legislativi al fine di limitare il consumo di energia termica negli edifici.

Tuttavia il primo PEN non ebbe di fatto molte ripercussioni soprattutto per il fatto che questo fu pianificato basandosi su stime gonfiate dei fabbisogni energetici

nazionali, soprattutto elettrici, al fine di giustificare e incentivare il più possibile il ricorso al nucleare in Italia.

Il PEN subì due revisioni nel 1977 e nel 1981, dove le stime dei fabbisogni energetici furono riviste al ribasso e si intensificò l'attenzione nei confronti del risparmio energetico considerato "*alla stregua di una fonte virtuale di approvvigionamento".* Infatti l'anno successivo entrò in vigore la Legge 308/1982 [14] che promosse la prima campagna economico-finanziaria a sostegno del risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili anche se mostrò alcuni limiti nella fase attuativa non stimolando dunque una reale ripresa del settore energetico.

In seguito al referendum abrogativo sul nucleare del 1987, a poco più di un anno dal grave incidente di Chernobyl, il PEN nel 1988 venne completamente rivisto introducendo strategie e soluzioni per soddisfare il fabbisogno energetico fino all'anno 2000 e individuando come principale misura strategica proprio il risparmio energetico nei diversi settori. Il PEN infatti portò all'attuazione della nota Legge 10/1991 "Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia", che divenne una pietra miliare grazie ai suoi contenuti innovativi soprattutto in ambito edilizio.

Alla fine degli anni Novanta, sulla base degli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto e della pressione sempre più forte da parte dell'Unione Europea in materia di energia, la promozione dell'efficienza energetica assunse un ruolo fondamentale nella politica energetica italiana.

Nel 2001 per esempio furono emanati due decreti, uno per il settore elettrico e uno per il gas, aggiornati e avviati successivamente nel 2004, che introdussero in Italia per la prima volta al mondo un programma di incremento dell'efficienza energetica obbligatorio basato su un meccanismo di mercato, meglio conosciuto come sistema dei titoli di efficienza energetica o certificati bianchi.

Con il D.Lgs. 115/2008 [15] l'Italia recepì la Direttiva Europea 2006/32/CE introducendo una serie di importanti novità e ricadute notevoli in materia di efficienza

energetica. In particolare con il decreto si attribuisce all'ENEA il ruolo di "Agenzia nazionale per l'efficienza energetica" definendo quindi le sue funzioni di supporto tecnico e scientifico in materia di efficienza energetica in Italia con la redazione di un "Rapporto annuale per l'efficienza energetica" (RAEE) al fine di fornire l'analisi del raggiungimento degli obiettivi nei diversi settori. Inoltre vengono definiti gli obiettivi nazionali indicativi di risparmio energetico, come previsto dalla Direttiva, attraverso la pubblicazione del primo "Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica" (PAEE), riportando un target di risparmio energetico al 2016 pari al 9,6% da raggiungere attraverso l'applicazione di una serie di misure nei diversi settori economici.

Gli effetti di quest'ultime, insieme al recepimento dei nuovi ambiziosi obiettivi fissati dall'Europa con il "Pacchetto 20-20-20", hanno portato ad una significativa revisione del nuovo PAEE pubblicato nel 2011 che intendeva dare seguito in modo coerente e continuativo alle azioni già previste nel primo PAEE, presentando nuove proposte di medio-lungo termine. Inoltre, oltre ad illustrare gli ottimi risultati conseguiti al 2010, confermava l'obiettivo al 2016 e si indirizzava verso il raggiungimento di riduzione del 20% della domanda di energia al 2020.

Sempre nell'ambito degli obiettivi da raggiungere al 2020 e sotto l'influenza sempre più forte da parte dell'Unione Europea in materia di energia, nel 2013 il governo italiano pubblica la "Strategia Energetica Nazionale" (SEN) [16], a 25 anni dall'ultimo PEN del 1988. In particolare il documento delineava il percorso strategico per il raggiungimento degli obiettivi definiti proprio nel Pacchetto 20-20-20 e forniva inoltre una visione di lungo periodo in linea con lo studio europeo "Energy Roadmap 2050". Coerentemente con la strategia energetica europea, anche all'interno del SEN l'efficienza energetica veniva considerata una priorità primaria per il raggiungimento dei quattro obiettivi chiave della strategia italiana: la riduzione dei costi energetici; la riduzione dell'impatto ambientale; una maggiore sicurezza ed indipendenza di approvvigionamento; favorire uno sviluppo economico sostenibile.

In accordo con quanto espresso nella SEN sopracitata, nel 2014 viene presentato un nuovo "Piano d'azione per l'efficienza energetica" che descrive gli obiettivi di

efficienza energetica fissati al 2020 e le misure di policy attivate per il loro raggiungimento. Nella figura seguente si riportano gli obiettivi di risparmio di energia primaria e finale attesi al 2020 come previsto dal PAEE 2014: in particolare si quantifica un livello di consumi inferiore del 24% rispetto lo scenario di riferimento al 2020.

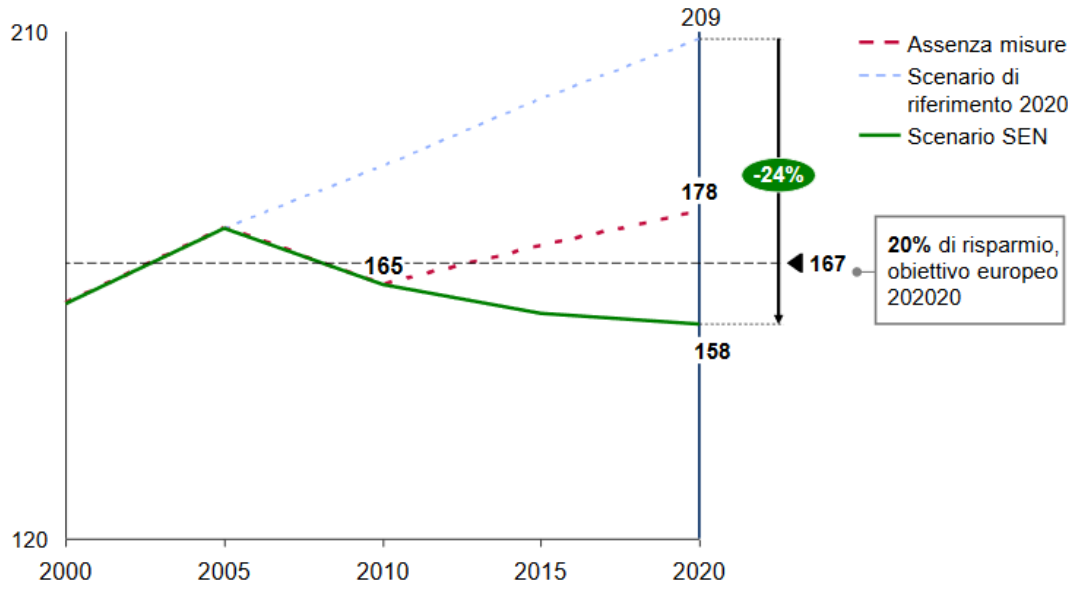

Figura 8: Obiettivo italiano di risparmio energetico al 2020 – consumi primari di energia [16]

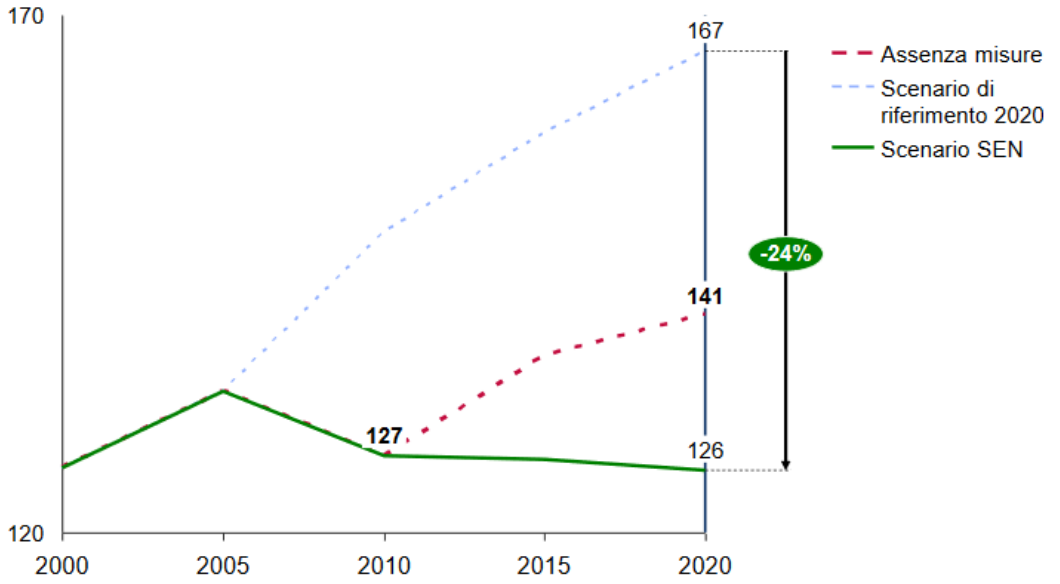

Figura 9: Obiettivo italiano di risparmio energetico al 2020 – consumi finali di energia [16]

All'interno del PAEE particolare attenzione è dedicata inoltre alla descrizione delle nuove misure introdotte con il D.Lgs. 102/2014 attraverso il quale l'Italia ha

recepito, contestualmente al PAEE, la Direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica che, come si è visto, è stata introdotta dall'UE per perseguire in maniera efficace la riduzione dei consumi energetici come previsto dal "Piano clima-energia 2020". (Visto la sua rilevanza nel contesto legislativo attuale in materia di efficienza energetica, del D.Lgs. 102/2014 si parlerà più in dettaglio successivamente)

Coerentemente con quanto previsto dalla normativa europea che obbliga gli Stati membri ad aggiornare e presentare ogni 3 anni un "Piano d'azione nazionale per l'efficienza energetica" (Art. 24 comma 2 della 2012/27/UE), nel 2017 il Governo Italiano ha approvato e presentato il nuovo PAEE 2017. Il piano illustra i risultati conseguiti al 2016 (vedi tabelle riportate di seguito) e le principali misure attivate e in cantiere per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020, stimando anche l'impatto atteso in termini di risparmio energetico.

Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali*	Conto Termico	Decreto Legislativo 192/05*	Ecoincentivi e Regolamenti Comunitari*	Altre misure**	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto
							Conseguito 2016	Atteso al 2020	
Residenziale	0,69	1,56	-	0,91	-	0,02	3,19	5,14	62,1%
Terziario	0,15	0,02	0,003	0,05	-	-	0,21	1,72	12,3%
Industria	2,16	0,03	-	0,09	-	-	2,28	7,14	31,9%
Trasporti	-	-	-	-	1,61	0,10	1,71	6,05	28,3%
Totale	3,01	1,60	0,003	1,05	1,61	0,12	7,40	20,05	36,9%

Tabella 1: Risparmi di energia primaria (Mtep/anno) nel periodo 2011-2016 e attesi al 2020 [17]

Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali*	Conto Termico	Decreto Legislativo 192/05*	Ecoincentivi e Regolamenti Comunitari*	Altre misure**	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto
							Conseguito 2016	Atteso al 2020	
Residenziale	0,59	1,56	-	0,91	-	0,02	3,09	3,67	84,2%
Terziario	0,13	0,02	0,003	0,05	-	-	0,19	1,23	15,4%
Industria	1,84	0,03	-	0,09	-	-	1,95	5,10	38,3%
Trasporti	-	-	-	-	1,13	0,04	1,18	5,50	21,4%
Totale	2,56	1,60	0,003	1,05	1,13	0,07	6,41	15,50	41,4%

Tabella 2: Risparmi di energia finale (Mtep/anno) nel periodo 2011-2016 e attesi al 2020 [17]

Sempre nel 2017 il MISE ha presentato anche la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) che contestualmente si colloca nel "Quadro clima-energia 2030" e nel successivo "Clean Energy Package" adottato dall'Unione Europea nel 2016. Il documento propone infatti politiche e azioni per conseguire i nuovi obiettivi al 2030 e si fonda su tre aspetti principali [18]:

- Migliorare la competitività continuando a ridurre la differenza di costo dell'energia rispetto ad altri Paesi europei;
- Raggiungere i traguardi di crescita sostenibile:
  - promuovendo la diffusione delle tecnologie rinnovabili (obiettivo 28% di rinnovabili al 2030);
  - favorendo gli interventi di efficienza energetica (riduzione di 10 Mtep al 2030 rispetto al tendenziale);
  - accelerando la decarbonizzazione del sistema energetico (riduzione delle emissioni di CO_2 al 2030 del 39% rispetto ai livelli 1990 e abbandono del carbone per generazione elettrica entro il 2025).
- Migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità delle infrastrutture energetiche per perseguire la strada dell'indipendenza energetica

La SEN 2017 [38] ha costituito inoltre la base programmatica e politica per la preparazione del "Piano nazionale integrato per l'energia e il clima" (PNEC), un documento previsto dalla Governance dell'Unione dell'Energia che ogni Stato membro deve obbligatoriamente sottoporre alla Commissione Europea per illustrare obiettivi e politiche nazionali inerenti le cinque dimensioni dell'Unione dell'Energia ossia decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca/innovazione/competitività. Il primo PNEC in particolare copre il decennio 2021-2030 e deve essere inviato alla Commissione entro il 31 dicembre 2019, con aggiornamenti successivi ogni dieci anni.

L'Italia ha presentato la sua proposta di PNEC a gennaio 2019 [19] e attualmente si è in attesa dell'approvazione da parte della Commissione Europea per giungere poi ad una versione definitiva e condivisa. Il piano presenta obiettivi più ambizioni rispetto la SEN 2017, anche alla luce dei nuovi obiettivi imposti dalle ultime direttive europee approvate nel 2018 nell'ambito del "Pacchetto clima-energia 2030", come ad esempio la nuova Direttiva 2018/2002 sull'efficienza energetica.

Nella tabella seguente sono illustrati i principali obiettivi del PNEC al 2030, confrontati con quelli UE, oltre a riportare anche gli obiettivi imposti al 2020.

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

Tabella 3: Confronto tra obiettivi UE e Italia al 2020 e al 2030 [19]

Per ciò che attiene all'efficienza energetica, l'Italia si è posta un obiettivo indicativo di riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e del 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento del 2007.

Ciò si traduce in un livello di consumo al 2030 pari a 132 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale, partendo da una stima al 2020 pari rispettivamente a 148,2 Mtep e 116,4 Mtep.

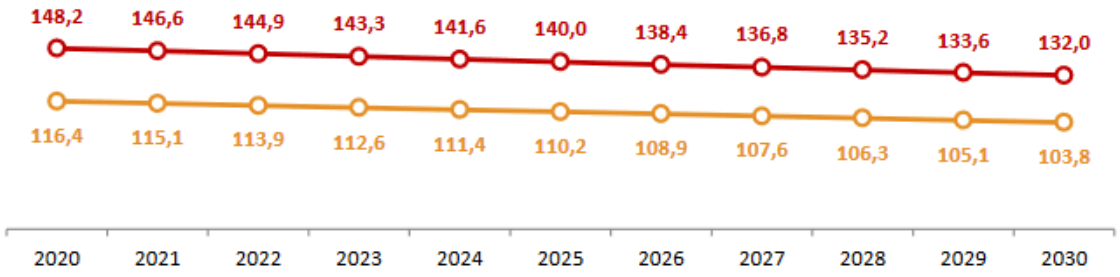

Figura 10: Trend dei consumi di energia primaria e finale (in Mtep) nel periodo 2020-2030 [19]

Nel PNEC si evidenzia dunque come le stime attuali dei consumi energetici al 2020 superino di molto gli obiettivi indicativi fissati ai sensi della Direttiva 2012/27/UE e riportati nel PAEE 2014 (158 Mtep e 124 Mtep rispettivamente), mostrando quindi come le politiche e le misure adottate dall'Italia in questi ultimi anni siano risultate efficaci tanto da posizionarsi al primo posto al mondo per efficienza energetica [20].

Focus sul D.Lgs. 102/2014 e l'obbligo di diagnosi energetiche

L'Italia, come si è detto, ha recepito la Direttiva Europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica il 4 luglio 2014 attraverso il Decreto Legislativo 102 che, come recita l'articolo 1, "*stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico*" e a tal fine "*detta norme finalizzate a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e negli usi finali dell'energia*" [21].

Sia il d.lgs. 102/2014 sia il PAEE 2014, coerentemente con la Strategia Energetica Nazionale del 2013, hanno quindi decretato dal punto di vista normativo e strategico, l'inizio di un regime obbligatorio di efficienza energetica in Italia delineando il percorso verso gli ambizioni obiettivi posti al 2020.

L'obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico, riportato nell'art. 3, consiste nella riduzione entro l'anno 2020 di 20 Mtep dei consumi di energia primaria e di 15,5 Mtep di energia finale, conteggiati a partire dal 2010. Inoltre si adempie al regime obbligatorio di efficienza energetica, come previsto dall'art.7 della Direttiva europea, principalmente attraverso il sistema dei Certificati Bianchi.

Il Decreto promuove principalmente l'efficienza energetica nel settore industriale e nel settore edilizio sia pubblico che privato, definendo in particolare degli obblighi di riqualificazione per gli edifici della Pubblica Amministrazione centrale. A favore dei consumatori finali sono previste disposizioni al fine di aumentare la consapevolezza dei propri consumi energetici attraverso l'adozione di sistemi di misura

individuali, contatori intelligenti per elettricità e gas e una fatturazione più precisa e trasparente. Inoltre vengono introdotte importanti norme per fornire formazione e informazione in tema di efficienza energetica attraverso programmi predisposti dall'ENEA in collaborazione con associazioni di categoria, associazioni dei consumatori e le regioni. Il provvedimento istituisce poi il "Fondo nazionale per l'efficienza energetica", un importante strumento finanziario ancora oggi in fase di definizione destinato a sostenere gli interventi di efficienza energetica nei vari settori, sia pubblici che privati, e che va ad integrare gli strumenti di incentivazione già esistenti.

Infine, con l'articolo 8, sono state introdotte importantissime novità in merito all'obbligo per le grandi aziende e le imprese energivore di eseguire diagnosi energetiche periodicamente ogni 4 anni, con la prima da effettuarsi entro il 5 dicembre 2015. Con tale decreto dunque la diagnosi energetica anche dal punto di vista legislativo assume un ruolo fondamentale nel determinare le opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica e di riduzione dei costi. La definizione che se ne dà nell'Art. 2 è infatti emblematica: "*procedura sistematica finalizzata a ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e a riferire in merito ai risultati*".

La diagnosi deve essere condotta da società di servizi energetici (ESCO), esperti in gestione dell'energia (EGE), auditor energetici e da ISPRA relativamente allo schema volontario EMAS e si specifica che da luglio 2016 questi soggetti devono necessariamente essere certificati in base alle norme, rispettivamente, UNI CEI 11352, UNI CEI 11339 e UNI CEI EN 16247-5.

Un ruolo chiave viene affidato all'ENEA, che ha il compito di raccogliere i risultati di tali diagnosi, istituire e gestire una banca dati delle imprese soggette a diagnosi e di svolgere le opportune attività di controllo. Inoltre svolge attività tecnico-operative a supporto del MISE, al quale tra l'altro deve comunicare periodicamente lo stato di

attuazione dell'obbligo attraverso la redazione di un rapporto di sintesi sui lavori svolti e i risultati raggiunti.

Le Piccole e Medie Imprese (PMI) non hanno l'obbligo di eseguire la diagnosi ma tuttavia è previsto un bando per il cofinanziamento di programmi presentati dalle Regioni per sostenere la realizzazione delle diagnosi energetiche anche in tali imprese, con incentivi che vengono concessi a seguito della effettiva realizzazione delle misure di efficientamento energetico identificate nella diagnosi stessa. Inoltre sono anche esonerate dall'obbligo le imprese che adottano sistemi di gestione conformi EMAS, alle norme ISO 50001 e EN ISO 14001, a condizione che tali sistemi includano l'esecuzione di una diagnosi energetica conforme al decreto.

In particolare, per essere conformi al D.lgs. 102, le diagnosi energetiche devono possedere i criteri minimi riportati nell'Allegato 2 del decreto stesso:

- Basarsi su dati di consumo di energia aggiornati, misurabili e tracciabili e sui profili di carico
- Comprendere un esame dettagliato del profilo di consumo energetico di edifici, di attività o impianti industriali, compresi i servizi di trasporto
- Basarsi, dove possibile, sull'analisi del costo del ciclo di vita degli interventi proposti, piuttosto che su semplici periodi di ammortamento, in modo da tener conto dei risparmi a lungo termine, dei valori residuali degli investimenti e dei tassi di sconto
- Essere proporzionati e sufficientemente rappresentativi per consentire di tracciare un quadro fedele della prestazione energetica globale e di individuare in modo affidabile le opportunità di miglioramento più significative

Nel novembre 2016 il MISE, con il supporto tecnico di ENEA, ha poi pubblicato l'ultimo aggiornamento del documento "*Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell'articolo 8 del Decreto Legislativo n. 102/2014*" [22] con il quale vengono forniti molti chiarimenti operativi e burocratici per l'applicazione delle

disposizioni contenute nel decreto. In merito alla conformità della diagnosi energetica all'Allegato 2 del decreto, al punto 4.1 del documento si stabilisce che tale prescrizione risulta rispettata se la diagnosi è eseguita secondo i criteri contenuti nelle norme:

- UNI CEI EN 16247 parte 1: requisiti generali
- UNI CEI EN 16247 parte 2: edifici
- UNI CEI EN 16247 parte 3: processi
- UNI CEI EN 16247 parte 4: trasporto

2 LINEE GUIDA PER L'ESECUZIONE DELLA DIAGNOSI ENERGETICA

La diagnosi energetica, come si è detto, per essere conforme al D.Lgs. 102/2014 deve essere redatta secondo i criteri minimi riportati nell'Allegato 2 al decreto e secondo la normativa tecnica di settore UNI CEI EN 16247 parti da 1 a 4 come stabilito dai chiarimenti forniti dal MISE.

In tale contesto l'ENEA, visto anche il ruolo chiave conferitogli dal decreto stesso, si è attivata a supporto sia del MISE sia di tutti i soggetti coinvolti in materia di diagnosi energetica definendo delle linee guida e format specifici per i diversi settori al fine di ridurre le difficoltà nell'attuazione del decreto. Pertanto l'obiettivo delle linee guida ENEA è di delineare una procedura operativa sistematica e dettagliata in modo tale da uniformare la conduzione delle diagnosi energetiche da parte degli operatori e di garantirne la conformità ai requisiti normativi.

Sulla base dunque dei riferimenti legislativi contenuti nel D.Lgs. 102/2014, del documento di chiarimento del MISE, delle norme tecniche UNI CEI EN 16247 e delle recenti linee guida aggiornate e pubblicate dall'ENEA nel febbraio 2019 [23], nei successivi paragrafi si riporta una procedura di riepilogo per l'esecuzione di diagnosi energetiche nei processi industriali conformi ai requisiti prescritti dai documenti succitati.

2.1 Individuazione dei soggetti obbligati e adempimenti

Il D.Lgs. 102/2014 stabilisce che i soggetti obbligati ad eseguire una diagnosi energetica sono le grandi imprese e le imprese a forte consumo di energia (o energivore).

- Le grandi imprese soggette all'obbligo, secondo quanto riportato nel documento di chiarimento del MISE, sono tutte quelle imprese che occupano più di 250 persone e congiuntamente presentano un fatturato superiore a 50 milioni di euro e/o presentano un totale di bilancio annuo superiore a 43 milioni di euro. Ai fini del calcolo del personale effettivo e

per la valutazione dei parametri finanziari occorre attenersi a quanto disposto dal DM 18 aprile 2005 “Adeguamento alla disciplina comunitaria dei criteri di individuazione di piccole e medie imprese” che riporta anche indicazioni nel caso in cui siano presenti eventuali legami societari e quindi se l’impresa risulta essere autonoma, associata o collegata. Inoltre si precisa che l’impresa è soggetta all’obbligo di diagnosi entro il 5 dicembre dell’anno n-esimo (a decorrere dal 2015) solo se la condizione di grande impresa è verificata nei due anni precedenti n-1 ed n-2.

- Le imprese a forte consumo di energia (o energivore) soggette all’obbligo di diagnosi energetica sono le sole imprese iscritte nell’elenco annuale istituito presso la “Cassa per i servizi energetici e ambientali” e la cui definizione è stata modificata recentemente dal DM 21 dicembre 2017. In particolare l’impresa energivora risulta obbligata all’esecuzione di diagnosi energetica entro il 5 dicembre dell’anno n-esimo solo se risulta iscritta nell’elenco citato nell’anno precedente n-1. Inoltre tali imprese hanno anche l’obbligo di attuare gli interventi di efficienza energetica individuati nella diagnosi o, in alternativa, adottare un SGE conforme alla norma ISO 50001.

Le grandi imprese e le imprese energivore sono esonerate dall’obbligo se queste adottano uno dei sistemi di gestione conformi ad EMAS o alle norme ISO 50001 ed EN ISO 14001, a condizione però che la diagnosi energetica condotta all’interno del sistema di gestione stesso sia conforme ai requisiti del decreto legislativo 102 e comunque resta fermo l’obbligo di comunicare l’esito della diagnosi ad ENEA.

Le PMI sono escluse dall’obbligo ma hanno comunque la possibilità di partecipare a bandi pubblicati dal MISE per il cofinanziamento di programmi presentati dalle Regioni e destinati a sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche o l’adozione di sistemi di gestione energetica ISO 50001.

La diagnosi energetica presentata ad ENEA nell'anno n-esimo deve riferirsi ai consumi energetici dell'anno precedente n-1 ed avrà una validità di quattro anni. Inoltre i soggetti obbligati devono anche comunicare all'ENEA entro il 31 marzo di ogni anno i risparmi energetici annui conseguiti (se maggiori dell'1%) per i quali non siano stati percepiti TEE (art.7 del D.Lgs. 102/2014). Le imprese che non adempiono agli obblighi sono soggette ad una sanzione amministrativa variabile tra 4 mila e 40 mila euro e comunque non esonera l'impresa dalla presentazione della diagnosi.

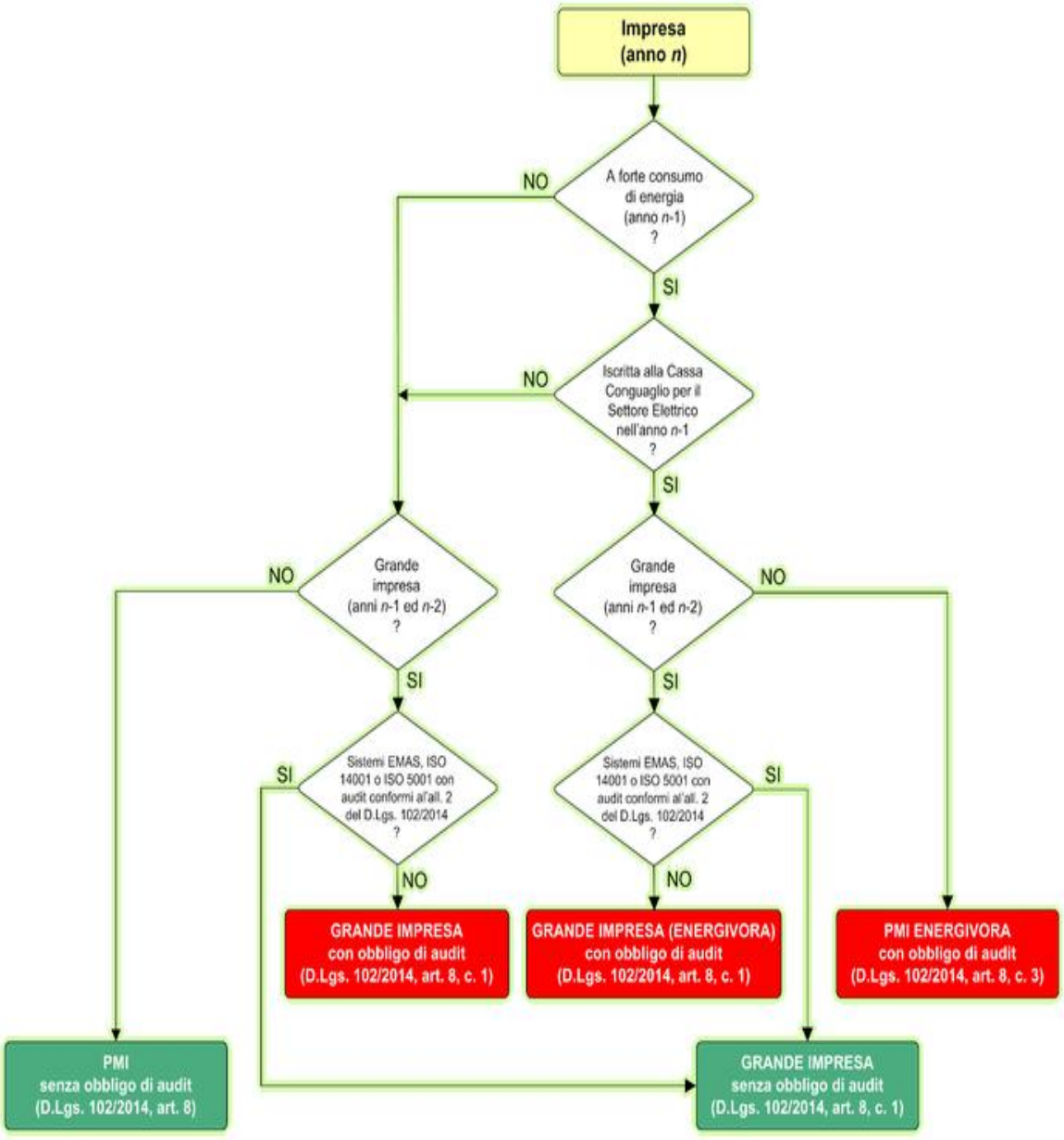

Figura 11: Diagramma a blocchi per la determinazione dell'obbligo di diagnosi energetica

2.2 Individuazione dei siti produttivi oggetto di diagnosi

Il D.Lgs. 102 prevede l'esecuzione della diagnosi energetica sui siti produttivi localizzati sul territorio nazionale. In particolare nel documento del MISE al punto 2.1 si specifica che "*per sito produttivo si intende una località geograficamente definita in cui viene prodotto un bene e/o fornito un servizio*".

Per quanto riguarda le imprese multisito soggette all'obbligo, coerentemente con i requisiti minimi riportati nell'Allegato 2 al decreto, queste devono effettuare la diagnosi su un numero di siti "*proporzionati e sufficientemente rappresentativi per consentire di tracciare un quadro fedele della prestazione energetica globale e di individuare in modo affidabile le opportunità di miglioramento più significative"*. All'interno del Report di diagnosi energetica l'impresa dovrà quindi elencare tutti i siti produttivi con il loro consumo annuale indicando e motivando la scelta dei siti più rappresentativi da sottoporre a diagnosi energetica.

A tal fine l'ENEA ha elaborato e proposto una metodologia di "clusterizzazione" [23] per la selezione dei siti da assoggettare a diagnosi che, sebbene non vincolante per le imprese, risulta conforme ai criteri di proporzionalità e rappresentatività richiesti dal D.Lgs. 102/2014. Tale procedura è descritta nel paragrafo che segue.

La clusterizzazione proposta dalle linee guida ENEA

L'impresa deve anzitutto stilare un elenco di tutti gli *n* siti e calcolare il consumo annuo totale C_i di ognuno di essi convertendo i consumi di tutti i vettori energetici utilizzati in tep primari (i fattori di conversione sono desunti dalla circolare MISE del 18/12/2014), compresi gli autoprodotti ed eventuali mezzi di trasporto.

La diagnosi energetica deve essere eseguita su tutti i siti aventi:

$$C_j \geq C_{obbl}$$

dove C_{obbl} nel caso del settore industriale è assunto pari a 10.000 tep.

Posti poi i siti in ordine di consumo crescente, si ha la possibilità di non effettuare la diagnosi sui primi *m* siti che contemporaneamente presentano:

$$C_j \leq C_{escl} \quad \text{e} \quad \sum_{j=1}^{m} C_j \leq 20\% \, C_{tot}$$

dove C_{escl} è pari a 100 tep, mentre C_{tot} rappresenta il totale dei consumi energetici di tutti gli *n* siti.

Per i restanti siti si procede ad una clusterizzazione di essi per fasce di consumo e per tipologia omogenea di sito e processo. Si definiscono quindi 9 fasce di consumo di ampiezza 1.100 tep e per ogni fascia si identifica una percentuale sul numero di siti totale da sottoporre a diagnosi energetica. Il numero totale di siti individuati con il suddetto campionamento potrà essere al massimo pari a 100 e in merito all'approssimazione, dove il risultato è minore di uno, l'approssimazione sarà pari ad 1, altrimenti l'approssimazione sarà commerciale.

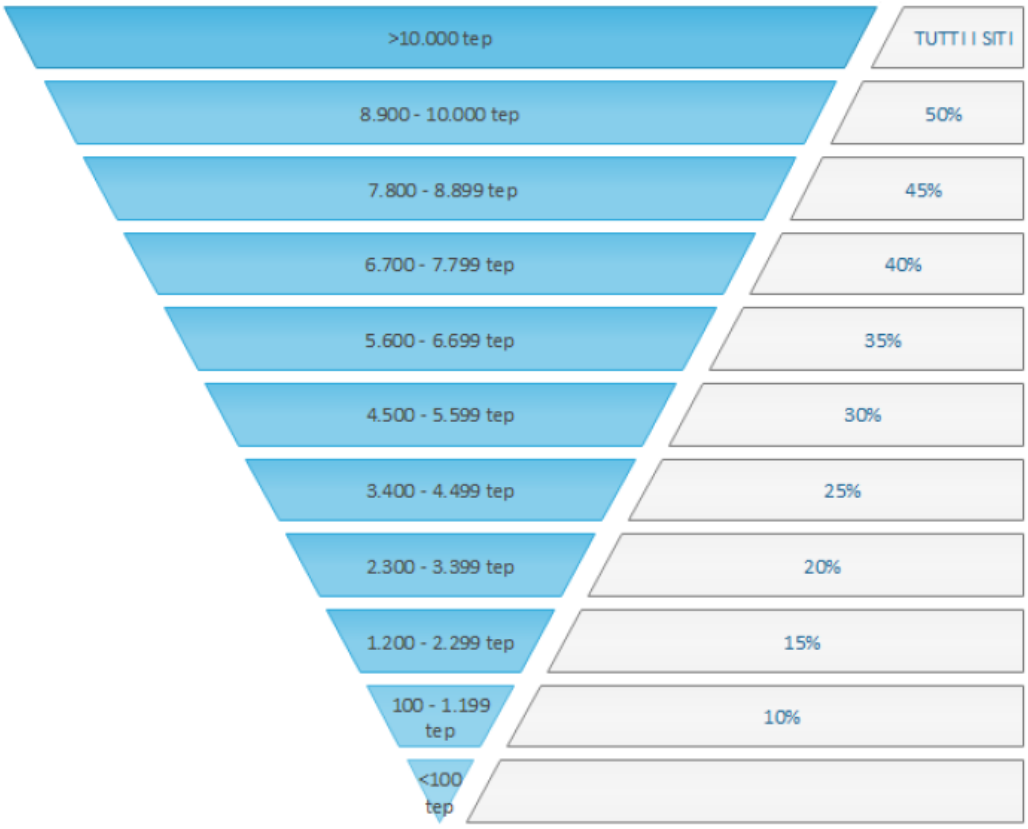

Figura 12: Fasce di campionamento per le imprese multisito

Nel caso in cui i siti con consumo inferiore a 100 tep non risultino totalmente escludibili, è possibile definire due ulteriori fasce di raggruppamento, la prima con

range da 1 a 50 tep e la seconda da 51 a 99 tep, con una percentuale di campionamento rispettivamente pari all'1% e al 3%. Inoltre l'ENEA propone anche la possibilità di sostituire siti a consumo energetico minore con un ugual numero di siti a consumo maggiore e che quindi appartengono alle fasce più alte.

2.3 Esecuzione della diagnosi energetica

La procedura e i criteri per l'esecuzione della diagnosi energetica nei processi produttivi devono essere conformi alla normativa tecnica UNI CEI EN 16247-3. Lo schema che segue riassume le principali fasi per la redazione della diagnosi.

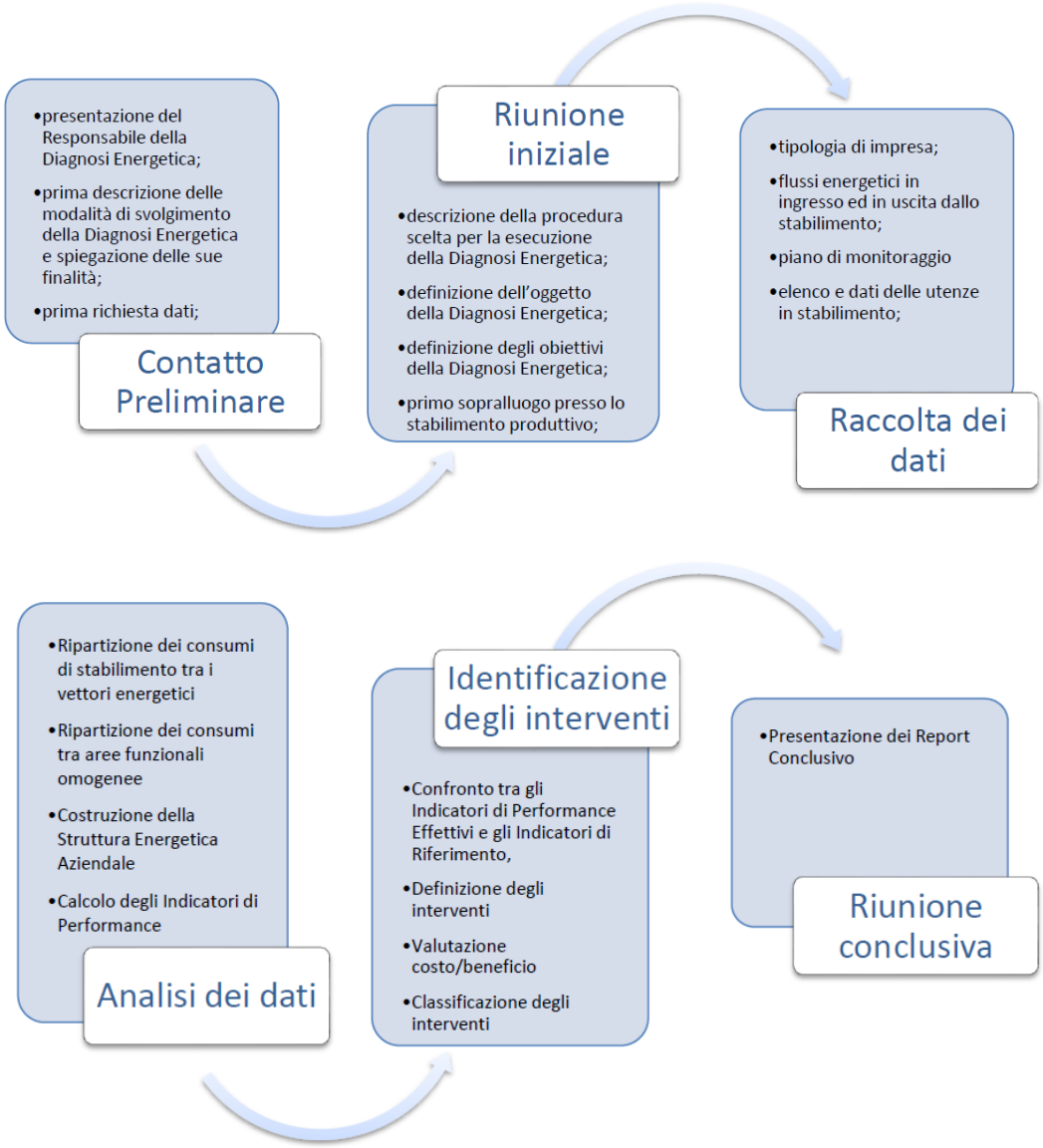

Figura 13: Fasi principali per l'esecuzione della diagnosi energetica

2.3.1 Contatto preliminare e riunione iniziale

Il *contatto preliminare* ha lo scopo principale di dare una prima descrizione delle modalità di svolgimento della diagnosi energetica e fornire una spiegazione delle sue finalità al committente, oltre ad anticipare l'elenco dei dati necessari.

Gli stessi argomenti vengono poi maggiormente dettagliati nella *riunione iniziale*, nella quale si definisce poi l'oggetto della diagnosi (secondo le modalità descritte nel paragrafo 2.2) con identificazione delle aree di maggiore interesse, vengono definiti gli obiettivi da raggiungere ed effettuato un primo sopralluogo presso lo stabilimento produttivo.

2.3.2 Raccolta dei dati e piano di monitoraggio

Una fase importante è quella relativa alla *raccolta dati* necessari allo svolgimento della diagnosi energetica che, come si è detto, comincia già con l'incontro iniziale con il committente.

In sintesi i dati da richiedere e raccogliere riguardano:

- Dati generali dell'azienda al fine di identificare correttamente la stessa ed eventualmente individuare se soggetta ad obblighi specifici ai sensi del d.lgs. 102/2014, oltre ad informazioni sulla tipologia dei prodotti realizzati, sul processo produttivo e raccolta di planimetrie;
- Dati quantitativi relativi ai vettori energetici acquistati, autoprodotti e venduti al fine di determinare i consumi di stabilimento;
- Dati quantitativi relativi alla produzione aziendale distinta per macro tipologia di prodotto ed espressa secondo la grandezza predefinita per specifico settore merceologico;
- Informazioni riguardo i misuratori installati e raccolta dei dati relativi alle grandezze misurate che rientrano all'interno di un eventuale piano di monitoraggio dei consumi implementato nello stabilimento;
- Censimento delle utenze di stabilimento, sia di processo che destinate ad altri usi, con indicazione del vettore energetico utilizzato, potenza

nominale, ore di funzionamento nel periodo di riferimento, rendimenti e fattori di carico.

In particolare per quanto riguarda gli ultimi due punti di cui sopra, nei chiarimenti pubblicati dal MISE [22] al punto 4.1 si specifica che il calcolo dei consumi energetici di ciascuna macro area funzionale (attività principali, servizi ausiliari, servizi generali) può essere stimato e calcolato sulla base dei dati tecnici e di utilizzo dei vari macchinari/impianti solamente nell'elaborazione della prima diagnosi energetica effettuata dai soggetti obbligati ai sensi del decreto 102/2014. Dalla diagnosi energetica successiva alla prima è invece necessario misurare una quota parte dei consumi per mezzo di contatori dedicati andando così a definire un piano di monitoraggio in grado di fornire dati affidabili associati per lo più alle aree funzionali che contribuiscono in maniera significativa sul consumo energetico aziendale. L'obiettivo principale è quello di ottenere degli indicatori di performance energetica attendibili per mezzo di dati misurati e non più stimati, in modo da poter individuare anche degli indici di riferimento affidabili per ogni contesto produttivo.

Ai fini dell'adempimento, si richiede che il piano di monitoraggio debba essere implementato entro l'anno solare precedente rispetto all'anno di riferimento per la seconda diagnosi energetica: l'impresa obbligata alla prima diagnosi nell'anno *n,* dovrà implementare un piano di monitoraggio entro l'anno *n+3*, in modo tale da avere i dati misurati per la redazione della seconda diagnosi energetica da effettuare nell'anno *n+4*.

Le misure possono essere effettuate per mezzo di campagne di misura, la cui durata dovrà essere scelta in modo rappresentativo rispetto la tipologia di processo dell'impianto, oppure tramite l'installazione di strumenti di misura.

Nei paragrafi che seguono si riporta la metodologia di clusterizzazione dei siti oggetto di monitoraggio e il livello di copertura dei dati misurati nelle tre macro aree proposto da ENEA e riportato nelle linee guida [23].

Individuazione dei siti produttivi oggetto di monitoraggio

Per quanto riguarda le imprese industriali monosito, queste sono obbligate ad implementare un piano di monitoraggio dei consumi energetici se nell'anno di riferimento hanno avuto un consumo complessivo superiore a 100 tep.

Per le imprese multisito si applica invece la clusterizzazione dei siti produttivi che, come visibile in Figura 14, presenta una struttura simile a quella vista nel paragrafo 2.2 riguardo l'individuazione dei siti oggetto di diagnosi energetica.

Figura 14: Clusterizzazione dei siti soggetti all'obbligo di monitoraggio. [23]

Tutti i siti dell'impresa caratterizzati da un consumo energetico totale maggiore di 10.000 tep sono obbligati ad implementare un piano di monitoraggio. I siti che presentano un consumo inferiore a 10.000 tep vengono classificati in base al proprio consumo energetico in dieci fasce e il campione scelto è costituito da una percentuale decrescente di ciascun gruppo, partendo dal 25% per la fascia più alta fino ad arrivare

all’1% per quella più bassa. I siti con consumo al di sotto di 100 tep possono essere esclusi dall’obbligo di misura, coerentemente con quanto specificato per le imprese monosito.

Il numero massimo di siti da individuare con tale procedura è pari a 50 e non è obbligatorio che si tratti degli stessi siti oggetto anche di diagnosi energetica. L’azienda ha inoltre la facoltà di scegliere su quali siti effettuare il monitoraggio, con la possibilità di sostituire un sito di una fascia inferiore con uno appartenente ad una fascia superiore.

Livelli di copertura dei dati misurati

La definizione del piano di monitoraggio secondo le linee guida ENEA non prevede l’obbligo di misurare i consumi energetici nella sua totalità, ma sono definiti dei livelli di copertura minimi richiesti decrescenti in funzione del consumo globale dello stabilimento. Occorre fornire i dati misurati per ciascun vettore energetico in ingresso al sito e relativamente alle tre macro aree definite nella struttura energetica aziendale, ossia attività principali, servizi ausiliari e servizi generali (Livello C).

La Tabella 4 riporta le percentuali di copertura minime richieste in funzione del consumo annuo del sito diviso per fasce.

Consumo anno di riferimento (tep/anno)		Attività Principali	Servizi Ausiliari	Servizi Generali
> 10.000		85%	50%	20%
8900	10000	80%	45%	20%
7800	8899	75%	40%	20%
6700	7799	70%	35%	20%
5600	6699	65%	30%	20%
4500	5599	60%	25%	10%
3400	4499	55%	20%	10%
2300	3399	50%	15%	10%
1200	2299	45%	10%	5%
100	1199	40%	5%	5%

Tabella 4: Percentuali di copertura dei dati misurati in funzione del consumo energetico.

Si specifica inoltre che ai fini del monitoraggio si considerano esclusivamente i vettori energetici che incidono per più del 10% sul consumo totale di stabilimento.

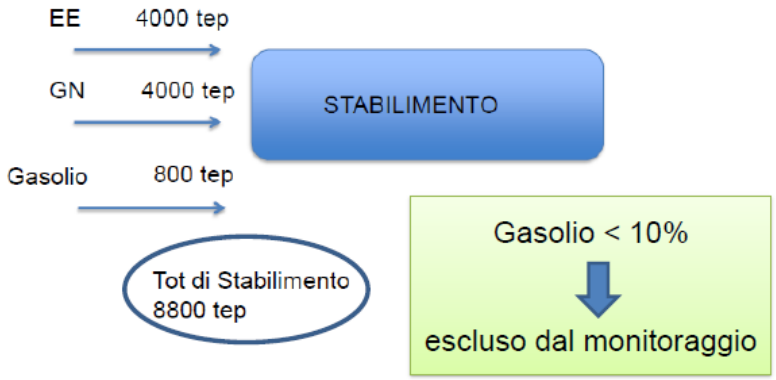

Figura 15: Esempio di esclusione dei vettori energetici dal piano di monitoraggio

In aggiunta per ciascun vettore energetico, dopo aver suddiviso il consumo nelle tre macro aree funzionali, si considerano ai fini del monitoraggio esclusivamente le aree che incidono per più del 10% del consumo totale dello specifico vettore.

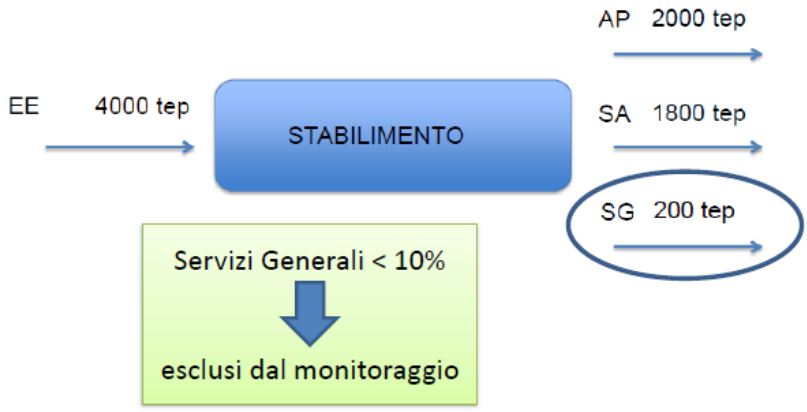

Figura 16: Esempio di esclusione delle aree funzionali dal piano di monitoraggio

2.3.3 Analisi dei dati

Dopo aver raccolto i dati relativi ai vettori energetici in ingresso e in uscita dallo stabilimento è possibile procedere con una prima misura del consumo complessivo nell'anno di riferimento espresso in termini di energia primaria in Tep. Per la conversione si utilizzano i fattori desunti dalla Circolare MISE del 18 dicembre 2014 e riportati nella tabella seguente.

Vettore Energetico	u.m.	Fattore di conversione
Energia elettrica	kWhe	0,187 x 10^-3
Gas naturale	Sm3	8.250 x 10 ^-7
Calore	kWht	860/0,9 x 10^-7
Freddo	kWhf	(1/ EER) x 0,187 x 10^-3
Biomassa	t	PCI (kcal/kg) x 10^-4
Olio combustibile	t	9.800 (kcal/kg) x 10^-4
GPL	t	11.000 (kcal/kg) x 10^-4
Gasolio	t	10.200 (kcal/kg) x 10^-4

Tabella 5: Fattori di conversione in TEP da Circ. MISE 18 dicembre 2014

Successivamente è possibile valutare l'incidenza di ciascun vettore energetico sul consumo complessivo di stabilimento al fine di identificare quelli che incidono in maniera maggiore sul consumo totale.

Il consumo di ogni singolo vettore energetico viene inoltre suddiviso per aree funzionali in maniera tale da determinare il peso energetico di ognuna di esse. A tal fine, come riportato nell'Allegato 2 ai Chiarimenti del MISE [22] e nelle linee guida

ENEA [23], è necessario costruire la *Struttura Energetica Aziendale* relativa ad ogni vettore energetico che, attraverso uno schema a più livelli, consente di avere una panoramica più completa ed esaustiva della realtà aziendale. Lo schema di flusso proposto da ENEA, riportato nella Figura 17, è articolato su 4 livelli (da A a D) descritti in Tabella 6.

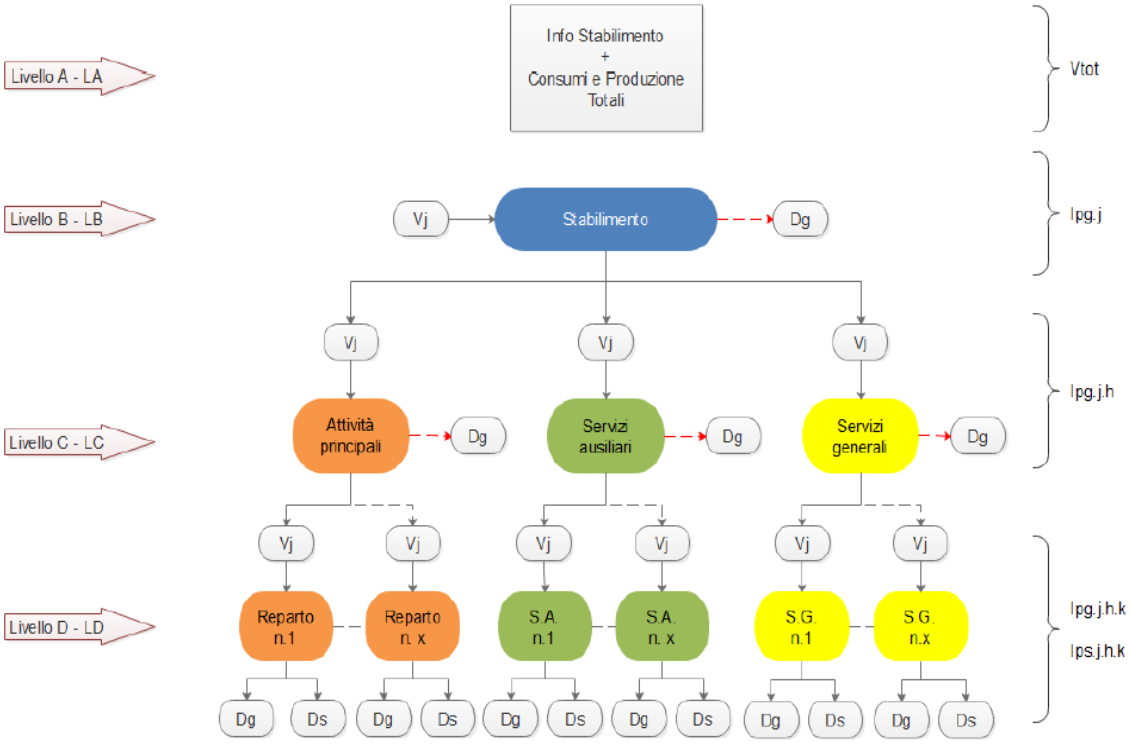

Figura 17: Schema della Struttura Energetica Aziendale[23]

Livello A	Il livello A contiene l'insieme dei consumi dei vettori energetici in ingresso all'intero stabilimento convertiti in tep come da Tabella 5. Inoltre contiene i dati relativi alla produzione nel periodo di riferimento coerentemente con la destinazione d'uso generale dell'azienda (***Dg***). La definizione di tale livello permette di determinare il numero di strutture energetiche da realizzare in quanto, come si è detto, deve essere costruita una struttura energetica aziendale per ciascun vettore energetico $\boldsymbol{V_j}$.
Livello B	Il livello B è il punto di estrema sintesi della struttura energetica aziendale ed è relativa a ciascun vettore energetico (indice ***j*** in Figura 17). Contiene dunque il dato di consumo di stabilimento del vettore energetico j-esimo $\boldsymbol{V_j}$ acquisito generalmente dai contatori fiscali. In

	questo livello è necessario riepilogare l'andamento temporale dei consumi e delle produzioni aziendali.
Livello C	Il livello C costituisce la prima suddivisione della realtà produttiva nelle tre macro aree funzionali (indice ***h*** in Figura 17): - Attività principali: attività che compongono il processo produttivo e che rappresentano dunque il core business aziendale - Servizi ausiliari: servizi che non concorrono in maniera diretta alla produzione del prodotto finale ma sono a servizio delle attività principali. Per esempio rientrano in tale categoria la centrale di aria compressa, centrale di pompaggio, centrale frigo e centrale termica che producono freddo/calore da utilizzare nel processo produttivo, stoccaggio e distribuzione dei combustibili. - Servizi generali: servizi non strettamente correlati alle attività principali ma che sono a servizio dello stabilimento. In questa categoria rientrano per esempio l'illuminazione degli ambienti, riscaldamento e climatizzazione di uffici, locali mensa, spogliatoi ecc, produzione ACS. La ripartizione dei consumi può essere fatta sulla base di dati monitorati oppure sulla base di stime fatte per mezzo di dati tecnici e di utilizzo dei vari impianti e macchinari.
Livello D	Il livello D suddivide ciascuna macro area (livello C) nelle specifiche aree funzionali omogenee (indice ***k*** in Figura 17), identificando i consumi del vettore energetico per ognuna di esse per mezzo di dati monitorati o stime utilizzando dati tecnici e fattori di utilizzo. L'attività principale nel caso di processi industriali può essere suddivisa per esempio nei vari reparti o linee di produzione. I servizi ausiliari e i servizi generali invece sono suddivisi nelle varie aree funzionali (sala compressori, centrale termica, centrale frigo, uffici, illuminazione, ecc.). In tale contesto è possibile identificare la destinazione d'uso specifica (***Ds***) di ciascuna area funzionale. Per esempio per la sala compressori la destinazione d'uso specifica è rappresentata dai m^3 di aria compressa prodotta, oppure nel caso dell'illuminazione il livello di luminosità in lumen. È possibile interrompere la suddivisione quando i consumi energetici delle aree funzionali individuate coprono almeno il 95% del consumo complessivo del singolo vettore.

Tabella 6: Descrizione dei livelli che compongono la Struttura Energetica Aziendale

A questo punto i consumi energetici delle varie aree funzionali sono esaminati per identificare le aree più energivore e meno efficienti. A tal fine è dunque necessario calcolare gli Indicatori di Performance Energetici grazie ai quali è possibile normalizzare e confrontare in modo omogeneo i consumi escludendo la variabilità dovuta ai fattori che li influenzano. Nel paragrafo che segue si descrivono nel dettaglio i criteri utilizzati per il calcolo degli indicatori.

Definizione degli Indicatori di Performance Energetici

Si identificano due tipologie di indicatori:

- Indicatore di Performance di tipo generale (sigla ***Ipg*** in Figura 17) che normalizza i consumi rispetto alla destinazione d'uso generale dello stabilimento, ovvero il core business dello stabilimento stesso, e che è dunque definito come rapporto tra i consumi energetici E_{cons} e la destinazione d'uso generale *Dg* (ad es. tonnellate di prodotto finito in uscita dallo stabilimento)

$$Ipg = \frac{E_{cons}}{Dg}$$

- Indicatore di Performance di tipo specifico (sigla ***Ips*** in Figura 17) che normalizza i consumi rispetto alla destinazione d'uso specifica dell'area funzionale determinata al Livello D della Struttura Energetica Aziendale e che è dunque definito come rapporto tra i consumi energetici E_{cons} e la destinazione d'uso generale *Ds* (ad es. n° pezzi prodotti dal reparto, Nm^3 di aria compressa, lumen per l'illuminazione)

$$Ips = \frac{E_{cons}}{Ds}$$

L'indicatore di performance energetico spesso viene indicato con altri acronimi che assumono comunque lo stesso significato: EnPI (Energy Performance Indicator); KPI (Key Performance Indicator); Cs (consumo specifico).

Come visto in Figura 17, l'*Ipg* può essere calcolato per ogni livello della Struttura Energetica Aziendale, mentre l'Ips è inerente le specifiche aree funzionali determinate al Livello D.

2.3.4 Identificazione degli interventi

Sulla base degli Indicatori di Performance effettivi calcolati al paragrafo precedente, è possibile procedere con l'attività di confronto con gli Indicatori di Performance di riferimento. Questa attività di confronto, cosiddetta di Benchmarking, costituisce il passo fondamentale nella diagnosi energetica al fine di individuare le potenziali aree di miglioramento con la conseguente identificazione e quantificazione dei possibili interventi di efficienza energetica.

Come definito nei chiarimenti al decreto 102 forniti dal MISE, gli indici di riferimento utili per l'attività di benchmarking possono essere reperiti da più fonti in quanto ad oggi non esiste un database unico ed esaustivo a cui riferirsi. In generale è possibile procedere con:

- Confronto con indici di riferimento riportati nei documenti BREF ("Best Available Techniques Reference Documents") [40] pubblicati e aggiornati dalla Commissione Europea nell'ambito della Direttiva sulle Emissioni Industriali (c.d. IED) e contenenti la descrizione dello stato dell'arte delle migliori tecniche disponibili (BAT) applicate o applicabili nei vari settori industriali;
- Confronto con indici di performance relativi a produzioni analoghe in altre aziende e reperibili per esempio da documenti prodotti dalle associazioni di categoria o altra letteratura tecnica;
- Confronto con tecniche o tecnologie specifiche presenti sul mercato o nell'ambito delle migliori tecniche disponibili;
- Confronto con indici di riferimento interni all'azienda stessa, utile in mancanza di riferimenti da letteratura o per raggiungere un miglioramento continuo delle performance energetiche.

Durante l'operazione di benchmarking è indispensabile considerare indici di performance il più possibile affini alla tipologia di produzione aziendale facendo quindi riferimento a sottoprocessi analoghi e tenendo ben presente i confini del sistema da analizzare, il tipo di impianto e la tipologia o qualità del prodotto finito.

L'esito dell'attività di benchmarking permette di individuare eventuali inefficienze del processo produttivo e di conseguenza permette la definizione di un insieme di interventi di efficienza energetica da attuare al fine di ridurre i fabbisogni energetici dell'azienda. In particolare gli interventi possono riguardare interventi di tipo non impiantistico ma che agiscono per esempio su una migliore organizzazione delle attività o sul comportamento degli operatori al fine di ridurre i consumi di energia, oppure interventi di tipo impiantistico che possono consistere nella sostituzione di tecnologie meno efficienti con altre più efficienti oppure nell'introduzione di sistemi per il recupero di flussi energetici per ridurre le perdite.

In ogni caso la valutazione degli interventi identificati è effettuata tramite una analisi costi-benefici in modo tale da permettere una scelta sulla base di parametri economico-finanziari definiti in modo oggettivo. Grazie a questa analisi infatti è possibile stabilire la convenienza o meno nell'investire in un determinato intervento, scegliere la migliore soluzione tra opzioni alternative e definire un ordine di priorità tra i possibili interventi.

2.3.5 Report di diagnosi energetica e riunione conclusiva

I risultati ottenuti dalle attività sopra descritte sono riassunti e riportati all'interno del report finale di diagnosi energetica, i cui contenuti minimi richiesti sono stabiliti dalla normativa 16247-1. Nelle linee guida ENEA viene inoltre suggerito uno standard adottabile nel quale si elencano punto per punto le informazioni che il report dovrà contenere. In sintesi queste informazioni riguardano la descrizione del soggetto che effettua la diagnosi, la descrizione dell'impresa oggetto di diagnosi, i dati riguardanti i consumi energetici, la struttura energetica aziendale e gli EnPI, l'identificazione degli interventi di efficienza energetica e la relativa analisi costi-benefici.

Attraverso questo documento il responsabile della diagnosi energetica presenta dunque all'azienda i risultati derivanti dall'analisi dei consumi energetici e gli interventi di efficienza energetica identificati. Inoltre, ai sensi del D.Lgs. 102/2014, i soggetti obbligati hanno l'obbligo di consegnare il rapporto di diagnosi ad ENEA entro i termini previsti.

3 CASO STUDIO: DIAGNOSI ENERGETICA DI UNA AZIENDA PRODUTTRICE DI LUBRIFICANTI

La realtà industriale oggetto di studio è rappresentata da un'azienda chimica specializzata nella produzione di oli lubrificanti e grassi per il settore automotive e per uso industriale. L'azienda in questione appartiene al ramo d'azienda di una importante multinazionale petrolifera che produce e commercializza lubrificanti in oltre 80 paesi in tutto il mondo.

L'organico è costituito da circa 420 dipendenti e possiede un fatturato annuo pari a circa 400 milioni di euro. L'azienda quindi, occupando più di 250 dipendenti e con un fatturato annuo superiore a 50 milioni di euro, rientra nella definizione di Grande Impresa ed è dunque soggetta all'obbligo di esecuzione di diagnosi energetica come previsto dall'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014.

In media i costi di energia (gas ed energia elettrica) ammontano a circa l'1% dei costi totali di stabilimento, con un consumo medio annuo di circa 7 GWh per l'energia elettrica e 2,5 milioni di Sm^3 per il gas naturale, con una produzione totale che ammonta a circa 100 milioni di tonnellate di prodotto finito l'anno.

Lo stabilimento è situato nella provincia sud di Torino occupando una superficie totale di 131.000 m^2, di cui 43.000 m^2 coperti. In Figura 18 si riporta la planimetria dello stabilimento, con indicazione dei vari reparti e aree.

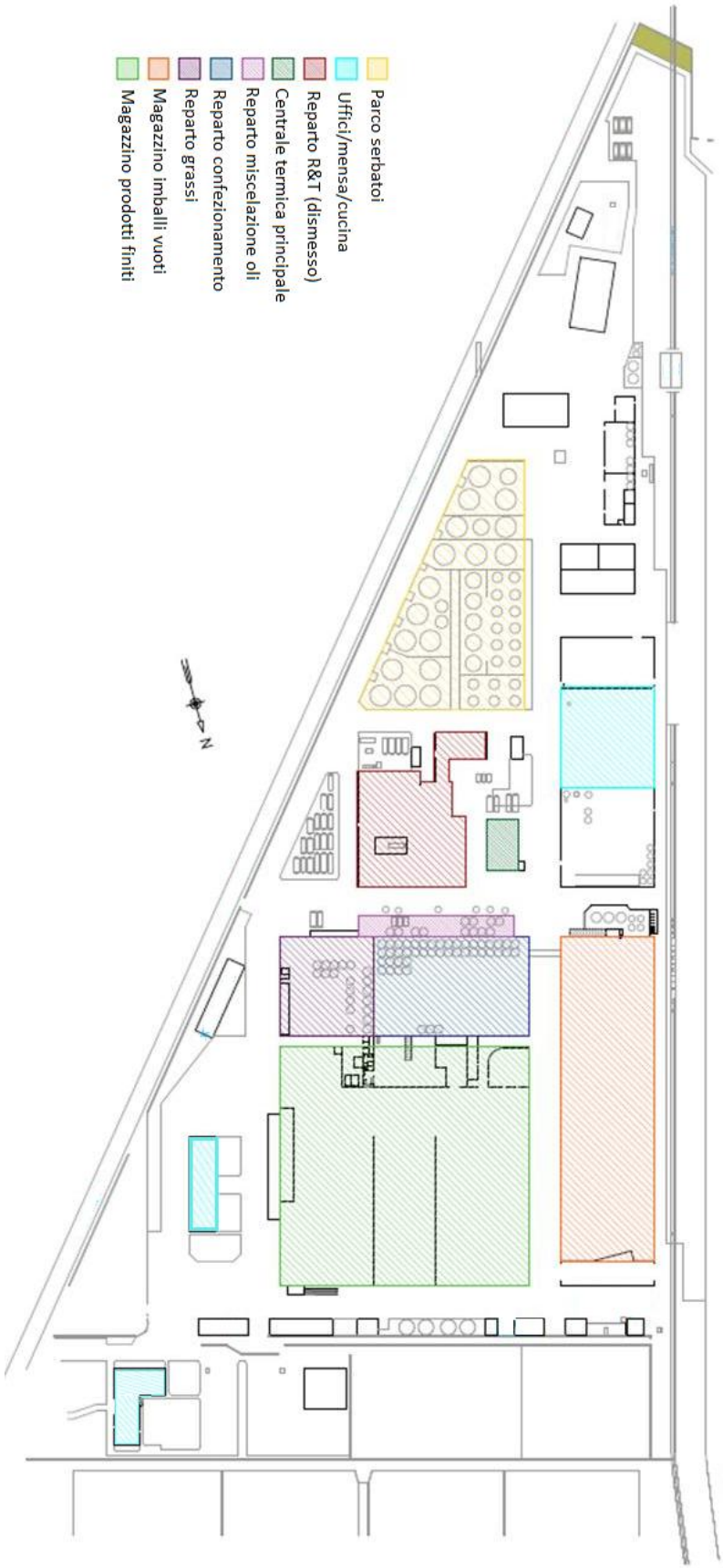

Figura 18: Planimetria stabilimento

3.1 Il processo produttivo

L'azienda, come si è detto, produce prevalentemente oli lubrificanti (circa l'85% della produzione totale) e grassi (il restante 15%) per il settore automotive e per uso industriale. Il processo produttivo per i due prodotti è pressoché analogo e può essere sinteticamente schematizzato come segue:

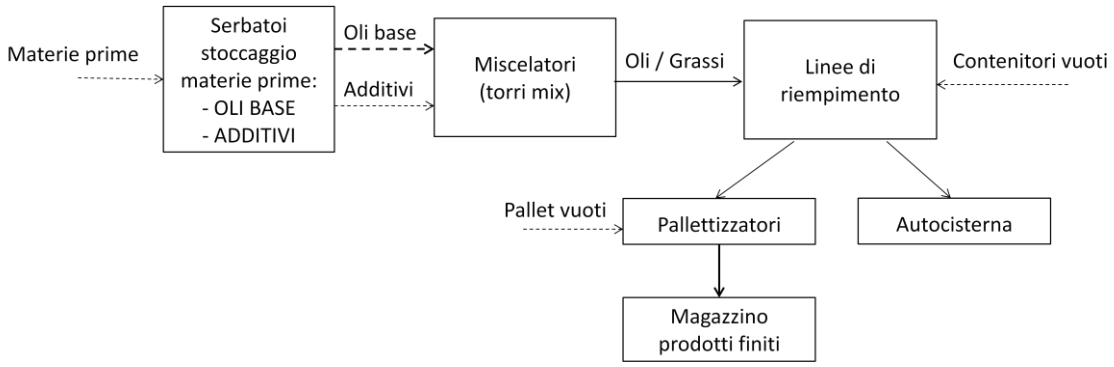

Figura 19: Schema del processo produttivo aziendale

Le materie prime, costituite da diversi oli base e additivi vari, arrivano allo stabilimento per mezzo di autocisterne dove vengono scaricati e stoccati nel parco serbatoi. Da questi ultimi, per mezzo di tubazioni e pompe, le materie prime vengono inviate ai reparti di produzione degli oli e dei grassi.

Figura 20: Parco serbatoi dello stabilimento

Gli oli base e gli additivi necessari vengono quindi prima dosati per mezzo di opportune bilance in base alla ricetta del prodotto che si vuole realizzare e successivamente inviati dall'alto all'interno dei miscelatori, nei quali le materie prime vengono miscelate e riscaldate.

Figura 21: A sx parte inferiore dei miscelatori – A dx dettaglio del dosatore delle materie prime

In particolare, per quanto riguarda la produzione di oli lubrificanti, la miscela viene scaldata per mezzo di vapore prodotto dalle centrali termiche di stabilimento. Per quanto riguarda invece la produzione di grassi, gli oli base sono miscelati con additivi sia liquidi che solidi che fungono da agente inspessente al fine di conferire caratteristiche specifiche al prodotto finale. In questo caso la miscela viene scaldata grazie a opportune caldaie dedicate che permettono la realizzazione della reazione chimica per l'ottenimento del prodotto finale.

Al termine del processo di miscelazione si prelevano dei campioni di prodotto per effettuare gli opportuni controlli di qualità e, in caso di esito positivo, i lubrificanti dai miscelatori vengono inviati ai serbatoi di stoccaggio temporaneo posti a monte delle linee di riempimento nel reparto confezionamento dei prodotti finiti. Quest'ultimo in particolare è diviso in reparto confezionamento oli e reparto confezionamento grassi.

Il reparto confezionamento oli è costituito da più linee di riempimento che si differenziano a seconda del formato del contenitore da riempire: si utilizzano infatti fusti da circa 200 litri, taniche da 20 e 5 litri e bottiglie nel formato da 1 e 2 litri. È presente inoltre una linea per il riempimento diretto delle autocisterne con olio lubrificante sfuso. I contenitori vuoti vengono innanzitutto prelevati dal magazzino imballi vuoti, depallettizzati e inviati ai nastri di trasporto delle linee di riempimento. Queste ultime sono costituite da più macchinari automatizzati posti in serie quali la riempitrice, l'etichettatrice, la tappatrice e l'incartonatrice per i formati più piccoli (1, 2 e 5 litri).

Figura 22: Linea di riempimento oli per contenitori da 2 litri

Per quanto riguarda il reparto confezionamento grassi, questo è costituito da un'unica linea di riempimento che, in modo analogo alle linee degli oli, è caratterizzata da più macchinari posti in serie per il confezionamento dei grassi.

Infine i contenitori pieni in uscita dalle linee di confezionamento vengono inviati ai pallettizzatori per la sistemazione e l'imballaggio sui pallet e dunque trasportati ed immagazzinati nel magazzino dei prodotti finiti pronti per la spedizione.

3.2 Analisi della baseline dei consumi energetici

Coerentemente con quanto descritto nel Capitolo 2, uno dei primi passi da effettuare per elaborare una diagnosi energetica consiste nel raccogliere e analizzare i

dati relativi ai consumi dei vettori energetici in ingresso allo stabilimento al fine di avere un quadro complessivo generale dell'azienda oggetto di diagnosi.

Inoltre è importante identificare e quantificare la destinazione d'uso generale, ossia il prodotto che rappresenta il core business dell'azienda che, nel caso in esame, è rappresentato dalla quantità in tonnellate di lubrificante (oli e grassi) prodotto e pronto per essere spedito e il cui andamento mensile per il triennio 2016 - 2018 è riportato nella tabella e nel grafico che seguono.

	Produzione di lubrificanti [t]		
	2016	**2017**	**2018**
Gennaio	5.788	6.137	7.399
Febbraio	9.104	9.050	9.970
Marzo	8.629	10.531	9.860
Aprile	7.204	7.835	7.868
Maggio	9.456	10.066	8.585
Giugno	8.683	8.368	8.497
Luglio	9.746	8.868	9.130
Agosto	4.044	4.017	2.181
Settembre	7.959	9.593	7.484
Ottobre	7.981	9.473	8.528
Novembre	8.854	9.764	7.250
Dicembre	5.376	6.240	4.380
TOTALE	**92.824**	**99.943**	**91.133**

Tabella 7: Produzione di lubrificanti per il triennio 2016 - 2018

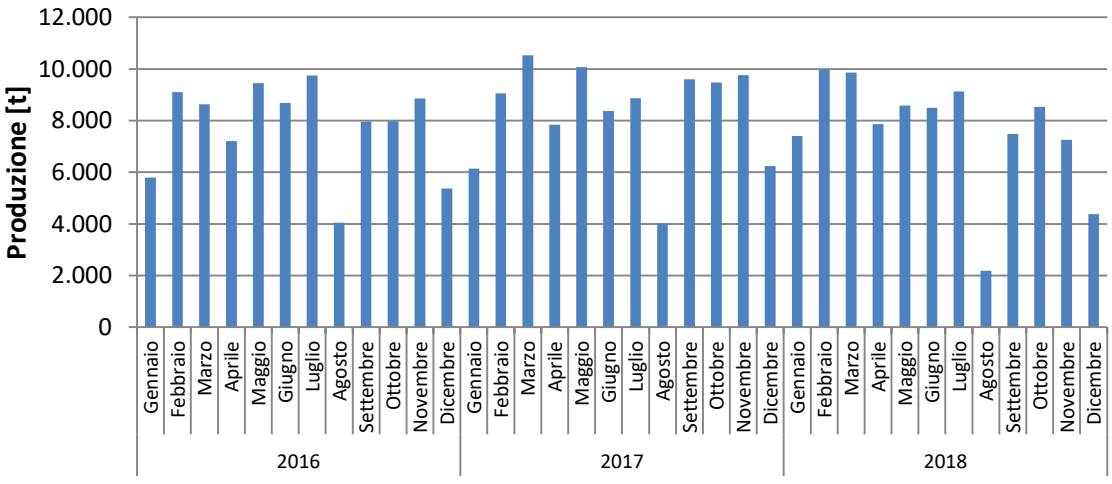

Figura 23: Andamento della produzione totale nel triennio 2016 - 2018

Per quanto riguarda i vettori energetici in ingresso allo stabilimento, questi sono l'energia elettrica e il gas naturale. Come si vedrà più dettagliatamente in seguito, l'energia elettrica è utilizzata principalmente per alimentare le varie utenze sia del sistema produttivo che dei servizi ausiliari e generali ed è completamente acquistata dalla rete essendo assenti sistemi di autoproduzione interni allo stabilimento. Il gas naturale invece alimenta le centrali termiche per fornire il calore di processo, acqua calda per il riscaldamento ambientale e ACS.

Nei paragrafi qui di seguito si fornisce un'analisi dei consumi dei due vettori energetici per il triennio 2016 -2018 i cui dati sono desunti dalle bollette fornite dall'azienda.

3.2.1 Consumo di energia elettrica

L'energia elettrica viene fornita in media tensione (15.000 V) ed è tariffata secondo le due fasce orarie "picco" e "fuori picco". Tuttavia le bollette riportano anche la suddivisione del consumo elettrico nelle tre fasce orarie F1 F2 F3. La struttura oraria delle due tariffe, stabilito dall'ARERA, è riportata nei due schemi che seguono.

	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	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP	OP
M	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP	OP
M	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP	OP
G	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP	OP
V	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	OP	OP	OP	OP
S	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP
D	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP

Figura 24: Fasce orarie picco "P" e fuori picco "OP" (nelle festività si applica tariffa fuori picco)

	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 25: Fasce orarie F1 F2 F3 (nelle festività si applica tariffa F3)

Nel grafico seguente si riporta l'andamento mensile dei consumi di energia elettrica attiva desunti dalle bollette di fornitura elettrica nei tre anni dal 2016 al 2018.

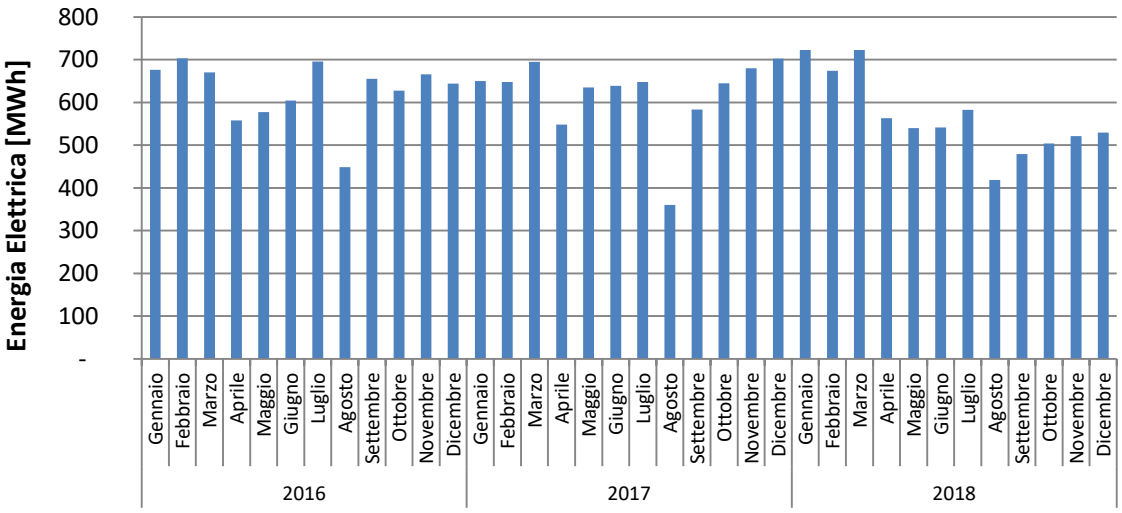

Figura 26: Andamento dei consumi di energia elettrica nel triennio 2016 - 2018

Poiché ai fini della diagnosi energetica è necessario riferirsi ai dati di consumo nell'anno solare precedente all'anno di obbligo, nel seguito si riportano nel dettaglio i dati relativi all'anno 2018, ripartiti sia nelle tre fasce orarie F1 F2 F3 che nella bioraria suddivisi in picco e fuori picco.

	Consumo di energia elettrica 2018					
	F1 [kWh]	**F2 [kWh]**	**F3 [kWh]**	**Picco [kWh]**	**Fuori Picco [kWh]**	**Totale [kWh]**
Gennaio	303.229	149.853	269.739	333.474	389.347	722.821
Febbraio	289.856	162.367	222.176	312.382	362.017	674.399
Marzo	308.577	172.565	241.673	332.373	390.442	722.815
Aprile	241.344	125.292	196.472	268.644	294.464	563.108
Maggio	252.094	123.739	164.451	275.313	264.971	540.284
Giugno	253.181	122.299	165.849	272.061	269.268	541.329
Luglio	272.751	132.901	177.059	294.124	288.587	582.711
Agosto	195.503	88.993	133.997	213.318	205.175	418.493
Settembre	224.653	113.683	140.758	241.718	237.376	479.094
Ottobre	252.831	115.648	135.410	271.798	232.091	503.889
Novembre	238.297	117.512	165.336	258.280	262.865	521.145
Dicembre	199.010	114.726	215.847	226.425	303.158	529.583
TOTALE	**3.031.326**	**1.539.578**	**2.228.767**	**3.299.910**	**3.499.761**	**6.799.671**
% su Totale	**44,6 %**	**22,6 %**	**32,8 %**	**48,5 %**	**51,5 %**	**100 %**

Tabella 8: Consumi di energia elettrica nell'anno 2018

La rappresentazione grafica dei consumi elettrici ripartiti secondo la tariffa bioraria è riportata di seguito. In particolare si riporta tale suddivisione in quanto per l'azienda in esame l'energia elettrica è tariffata secondo la tariffa bioraria "picco – fuori picco".

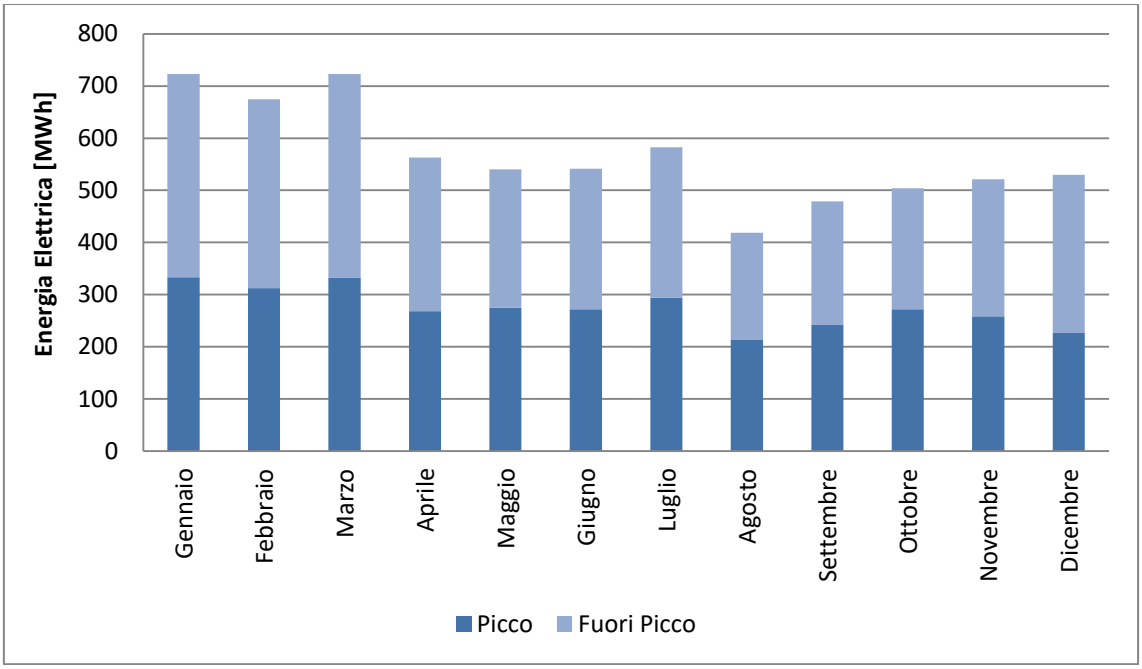

Figura 27: Andamento mensile dei consumi di energia elettrica per l'anno 2018

Analizzando i dati di consumo dell'energia elettrica ripartiti nelle due fasce orarie si può notare come esista una grossa quota prelevata nelle ore fuori picco che risulta pari a circa la metà del consumo totale. La produzione aziendale si svolge infatti su due turni lavorativi compreso il sabato mattina, mentre il magazzino dei prodotti finiti opera su tre turni lavorativi, per cui il consumo di energia elettrica nelle ore fuori picco risulta essere rilevante.

Per l'energia elettrica è importante anche riportare il profilo di carico dello stabilimento al fine di conoscere l'andamento della domanda di potenza elettrica in un determinato arco temporale. In particolare dai dati di prelievo orario forniti dall'azienda, l'andamento per l'anno 2018 è il seguente.

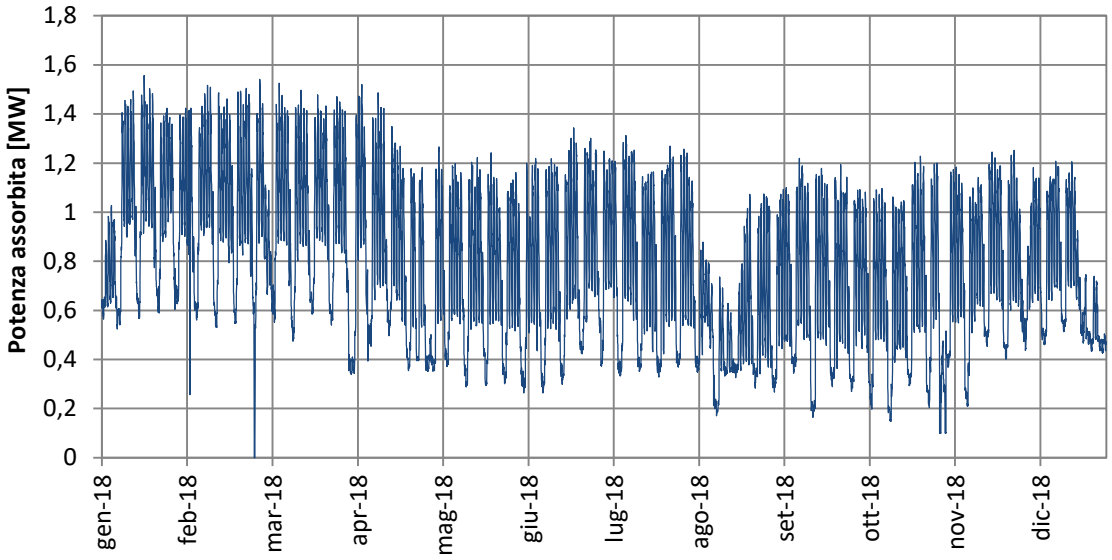

Figura 28: Curva oraria di prelievo elettrico per l'anno 2018

Da questa è possibile ottenere la curva di durata elettrica di stabilimento, come riportato in Figura 29.

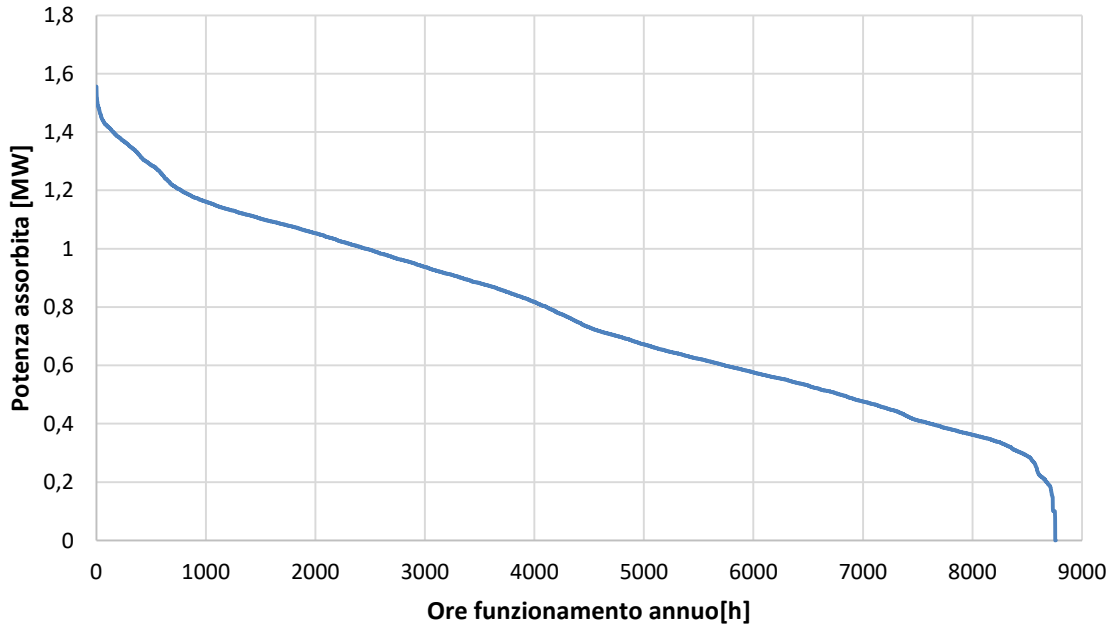

Figura 29: Curva di durata elettrica per l'anno 2018

Si osserva un carico minimo costante pari a circa 0,3 MW richiesto per tutto l'anno ed una richiesta media di circa 0,7 MW per 4.500 ore.

Per una rappresentazione più chiara della curva di prelievo di stabilimento si riporta di seguito la curva oraria di prelievo elettrico di una settimana tipo.

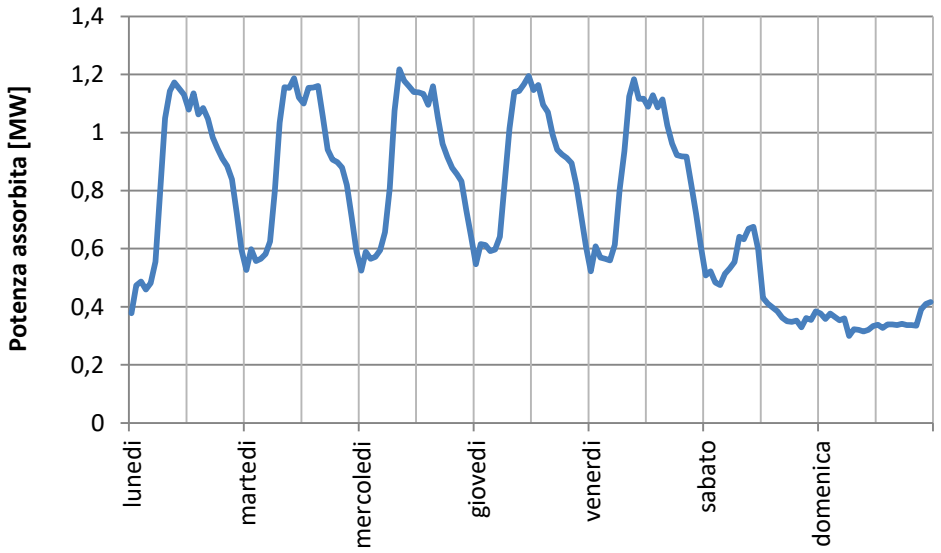

Figura 30: Curva oraria di prelievo elettrico di una settimana tipo (anno 2018)

Costo per l'acquisto dell'energia elettrica

Per quanto riguarda invece i costi economici sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica, per l'anno 2018 la spesa mensile è stata la seguente.

		Spesa per l'energia elettrica	
	Consumo totale [kWh]	**Spesa totale [euro]**	**Spesa materia prima [euro]**
Gennaio	722.821	104.234	41.726
Febbraio	674.399	96.796	38.944
Marzo	722.815	103.433	41.714
Aprile	563.108	83.515	32.598
Maggio	540.284	79.668	31.459
Giugno	541.329	79.846	31.481
Luglio	582.711	82.701	33.901
Agosto	418.493	60.430	24.368
Settembre	479.094	68.967	27.871
Ottobre	503.889	72.463	29.496
Novembre	521.145	74.337	30.269
Dicembre	529.583	74.719	30.385
TOTALE	**6.799.671**	**981.110**	**394.214**

Tabella 9: Dettaglio spesa mensile per l'energia elettrica

Il costo complessivo al netto dell'IVA è stato pari a 981.110 €, di cui 394.214 € riguardanti la spesa per la materia prima comprendente sia la quota legata all'energia consumata che la quota relativa alle perdite di rete (pari al 3,8%).

Rapportando tali costi rispetto al consumo totale di energia elettrica si ottiene rispettivamente un costo medio totale al netto di IVA pari a 144 €/MWh e un costo medio per la materia prima pari a 58 €/MWh, valori che sono in linea con il mercato corrente relativi alla fornitura industriale.

Per dare poi un quadro più esaustivo riguardo le componenti di costo per l'energia elettrica, si riporta di seguito il dettaglio di una bolletta tipo dell'azienda.

SPESA ENERGIA				
Energia ore picco	0,061 €/kWh	268.644 kWh	16.387,28	
Perdite di rete ore picco (3,8%)	0,061 €/kWh	10.208 kWh	622,69	
Energia ore fuori picco	0,051 €/kWh	294.464 kWh	15.017,66	
Perdite di rete ore fuori picco (3,8%)	0,051 €/kWh	11.190 kWh	570,69	
Dispacciamento			6.311,89	
	Tot spesa energia		**38.910,22**	**69,10 €/MWh**
TRASPORTO E GESTIONE CONTATORE				
Quota fissa			51,38	
Quota potenza			3.381,21	
Quota energia			4.325,72	
	Tot trasporto e contatore		**7.758,31**	**17,78 €/MWh**
ONERI DI SISTEMA				
Oneri ASOS	quota fissa		36,1	
	quota energia		26.984,76	
	quota potenza		2.278,50	
Oneri ARIM	quota fissa		16,38	
	quota energia		1.273,19	
	quota potenza		1.033,88	
	Tot oneri di sistema		**31.622,81**	**56,16 €/MWh**
IMPOSTE				
Imposta erariale di consumo (accisa)			5.223,31	
	Tot imposte		**5.223,31**	**9,28 €/MWh**
IVA				
10% su imponibile 83.514,65 €			8.351,46	
	Tot IVA		**8.351,46**	**14,83 €/MWh**
TOTALE BOLLETTA			**91.866,11**	**163,14 €/MWh**

Tabella 10: Sintesi dei costi dell'energia elettrica per Aprile 2018

La ripartizione dei costi rispetto al totale della bolletta è riportata nel grafico a torta seguente.

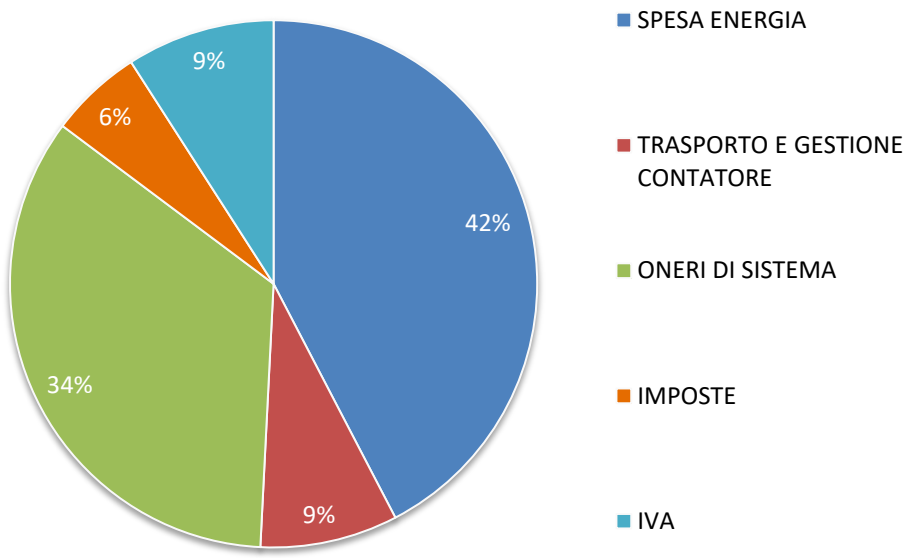

Figura 31: Ripartizione delle componenti di costo

Dal grafico è possibile notare come la componente relativa alla spesa per l'energia incida per il 42% sul totale, mentre una quota significativa (il 34%) è imputabile agli oneri di sistema sul quale a incidere maggiormente è la quota energia relativa agli oneri generali per il sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS). Infatti il costo unitario di quest'ultima per forniture in MT e potenza disponibile superiore a 500 kW è pari a 4,7539 c€/kWh.

3.2.2 Consumo di gas naturale

Come per l'energia elettrica, anche i consumi di gas naturale sono desunti dalle bollette di fornitura. Nel grafico seguente si riporta l'andamento dei consumi mensili di gas naturale in Sm^3 nel triennio 2016 – 2018.

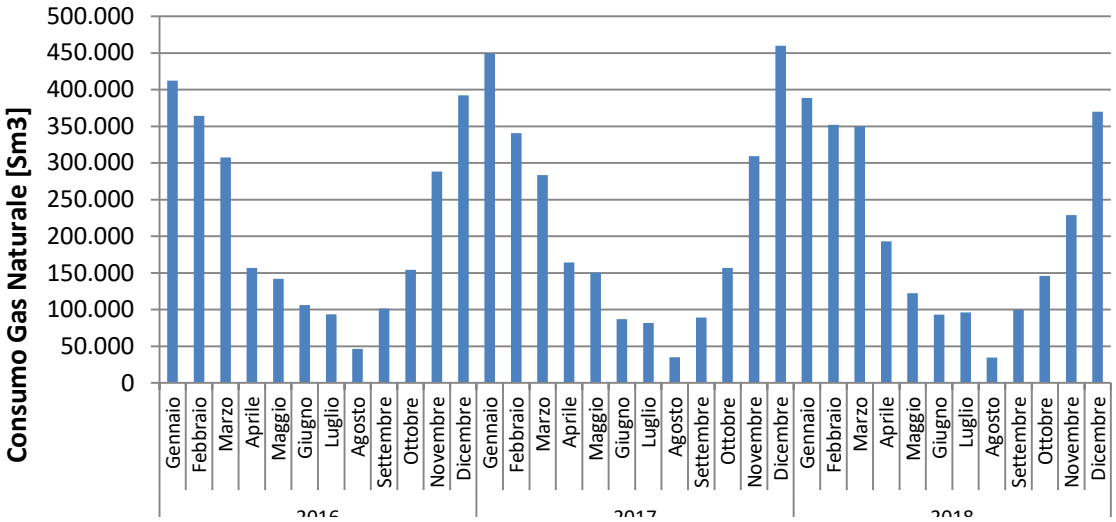

Figura 32: Andamento dei consumi di gas naturale nel triennio 2016-2018

Si nota un andamento dei consumi pressoché analogo durante i tre anni, con picchi ovviamente durante i mesi invernali, essendo il gas utilizzato anche per il riscaldamento degli edifici, e una quota costante durante i mesi estivi (maggio/settembre) imputabile al consumo per le attività produttive.

Anche in questo caso si riporta nel dettaglio il consumo in Sm^3 registrato nell'anno 2018 con la rispettiva conversione in kWh considerando un valore del potere calorifico inferiore del gas naturale convenzionale pari a 9,61 kWh/Sm^3.

	Consumo di gas naturale 2018	
	[Sm3]	**[kWh]**
Gennaio	388.554	3.710.691
Febbraio	351.896	3.360.607
Marzo	349.793	3.340.523
Aprile	193.003	1.843.179
Maggio	122.598	1.170.811
Giugno	93.244	890.480
Luglio	96.069	917.459
Agosto	34.508	329.551
Settembre	99.666	951.810
Ottobre	146.044	1.394.720
Novembre	228.828	2.185.307
Dicembre	370.061	3.534.083
TOTALE	**2.474.264**	**23.629.211**

Tabella 11: Consumi di gas naturale per l'anno 2018

L'andamento mensile del consumo di gas naturale per l'anno 2018 espresso in MWh è riportato nel grafico seguente.

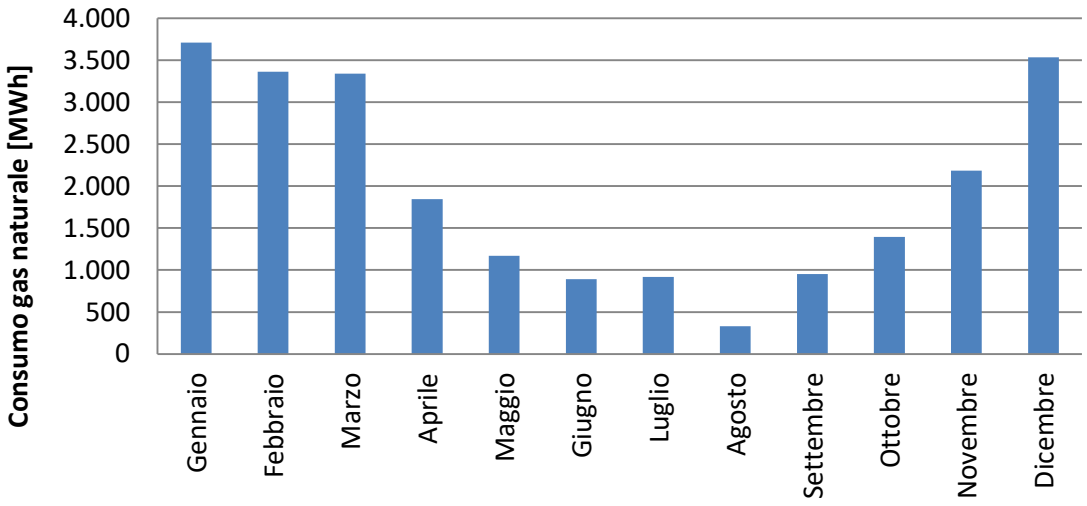

Figura 33: Andamento mensile dei consumi di gas naturale per l'anno 2018

Costo per l'acquisto del gas naturale

Per quanto riguarda la spesa economica, nella tabella seguente si riportano i costi in euro sostenuti mensilmente per l'acquisto di gas naturale.

		Spesa per il gas naturale	
	Consumo totale [Sm^3]	**Spesa totale [euro]**	**Spesa materia prima [euro]**
Gennaio	388.554	101.680,78	78.865,97
Febbraio	351.896	92.416,26	71.204,75
Marzo	349.793	92.226,80	70.779,22
Aprile	193.003	43.692,60	38.731,46
Maggio	122.598	34.255,74	24.769,09
Giugno	93.244	27.335,00	18.742,42
Luglio	96.069	28.254,39	19.412,85
Agosto	34.508	13.538,43	6.980,80
Settembre	99.666	28.739,19	20.051,90
Ottobre	146.044	51.521,85	39.027,34
Novembre	228.828	77.464,79	61.444,89
Dicembre	370.061	121.144,30	98.591,65
TOTALE	**2.474.264**	**712.270**	**548.602**

Tabella 12: Dettaglio spesa mensile per il gas naturale

Il costo complessivo al netto dell'IVA è stato pari a 712.270 €, di cui 548.602 € riguardanti la spesa per la materia prima.

Rapportando tali costi rispetto al consumo in Sm^3 si ottiene rispettivamente un costo medio totale al netto di IVA pari a 0,288 €/Sm^3 e un costo medio per l'acquisto della materia prima pari a 0,222 €/Sm^3, valori che sono in linea con il mercato corrente relativi alla fornitura industriale.

Al fine di fornire un quadro più esaustivo riguardo la struttura dei costi per l'acquisto di gas naturale, si riporta di seguito il dettaglio della bolletta di novembre 2018, presa come riferimento essendo il consumo registrato in tale mese molto vicino a quello medio mensile nell'anno.

SPESA ENERGIA			
Quota energia	0,26852 €/Sm^3 228.828 Sm^3	61.444,89	
	Tot spesa energia	**61.444,89**	**0,269 €/Sm3**
TRASPORTO E GESTIONE CONTATORE			
Quota fissa		5.745,75	
Quota energia		2.557,84	
	Tot trasporto e contatore	**8.303,59**	**0,036 €/Sm3**
ONERI DI SISTEMA			
Oneri (GS, RE, UG3)		3.426,47	
	Tot oneri di sistema	**3.426,47**	**0,015 €/Sm3**
IMPOSTE			
Imposta erariale usi industriali		2.859,89	
Addizionale regionale (ARISGAM)		1.429,95	
	Tot imposte	**4.289,84**	**0,019 €/Sm3**
IVA			
10% su imponibile 77.464,79 €		7.746,48	
	Tot IVA	**7.746,48**	**0,034 €/Sm3**
TOTALE BOLLETTA		**85.211,27**	**0,372 €/Sm3**

Tabella 13: Sintesi dei costi del gas naturale per Novembre 2018

La ripartizione dei costi rispetto al totale della bolletta è riportata nel grafico a torta seguente.

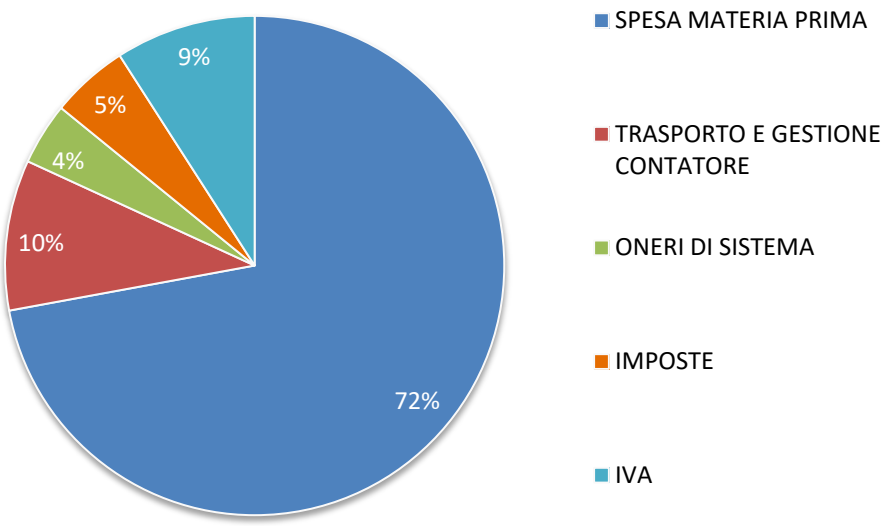

Figura 34: Ripartizione delle componenti di costo

Dal grafico è possibile notare come la componente relativa alla spesa per la materia prima sia molto significativa incidendo per il 72% sul costo totale.

3.2.3 Ripartizione dei consumi tra i vettori energetici

Questa prima analisi dei consumi complessivi di stabilimento risulta coerente con i dati richiesti al livello A e al livello B che caratterizzano la struttura energetica proposta da ENEA nelle sue linee guida, permettendo di determinare il contributo di ciascun vettore energetico sul consumo complessivo di stabilimento.

La ripartizione, come proposto dall'ENEA, deve essere effettuata convertendo i consumi in termini di energia primaria espressi in tep. La tabella seguente riporta per ogni singolo vettore il consumo totale per l'anno 2018 con la relativa conversione in tep primari utilizzando i fattori di conversione desunti dalla Circolare MISE del 18 dicembre 2014, come richiesto dall'ENEA.

	Consumo annuo	Fattore di conversione	Consumo in tep
Energia elettrica	6.799.671 kWh	0,187 x 10^{-3} tep/kWh	1.272
Gas naturale	2.474.264 Sm^3	0,825 x 10^{-3} tep/Sm3	2.041
TOTALE			**3.313**

Tabella 14: Consumi annui per l'anno 2018 convertiti in tep di energia primaria

Il consumo in termini di energia primaria totale dello stabilimento risulta essere pari a 3.313 tep. Il peso energetico dei singoli vettori sul consumo totale di energia primaria è riportato nel grafico di Figura 35.

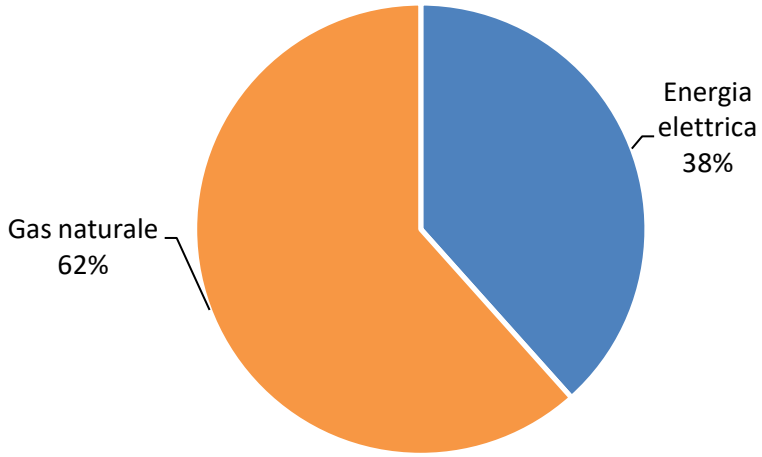

Figura 35: Ripartizione dei singoli vettori energetici in tep di energia primaria

3.3 La struttura energetica aziendale

Dopo aver fotografato lo stato energetico complessivo di stabilimento si procede ora con la descrizione delle analisi che hanno condotto alla costruzione della struttura energetica aziendale per ogni vettore energetico in ingresso ovvero l'energia elettrica e il gas naturale.

Sulla base quindi dei dati forniti dall'azienda e di quelli rilevati direttamente sul campo durante il sopralluogo, si è provveduto ad identificare e quantificare i consumi energetici relativi ad ogni area e sottoarea con i quali è stato possibile stilare un bilancio energetico dello stabilimento al fine di comprendere come il consumo totale di ogni vettore si ripartisse tra le varie utenze e più in generale nelle tre macro aree attività principali, servizi ausiliari e servizi generali come definite al livello C della linea guida ENEA.

3.3.1 Bilancio energia elettrica

La struttura energetica aziendale per quanto riguarda l'energia elettrica è riportata nello schema a blocchi di Figura 36.

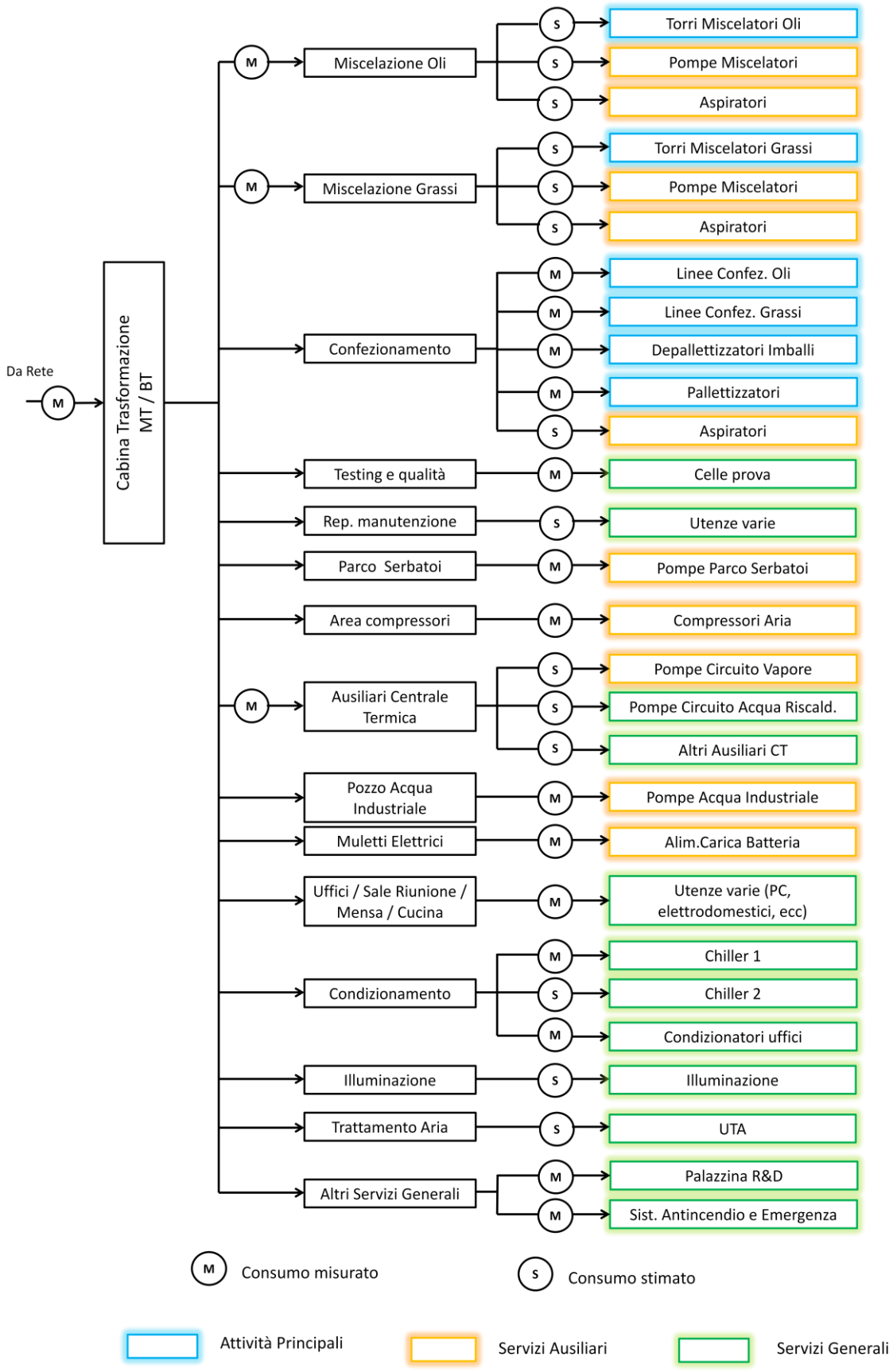

Figura 36: Struttura energetica aziendale per l'energia elettrica

L'energia elettrica in MT arriva alla cabina di trasformazione MT/BT dalla quale poi si distribuisce tra le varie aree e sottoaree di stabilimento. Da notare come molte delle utenze all'interno dello stabilimento siano monitorate per mezzo di misuratori in quanto l'azienda, in seguito alla prima diagnosi energetica obbligatoria eseguita nel 2015, ha implementato il proprio piano di monitoraggio dei consumi elettrici come richiesto dalla normativa.

Tuttavia molti di questi misuratori, essendo posizionati a monte dei singoli reparti produttivi (si veda ad esempio il caso del reparto miscelazione oli e miscelazione grassi), misurano complessivamente il consumo relativo ad utenze che rientrano in macro aree differenti (attività principali, servizi ausiliari e servizi generali). Per cui al fine di ripartire il consumo totale misurato tra le diverse utenze è stato necessario stimare i loro consumi sulla base di dati tecnici e di utilizzo dei principali macchinari presenti.

In particolare tali stime sono state calcolate come prodotto tra la potenza nominale assorbita dal macchinario $P_{t,n}$, il numero di ore di funzionamento h_{funz}, il fattore di utilizzo f_U e il fattore di contemporaneità f_c.

$$E_{el} = P_{t,n} * h_{funz} * f_U * f_c$$

I dati riguardo l'utilizzo sono stati forniti e concordati con l'azienda stessa sulla base dei turni lavoro e dei giorni lavorativi svolti durante l'anno. Inoltre una stima dei consumi è stata calcolata anche per tutte quelle utenze che risultano non monitorate.

Nella tabella seguente si riportano dunque i consumi di energia elettrica che sono stati considerati per il bilancio dell'energia elettrica, specificando la tipologia del dato indicato, ossia se questo è stato stimato con la formula di cui sopra oppure misurato direttamente. L'inventario delle varie utenze e la conseguente ripartizione dei consumi tra le tre macro aree verrà invece riportata successivamente.

Tabella 15: Bilancio dei consumi di energia elettrica

Area	Utenze	Consumo [kWh]	Tipologia
Miscelazione Oli	Torri miscelatori oli	446.586	Misurato
	Pompe Miscelatori		
	Aspiratori		
Miscelazione Grassi	Torri miscelatori grassi	187.086	Misurato
	Aspiratori		
	Pompe Miscelatori (misurata solo 1 su 5)	6.225	Misurato
		21.423	Stimato
Confezionamento	Confezionamento oli fusti (3 Linee)	123.952	Misurato
	Confezionamento oli 5 litri (1 Linea)		
	Confezionamento oli 20 litri (2 Linee)	46.760	Stimato
	Confezionamento oli 1 – 2 litri (3 Linee)	70.140	Stimato
	Confezionamento oli cisterne (2 Linee)	64.627	Stimato
	Confezionamento grassi (1 Linea)	23.441	Misurato
	Depallettizzatori Imballaggi	279.931	Misurato
	Pallettizzatori	36.849	Misurato
	Aspiratori	102.221	Stimato
Reparto manutenzione	Utenze varie	52.238	Stimato
Testing e qualità prodotti	Celle prova	516.422	Misurato
Parco Serbatoi	Pompe Parco Serbatoi	41.980	Misurato

Area Compressori	Compressori Aria	327.850	Misurato
Ausiliari Centrale Termica (CT)	Pompe circuito vapore	1.125.045	Misurato
	Pompe circuito acqua riscaldamento		
	Altri ausiliari CT		
Pozzo Acqua Industriale	Pompe Acqua Industriale	71.373	Misurato
Muletti Elettrici	Alimentazione Carica Batteria	154.490	Misurato
Uffici - Mensa - Cucina	Utenze varie (pc, elettrodomestici, celle frigo, ecc..)	575.252	Misurato
Condizionamento	Chiller 1	92.555	Misurato
	Chiller 2	90.720	Stimato
	Condizionatori uffici	80.561	Misurato
Illuminazione	Illuminazione	1.097.329	Stimato
Trattamento Aria	UTA	16.335	Stimato
Altri servizi generali	Sist. Antincendio e Emergenza (UPS)	391.063	Misurato
	Palazzina R&D	528.315	Misurato
Altre utenze	-	228.912	-
TOTALE	-	**6.799.671**	-

All'interno della voce "Altre utenze" vengono raggruppate tutte le utenze minori non censite oltre a contenere inevitabilmente eventuali differenze tra i consumi stimati e quelli effettivi che risultano comunque trascurabili. Non considerando la voce "Altre utenze" si avrebbe infatti un consumo di energia elettrica complessiva pari a 6.570.759 kWh, valore corrispondente al 96,6% del consumo totale in bolletta pari a

6.799.671 kWh. Tale conclusione risulta peraltro avvalorata dalle stesse linee guida ENEA [23], che consentono di fermarsi con l'analisi di dettaglio quando i consumi individuati nel bilancio energetico coprono almeno il 95% dei consumi totali in bolletta.

Come anticipato, di seguito si riportano ora i dati inerenti l'inventario dei macchinari che, come detto, hanno consentito di calcolare una stima dei consumi delle varie utenze permettendo così successivamente di ripartire gli stessi tra le tre macro aree funzionali (livello C). Nelle realtà industriali infatti, i misuratori molto spesso sono installati su quadri elettrici che alimentano più utenze differenti (ad esempio pompe, aspiratori, macchinari vari, ecc), quindi al fine di ripartire i consumi tra le diverse utenze è necessario stimarli sulla base dei dati tecnici e di utilizzo.

Inoltre confrontare quando possibile il dato stimato con il dato misurato è utile da un lato per verificare la bontà dei dati di utilizzo forniti dall'azienda stessa e dall'altro di identificare eventuali anomalie nei misuratori stessi.

- **Attività Principali**

Nelle attività principali rientrano principalmente le torri di miscelazione sia per la produzione degli oli lubrificanti che dei grassi, le linee di confezionamento, i pallettizzatori e i depallettizatori situati nel reparto imballaggi vuoti. In particolare per la linea confezionamento grassi e i depallettizzatori non è stato possibile stilare l'inventario per cui si è utilizzato il solo valore misurato.

Tabella 16: Inventario torri di miscelazione grassi

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Torri Miscelazione Grassi	6	43	2.304	0,2	0,8	94.740	S	167.086
	8	40	2.304	0.12	0,8	72.346	S	

Tabella 17: Inventario torri di miscelazione oli

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Torri Miscelazione Oli	1	7,5	4.224	0,4	0,8	10.138	S	303.587
	1	9,6	4.224	0,4	0,8	12.976	S	
	1	11	4.224	0,4	0,8	14.868	S	
	1	15	4.224	0,4	0,8	20.275	S	
	3	18,5	4.224	0,4	0,8	75.018	S	
	3	22	4.224	0,4	0,8	89.211	S	
	2	30	4.224	0,4	0,8	81.101	S	

Tabella 18: Inventario linee confezionamento oli

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Confez. oli fusti	3	17	4.224	n.d.	n.d.	123.952	M	123.952
Confez. oli 5 litri	1	11	4.224					
Confez. oli 20 litri	2	12,3	4.224	0,5	0,9	46.760	S	181.527
Confez. oli 1 – 2 litri	3	12,3	4.224	0,5	0,9	70.140	S	
Confez. oli cisterne	2	17	4.224	0,5	0,9	64.627	S	

Tabella 19: Inventario pallettizzatori

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Pallettizzatori	5	7	4.224	n.d.	n.d.	35.482	M	35.482

- **Servizi Ausiliari**

I servizi ausiliari riguardano i macchinari in ausilio al processo produttivo. Rientrano dunque tutte le varie pompe utilizzate per la movimentazione dei prodotti, gli aspiratori, i compressori aria e i carica batteria muletti (di questi si è utilizzato il solo consumo misurato). Nei servizi ausiliari sono stati inseriti anche i consumi inerenti le pompe della centrale termica poste sul circuito vapore, essendo quest'ultimo utilizzato nel processo produttivo e quindi inerente i servizi ausiliari.

Tabella 20: Inventario aspiratori

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Aspiratori Miscelaz. Oli	10	5,5	4.224	0,3	0,8	62.515	S	62.515
Aspiratori Rep. Confez.	11	5,5	4.224	0,5	0,8	102.221	S	102.221

Tabella 21: Inventario compressori aria

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Compressori Aria	2	55	4.224	n.d.	n.d.	327.850	M	327.850
	1	37	4.224					

Tabella 22: Inventario pompaggi

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Pompe Miscelazione Oli	1	3	4.224	0,4	0,8	4.055	S	80.087
	2	15	4.224	0,5	0,8	50.688	S	
	10	7,5	4.224	0,1	0,8	25.344	S	
Pompe Miscelazione Grassi	1	7,5	2.304	n.d.	n.d.	6.225	M	28.343
	4	7,5	2.304	0,4	0,8	22.118	S	
Pompe Parco Serbatoi	5	11	300	n.d.	n.d.	41.980	M	41.980
	2	7,5	300					
	8	18,5	300					
	4	15	300					
	2	22	300					
	59	15	300					
Pompe CT (circuito vapore)	3	55	4.224	0,66	0,8	367.995	S	367.995
Pompe Acqua Industriale	1	41	2.700	n.d.	n.d.	71.373	M	71.373
	1	30	2.700					

Figura 37: Alcune pompe esterne del parco serbatoi

- **Servizi generali**

I servizi generali riguardano principalmente l'illuminazione, il condizionamento ambientale, il riscaldamento (quota relativa alle pompe del circuito acqua di riscaldamento) e il consumo di tutte le apparecchiature elettriche presenti negli uffici, nelle sale riunioni, nei locali mensa e nella cucina aziendale. In particolare per questi ultimi si è considerato il solo dato misurato essendo monitorati i quadri elettrici di alimento della palazzina direzionale, amministrativa e area mensa/cucina.

Tabella 23: Inventario pompaggi riscaldamento

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Pompe CT (circ. riscald.)	2	75	3.000	1	0,8	360.000	S	360.000

Tabella 24: Inventario chiller

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Coeff. di contem.	Fatt. utilizzo	Consumo [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Chiller	1	113	1.600	n.d.	n.d.	92.555	M	181.440
	1	113	1.600	1	0,5	90.720	S	

Tabella 25: Inventario illuminazione (* si ipotizza +17% per perdite al reattore)

Utenze	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Consumo stimato [kWh]	Tipo dato	Totale [kWh]
Magazzino imballaggi vuoti LED 140 W	162	0,14	4224	95.800	S	1.097.329
Magazzino prodotti finiti Ioduri metallici 300 W	276	0,35*	6140	594.819	S	
Magazzino prodotti finiti LED 140 W	88	0,14	6140	75.645	S	
Esterno LED 78 W	140	0,078	4380	47.830	S	
Magazzino confezionamento LED 140 W	81	0,14	4224	47.900	S	
Magazzino confezionamento LED 2x18 W	148	0,036	4224	22.505	S	
Reparto grassi LED 140 W	48	0,14	4224	28.385	S	
Reparto grassi LED 2x18 W	32	0,036	4224	4.866	S	
Reparto grassi LED 108 W	37	0,108	4224	16.879	S	
Reparto oli LED 140 W	23	0,14	4224	13.601	S	
Reparto oli LED 2x18 W	18	0,036	4224	2.737	S	
Reparto oli LED 108 W	37	0,108	4224	16.879	S	
Magazzino additivi Campana 250 W	35	0,29*	4224	43.243	S	
Mensa Fluorescenti 2x58 W	25	0,136*	4224	14.332	S	
Magazzino materiali ausiliari Campana 250 W	15	0,29*	4224	18.533	S	
Reparto Manutenzione Campana 250 W	20	0,29*	4224	24.710	S	
Uffici Fluorescenti 2x58 W	50	0,136*	4224	28.664	S	

Sulla base quindi dei dati di consumo riportati fin'ora è stato possibile stilare una suddivisione di questi tra le varie aree e reparti aziendali. I risultati ottenuti sono sintetizzati nella tabella seguente.

	Consumo [MWh]	% su TOTALE
Miscelazione oli	304	4,5%
Miscelazione grassi	167	2,5%
Confezionamento	646	9,5%
Testing e qualità	516	7,6%
Reparto manutenzione	52	0,8%
Pompaggi ausiliari	987	14,5%
Aspirazione	185	2,7%
Compressori	328	4,8%
Antincendio e sicurezza	391	5,8%
Carica batteria muletti	154	2,3%
Illuminazione	1.097	16,1%
Pompaggi riscaldamento	360	5,3%
Uffici/ mensa/ cucina	575	8,5%
Palazzina R&D	528	7,8%
Condizionamento	280	4,1%
Altre utenze	229	3,4%
TOTALE	**6.799**	**100**

Tabella 26: Ripartizione dei consumi tra aree/reparti

Per avere una visione d'insieme più facilmente interpretabile dei dati sopra riportati si fornisce il diagramma a torta di Figura 38.

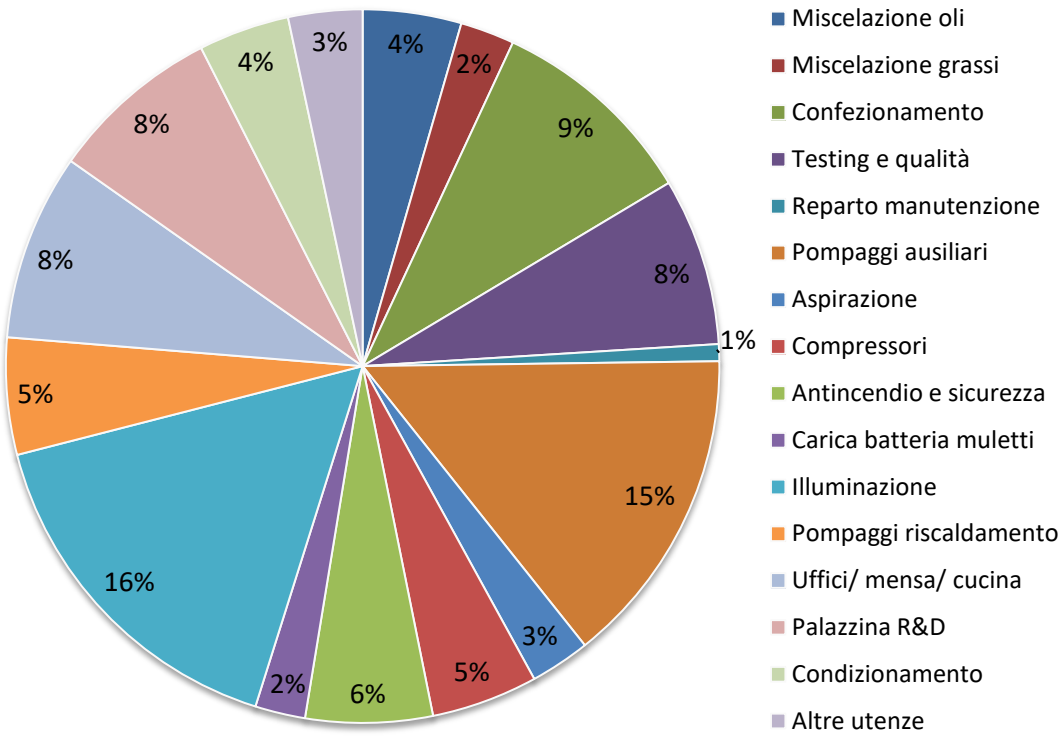

Figura 38: Bilancio dei consumi di energia elettrica di stabilimento

Risulta evidente come i consumi elettrici di ogni area siano in generale inferiori al 10%, fatta eccezione per i consumi delle pompe ausiliare e dell'illuminazione, con una incidenza per entrambe pari rispettivamente al 15% e al 16%.

Ripartizione tra aree funzionali

Seguendo le linee guida proposte dall'ENEA, si vuole procedere ora con la ripartizione dei consumi di energia elettrica tra le diverse aree funzionali, così come definite al livello C e al livello D nelle linee guida stesse. Per la suddivisione si fa sempre riferimento alla struttura energetica aziendale per l'energia elettrica come illustrata in Figura 36 e i risultati ottenuti sono riportati di seguito.

	Consumo [MWh]	Consumo [tep]	% su TOTALE
Attività Principali	1.685	315	25
Servizi Ausiliari	1.653	309	24
Servizi Generali	3.232	605	48
Altro	229	43	3
TOTALE	**6.799**	**1.272**	**100**

Tabella 27: Suddivisione dei consumi elettrici per l'anno 2018

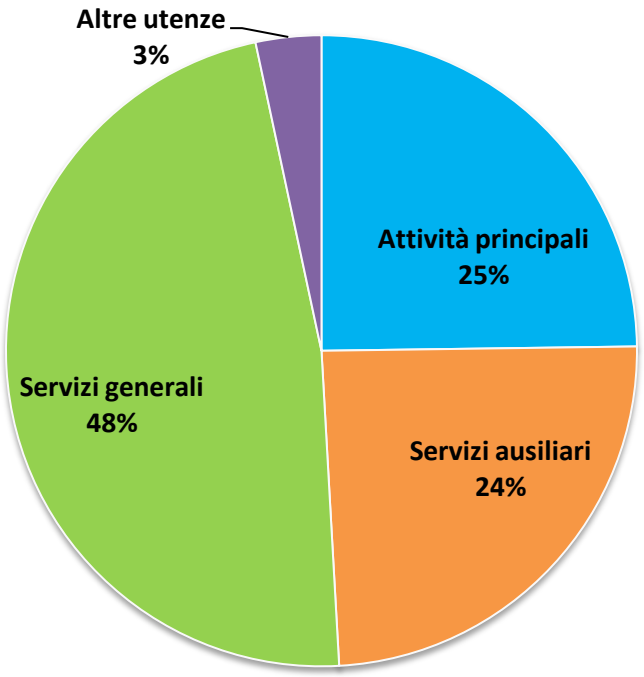

Figura 39: Ripartizione consumi elettrici anno 2018

Dal grafico sopra riportato si nota come i servizi generali incidano per una quota consistente sul consumo totale; questo è legato principalmente al fatto che il sito industriale presenta ben 4 palazzine adibite ad uso uffici i cui consumi ricadono appunto nei servizi generali. L'attività principale incide invece per il 25% sul totale in quanto le varie attività produttive svolte all'interno dello stabilimento non sono particolarmente energivore.

La ripartizione dei consumi per ogni singola area funzionale (livello D della linea guida) è riportata nei grafici a torta seguenti.

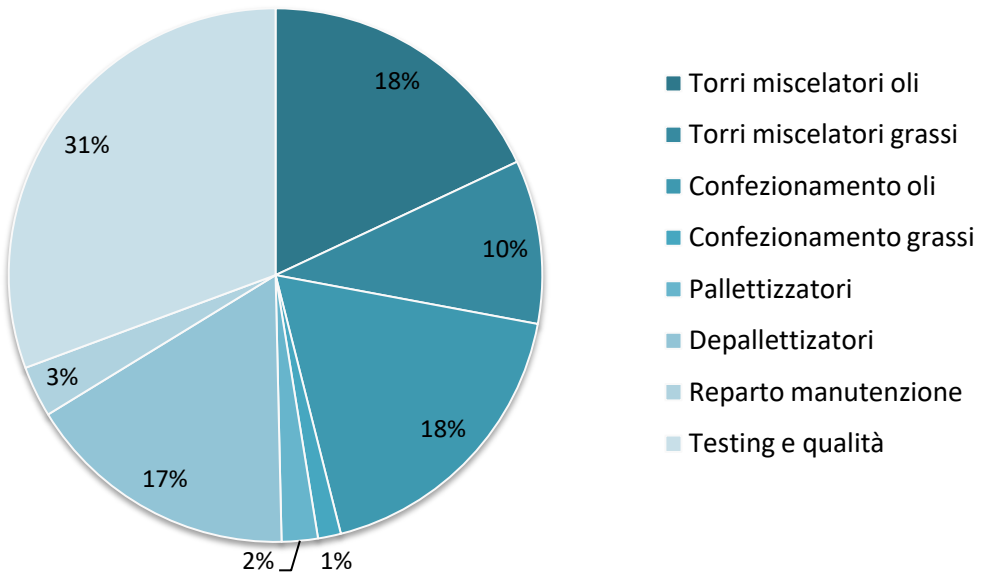

Figura 40: Ripartizione dei consumi per le attività principali

La quota maggiore di consumo per quanto riguarda le attività principali è imputabile all'area testing e ai laboratori per il controllo qualità. I lubrificanti prodotti nello stabilimento richiedono infatti delle specifiche particolari in base al tipo di utilizzo del lubrificante stesso, per cui un'intera area è adibita proprio al controllo qualità del prodotto che avviene a valle del processo di miscelazione, prima che il prodotto stesso venga confezionato. Inoltre rilevante è anche l'attività di testing che viene svolta in diverse celle prova nelle quali vengono testati i nuovi prodotti. Le altre attività rilevanti riguardano infine la miscelazione degli oli e il loro confezionamento.

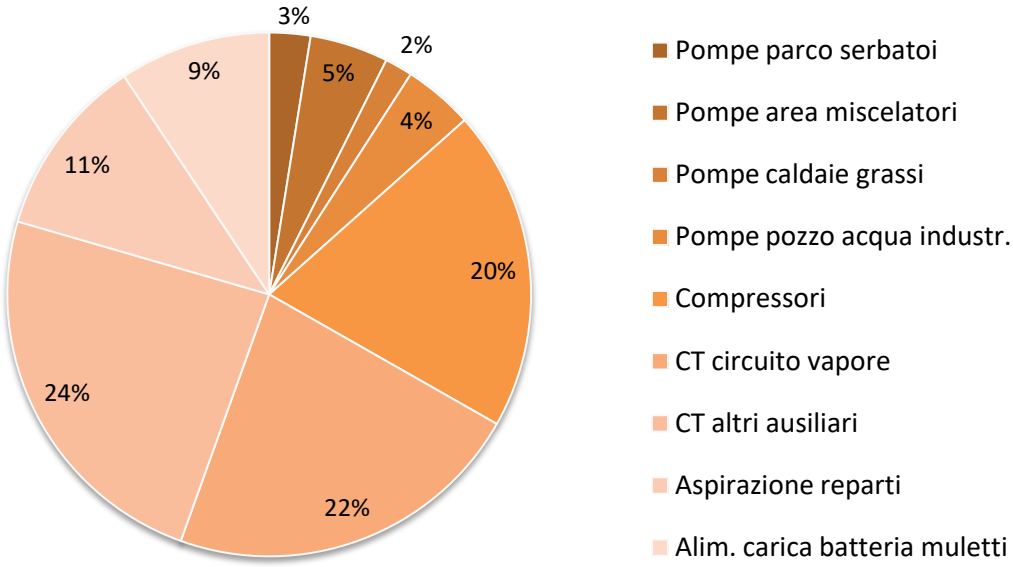

Figura 41: Ripartizione dei consumi per i servizi ausiliari

Si nota come il 20% dei consumi inerenti i servizi ausiliari siano imputabili al reparto compressori d'aria e quote simili riguardano anche i sistemi di pompaggio posti sul circuito vapore e gli ausiliari della centrale termica principale con percentuali rispettivamente del 22% e del 24%.

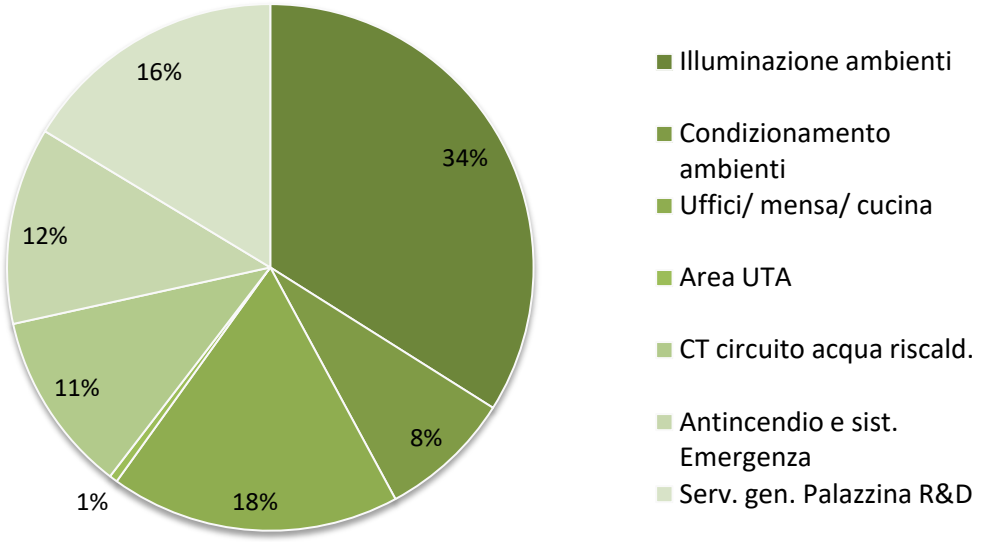

Figura 42: Ripartizione dei consumi per i servizi generali

Infine, per quanto riguarda i servizi generali essendo presenti, come detto, grandi palazzine adibite ad uso uffici, ovviamente grosse quote di consumo sono da

ricondurre ai vari dispositivi elettrici presenti al quale si aggiungono i consumi della cucina e della mensa aziendale. Inoltre è da evidenziare come quasi un terzo dei consumi dell'area servizi generali siano imputabili all'illuminazione essendo presenti infatti delle aree illuminate con dispositivi obsoleti (ad esempio il magazzino dei prodotti finiti).

3.3.2 Bilancio energia termica

La struttura energetica aziendale per quanto riguarda il vettore energetico gas naturale è riportato nello schema a blocchi seguente.

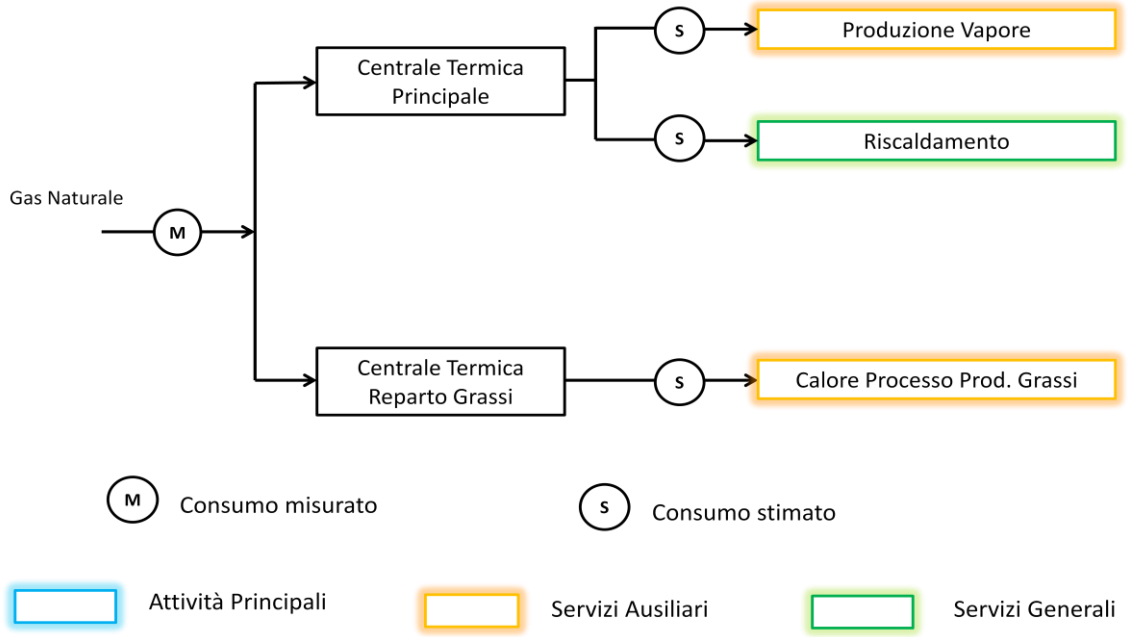

Figura 43: Struttura energetica aziendale per il gas naturale

Il consumo del gas naturale è attribuibile sia al consumo legato all'attività produttiva e sia al consumo per il riscaldamento invernale degli ambienti (uffici, magazzini, reparti di produzione, ecc). In particolare la centrale termica produce sia vapore, che viene utilizzato nel reparto produzione degli oli, e sia acqua calda nei soli mesi invernali per il riscaldamento ambientale. La centrale termica nel reparto grassi invece fornisce il calore di processo per la produzione dei grassi.

Poiché per il gas naturale è presente soltanto il contatore fiscale che misura il consumo complessivo di stabilimento, è stato necessario suddividere il consumo totale

tra la quota imputabile al processo produttivo e la quota imputabile al riscaldamento ambientale, essendo tali quote relative rispettivamente ai servizi ausiliari e ai servizi generali.

Sulla base quindi dell'andamento mensile dei consumi fatturati in bolletta nel periodo 2013 - 2018, si è proseguito con un'analisi di regressione sui dati di consumo nei mesi estivi in cui il riscaldamento ambientale risulta spento (da maggio a settembre) al fine di individuare una correlazione tra il consumo di gas di processo e la produzione di lubrificanti, come riportato in Figura 44.

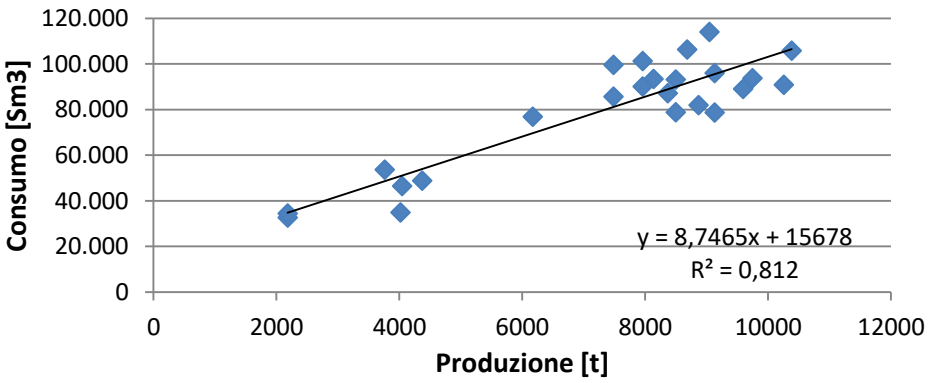

Figura 44: Correlazione tra consumi e produzione nei mesi estivi (maggio - settembre)

Successivamente, utilizzando l'equazione della retta di regressione, si è calcolato il consumo di processo anche nei mesi invernali e per differenza si è ottenuta una stima del consumo di gas mensile per il riscaldamento ambientale. I dati ottenuti, con la ripartizione percentuale annua tra la quota processo e la quota riscaldamento sono riportati nella tabella seguente.

	Consumo di gas naturale anno 2018		
	Uso processo [kWh]	Riscaldamento [kWh]	Totale [kWh]
Gennaio	767.772	2.942.919	3.710.691
Febbraio	982.469	2.378.138	3.360.607
Marzo	973.350	2.367.173	3.340.523
Aprile	806.943	1.036.236	1.843.179
Maggio	1.170.811	0	1.170.811
Giugno	890.480	0	890.480
Luglio	917.459	0	917.459
Agosto	329.551	0	329.551
Settembre	951.810	0	951.810
Ottobre	862.048	532.672	1.394.720
Novembre	755.345	1.429.963	2.185.307
Dicembre	515.557	3.018.525	3.534.083
TOTALE	**9.923.595**	**13.705.626**	**23.629.221**
% su Totale	**42 %**	**58 %**	**100 %**

Tabella 28: Stima della ripartizione dei consumi di gas naturale

Il consumo annuo per il riscaldamento ambientale incide dunque per il 58% sul totale, mentre la restante parte, il 42%, è imputabile al processo produttivo. L'andamento mensile che ne risulta per l'anno 2018 è in sintesi il seguente.

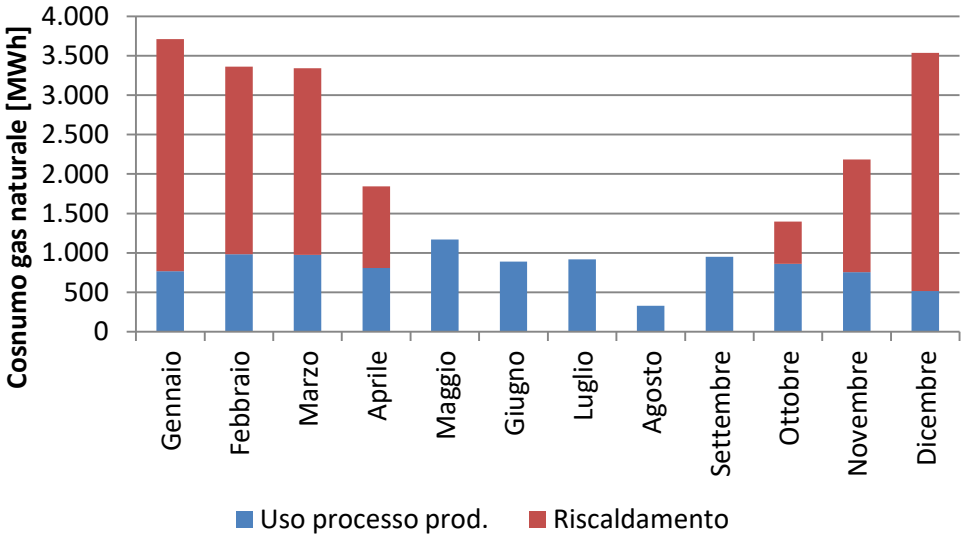

Figura 45: Andamento mensile dei consumi di gas naturale ripartiti per uso finale

Si riporta ora l'inventario contenente i dati tecnici e di utilizzo forniti dall'azienda inerenti la centrale termica principale e la centrale termica del reparto grassi che hanno consentito di stimare i consumi delle varie utenze e di ripartire successivamente gli stessi tra le diverse aree funzionali (livello C e livello D).

Tabella 29: Inventario delle centrali termiche di stabilimento

Centrale Termica	Funzione	Tipologia	N°	Potenza Termica Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]
Principale	Riscaldamento + Processo	Caldaia Babcock - TCP5000 B	3	5.814	4.224
Reparto Grassi	Processo	Caldaia Babcock - TCP400 B	3	465	2.304
		Caldaia Babcock - TCP200 B	2	232	

Figura 46: Immagine caldaia principale

Il consumo stimato relativo al riscaldamento pari a 13.706 MWh (il 58% del consumo totale), consumato dalla centrale termica principale, è stato quindi attribuito ai servizi generali. Per quanto riguarda invece la quota relativa al processo, è stato necessario suddividere il consumo tra la centrale termica del reparto grassi e la

centrale termica principale. In particolare si è stimato innanzitutto il consumo della caldaia reparto grassi come:

$$E_{th,grassi} = P_{t,n} * \ h_{funz} * f_U * f_c = 1.124\ MWh$$

dove $P_{t,n}$ e h_{funz} sono rispettivamente la potenza e le ore di funzionamento come riportato nell'inventario di Tabella 29, il fattore di utilizzazione f_u è stato posto pari a 0,7 e il fattore di contemporaneità f_c è pari a 0,3 per le caldaie da 465 kW e 0,5 per le caldaie da 232 kW, individuati sulla base delle informazioni fornite dall'azienda stessa. Sottraendo $E_{th,grassi}$ al consumo totale per uso processo $E_{th,proc_tot}$ si è ottenuta una stima del consumo della centrale termica principale per la produzione di vapore ad uso processo. In sintesi:

$E_{th,proc_princip} = E_{th,proc_tot} - E_{th,grassi} =$ 9.924 MWh - 1.124 MWh = 8.800 MWh

In sintesi i risultati ottenuti sono riportati nella tabella seguente.

	Consumo [MWh]	**% su TOTALE**
CT principale (riscaldamento)	13.706	58,0%
CT principale (processo)	8.800	37,2%
CT rep. grassi (processo)	1.124	4,8%
TOTALE	**23.630**	**100**

Tabella 30: Ripartizione dei consumi tra aree/reparti

Per avere una visione d'insieme più facilmente interpretabile dei dati sopra riportati si fornisce il diagramma a torta sottostante.

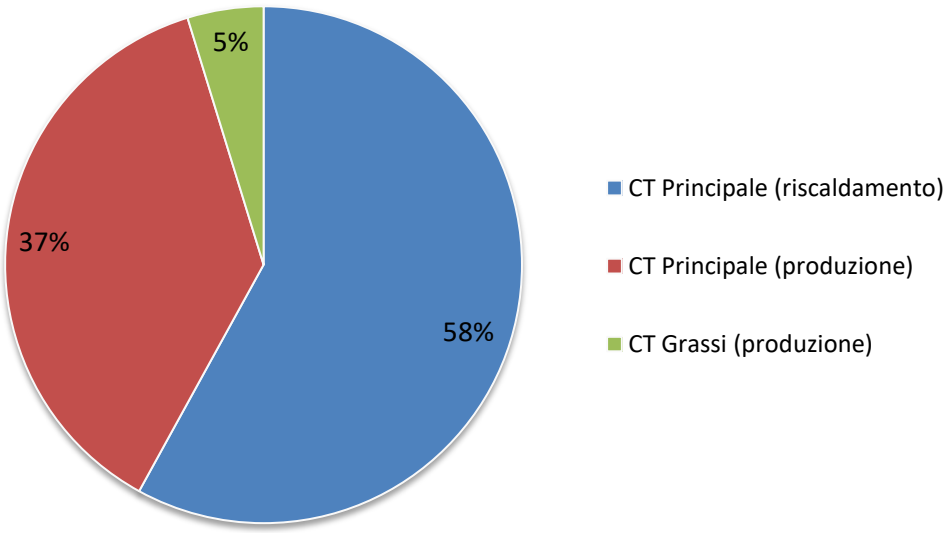

Figura 47: Bilancio dei consumi di gas naturale di stabilimento

Ripartizione tra aree funzionali

I consumi di gas naturale ripartiti tra le aree funzionali sono sintetizzati nella tabella seguente.

	Funzione	Consumo [MWh]	Consumo [tep]
Servizi Ausiliari	CT principale (processo)	8.800	760
	CT rep. Grassi (processo)	1.124	97
Servizi Generali	CT principale (riscaldamento)	13.706	1.184
TOTALE		**23.630**	**2.041**

Tabella 31: Ripartizione dei consumi di gas naturale

I servizi generali comprendono, come detto, il solo riscaldamento ambientale e, come determinato dall'analisi di regressione, incidono per il 58% sul totale, mentre i servizi ausiliari incidono per la quota restante (42%) e comprendono il consumo legato alla produzione di vapore e al calore di processo nel reparto grassi.

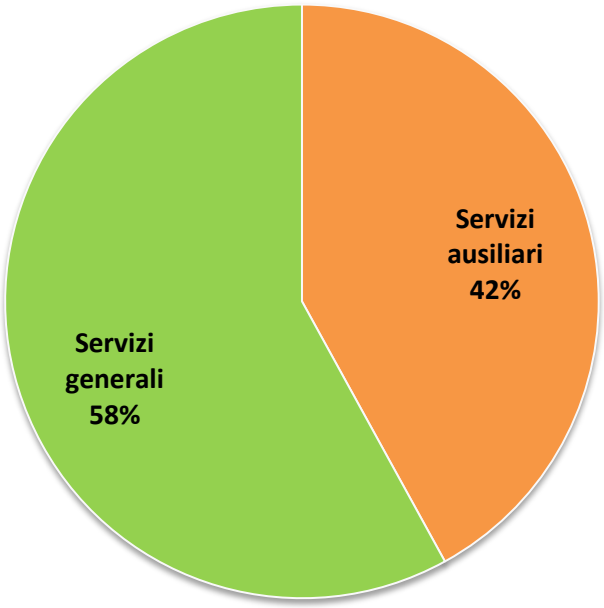

Figura 48: Ripartizione dei consumi di gas naturale per l'anno 2018

Ripartendo a sua volta i consumi totali dei servizi ausiliari, si ha che il consumo legato alla produzione di vapore (CT principale) incide per l'89% mentre il restante 11% è inerente la produzione di grassi (CT reparto grassi), come mostrato nel grafico a torta seguente.

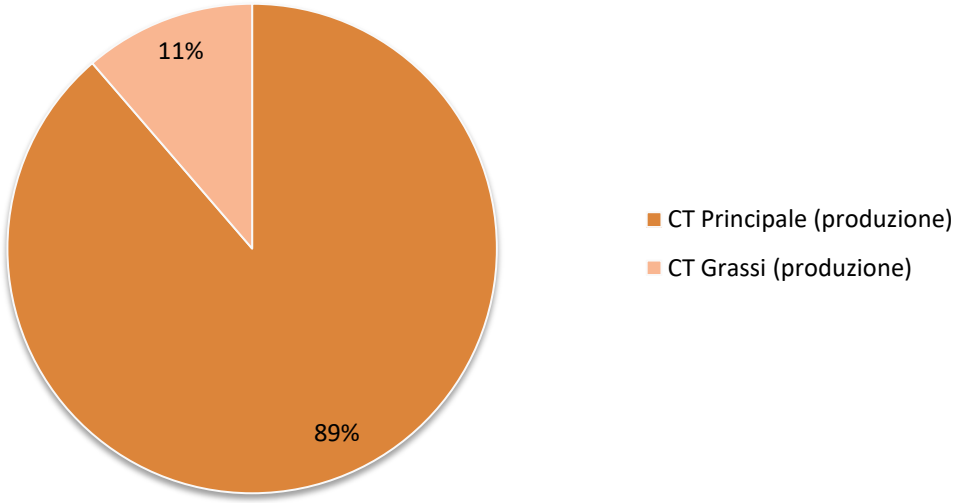

Figura 49: Ripartizione dei consumi per i servizi ausiliari

Queste percentuali di consumo del gas naturale per gli usi di processo sono in linea con l'attività produttiva aziendale essendo infatti la produzione dei grassi pari a circa il 10 % – 15 % della produzione totale.

3.3.3 Calcolo degli indici di prestazione energetica

In questo paragrafo, sulla base del bilancio energetico di cui sopra, si vogliono determinare gli indici di prestazione energetica (EnPI) per l'energia elettrica e il gas naturale, indicando per ciascuna area funzionale la corrispondente destinazione d'uso.

Innanzitutto è opportuno riportare l'andamento mensile dell'indice di prestazione energetica di tipo generale, che normalizza i consumi globali di energia rispetto la destinazione d'uso generale dell'azienda, ovvero la quantità, espressa in tonnellate, di lubrificanti prodotti.

Per l'energia elettrica si ha l'andamento riportato in Figura 50.

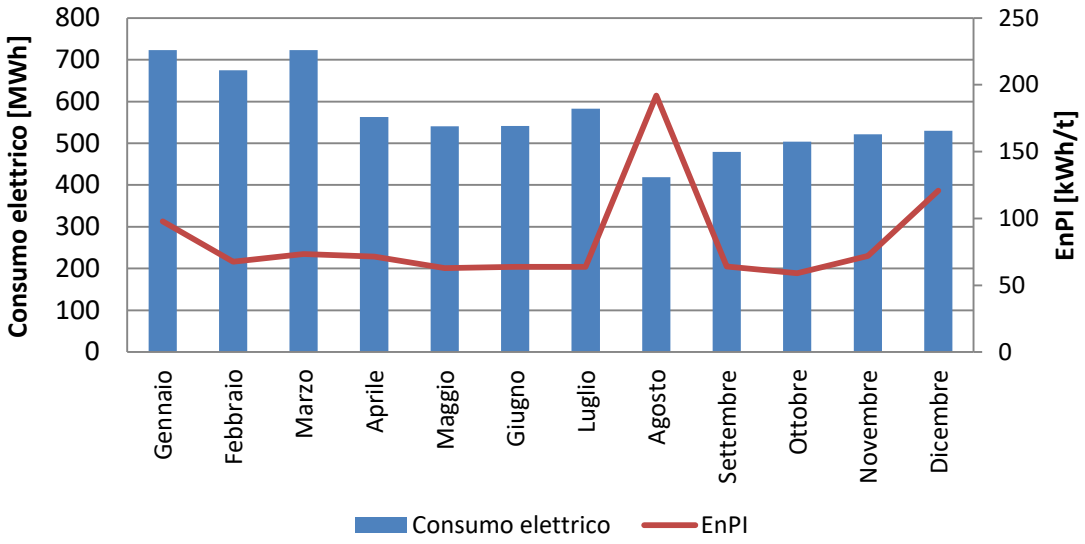

Figura 50: Andamento dei consumi elettrici e dell'EnPI generale per l'anno 2018

Si osserva un andamento pressoché costante durante l'anno con picchi nei mesi di gennaio, agosto e dicembre in quanto in questi ultimi la produzione di oli lubrificanti è minore a causa delle festività natalizie e delle vacanze estive e quindi il consumo specifico aumenta di conseguenza. L'EnPI medio durante l'anno risulta pari a 74,6 kWh/t.

Per quanto riguarda il gas naturale, ovviamente è necessario determinare il consumo specifico globale riferendosi ai soli consumi inerenti la produzione. L'andamento è riportato in Figura 51.

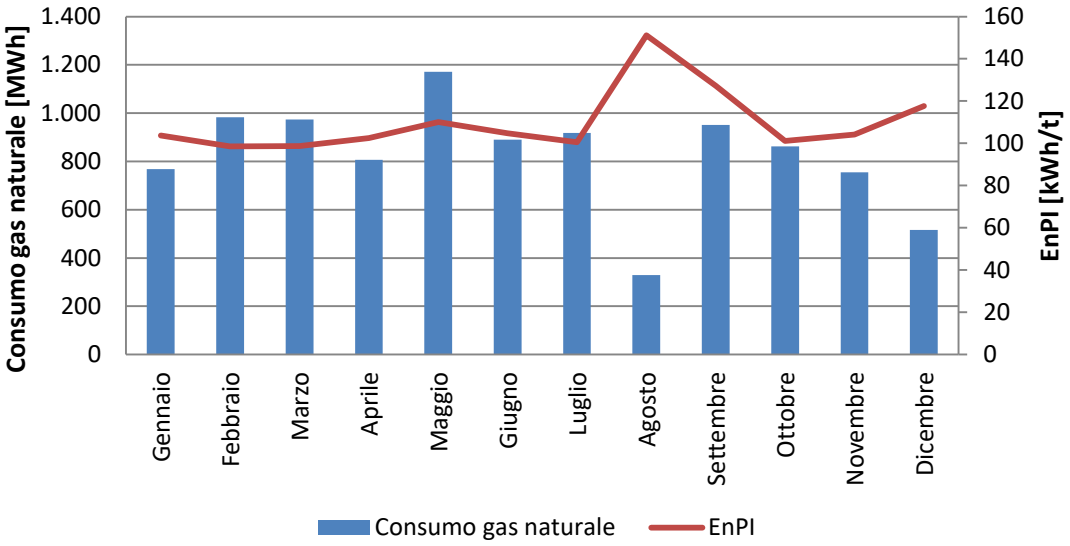

Figura 51: Andamento del consumo GN per la produzione e dell'EnPI generale per l'anno 2018

Anche per il gas naturale si osserva un andamento costante durante l'anno con picchi nei mesi in cui la produzione di stabilimento è minore a causa della chiusura per le festività natalizie e delle vacanze estive. L'EnPI medio durante l'anno risulta pari a 110 kWh/t.

La quota relativa al consumo di gas naturale per riscaldamento può essere invece normalizzata rispetto ai Gradi Giorno mensili della località determinati a partire dalla temperatura media mensile nei mesi invernali. Dal grafico di Figura 52 si osserva proprio come l'andamento dei consumi di gas naturale inerente la quota per il riscaldamento ambientale ricalca bene l'andamento dei Gradi Giorno medi mensili durante i mesi invernali. In particolare durante l'anno si ha un consumo specifico medio per riscaldamento pari a 5,7 MWh/GG.

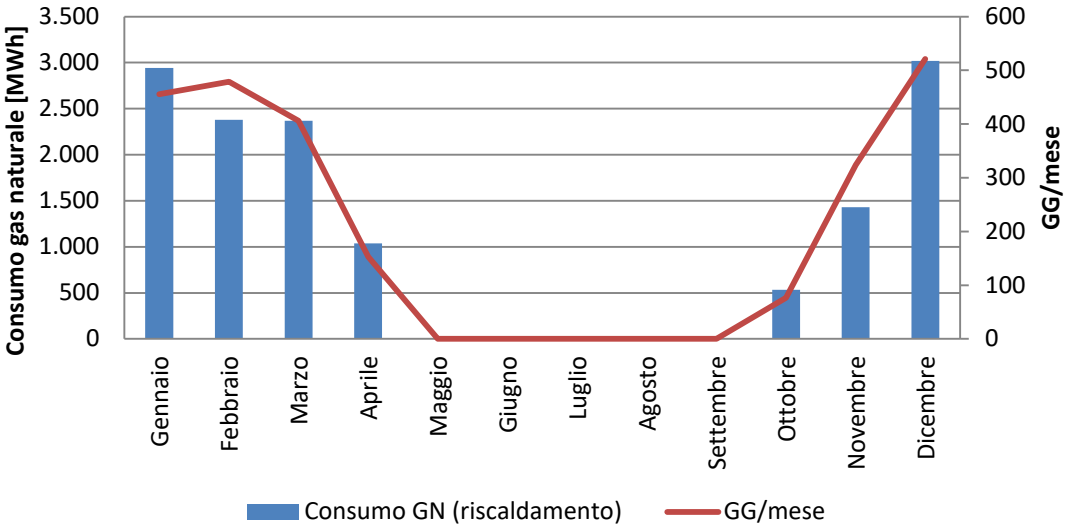

Figura 52: Andamento del consumo GN per il riscaldamento e dei GG/mese per l'anno 2018

Di seguito si riportano ora gli indici di performance energetici di tipo specifico più significativi, normalizzando quindi i consumi di ciascuna area funzionale rispetto la destinazione d'uso specifica dell'area stessa.

Per il vettore energia elettrica le destinazioni d'uso specifiche e i corrispondenti EnPI sono riportati rispettivamente in Tabella 32 e in Tabella 33.

Area funzionale	Tipologia	Quantità	u.m.
Reparto prod. oli	olio prodotto	77.463	t
Reparto prod. grassi	grassi prodotti	13.670	t
Reparto confez.	totale produzione	91.133	t
Compressori aria	aria prodotta	2.587.200	Nm3
Pompaggi	totale produzione	91.133	t
Condizionamento	superficie uffici	13.330	mq
Illuminazione	lumen	15.000.000	lm
Palazzine uffici	superficie uffici	13.330	mq

Tabella 32: Destinazione d'uso specifica – vettore energia elettrica

Area funzionale	EnPI	u.m.
Reparto prod. oli	3,92	kWh/t
Reparto prod. grassi	12,22	kWh/t
Reparto confez.	7,09	kWh/t
Compressori aria	0,12	kWh/Nm3
Pompaggi	10,83	kWh/t
Condizionamento	21,02	kWh/mq
Illuminazione	0,07	kWh/lm
Palazzine uffici	82,79	kWh/mq

Tabella 33: EnPI specifici – vettore energia elettrica

Per il vettore gas naturale le destinazioni d'uso specifiche e i corrispondenti EnPI sono riportati rispettivamente in Tabella 34 e in Tabella 35.

Area funzionale	Tipologia	Quantità	u.m.
CT principale – processo	olio prodotto	77.463	t
CT grassi	grassi prodotti	13.670	t
CT principale – riscald.	superficie totale	45.750	mq

Tabella 34: Destinazione d'uso specifica – vettore gas naturale

Area funzionale	EnPI	u.m.
CT principale – processo	113,62	kWh/t
CT grassi	82,23	kWh/t
CT principale – riscald.	299,59	kWh/mq

Tabella 35: EnPI specifici – vettore gas naturale

3.4 Interventi di miglioramento dell'efficienza energetica

Alla luce dei risultati e delle analisi riportate nei paragrafi precedenti, si vuole ora porre l'attenzione sulla fase più importante della diagnosi energetica, ossia quella che riguarda gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, esplicitamente richiesti dal D.Lgs. 102/2014 e dalla normativa tecnica. Tuttavia è importante sottolineare come l'esecuzione della diagnosi energetica non vada vista come un mero adempimento di un obbligo normativo, ma piuttosto come una vera e propria opportunità per le imprese per ridurre gli sprechi energetici e di conseguenza ridurre i costi economici rendendo così l'impresa stessa più competitiva, soprattutto in un contesto come quello italiano in cui il costo dell'energia è tra i più alti in Europa.

Nei prossimi paragrafi verranno dunque analizzati i possibili interventi di efficienza energetica applicabili alla realtà industriale oggetto di studio, andando a valutare il potenziale risparmio energetico rispetto lo stato attuale e di conseguenza il potenziale risparmio economico sulla bolletta. La convenienza economica degli interventi proposti saranno infine valutati per mezzo di una analisi costi-benefici, così come richiesto dalla normativa vigente.

In particolare per le analisi economiche degli interventi verranno assunte le seguenti ipotesi:

- Si considerano i flussi di cassa semplici senza tenere conto quindi dell'effetto del tasso di attualizzazione sui risparmi annuali conseguiti. Il parametro calcolato è il tempo di ritorno semplice dell'investimento (SPB "simple payback") dato dal rapporto tra l'investimento iniziale e il risparmio annuo totale;
- Per l'energia elettrica si assume un costo medio di acquisto pari a 0,135 €/kWh, ottenuto come somma di tutte le voci di spesa variabili riportate in bolletta;
- Per il gas naturale si assume un costo medio di acquisto pari a 0,325 €/Smc, ottenuto come somma di tutte le voci di spesa variabili riportate in bolletta;

- Dove possibile, verrà calcolata una stima dell'incentivo economico conseguibile grazie al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE o anche conosciuti come Certificati Bianchi). In particolare, secondo la normativa vigente, per ogni TEP di risparmio conseguito viene riconosciuto 1 TEE per tutta la vita utile dell'intervento stesso (da 3 a 10 anni) [26]. Si assume un valore economico medio di 250 €/TEE, basato sul valore medio di mercato registrato nelle sessioni 2018 – 2019 sul GME. [46]

3.4.1 Illuminazione

Uno degli interventi più comuni di risparmio energetico, applicabile in ogni ambito e settore, riguarda i sistemi di illuminazione e in particolare la sostituzione di tecnologie più obsolete con altre a più alta efficienza come per esempio la tecnologia LED. Interventi di efficienza energetica legati all'illuminazione ambientale sono tra l'altro riportati nel BREF sull'efficienza energetica. [24]

Innanzitutto è necessario considerare lo stato di fatto del sistema di illuminazione presente all'interno dello stabilimento per identificare la aree di intervento. In particolare, come visibile dall'inventario dei sistemi illuminazione riportati in Tabella 25, è possibile notare come già in molte aree dello stabilimento siano state installate lampade LED ma restano ancora altri locali, riportati in Tabella 38, in cui è possibile intervenire essendo il consumo di energia elettrica non trascurabile. (per una stima più accurata dei consumi si ipotizza una perdita dovuta al reattore ferromagnetico del 17%)

Area e tipologia	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Perdite reattore	Consumo stimato [kWh]	Totale [kWh]
Magazzino prodotti finiti Ioduri metallici 300 W	276	0,3	6140	17%	594.819	724.301
Magazzino additivi Ioduri metallici 250 W	35	0,25	4224	17%	43.243	
Magazzino materiali ausiliari Ioduri metallici 250 W	15	0,25	4224	17%	18.533	
Reparto Manutenzione Ioduri metallici 250 W	20	0,25	4224	17%	24.710	
Uffici Fluorescenti 2x58 W	50	0,116	4224	17%	14.332	
Mensa Fluorescenti 2x58 W	25	0,116	4224	17%	28.664	

Tabella 36: Stato attuale del sistema di illuminazione con possibilità di intervento

La quota maggiore è imputabile al magazzino prodotti finiti con un consumo che è circa pari alla metà del consumo totale stimato per l'illuminazione pari a 992 MWh e ciò è dovuto essenzialmente al fatto che si utilizzano lampade a ioduri metallici da 300 W con ore di funzionamento elevate essendo questo magazzino operativo su tre turni lavorativi.

L'intervento prevede quindi la sostituzione dei corpi illuminanti con nuove lampade LED e in particolare la sostituzione delle lampade fluorescenti 2x58 W con plafoniere a tubi LED 2x24 W, mentre le lampade a ioduri metallici (sia da 300 W che da 250 W) sostituite con lampade LED da 140 W, già installate e utilizzate in altri locali.

Figura 53: Immagine illustrativa lampade LED: a sx lampada da 140 W, a dx plafoniera 2x24 W [44]

Qui di seguito si riporta dunque il prospetto post-intervento con il consumo stimato risultante.

Area e tipologia	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Consumo stimato [kWh]	Totale [kWh]
Magazzino prodotti finiti LED 140 W	276	0,14	6140	237.250	293.851
Magazzino additivi LED 140 W	35	0,14	4224	20.698	
Magazzino materiali ausiliari LED 140 W	15	0,14	4224	8.870	
Reparto Manutenzione LED 140 W	20	0,14	4224	11.827	
Uffici LED 2x24 W	50	0,048	4224	5.069	
Mensa LED 2x24 W	25	0,048	4224	10.138	

Tabella 37: Sistema illuminazione post-intervento

Si nota quindi come, a parità di ore di funzionamento, l'intervento di sostituzione porterebbe ad un risparmio energetico annuo pari a 430.450 kWh, corrispondente al 6,3% del consumo totale di energia elettrica nel 2018. Considerando

il costo medio dell'energia elettrica di 0,135 €/kWh, il risparmio energetico porterebbe ad un risparmio economico di 58.091 € l'anno.

Tuttavia risulta necessario andare a valutare anche il costo legato alla vita utile dei corpi illuminanti. Infatti in generale una maggiore vita utile dei dispositivi implica minori costi in sostituzioni e di conseguenza minori costi di manutenzione. Nota quindi la vita utile delle singole lampade e i costi sostenuti sia per la fornitura che per la manutenzione delle stesse, il costo sulla vita utile è calcolabile come:

$$C_{vita\ utile} = costo_{lampada} + costo_{manutenzione}$$

e di conseguenza il costo annuo sulla vita utile risulta essere:

$$C_{annuo} = C_{vita\ utile} \frac{h_{funz_anno}}{h_{vita\ utile}}$$

Per i costi di acquisto si è fatto riferimento a valori medi di mercato, mentre per la manutenzione si è assunto un costo pari a 12 € per singola lampada. I dati utilizzati sono riportati di seguito.

Tipologia	Ore vita utile	Costo acquisto unitario [€]
Fluorescente 2x58 W	12.000	7,20
Ioduri metallici 250 W	20.000	27
Ioduri metallici 300 W	20.000	35
LED 2x24 W	60.000	160
LED 140 W	60.000	350

Tabella 38: Vita utile e costi di acquisto per le diverse tipologie di lampade

I risultati ottenuti sono riportati in Tabella 39.

Area	Costo vita utile [€]		Costo annuo [€]	
	Attuale	Futura	Attuale	Futura
Magazzino prodotti finiti	12.972	99.912	3.982	10.224
Magazzino additivi	1.365	12.670	288	892
Magazzino materiali ausiliari	585	5.430	124	382
Reparto Manutenzione	780	7.240	165	510
Uffici	480	4.300	169	303
Mensa	960	8.600	338	605
TOTALE	**17.142**	**138.152**	**5.066**	**12.916**

Tabella 39: Costi sulla vita utile totali e annui nella situazione ante e post intervento

E' interessante notare come i costi ottenuti nel caso delle lampade LED siano maggiori rispetto la situazione attuale in quanto, come si è visto, la tecnologia LED è caratterizzata da costi di investimento molto maggiori rispetto alle lampade esistenti. Analizzando dunque i costi annui sulla vita utile sembrerebbe non conveniente effettuare la sostituzione in quanto si avrebbe una spesa annua molto più elevata. Tuttavia, considerando il risparmio ottenibile grazie al minore consumo energetico delle lampade LED, il risparmio complessivo risulta comunque vantaggioso.

Di seguito si riportano in sintesi i risparmi annui conseguibili a seguito dell'intervento di sostituzione con lampade LED.

Area	Risparmio energetico		Risparmio vita utile	Risparmio totale
	[kWh]	[€]	[€]	[€]
Magazzino prodotti finiti	357.569	48.255	- 6.242	**42.013**
Magazzino additivi	22.546	3.043	- 604	**2.439**
Magazzino materiali ausiliari	9.662	1.304	- 259	**1.045**
Reparto Manutenzione	12.883	1.739	- 345	**1.394**
Uffici	9.263	1.250	- 134	**1.116**
Mensa	18.526	2.500	- 268	**2.233**
TOTALE	**430.450**	**58.091**	**- 7.851**	**50.240**

Tabella 40: Risparmi annui conseguibili a seguito dell'intervento sull'illuminazione

Risulta dunque un risparmio economico totale pari a 50.240 € l'anno, con la quota maggiore del risparmio ottenibile grazie alla sostituzione dei corpi illuminanti nel magazzino prodotti finiti (circa 84% del totale).

Determinando ora i costi di investimento complessivi per la fornitura e l'installazione delle nuove lampade LED, sulla base dei costi unitari riportati in Tabella 38 e assumendo un costo di installazione pari al 20% della fornitura, il SPB dell'intervento risulta essere:

$$SPB = \frac{Investimento}{Risparmio\ annuo} = \frac{159.720}{50.240} = 3{,}2\ anni$$

Se si considera poi l'incentivo economico ottenibile dai TEE, riconosciuti per 5 anni per interventi di retrofit di sistemi per l'illuminazione, il SPB dell'investimento diminuisce, rendendo ancora più vantaggioso l'intervento stesso. In particolare il numero di TEE ottenibili in un anno risulta:

$$\left[\frac{TEE}{anno}\right] = Risparmio[MWh] * 0{,}187 = 430 * 0{,}187 = 80\frac{TEE}{anno}$$

che, assumendo un prezzo medio di mercato di 250 €/TEE, corrispondono a un incentivo totale di 20.000 €/anno. In questo modo il SPB risulta essere:

$$SPB = \frac{Investimento}{Risparmio\ annuo + Incentivo\ TEE} = \frac{159.720}{50.240 + 20.000} = 2{,}3\ anni$$

del tutto accettabile considerando il target aziendale.

3.4.2 Motori elettrici ad alta efficienza

Un altro intervento di efficienza energetica riguarda la sostituzione del parco motori elettrici obsoleti dell'azienda con motori ad alta efficienza IE4. Secondo diversi studi, nel settore industriale, circa il 74% dei consumi di energia elettrica è dovuto all'utilizzo di motori elettrici che forniscono energia meccanica per il funzionamento di diversi macchinari quali per esempio pompe, aspiratori, ventilatori, compressori, ecc. La norma internazionale IEC 60034-30:2008 definisce le nuove classi di rendimento per i motori trifase secondo quattro classi: IE1 efficienza standard; IE2 efficienza elevata; IE3 efficienza premium; IE4 efficienza super premium.

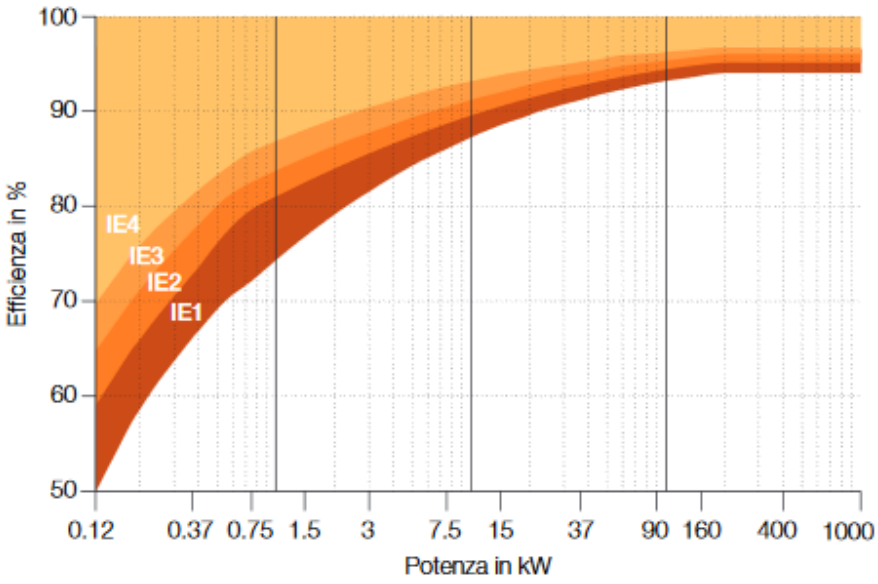

Figura 54: Curve di efficienza per motori a 4 poli secondo IEC 60034-30:2008 [25]

Dal grafico sopra riportato si può facilmente notare come all'aumentare della potenza nominale lo scostamento tra i rendimenti delle diverse classi di efficienza

diminuisce. Il vantaggio in termini di risparmio energetico risulta quindi più favorevole nel caso di sostituzione di motori di piccola taglia.

Tuttavia la convenienza economica deve essere valutata considerando diversi aspetti quali: la situazione dei motori esistenti, le ore di funzionamento, il coefficiente di carico e i costi di acquisto di un motore ad alta efficienza rispetto ad una eventuale riparazione e riavvolgimento dei motori esistenti.

Come si è visto dall'inventario dei macchinari del sito aziendale qui presentato, il numero di motori elettrici al servizio delle varie pompe, compressori, aspiratori e miscelatori è particolarmente elevato. Tuttavia in tale contesto si è valutata la convenienza economica derivante dalla sostituzione dei soli motori elettrici che presentano un maggior numero di ore di funzionamento durante l'anno. Nello specifico si prendono in considerazione: i motori elettrici presenti nel reparto miscelazione oli al servizio delle torri miscelatrici, degli aspiratori e delle pompe vuoto; i motori al servizio delle pompe del circuito acqua di riscaldamento e del circuito vapore nella centrale termica principale; i motori di azionamento degli aspiratori nel reparto confezionamento oli.

Figura 55: Esempio di motore elettrico collegato alla torre di miscelazione oli

Nelle tabelle seguenti sono riportate le caratteristiche tecniche e di funzionamento dei motori elettrici con i consumi energetici relativi alla situazione attuale e post intervento calcolati semplicemente tramite la seguente formula:

$$E_{el,consum} = P_{nom} * h_{funz} * f_{cont} * f_{util} * \frac{1}{\eta}$$

I dati inerenti l'efficienza della classe IE1 e della classe IE4 sono stati desunti dalla nota informativa della ABB riguardante i valori minimi di efficienza a 50 Hz definiti nello standard IEC 60030-30-1:2014 per motori elettrici trifase a 4 poli [25].

Applicazione	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Fatt. di contem.	Fatt. utilizzo	Eff. IE1 %	Consumi [kWh]
Torri Miscel. Oli	1	7,5	4.224	0,4	0,8	86,0	11.788
	1	9,6	4.224	0,4	0,8	86,9	14.932
	1	11	4.224	0,4	0,8	87,6	16.973
	1	15	4.224	0,4	0,8	88,7	22.858
	3	18,5	4.224	0,4	0,8	89,3	84.007
	3	22	4.224	0,4	0,8	89,9	99.233
	2	30	4.224	0,4	0,8	90,7	89.417
Aspiratori Miscel. Oli	10	5,5	4.224	0,3	0,8	84,7	65.829
Pompe vuoto Miscel. Oli	2	15	4.224	0,5	0,8	88,7	57.145
Aspiratori Confezion.	11	5,5	4.224	0,5	0,8	84,7	120.686
Pompe circuito vapore	3	55	4.224	0,66	0,8	92,1	399.560
Pompe circuito acqua riscaldamento	2	75	3.000	1	0,8	92,7	388.350

Tabella 41: Caratteristiche tecniche e consumi nella situazione attuale

In seguito alla sostituzione con motori IE4 ciò che cambia è il solo dato di efficienza che, essendo maggiore rispetto ai motori standard, comporta un assorbimento di energia elettrica minore.

Applicazione	N°	Potenza Unitaria [kW]	Ore di funz. [h/anno]	Fatt. di contem.	Fatt. utilizzo	Eff. IE4 %	Consumi [kWh]
Torri Miscel. Oli	1	7,5	4.224	0,4	0,8	91,3	11.104
	1	9,6	4.224	0,4	0,8	93,0	13.953
	1	11	4.224	0,4	0,8	93,3	15.936
	1	15	4.224	0,4	0,8	93,9	21.592
	3	18,5	4.224	0,4	0,8	94,2	79.637
	3	22	4.224	0,4	0,8	94,5	94.403
	2	30	4.224	0,4	0,8	94,9	85.459
Aspiratori Miscel. Oli	10	5,5	4.224	0,3	0,8	91,9	60.671
Pompe vuoto Miscel. Oli	2	15	4.224	0,5	0,8	93,9	53.981
Aspiratori Confezion.	11	5,5	4.224	0,5	0,8	91,9	111.230
Pompe circuito vapore	3	55	4.224	0,66	0,8	95,7	384.530
Pompe circuito acqua riscaldamento	2	75	3.000	1	0,8	96,0	375.000

Tabella 42: Caratteristiche tecniche e consumi nella situazione post intervento

Figura 56: Immagine illustrativa di un motore elettrico ad alta efficienza IE4

Il risparmio energetico che ne consegue è determinato dalla differenza tra i consumi attuali e i consumi post intervento, che può essere anche facilmente calcolato direttamente tramite la seguente formula:

$$Risparmio\ [kWh] = P_{nom} * h_{funz} * f_{cont} * f_{util} * [\frac{1}{\eta_{IE1}} - \frac{1}{\eta_{IE4}}]$$

Considerando poi il costo medio per l'acquisto dell'energia elettrica è possibile determinare il corrispondente risparmio economico annuo. I risultati inerenti i risparmi energetici ed economici conseguibili sono sintetizzati nella tabella seguente.

Applicazione	Consumi attuali [kWh]	Consumi mot. IE4 [kWh]	Risparmio [kWh]	Costo attuale [€]	Costo mot. IE4 [€]	Risparmio annuo [€]
Torri Miscel. Oli	339.208	322.084	17.124	45.778	43.467	2.311
Aspiratori Miscel. Oli	65.829	60.671	5.158	8.884	8.188	696
Pompe vuoto Miscel. Oli	57.145	53.981	3.164	7.712	7.285	427
Aspiratori Confezion.	120.686	111.230	9.456	16.287	15.011	1.276
Pompe circuito vapore	399.560	384.530	15.030	53.922	51.894	2.028
Pompe circuito acqua riscaldamento	388.350	375.000	13.350	52.409	50.608	1801
TOTALE	1.370.778	1.307.496	**63.282**	184.992	176.452	**8.540**

Tabella 43: Risparmi energetici ed economici conseguibili

Ne risulta un risparmio energetico pari a 63.282 kWh l'anno, corrispondente a circa l'1% del consumo totale di energia elettrica per l'anno 2018. Il risparmio economico annuo risulta pari a 8.540 €. Si nota quindi come i risparmi ottenibili dall'intervento di sostituzione dei motori elettrici siano di piccola entità se paragonati al consumo totale di energia elettrica dell'azienda. La scarsa convenienza dell'intervento è confermata anche dal valore del Simple Payback, ottenuto valutando innanzitutto il costo complessivo da sostenere per l'acquisto e l'installazione dei nuovi motori IE4.

I costi di acquisto, determinati sulla base dei prezzi medi di mercato e da valutazioni di settore, sono riportati in Tabella 44, dove i motori elettrici sono stati raggruppati in base alla loro taglia in quanto il costo specifico per l'acquisto espresso in

€/kW varia proprio in base alla potenza nominale del motore elettrico. Inoltre si assume un costo di installazione pari al 20% del costo di acquisto.

Quantità	Potenza nominale [kW]	Costo specifico IE4 [€/kW]	Costo totale [€]
21	5,5	129,30	14.934,15
1	7,5	107	802,50
1	9,6	113	1.084,80
1	11	107	1.177
3	15	106,60	4.797
3	18,5	100,20	5.561,10
3	22	97,70	6.448,20
2	30	92	5.520
3	55	84	13.860
2	75	81	12.150
Tot acquisto			**66.334,75**
Installazione (20% del tot acquisto)			**13.266,95**
Tot Investimento			**79.601,70**

Tabella 44: Costi per acquisto e installazione dei nuovi motori elettrici

A fronte dunque di un costo complessivo per la fornitura e l'installazione di 79.602 €, il SPB che ne risulta è pari a:

$$SPB = \frac{Investimento}{Risparmio\ annuo} = \frac{79.602}{8.540} = 9{,}3\ anni$$

Il tempo di ritorno dell'investimento risulta quindi parecchio elevato e ciò è dovuto principalmente al fatto che, come si è detto, i motori elettrici qui considerati presentano ore di funzionamento annue molto basse che di conseguenza limitano i risparmi energetici conseguibili. In generale infatti è possibile affermare che il numero di ore di funzionamento oltre il quale si realizzano condizioni di convenienza aumenta al crescere della potenza nominale del motore.

Se si considera inoltre la possibilità di richiedere i TEE, riconosciuti per 5 anni per interventi di sostituzione di motori elettrici, si ottiene:

$$\left[\frac{TEE}{anno}\right] = Risparmio[MWh] * 0{,}187 = 63{,}3 * 0{,}187 = 12\frac{TEE}{anno}$$

L'incentivo economico, assumendo un prezzo medio di 250 €/TEE, risulta pari a 3.000 €/anno. Considerando questo incentivo, il SPB si riduce di circa 2 anni e mezzo:

$$SPB = \frac{Investimento}{Risparmio\ annuo + Incentivo\ TEE} = \frac{79.602}{8.540 + 3.000} = 6{,}9\ anni$$

In particolare l'incentivo economico dei TEE risulta pari a circa il 35% del risparmio annuo, confermando di fatto l'importanza dei benefici economici derivanti dal meccanismo dei TEE.

3.4.3 Installazione di inverter per la regolazione dei motori elettrici

Si valuta ora la convenienza energetica ed economica per l'installazione di inverter per la regolazione a velocità variabile delle due pompe di circolazione da 75 kW poste sul circuito dell'acqua di riscaldamento ambientale in quanto, in base alle loro condizioni di funzionamento variabile durante la stagione invernale, necessitano maggiormente di tale intervento.

Attualmente infatti la portata dell'acqua di riscaldamento ambientale è regolata per mezzo di valvole di strozzamento che, come è noto, presenta notevoli svantaggi dal punto di vista energetico quando si hanno richieste di carico variabili. L'inverter invece, modificando la frequenza della corrente di alimentazione del motore elettrico, permette di variare la velocità di rotazione del motore stesso andando a modificare la curva caratteristica della pompa e riducendo di conseguenza la potenza assorbita. Quest'ultima infatti, considerando una variazione a rendimento costante della macchina, varia in funzione del cubo del numero di giri, mentre la portata varia linearmente con il numero di giri.

Il grafico seguente mostra la variazione percentuale della potenza assorbita dalla pompa a velocità costante (curva rossa con n=100%), e nel caso di regolazione a velocità variabile tramite inverter (curva nera a rendimento costante).

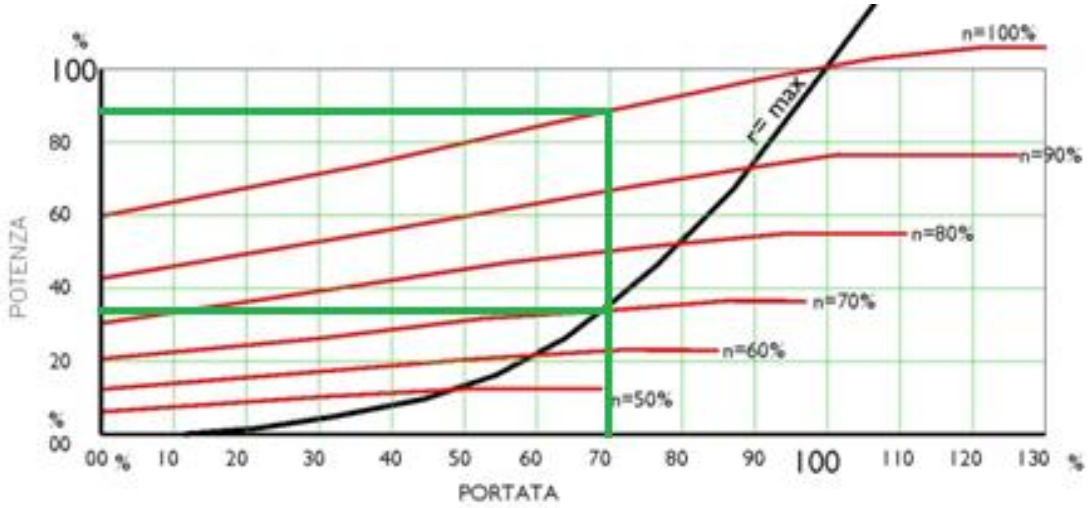

Figura 57: Variazione della potenza assorbita in funzione della portata e del numero di giri della pompa [36]

Ipotizzando, sulla base dei dati forniti dall'azienda, un fattore di portata medio del 70% è possibile ricavare dal grafico sopra un fattore di utilizzo pari all'87% nel caso attuale e del 34% nel caso di regolazione tramite inverter. Si noti inoltre come, con la regolazione tramite inverter, la velocità di rotazione della pompa è pari al 70% di quella nominale in quanto, come detto, la portata varia linearmente con la velocità di rotazione.

L'energia elettrica consumata è quindi facilmente calcolabile come:

$$E_{el,consum} = P_{nom} * f_U * h_{funz}$$

quindi a parità di potenza nominale e del numero di ore di funzionamento, i consumi di energia elettrica risultano direttamente proporzionali al fattore di utilizzo f_U, determinabile dal grafico di Figura 57.

I consumi elettrici nella situazione attuale sono i seguenti.

Quantità pompe	Potenza nominale [kW]	$f_{potenza}$ senza inverter	Ore di funz. [h/anno]	Consumo senza inverter [kWh]
2	75	87 %	3.000	391.500

Tabella 45: Caratteristiche tecniche e consumi nella situazione attuale

I consumi elettrici nella situazione post intervento, dopo l'installazione dell'inverter, risultano invece come segue.

Quantità pompe	Potenza nominale [kW]	$f_{potenza}$ con inverter	Ore di funz. [h/anno]	Consumo con inverter [kWh]
2	75	34 %	3.000	153.000

Tabella 46: Caratteristiche tecniche e consumi nella situazione post intervento

È possibile notare come il consumo di energia elettrica nel caso di regolazione con inverter risulta più che dimezzato rispetto la situazione attuale. I risparmi che ne derivano, sia in termini energetici che economici sono i seguenti:

Applicazione	Consumi senza inverter [kWh]	Consumi con inverter [kWh]	Risparmio [kWh]	Costo senza inverter [€]	Costo con inverter [€]	Risparmio annuo [€]
Pompe circuito acqua riscaldamento	391.500	153.000	**238.500**	52.835	20.648	**32.187**

Tabella 47: Risparmi energetici ed economici conseguibili

Si ha quindi un risparmio di energia elettrica pari a 238.500 kWh, corrispondente al 3,5% del consumo totale di energia elettrica per l'anno 2018. Il risparmio economico annuo risulta pari a 32.187 €.

Per la valutazione del tempo di ritorno dell'investimento si è considerato un costo specifico per l'acquisto dell'inverter pari a 135 €/kW e un costo per l'installazione pari al 30% del costo totale di fornitura.

Quantità	Potenza nominale [kW]	Costo specifico inverter [€/kW]	Costo totale fornitura [€]	Costo installazione [€]
2	75	135	**20.250**	**6.075**

Tabella 48: Costi per acquisto e installazione degli inverter

A fronte dunque di un costo totale per la fornitura e l'installazione di 26.325 €, il SPB risulta:

$$SPB = \frac{Investimento}{Risparmio\ annuo} = \frac{26.325}{32.187} = 0{,}8\ anni$$

Il tempo di ritorno dell'investimento risulta pertanto inferiore ad 1 anno e quindi decisamente conveniente.

Per quanto riguarda i TEE, l'installazione di inverter è ad oggi considerato baseline di mercato e dunque non più incentivabili, rientrando di fatto tra gli interventi di efficienza energetica non ammissibili al meccanismo dei Certificati Bianchi. [26]

3.4.4 Aria compressa

L'aria compressa riveste un ruolo fondamentale all'interno delle realtà industriali rappresentando di fatto il quarto vettore energetico utilizzato dopo l'energia elettrica, l'energia termica e i combustibili fossili. Tuttavia, nonostante i notevoli vantaggi, si ha un costo energetico per il suo esercizio non trascurabile arrivando, secondo alcuni studi, ad un consumo pari mediamente all'11% dell'energia elettrica impiegata per usi industriali. Attraverso interventi di efficienza mirati è possibile arrivare a risparmi nell'ordine del 33%, con enormi potenziali tecnici ed economici di risparmio. [29]

Tra gli interventi più interessanti si ha la sostituzione di compressori a velocità fissa, con regolazione carico/vuoto, con compressori a velocità variabile (VSD), che consentono a parità di carico di operare con potenze decisamente minori, come mostrato in Figura 58.

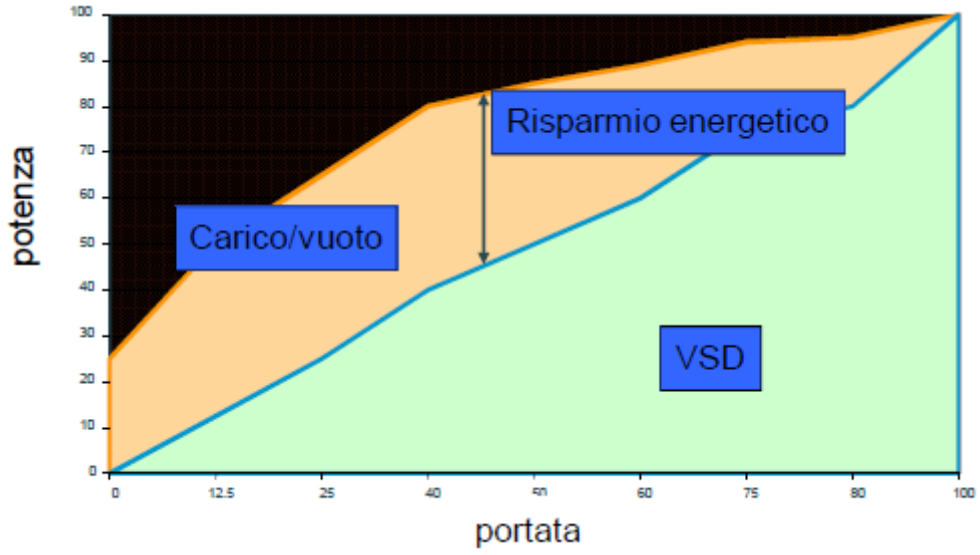

Figura 58: Risparmio energetico ottenibile tra regolazione carico/vuoto e regolazione a velocità variabile (VSD) [29]

Nel caso studio qui presentato sono attualmente presenti tre compressori volumetrici a palette con funzionamento a velocità fissa e regolazione carico/vuoto, i cui dati di targa sono riportati di seguito:

Marca - modello	P_{el} a carico [kW]	P_{el} a vuoto [kW]	Portata max [m^3/h]
Compressore 1 Pneumofore UR9	55	11	540
Compressore 2 Pneumofore UP9	55	11	540
Compressore 3 (backup) Pneumofore UP6	37	7,5	360

Tabella 49: Caratteristiche tecniche compressori attuali

Il compressore più piccolo da 37 kW viene utilizzato solo come backup di scorta, mentre gli altri due da 55 kW vengono utilizzati durante le ore lavorative per fornire la portata di aria compressa necessaria al processo produttivo.

Figura 59: Compressori d'aria attuali (a sx modello UP6, a dx modello UR9)

Poiché l'azienda è intenzionata a sostituire tali compressori ormai obsoleti con altri nuovi più efficienti, al fine di individuare le reali richieste di aria compressa e avere dunque una stima dei consumi elettrici attuali è stata condotta una campagna di misura dei parametri di funzionamento dei compressori della durata di due settimane.

Sono stati dunque rilevati i profili di funzionamento dei compressori in termini di portata richiesta e ore di funzionamento settimanali a carico e a vuoto. I dati ottenuti dal monitoraggio sono riportati in Tabella 50. Le ore di funzionamento annuo sono state ottenute considerando 48 settimane/anno in modo tale da riportare i valori misurati nelle due settimane sull'intero anno solare.

Portata [m3/h]	Ore funz. [h/sett]	Ore funz. [h/anno]	compressore 1		compressore 2	
			% t carico	% t vuoto	% t carico	% t vuoto
800	10	480	100%	0%	48,15%	51,85%
700	10	480	100%	0%	29,63%	70,37%
620	5	240	100%	0%	14,81%	85,19%
540	50	2400	100%	0%	0%	100%
480	5	240	88,90%	11%	0%	100%
400	16	768	74%	26%	0%	100%
	96	**4.608**				

Tabella 50: Profilo di funzionamento dei compressori attuali

Dalle misure condotte si osserva come il compressore 1 lavora a pieno carico per la maggior parte del tempo mentre il compressore 2, essendo utilizzato solo per sopperire alle richieste di picco, presenta un numero di ore di funzionamento a vuoto elevato, con conseguenti sprechi di energia elettrica.

Nel caso di regolazione carico/vuoto i consumi di energia elettrica possono essere stimati come:

$$E_{el}[kWh] = P_{el_carico} * h_{carico} + P_{el_vuoto} * h_{vuoto}$$

dove

$$h_{carico} = h_{tot} * \%t_{carico} \quad \text{e} \quad h_{vuoto} = h_{tot} * \%t_{vuoto}$$

Utilizzando i dati riportati in Tabella 50 e i valori di potenza a carico e a vuoto dei compressori 1 e 2, i consumi di energia elettrica nella situazione attuale sono quelli riportati di seguito.

Portata richiesta [m3/h]	Ore funz. [h/anno]	Consumo compressore 1 [kWh]	Consumo compressore 2 [kWh]	Consumo totale [kWh]
800	480	26.400	15.449	41.849
700	480	26.400	11.538	37.938
620	240	13.200	4.204	17.404
540	2400	132.000	26.400	158.400
480	240	12.028	2.640	14.668
400	768	33.454	8.448	41.902
	4.608	**243.482**	**68.679**	**312.161**

Tabella 51: Consumi di energia elettrica nella situazione attuale

Il consumo complessivo annuo di energia elettrica nella situazione attuale è quindi pari a 312.161 kWh.

L'intervento richiesto dall'azienda stessa riguarda la sostituzione dei macchinari attuali con due compressori volumetrici a palette da 45 kW di potenza e 408 m^3/h di portata nominale ciascuno, dotati di inverter e controllati da una centralina di gestione automatica. Inoltre come compressore di scorta viene recuperato il compressore più

recente dei tre esistenti, il modello Pneumore UR9 da 55 kW, che va quindi a sostituire quello attuale da 37 kW. Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche del parco compressori post intervento.

Marca - modello	P_{el} a carico [kW]	P_{el} a vuoto [kW]	Portata max [m^3/h]
Compressore 1 Pneumofore A60	45	-	408
Compressore 2 Pneumofore A60	45	-	408
Compressore 3 (backup) Pneumofore UR9	55	11	540

Tabella 52: Caratteristiche tecniche dei compressori post intervento

Figura 60: Immagine illustrativa del compressore Pneumofore A60 [45]

Nella figura seguente si riporta una rappresentazione schematica del compressore nuovo, con il dettaglio dei componenti.

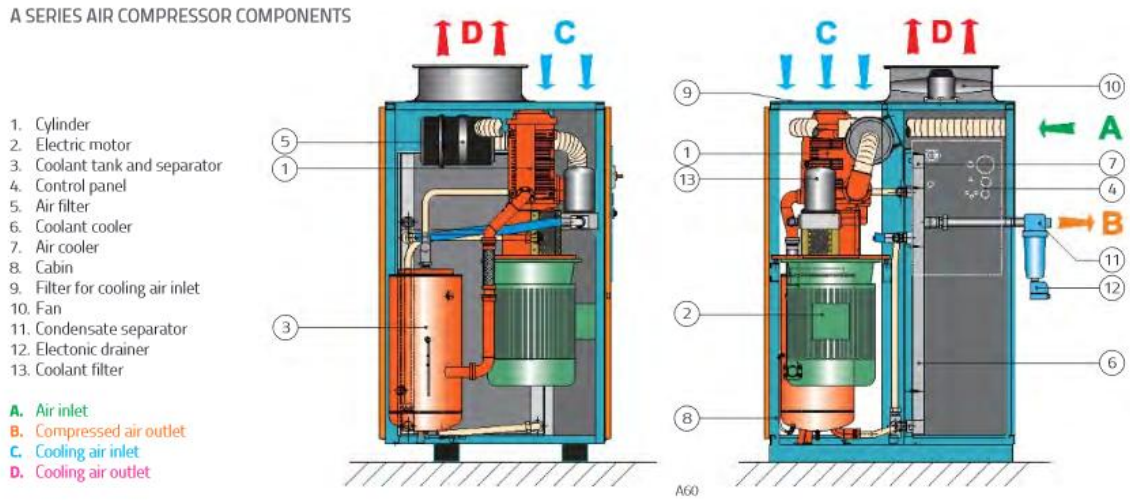

Figura 61: Dettaglio dei componenti del compressore Pneumofore A60 [45]

La regolazione tramite inverter permette al compressore di adeguare la velocità di rotazione, e quindi la portata d'aria prodotta, alle effettive richieste da parte dell'utenza, riducendo così gli sprechi di energia correlati al funzionamento a vuoto e ai riavvii. Inoltre il motore elettrico risulta meno sollecitato, il che significa una minore usura dello stesso. L'energia elettrica assorbita nel caso di regolazione con inverter può essere in prima approssimazione stimata come:

$$E_{el_inverter} = P_{media} * h_{funz}$$

Sparisce quindi il termine relativo ai consumi durante il funzionamento a vuoto (presente invece nel caso di regolazione carico/vuoto) e inoltre la potenza assorbita non resta costante ma varia in base alla portata d'aria richiesta grazie alla variazione di velocità: ne risulta quindi un risparmio sui consumi di energia elettrica.

La variazione percentuale della potenza elettrica assorbita rispetto al carico richiesto per un compressore con inverter è riportato nel grafico di Figura 62.

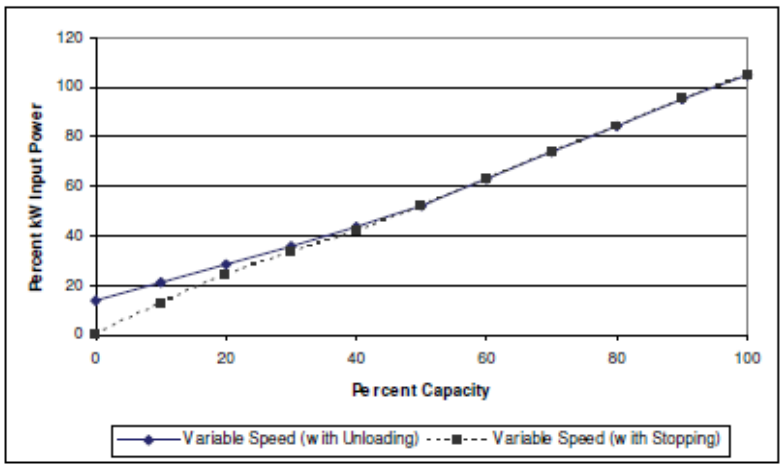

Figura 62: Andamento della potenza assorbita rispetto la variazione di carico per compressore a velocità variabile [28]

Si noti come ad una carico del 100% corrisponda una potenza assorbita maggiore del 100% in quanto una piccola percentuale di potenza assorbita è dovuta alle perdite di energia dell'inverter stesso. Per carichi elevati la regolazione a velocità variabile risulta dunque peggiore rispetto ad un compressore a velocità fissa, mentre il funzionamento ottimale che garantisce i maggiori risparmi si ha per carichi medi compresi tra il 45% e il 65%. [27]

L'intervento di efficienza proposto prevede dunque di far funzionare i due compressori nella zona ottimale con fattori di carico intermedi grazie al sistema di gestione automatico, vista anche l'alta variabilità del carico richiesto. In tale contesto, per poter stimare i consumi di energia elettrica post intervento, si assume che i due nuovi compressori lavorino in modo tale da coprire ciascuno metà della portata totale richiesta, con percentuali di carico e di potenza analoghi.

Sulla base del profilo di carico di Tabella 50 e dei dati tecnici dei compressori nuovi riportati in Tabella 52 si sono dunque ricavati innanzitutto i fattori di carico percentuali come:

$$f_{carico} = \frac{Portata_{richiesta}}{Portata_{max}}$$

Successivamente, per mezzo del grafico di Figura 62, sono stati determinati i coefficienti di potenza assorbita f_{pot}. L'energia consumata nella situazione post intervento è stata quindi determinata come:

$$E_{el_inverter} = P_{el_carico} * f_{pot} * h_{funz}$$

I dati utilizzati ed ottenuti sono riassunti in Tabella 53.

Portata richiesta [m3/h]	Ore funz. [h/anno]	f_{carico} [%]	$f_{potenza}$ [%]	Consumo totale [kWh]
800	480	98 %	102 %	44.064
700	480	86 %	87 %	37.584
620	240	76 %	78 %	16.848
540	2400	66 %	64 %	136.080
480	240	59 %	59 %	12.744
400	768	49 %	50 %	33.869
	4.608			**281.189**

Tabella 53: Consumi di energia elettrica nella situazione post intervento

Si stima quindi un consumo di energia elettrica di circa 281.189 kWh, con un risparmio annuo di 30.972 kWh pari a circa il 10% rispetto la situazione attuale, del tutto in linea con i valori di riferimento per interventi di questo tipo.

Quantitativamente i risparmi annui in termini energetici ed economici sono i seguenti.

Applicazione	Consumi ante [kWh]	Consumi post [kWh]	Risparmio [kWh]	Costo ante [€]	Costo post [€]	Risparmio annuo [€]
Sala compressori aria	312.161	281.189	**30.972**	42.127	37.947	**4.180**

Tabella 54: Risparmi energetici ed economici conseguibili

In termini assoluti il risparmio ottenibile risulta di piccola entità, essendo infatti pari solo allo 0,5% del consumo totale di energia elettrica nell'anno 2018. Tuttavia vista la necessità di sostituire il parco compressori esistente ormai a fine vita utile, i risultati ottenuti confermano comunque la bontà dell'intervento in termini di

risparmio energetico, a cui si aggiungono tutti i vantaggi che ne conseguono dall'utilizzo di sistemi a velocità variabile.

Per valutare il tempo di ritorno dell'intervento, poiché i compressori attuali devono essere comunque sostituiti, per il costo di investimento da sostenere si considera la differenza di costo tra l'acquisto dei due compressori con inverter e l'acquisto di due compressori analoghi a quelli esistenti e dunque senza inverter. Questo tipo di approccio per il calcolo del SPB può essere utilizzato ogni qual volta si voglia confrontare la convenienza economica tra due scelte differenti.

Per quanto riguarda il costo dei nuovi compressori si considera il costo da preventivo proposto direttamente dal fornitore e che risulta pari a 37.000 € per singolo compressore e di 5.000 € per il sistema di controllo, con un costo complessivo pari a circa 79.000 €. Per quanto riguarda invece il costo di due compressori analoghi a quelli esistenti a velocità fissa, si considera un prezzo medio specifico di mercato pari a 620 €/kW, con un costo complessivo pari quindi a 68.200 €.

Il SPB risulta quindi pari a:

$$SPB = \frac{Investimento_{vel_var} - Investimento_{vel_fissa}}{Risparmio\ annuo} = \frac{79.000 - 68.200}{4.180} = 2{,}6\ anni$$

Tale valore è del tutto accettabile e in linea con i tempi di ritorno medi per queste tipologie di intervento.

Il tempo di ritorno diminuisce se si considera anche qui la possibilità di richiedere i TEE tramite presentazione di un progetto a consuntivo. I TEE ottenibili dall'intervento risultano pari a:

$$\left[\frac{TEE}{anno}\right] = Risparmio[MWh] * 0{,}187 = 31 * 0{,}187 = 6\frac{TEE}{anno}$$

Tale valore risulta tuttavia inferiore al valore limite di risparmio per l'accesso al meccanismo dei TEE per progetti a consuntivo che è pari a 10 tep da generare nel corso dei primi 12 mesi [26]. Pertanto alla luce di tale risparmio non è possibile richiedere i TEE per tale intervento.

3.4.5 Destratificatori d'aria

Si vuole ora presentare uno studio di fattibilità tecnica ed economica per l'installazione di destratificatori d'aria all'interno dei due capannoni di stabilimento adibiti rispettivamente al confezionamento e all'immagazzinamento dei prodotti finiti.

La necessità di installare i destratificatori d'aria nasce dall'esigenza di eliminare il fenomeno della stratificazione di calore e di umidità negli ambienti di altezza elevata tipico dei capannoni industriali. L'aria calda immessa nell'ambiente durante il riscaldamento invernale tende infatti a salire verso l'alto accumulandosi sotto il soffitto, mentre in basso, a livello uomo, si ha aria più fredda, con gradienti di temperatura anche di 10 – 15 °C in funzione dell'altezza dell'edificio. La presenza di temperature interne elevate in prossimità delle zone più alte aumenta quindi le dispersioni termiche verso l'esterno, facendo aumentare l'energia termica necessaria per il riscaldamento e peggiorando il benessere del personale visto l'accumulo di aria più fredda ad altezza uomo.

L'uso di destratificatori d'aria permette dunque la diffusione verso il basso dell'aria calda, riequilibrando la temperatura in senso verticale e ridistribuendo il calore in modo uniforme all'interno dell'ambiente, con un conseguente risparmio energetico ed economico.

Il grafico di Figura 63 mostra l'andamento delle temperature a 5 metri e ad 1 metro dal suolo nel caso di destratificatore acceso e spento. In particolare le linee blu rappresentano l'andamento della temperatura nel tempo con destratificatore spento a 5 metri (linea blu continua) e ad 1 metro (linea blu tratteggiata), mentre le linee rosse rappresentano l'andamento della temperatura con destratificatore in funzione a 5 metri (linea rossa continua) e ad 1 metro (linea rossa tratteggiata). Si osserva chiaramente come nel caso di destratificatore spento il gradiente di temperatura è notevole con differenze di circa 6 – 7°C, mentre quando è in funzione le temperature tendono ad avvicinarsi con differenze nell'ordine di 1°C. Inoltre si osserva come ad 1 metro di altezza la temperatura nel caso acceso è circa 2°C maggiore che nel caso spento, con conseguente miglioramento del comfort termico dei lavoratori.

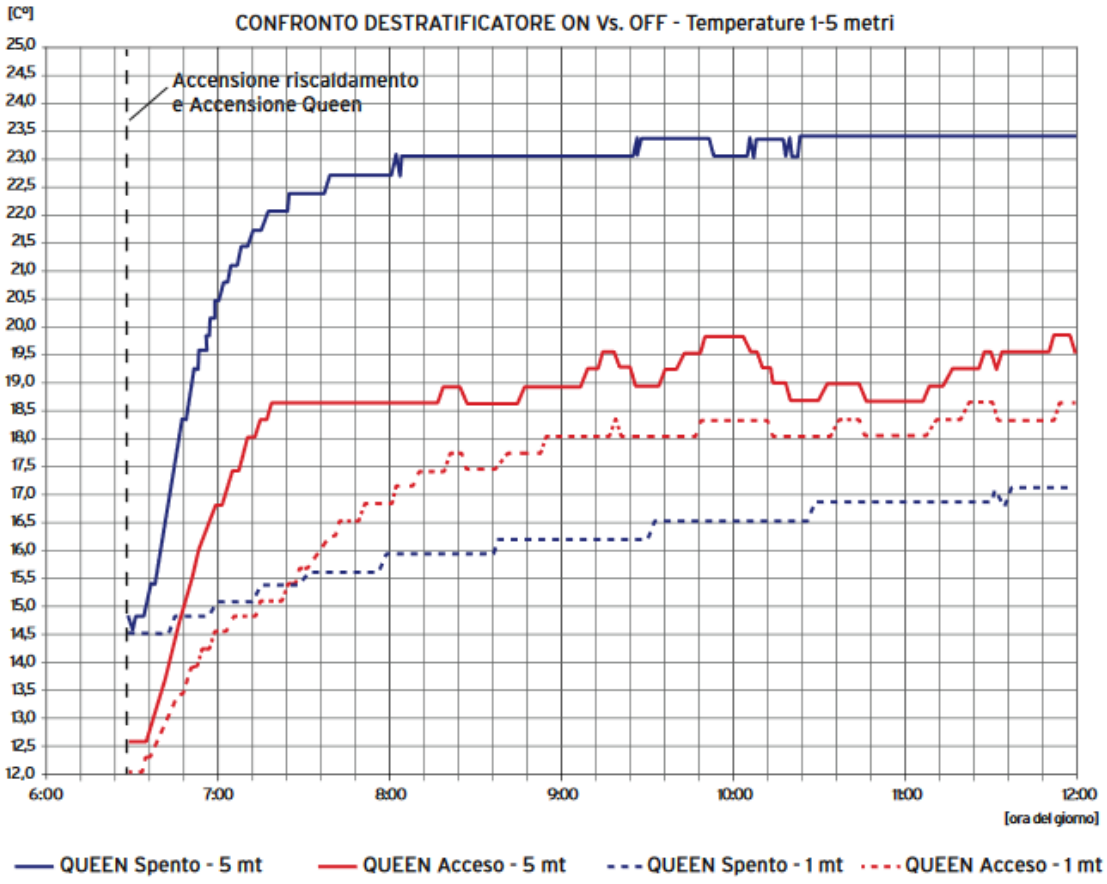

Figura 63: Profili temperatura a 1 metro e 5 metri con destratificatore acceso e spento [41]

Per il caso in questione si è scelto di installare dei destratificatori d'aria della ApenGroup Aermaxline modello Q350 i cui dati tecnici sono riportati nello schema seguente.

CARATTERISTICHE TECNICHE

Struttura portante e diffusore in ABS
Portata aria ventilatore 3.800 m^3/h
Portata aria tratta 7.500 m^3/h
Velocità 1.360 giri minuto
Area d'influenza 70-200 m^2
Altezza di installazione 4-9 m
Altezza massima ambiente 18 m
Potenza assorbita 135 W
Frequenza 50 Hz
Tensione di alimentazione 230 V
Grado di protezione IP54
Ventilatore tipo assiale
Diametro girante 350 mm
Peso 12 Kg

Figura 64: Caratteristiche tecniche e immagine del destratificatore d'aria ApenGroup Aermaxline Q350

Come detto, si è deciso di installare i destratificatori nei capannoni di stabilimento adibiti al confezionamento e all'immagazzinamento dei prodotti finiti in quanto, oltre ad essere i capannoni più grandi e quindi più critici dal punto di vista energetico, sono gli ambienti a maggior numero di occupanti durante i turni lavorativi. Le dimensioni dei due capannoni sono riportate di seguito.

Capannone	Superficie totale [m^2]	Altezza [m]
Reparto confezionamento	3.500	8
Reparto prodotti finiti	9.500	8

Tabella 55: Dimensioni capannoni oggetto di intervento

Calcolo del numero di destratificatori

Il numero di destratificatori da installare viene determinato sulla base dell'area di influenza espressa in m^2 del destratificatore stesso, che varia in funzione dell'altezza di installazione come mostrato nel grafico di Figura 65.

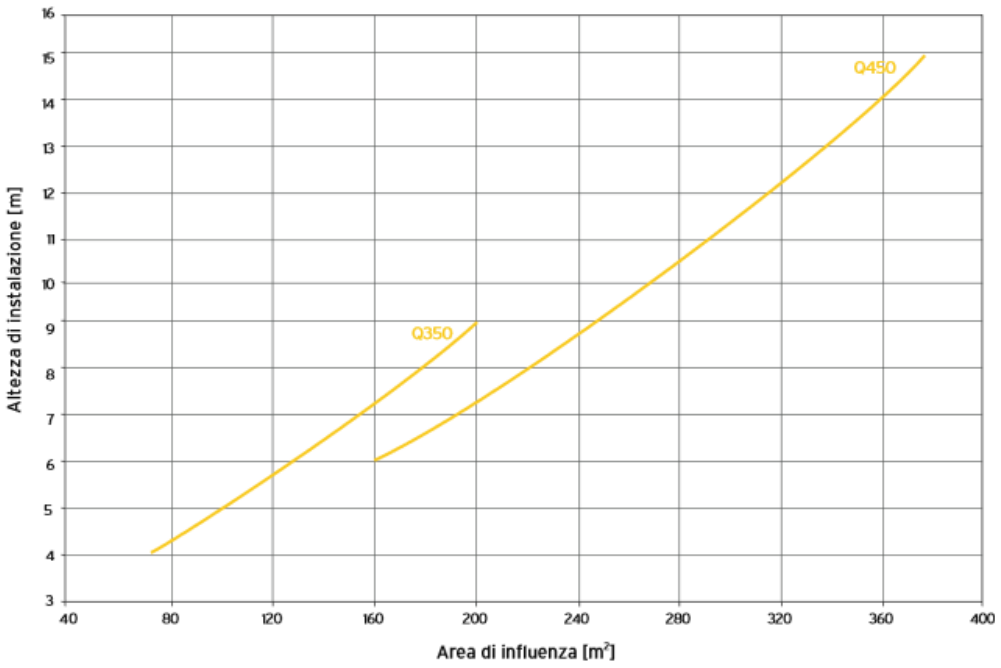

Figura 65: Area di influenza in funzione dell'altezza di installazione [41]

Poiché per il corretto funzionamento dei macchinari è necessario garantire uno spazio minimo di 64 cm dal soffitto (vedi Figura 66), si sceglie di installare i destratificatori ad una altezza pari a 7,2 m dal suolo.

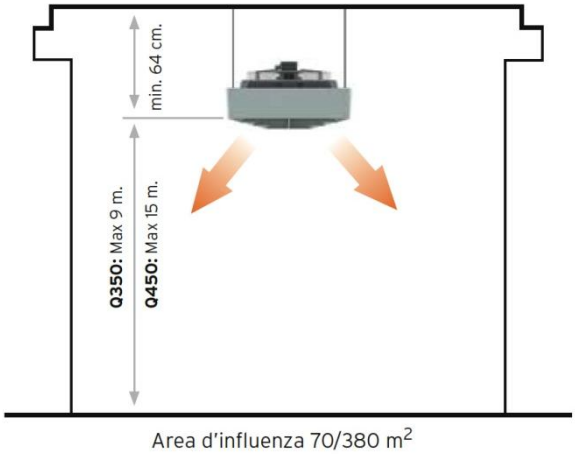

Figura 66: Altezza di installazione minima [41]

A tale altezza l'area di influenza al suolo risulta pari a 160 m^2, cui corrisponde un raggio di influenza di circa 7 m. Ipotizzando di voler coprire tutta l'area utile dei due capannoni e quindi di installare i destratificatori a circa 14 m di distanza uno dall'altro e a circa 7 m di distanza dai muri perimetrali per quelli più esterni (in modo da non sovrapporre le aree ventilate), si ottiene un numero di destratificatori pari a 16 per il reparto confezionamento e a 48 per il magazzino dei prodotti finiti.

Calcolo del risparmio di gas naturale

In assenza di dati più precisi, il consumo di gas naturale attribuibile al riscaldamento invernale dei due capannoni viene stimato sulla base dell'indice di prestazione energetica determinato precedentemente e relativo appunto al riscaldamento ambientale. Tale indice prestazionale è pari a 299,59 kWh/m^2 e quindi il consumo annuo attuale di gas naturale per il riscaldamento dei due capannoni risulta:

$$Consumo_{GN} = A_{tot} * EnPI * \frac{1}{PCI} = (3.500 + 9.500) * 299{,}59 * \frac{1}{9{,}61} = 405.278\ Smc$$

In letteratura viene riportata una percentuale di risparmio grazie ad interventi simili che varia tra il 20 e il 30% [33][34][35][42], quindi considerando in via cautelativa un risparmio del 20%, il risparmio di gas naturale stimato risulta:

$$Risparmio_{GN} = Consumo_{GN} * \%Risparmio = 405.278\ Smc * 20\% = 81.056\ Smc$$

Si stima quindi un risparmio di gas naturale pari a circa il 6% sul consumo totale di gas naturale utilizzato per il riscaldamento ambientale nel 2018.

Calcolo del consumo di energia elettrica

Come è possibile ricavare dalla scheda tecnica riportata precedentemente, la potenza elettrica nominale assorbita dal destratificatore è pari a 135 W. Questi ultimi vengono inoltre forniti con un termostato di regolazione che permette di automatizzare il funzionamento del destratificatore avviandolo in funzione della differenza tra la temperatura rilevata all'altezza di installazione e la temperatura ambiente desiderata e quindi solo quando vi sia l'effettiva necessità di de stratificare. A tal fine si assume quindi un fattore di utilizzo pari a 0,75 e un numero di ore di funzionamento pari a 2.500 h/anno (periodo di riscaldamento).

Con tali ipotesi Il consumo annuo di energia elettrica assorbita dai destratificatori risulta quindi:

$$Consumo_{EL} = N_{tot} * P_{EL} * f_U * h_{funz} = (16 + 48) * 0{,}135 * 0{,}75 * 2.500 = 16.200\ kWh$$

Calcolo del SPB

Per calcolare il tempo di ritorno dell'investimento è necessario calcolare i costi per la fornitura e l'installazione dei destratificatori e il risparmio economico dovuto al minor consumo di gas naturale al netto dei consumi di energia elettrica assorbita.

Il prezzo da listino del singolo destratificatore è pari a 765 € a cui va aggiunto il costo per il termostato pari a 225 €. Inoltre si considera un costo di installazione pari al 20% del costo di fornitura totale.

Quantità	Costo singolo destratificatore [€]	Costo singolo termostato [€]
64	765	225
Tot acquisto		**63.360**
Installazione (20% del tot acquisto)		**12.672**
Totale investimento		**76.032**

Tabella 56: Prospetto dei costi per la fornitura e l'installazione dei destratificatori

Il risparmio economico netto conseguibile è dato dalla differenza tra il risparmio di gas naturale e il costo per il consumo elettrico assorbito dai destratificatori:

$$Ricavi_{GN} = Risparmio_{GN} * C_{GN} = 81.056\ Smc * 0{,}325 \frac{€}{Smc} = 26.343€$$

$$Costo_{EL} = Consumo_{EL} * C_{EL} = 16.200\ kWh * 0{,}135 \frac{€}{kWh} = 2.186€$$

Il tempo di ritorno dell'investimento risulta quindi:

$$SPB = \frac{Investimento}{Ricavi_{GN} - Costo_{EL}} = \frac{76.032}{26.343 - 2.186} = 3{,}1\ anni$$

3.4.6 Impianto di cogenerazione

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica e energia termica utilizzando la stessa energia primaria. Questi sistemi nascono dunque dall'esigenza di voler recuperare tutto o parte del calore del ciclo termodinamico che, invece di essere scaricato in ambiente, viene utilizzato per soddisfare eventuali esigenze termiche. Questa energia termica recuperata può ad esempio essere utilizzata nelle industrie per la produzione di vapore di processo, oppure in ambito civile per il riscaldamento degli edifici ma anche per il raffrescamento tramite sistemi frigoriferi ad assorbimento (in questo caso si parlerà di trigenerazione).

La cogenerazione può dare quindi un risparmio energetico rispetto la produzione separata di energia elettrica e termica che però non è scontato. In generale la cogenerazione rispetto la produzione separata comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni sia al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente;
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità degli utenti finali;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti.

Lo schema riportato in Figura 67 mette in evidenza il minor consumo di energia primaria utilizzata con produzione in cogenerazione (in sigla CHP "combined heat and power") rispetto la produzione delle medesime quantità di energia termica ed elettrica tramite produzione separata.

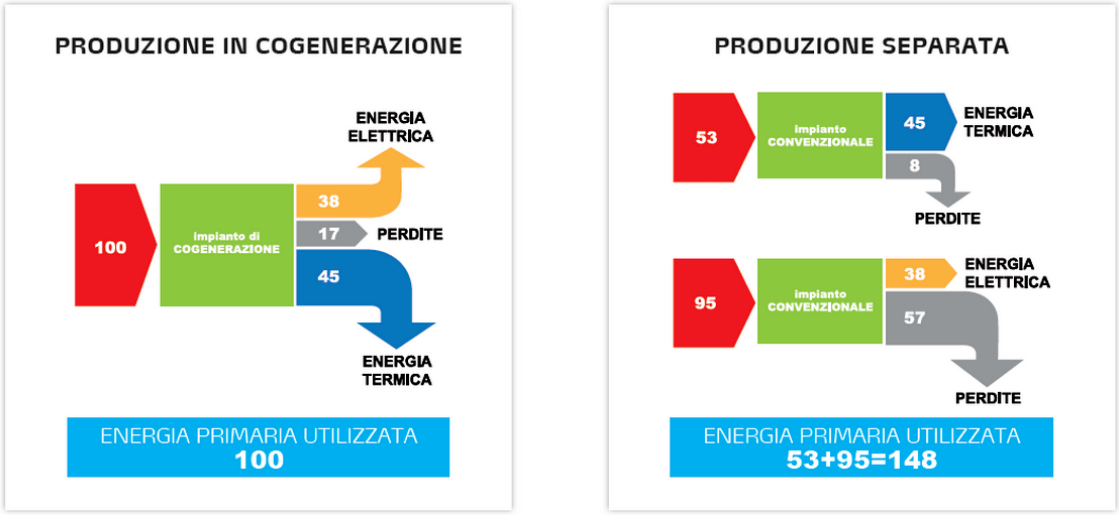

Figura 67: Confronto tra produzione in cogenerazione e produzione separata

In tale contesto si vuole quindi considerare la fattibilità tecnico-economica di installare un cogeneratore nella realtà industriale oggetto di studio al fine di ridurre il consumo di energia primaria per la produzione di energia termica sfruttando proprio il calore utile ceduto dall'impianto di cogenerazione.

È stato dunque necessario conoscere sia l'andamento dei carichi termici che dei carichi elettrici al fine di scegliere la dimensione ottimale del cogeneratore.

Per ottenere il profilo termico si è partiti dall'analisi dei consumi mensili di gas naturale per l'anno 2018, come riportati nel paragrafo 3.2.2. Ricavando quindi i kWh termici prodotti e sulla base delle ore di funzionamento mese per mese si è determinata la potenza termica utile media mensile, sia per quanto riguarda la quota di processo che la quota relativa al riscaldamento ambientale. I risultati ottenuti sono i seguenti.

	Ore funz. [h]	**P termica produz. [kW]**	**P termica riscald. [kW]**	**P termica totale [kW]**
Gennaio	352	1.963	7.525	9.488
Febbraio	384	2.303	5.574	7.876
Marzo	400	2.190	5.326	7.516
Aprile	352	2.063	2.649	4.713
Maggio	400	2.634	0	2.634
Giugno	400	2.004	0	2.004
Luglio	400	2.064	0	2.064
Agosto	192	1.545	0	1.545
Settembre	400	2.142	0	2.142
Ottobre	400	1.940	1.199	3.138
Novembre	400	1.700	3.217	4.917
Dicembre	240	1.933	11.319	13.253
Totale	**4.320**			

Tabella 57: Profilo termico mensile

Dai valori ottenuti è stata quindi costruita la curva di durata termica utile, riportata di seguito in Figura 68.

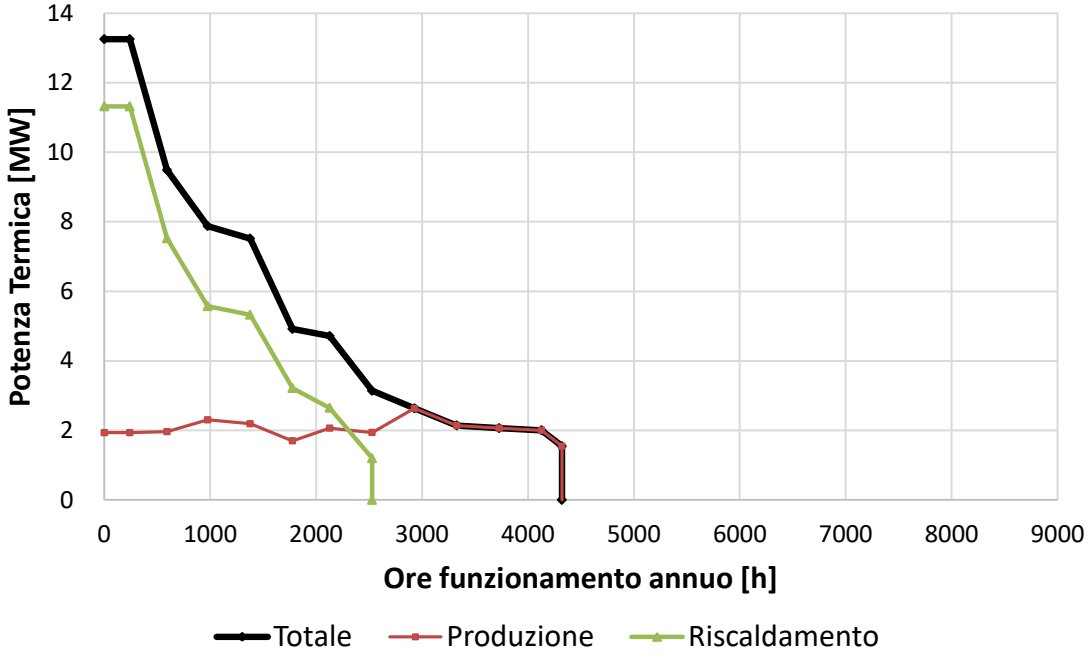

Figura 68: Curva di durata termica utile

Si osserva quindi uno "zoccolo" costante relativo al profilo termico della produzione (in rosso) e una quota variabile inerente invece il riscaldamento ambientale (in verde) presente ovviamente nel solo periodo di riscaldamento invernale pari a circa 2500 ore annue.

Per quanto riguarda invece il profilo elettrico, sono stati forniti i dati relativi alla potenza elettrica oraria prelevata dalla rete, così come mostrato nel paragrafo 3.2.1. Il periodo di tempo utilizzato come riferimento, pari a 1 anno, è quello compreso dall'01/05/18 al 31/04/19 in modo tale da assumere un profilo elettrico che rispecchi il più possibile la situazione attuale in quanto agli inizi del 2018 era in funzione un'area R&T oramai dismessa. Il profilo elettrico è riportato nel grafico seguente.

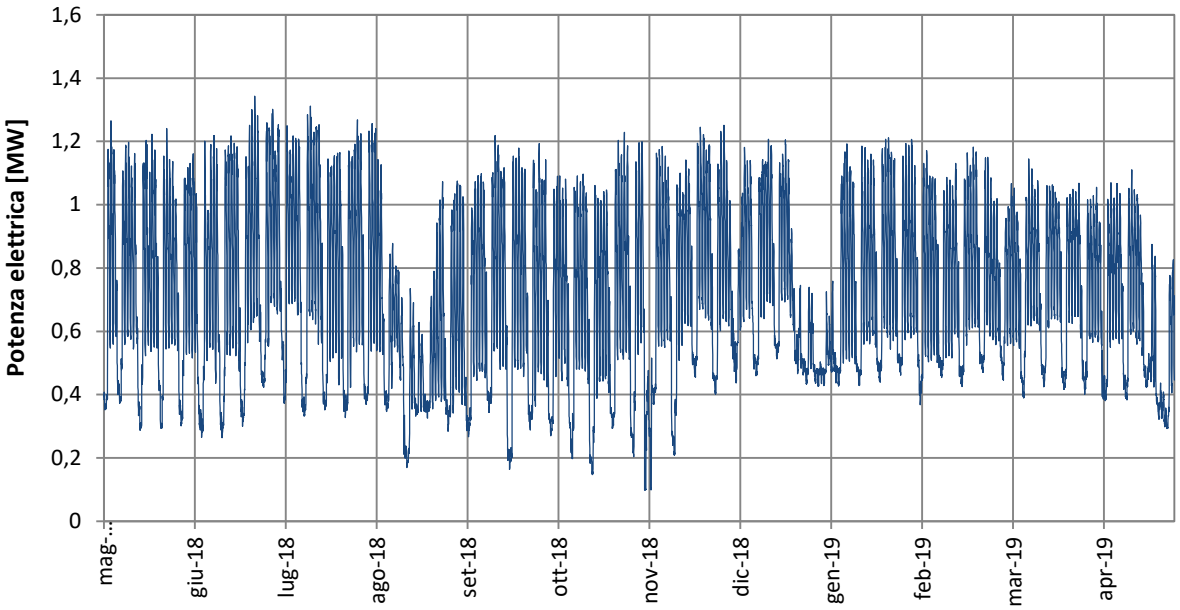

Figura 69: Curva di prelievo elettrico orario

Si osserva quindi un assorbimento elettrico nei giorni di attività compreso tra circa 1,2 MW e 0,5 MW, mentre nei giorni di chiusura (domenica, vacanze estive e vacanze natalizie) la potenza elettrica assorbita di base è pari a circa 0,3 - 0,4 MW.

Dai dati di prelievo orario è stata costruita la curva di durata elettrica, riportata di seguito in Figura 70.

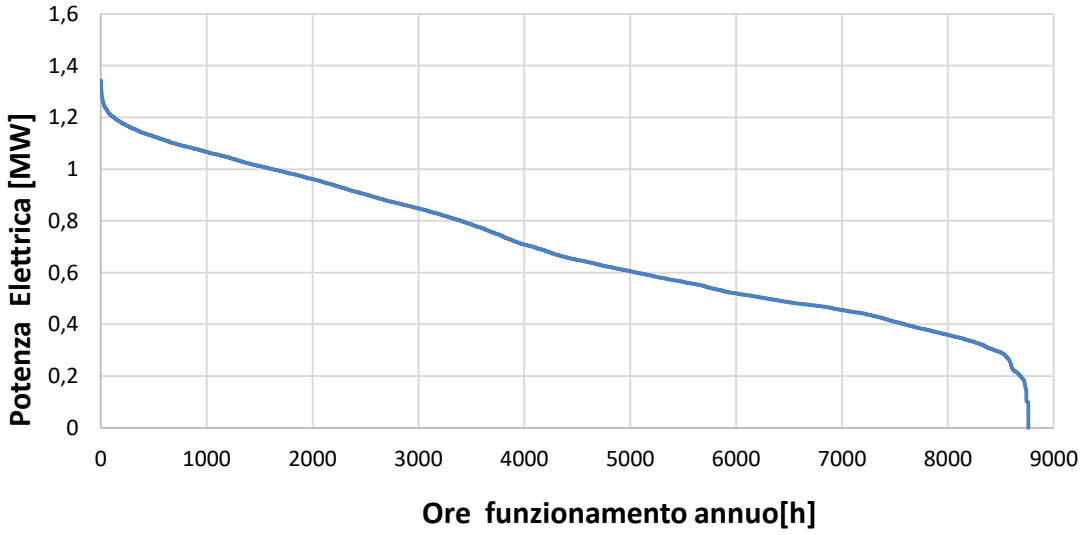

Figura 70: Curva di durata elettrica

Sulla base delle curve di durata precedentemente riportate si è optato per l'installazione di un cogeneratore con motore a combustione interna alimentato con gas naturale di potenza elettrica nominale pari a 901 kW, funzionante per un numero di ore annue pari a 5.000 h. I dati nominali principali del cogeneratore, come da scheda tecnica, sono riportati nella tabella seguente.[43]

Modello AB – Ecomax 9 Natural Gas	
Potenza elettrica	901 kW
Potenza termica (H_2O calda) blocco motore	578 kW
Potenza termica (H_2O calda) gas scarico	403 kW
Potenza termica totale (H_2O calda)	981 kW
Potenza termica totale (vapore dai gas di scarico)	403 kW
Potenza introdotta (combustibile)	2.169 kW
Rendimento elettrico η_{el}	41,5 %
Rendimento termico (H_2O calda) η_{th}	45,0 %
Rendimento globale η_{gl}	86,5 %

Tabella 58: Dati di targa del cogeneratore

In particolare si recupera la potenza termica dai gas di scarico del cogeneratore per la produzione di vapore di processo (pari a 403 kW), mentre la potenza termica recuperata dal blocco motore (pari a 578 kW) viene sfruttata nel periodo invernale per la produzione di acqua calda di riscaldamento. Lo schema di funzionamento è riportato in Figura 71, mentre in Figura 72 è riportata un'immagine illustrativa di un cogeneratore AB Ecomax.

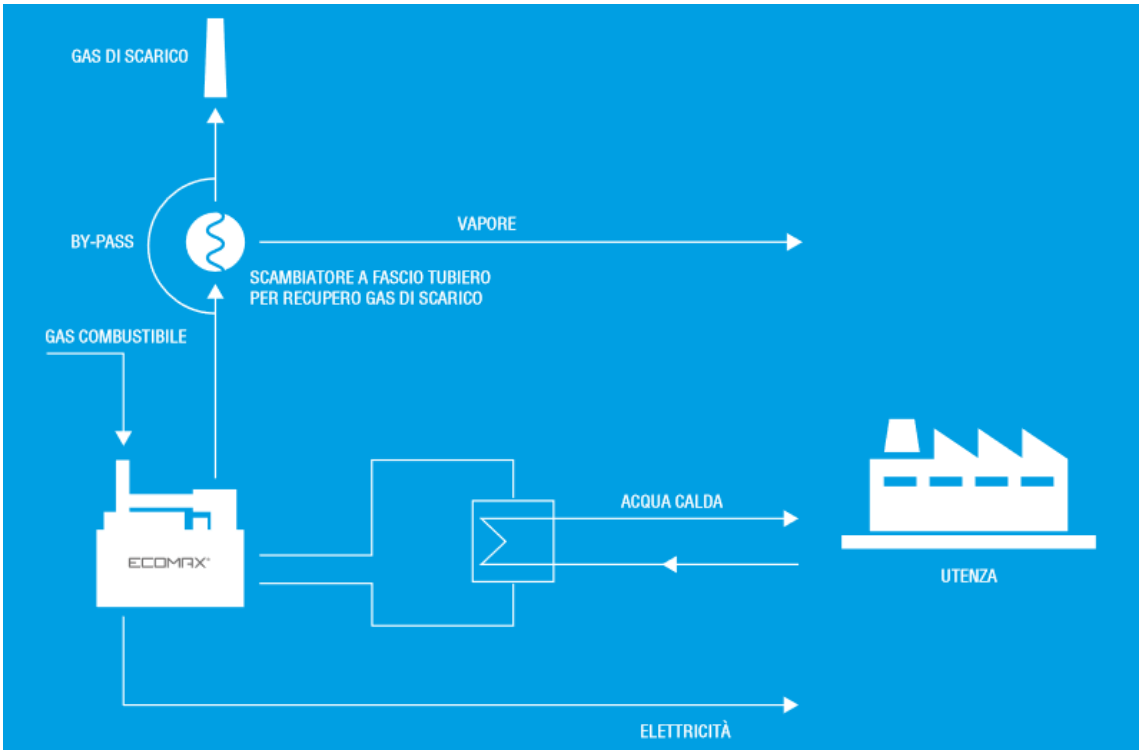

Figura 71: Schema di funzionamento del cogeneratore [43]

Figura 72: Immagine illustrativa cogeneratore AB Ecomax [43]

Calcolo dei parametri energetici

Per il calcolo dei parametri energetici del cogeneratore è opportuno innanzitutto determinare l'energia elettrica e l'energia termica prodotta durante l'anno dal cogeneratore. In particolare, poiché si vuole garantire il riconoscimento della qualifica CAR (cogenerazione ad alto rendimento) ai sensi del DM 4 agosto 2011, anche ai fini dell'eventuale accesso al sistema dei Certificati Bianchi previsti dal DM 5 settembre 2011, verranno di seguito riportate le modalità di calcolo per la quantificazione delle grandezze che permettono appunto di qualificare un'unità di cogenerazione come unità CAR. [30]

L'energia termica ed elettrica prodotta dal cogeneratore può essere rappresentata graficamente riportando sulle rispettive curve di durata il profilo di potenza del cogeneratore. L'energia prodotta in particolare sarà pari all'area sottesa alla curva di potenza. In Figura 73 e in Figura 74 si riportano i grafici per quanto riguarda l'energia termica utile suddivisa tra produzione di vapore e acqua di riscaldamento.

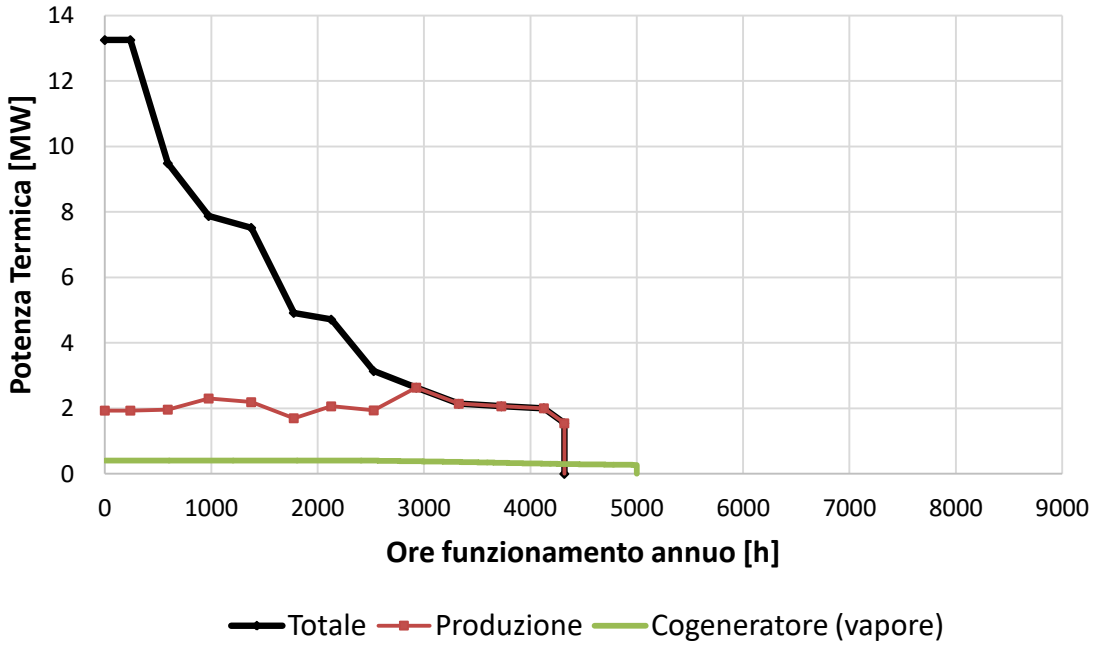

Figura 73: Curva di durata termica del cogeneratore inerente il vapore di processo

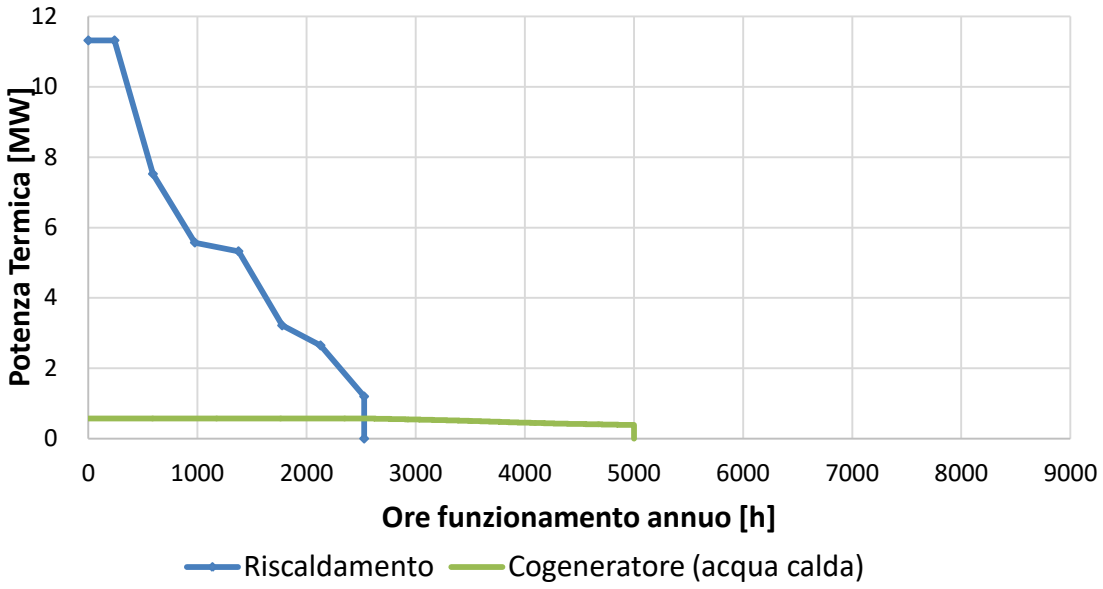

Figura 74: Curva di durata termica del cogeneratore inerente l'acqua per riscaldamento

Si noti come in entrambi i casi solo una parte dell'energia termica lorda prodotta dal cogeneratore venga effettivamente recuperata, mentre la parte restante viene persa. Questo aspetto è importante in quanto la direttiva riguardo la qualifica CAR si basa proprio sul concetto di energia termica utile prodotta dal cogeneratore H_{CHP} ed effettivamente recuperata, come verrà mostrato in seguito.

Per quanto riguarda l'energia elettrica si ha il profilo riportato in Figura 75.

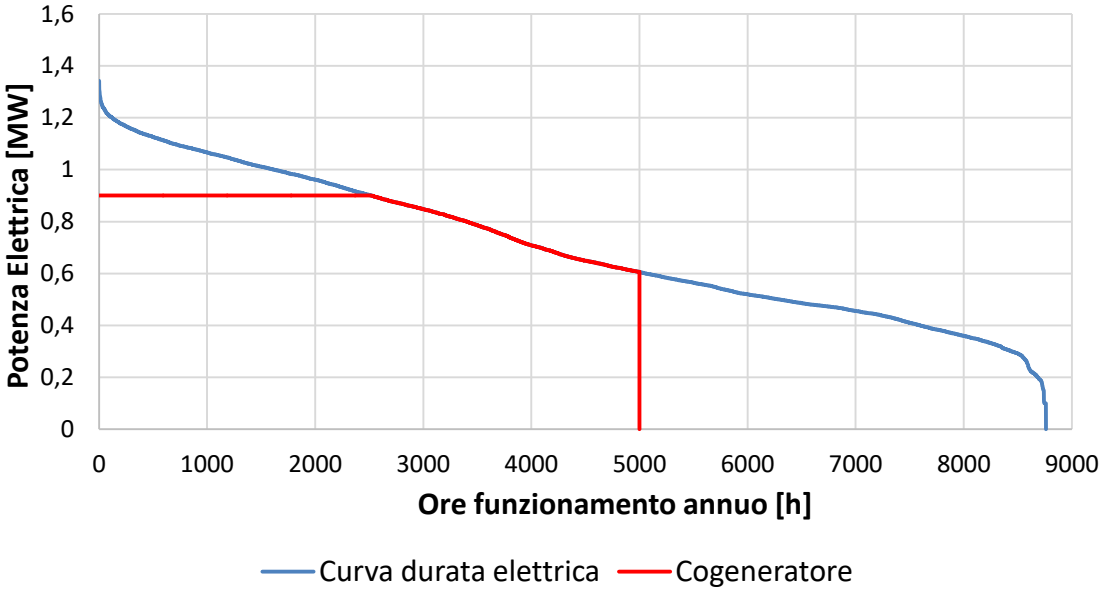

Figura 75: Curva di durata elettrica del cogeneratore

Anche in questo caso l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore è pari all'area sottesa alla curva di potenza (in rosso). Si osserva come il cogeneratore lavori a potenza nominale per circa 2500 ore, mentre viene modulato per le restanti ore al fine di inseguire la richiesta elettrica dello stabilimento.

Quantitativamente l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore durante le 5.000 ore di funzionamento risulta pari a 4.125 MWh ipotizzando, come si è detto, che questa sia completamente autoconsumata dall'azienda. Dai rendimenti dell'unità di cogenerazione si determinano di conseguenza le quantità di energia termica lorda prodotta, l'energia termica utile effettivamente recuperata e l'energia del combustibile utilizzato (gas naturale).

I valori di energia annui ottenuti sulla base dei dati di funzionamento sono sintetizzati in Tabella 59.

Ore funzionamento anno	**h**	5.000 h/anno
Energia elettrica unità	**E**	4.125 MWh
Energia termica lorda vapore	H_{vap}	1.845 MWh
Energia termica lorda H_2O calda	H_{H2O}	2.646 MWh
Energia termica totale	**H**	4.491 MWh
Energia termica utile vapore	H_{vap_CHP}	1.652 MWh
Energia termica utile H_2O calda	H_{H2O_CHP}	1.461 MWh
Energia termica utile totale	**H_{CHP}**	3.113 MWh
Energia combustibile unità	**F**	9.930 MWh
% en. elettrica autoconsumata		100 %
% en. termica autoconsumata (sul totale)		69,3 %

Tabella 59: Bilancio energetico del cogeneratore

Calcolo del rendimento globale

Dai dati energetici di Tabella 59 si calcola innanzitutto il rendimento globale $\eta_{globale}$, definito anche come Energy Utilization Factor (EUF):

$$\eta_{\text{globale}} = \frac{E + H_{CHP}}{F} = \frac{4.125 + 3.113}{9.930} = 72{,}9\ \%$$

Il valore di rendimento globale risulta inferiore al valore di soglia limite pari al 75% per unità con motore a combustione interna e quindi, seconda la Direttiva [30], si assume che una quota dell'energia elettrica *E* non sia prodotta in regime di cogenerazione e quindi occorre dimensionare l'unità virtuale, come descritto nel paragrafo successivo.

Dimensionamento dell'unità virtuale

L'unità virtuale è quella che, dato il calore utile cogenerato (H_{chp}), produce una quantità di energia elettrica E_{chp} e consuma una quantità di energia di combustibile F_{chp}, tali da conseguire un rendimento globale pari al valore di soglia previsto dalla normativa (75% nel caso di motori a combustione interna). Cioè si impone come condizione al contorno:

$$\eta_{globale_lim} = \frac{E_{CHP} + H_{CHP}}{F_{CHP}} = 75\ \%$$

La rappresentazione schematica dell'unità virtuale è riportata nella figura che segue, in cui compare sia l'unità cogenerativa CHP che la parte NON CHP per la produzione della restante quota di energia elettrica E_{NONCHP}.

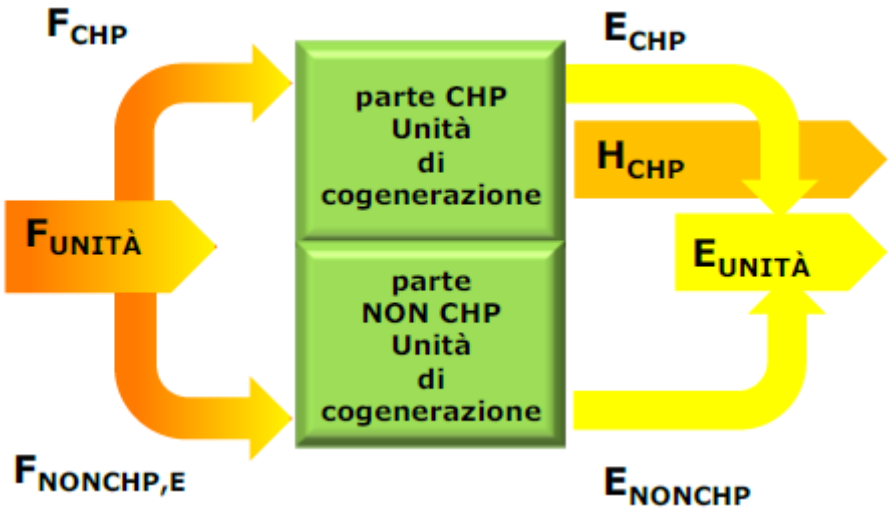

Figura 76: Schema dell'unità virtuale [30]

Nota quindi l'energia termica utile prodotta in cogenerazione (H_{chp}), il calcolo dell'energia elettrica (E_{chp}) e di alimentazione (F_{chp}) in regime di cogenerazione viene

condotta a partire dal calcolo del "Rapporto effettivo tra energia elettrica prodotta e calore (C_{eff})", calcolabile come:

$$C_{eff} = \frac{\eta_{NONCHP}}{\eta_{globale_lim} - \eta_{NONCHP}}$$

dove η_{NONCHP} rappresenta il rendimento elettrico dell'unità reale, cioè:

$$\eta_{NONCHP} = \frac{E}{F}$$

Sostituendo dunque il valore di C_{eff} nell'espressione seguente:

$$E_{CHP} = C_{eff} * H_{CHP}$$

si ricava l'energia elettrica prodotta dalla macchina virtuale in regime di cogenerazione E_{CHP} e da questa si ricavano di conseguenza le altre grandezze per definire completamente l'unità virtuale.

Si determina infatti la quota di energia elettrica non cogenerativa prodotta dal sistema:

$$E_{NONCHP} = E - E_{CHP}$$

l'energia immessa in termini di combustibile che non partecipa al processo di cogenerazione:

$$F_{NONCHP} = \frac{E_{NONCHP}}{\eta_{NONCHP}}$$

e infine l'energia immessa in termini di combustibile della parte cogenerativa:

$$F_{CHP} = F - F_{NONCHP}$$

Si ottengono quindi tutte le grandezze della parte cogenerativa (E_{chp}, H_{chp}, F_{chp}) da utilizzare per il calcolo del PES al fine di verificare il riconoscimento CAR dell'unità.

Applicando le formule di cui sopra al cogeneratore qui analizzato si ottengono i risultati riportati in Tabella 60.

Rendimento elettrico unità	**η_{NONCHP}**	41,5 %
Rendimento globale limite	**$\eta_{globale_lim}$**	75 %
Rapp. effettivo tra energia elettrica prodotta e calore	**C_{eff}**	1,24
Energia termica utile totale	**H_{CHP}**	3.113 MWh
Energia elettrica unità	**E**	4.125 MWh
Energia elettrica cogenerativa	**E_{CHP}**	3.865 MWh
Energia elettrica non cogenerativa	**E_{NONCHP}**	260 MWh
Energia combustibile unità	**F**	9.930 MWh
Energia combustibile cogenerativa	**F_{CHP}**	9.303 MWh
Energia combustibile non cogenerativa	**F_{NONCHP}**	627 MWh

Tabella 60: Parametri energetici che definiscono l'unità virtuale

Calcolo del PES

Le unità di cogenerazione per ottenere la qualifica CAR devono applicare la formula del PES (Primary Energy Saving). Questa grandezza permette di quantificare, a parità di energia elettrica e termica utile prodotta, il risparmio ottenuto in termini di energia del combustibile tra la produzione combinata in cogenerazione e la produzione separata. Secondo la normativa è necessario riferirsi alle quantità di energia relative alla parte puramente cogenerativa, come visto nel paragrafo precedente nella definizione dell'unità virtuale. La formula per il calcolo del PES è la seguente:

$$\mathrm{PES} = 1 - \frac{1}{\frac{CHP\ \mathrm{H\eta}}{\mathrm{Ref\ H\eta}} + \frac{CHP\ \mathrm{E\eta}}{\mathrm{Ref\ E\eta}}}$$

dove:

- CHP Hη è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione;
- CHP Eη è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione;
- Ref Hη è il rendimento di riferimento per la produzione separata di calore utile, dato come media ponderale dei valori di riferimento nel caso in cui siano presenti modalità di utilizzo del calore differenti;
- Ref Eη è il rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica, che deve essere corretto in funzione della temperatura media del sito

di installazione, della tensione di rete e del rapporto tra energia autoconsumata ed immessa in rete.

I valori dei rendimenti di riferimento per il calcolo del PES e i fattori di correzione dovute alle perdite di rete e alle condizioni climatiche medie sono riportati nel "*Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015"*. [32]

Affinché l'unità di cogenerazione ottenga la qualifica di CAR, avendo quindi diritto ai benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR, è necessario che il PES:

- sia ≥ 10% per unità con potenza elettrica maggiore di 1 MW_e
- sia > 0 % per unità con potenza elettrica minore o pari a 1 MW_e

In particolare, nel caso dell'unità di cogenerazione qui considerata si ha (i rendimenti di riferimento per la produzione separata sono estratti dal Regolamento UE 2015/2402 [32]):

$$CHP\ \mathrm{H\eta} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}} = \frac{3.113}{9.303} = 33{,}5\ \%$$

$$CHP\ \mathrm{E\eta} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}} = \frac{3.865}{9.303} = 41{,}5\ \%$$

$$Ref\ \mathrm{H\eta} = 89{,}3\ \%$$

$$Ref\ \mathrm{E\eta} = [53\ \% + (15°C - T_{media\ annuale}) * 0{,}1\%] * \left(f_{perdite\ di\ rete}\right) =$$
$$= [53\ \% + (15°C - 12{,}6°C) * 0{,}1\%] * (0{,}935) = \ 49{,}8\ \%$$

Sostituendo tali valori di rendimento nella formula del PES si ottiene:

$$\mathrm{PES} = 1 - \frac{1}{\frac{CHP\ \mathrm{H\eta}}{\mathrm{Ref\ H\eta}} + \frac{CHP\ \mathrm{E\eta}}{\mathrm{Ref\ E\eta}}} = 1 - \frac{1}{\frac{33{,}5}{89{,}3} + \frac{41{,}5}{49{,}8}} = 17{,}3\ \%$$

Poiché la potenza elettrica del cogeneratore è inferiore a 1 MWe e il valore del PES è superiore allo 0 %, tale impianto può essere certificato CAR e di conseguenza può avere diritto ai benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR tra i quali il rilascio dei Certificati Bianchi per un periodo pari a 10 anni solari.

Calcolo del numero di Certificati Bianchi

Il DM 5 settembre 2011 stabilisce che le unità di cogenerazione CAR abbiano diritto al rilascio dei Certificati Bianchi in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato in un anno solare (in MWh) tra la produzione combinata in cogenerazione ad alto rendimento e la produzione separata, calcolato come segue (ci si riferisce sempre alla "parte CHP"):

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_E \mathrm{RIF}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_T \mathrm{RIF}} - F_{CHP}$$

dove:

- $\eta_E \mathrm{RIF}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrico italiano pari a 0,46 da correggere con i fattori di correzione dovute alle perdite di rete come riportato nel Regolamento Delegato 2015/2402
- $\eta_T \mathrm{RIF}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, pari a 0,90 nel caso di produzione di acqua calda/vapore e 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico [32]

È necessario chiarire come per il calcolo del RISP le quantità E ed F da utilizzare sono quelle rispettivamente prodotte e consumate in regime di cogenerazione ("parte CHP dell'unità virtuale").

Il numero di Certificati Bianchi a cui si ha diritto è pari a:

$$CB = RISP * 0{,}086 * K$$

dove K è un coefficiente di armonizzazione che varia in base alla potenza elettrica dell'unità di cogenerazione e la cui modalità di calcolo è indicata nelle "Linee Guida per l'applicazione del DM 5 settembre 2011"[31]. Nel caso qui presentato, essendo la potenza elettrica del cogeneratore inferiore a 1 MWe, il valore di K è 1,4.

Si ottiene quindi:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_E \mathrm{RIF}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_T \mathrm{RIF}} - F_{CHP} = \frac{3.865}{0{,}43} + \frac{3.113}{0{,}90} - 9.303 = 3.141\ MWh$$

$$CB = RISP * 0{,}086 * K = 3.141 * 0{,}086 * 1{,}4 = 378\ TEE/anno$$

Considerando un valore medio di 250 €/TEE, l'incentivo economico annuo ottenibile risulta pari a:

$$Incentivo_{TEE} = 378\ TEE/anno * 250\ €/TEE = 94.500\ TEE/anno$$

Calcolo del SPB

Per determinare il tempo di ritorno dell'investimento è necessario andare a valutare i ricavi annui conseguiti grazie all'utilizzo del cogeneratore, i costi annui sostenuti per il suo funzionamento e i costi di investimento per l'acquisto e l'installazione dell'unità. Di seguito vengono quindi elencati nel dettaglio tali voci di costo.

- **Ricavi**

Risparmio energia elettrica prodotta e autoconsumata

Si considera innanzitutto il risparmio economico derivante dal mancato acquisto di energia elettrica dalla rete pari alla quota di energia prodotta dal cogeneratore e direttamente autoconsumata. Banalmente tale risparmio è dato dal prodotto tra l'energia elettrica prodotta E (essendo 100% autoconsumata) e il costo medio dell'energia elettrica acquistata dalla rete pari, come visto, a 135 €/MWh.

$$Risp_{el\ autocons} = E * c_{el} = 4.125 * 135 = 556.460\ €/anno$$

Risparmio energia termica prodotta e autoconsumata

In modo analogo si determina il risparmio economico annuo derivante dal mancato acquisto di gas naturale per la produzione dell'energia termica utile recuperata dal cogeneratore. Per il calcolo di tale risparmio si fa riferimento al costo medio di acquisto del gas naturale comprensivo di accise pari a c_{GN} = 0,325 €/Sm^3.

$$Risp_{GN} = \frac{H_{CHP} * 10^3}{PCI * \eta_{Caldaia}} * c_{GN} = \frac{3.113 * 10^3}{9{,}61 * 0{,}9} * 0{,}325 = 116.883\ €/anno$$

Incentivo Titoli di Efficienza Energetica

Infine si considera l'incentivo economico per l'ottenimento dei TEE come ricavato al paragrafo precedente.

$$Incentivo_{TEE} = 378\ TEE/anno * 250\ €/TEE = 94.500\ TEE/anno$$

RICAVI TOTALI

I ricavi annui totali saranno pari a:

$$Ricavi_{TOT} = Risp_{el\ autocons} + Risp_{GN} + Incentivo_{TEE} = 767.843\ €/anno$$

- **Costi**

Acquisto gas naturale di alimentazione

Si considera innanzitutto il costo necessario per l'acquisto del gas naturale di alimentazione del cogeneratore. Occorre precisare che la cogenerazione può sfruttare una parziale defiscalizzazione dell'accisa sul combustibile acquistato; ai sensi del D.Lgs. 119/2018 (il c.d. decreto fiscale) l'accisa sul gas naturale non si applica per 0,22 Smc/kWh di energia elettrica prodotta. Tale valore è legato al rendimento medio del parco di generazione nazionale a gas naturale. Le accise sul gas naturale per usi industriali, per consumi fino a 1.200.000 Smc l'anno, sono:

- Imposta erariale per usi industriali: 0,012498 €/Smc
- Addizionale regionale (ARISGAM): 0,006249 €/Smc

Il costo per il gas naturale defiscalizzato risulta quindi c_{GN}^{DF} = 0,306 €/Smc.

Il costo complessivo per l'acquisto del gas naturale risulta pari a:

$$Costo_{GN} = \left[E * 0{,}22 * c_{GN}^{DF} + \left(\frac{F}{PCI} - E * 0{,}22\right) * c_{GN}\right] * 10^3 =$$

$$= \left[4.125 * 0{,}22 * 0{,}306 + \left(\frac{9.930}{9{,}61} - 4.125 * 0{,}22\right) * 0{,}325\right] * 10^3 = 318.554\ €/anno$$

Costo manutenzione

Si considera un costo specifico per la manutenzione pari a c_{manut} = 14 €/MWh. Banalmente quindi il costo totale annuo per la manutenzione del cogeneratore risulta:

$$Costo_{manut} = E * c_{manut} = 4.125 * 14 = 57.750\ €/anno$$

Accise sull'energia elettrica prodotta

Infine si considera il costo da sostenere per il pagamento delle accise sull'energia elettrica prodotta, le cui quote per il 2019 sono:

- Accisa energia elettrica 1° scagl. (entro 200 MWh/mese): 12,5 €/MWh
- Accisa energia elettrica 2° scagl. (oltre 200 MWh/mese): 7,5 €/MWh

Il costo annuo totale da sostenere risulta:

$$Costo_{ACCISE} = a_{1scagl} * 200 * 12 + a_{2scagl} * (E - 200 * 12) =$$

$$= 12{,}5 * 200 * 12 + 7{,}5 * (4.125 - 200 * 12) = 42.937\ €/anno$$

COSTI TOTALI

I costi annui totali da sostenere risultano in definitiva:

$$Costi_{TOT} = Costo_{GN} + Costo_{manut} + Costo_{ACCISE} = 419.241\ €/anno$$

- **Investimento**

Per l'investimento si considera il costo complessivo da sostenere per la fornitura e la posa del cogeneratore, per il quale si assume un costo specifico medio di mercato

pari a 900 €/MWe, e i costi accessori relativi a progettazione e assicurazione assunti pari a 15.000 € totali. L'investimento è quindi pari a:

$$Investimento = C_{fornitura} * P_{el} + Costi_{accessori} = 825.900\ €/anno$$

- **<u>Calcolo SPB</u>**

Il tempo di ritorno semplice dell'investimento non è altro che il rapporto tra l'investimento totale e il risparmio economico annuo dato dalla differenza tra ricavi e costi, come determinati precedentemente:

$$SPB = \frac{Investimento}{Ricavi_{TOT} - Costi_{TOT}} = \frac{825.900}{767.843 - 419.241} = 2{,}4\ anni$$

CONCLUSIONI

Alla luce delle analisi effettuate e dei risultati ottenuti, si vuole ora presentare un quadro di sintesi complessivo al fine di mostrare il potenziale risparmio energetico ed economico ottenibile grazie alla realizzazione degli interventi di efficienza energetica individuati.

Nel 2018 il consumo di energia elettrica di stabilimento, totalmente acquistata da rete, è stato pari a circa 6.800 MWh mentre per il gas naturale il consumo è stato di 2.474.264 Sm^3. Esprimendo tali consumi in tep di energia primaria, utilizzando gli opportuni fattori di conversione, si ottengono i valori riportati in Tabella 61.

	Consumo annuo	Fattore di conversione	Consumo [tep]	% su totale
Energia elettrica	6.799.671 kWh	0,187 x 10^{-3} tep/kWh	1.272	38 %
Gas naturale	2.474.264 Sm^3	0,825 x 10^{-3} tep/Sm^3	2.041	62 %
TOTALE			**3.313**	**100 %**

Tabella 61: Consumi annui per l'anno 2018 espressi in tep di energia primaria

In Tabella 62 si riportano, per ciascun intervento individuato, i risparmi energetici annui conseguibili e le relative valutazioni economiche.

		Risparmio en. primaria [tep/anno]	Risparmio economico [€/anno]	Incentivo TEE [€/anno]	SPB [anni]
1	**Illuminazione**	80,5	50.240	20.000	2,3
2	**Motori elettrici**	11,8	8.540	3.000	6,9
3	**Inverter**	44,6	32.187	-	0,8
4	**Compressori**	5,8	4.180	-	2,6
5	**Destratificatori**	64,0[1]	24.157	-	3,1
6	**Cogeneratore**	214,8[2]	254.102	94.500	2,4
	TOTALE	**421,5**	**373.406**	**117.500**	

1 Al netto del consumo elettrico dei destratificatori pari a 3 tep
2 Differenza tra l'energia primaria totale autoconsumata e l'energia primaria in ingresso al CHP

Tabella 62: Sintesi dei risparmi energetici ed economici conseguibili per ciascun intervento

Si può dunque affermare che gli interventi di efficienza energetica proposti hanno portato a risultati soddisfacenti sia in termini di risparmio energetico che di risparmio economico, con tempi di ritorno degli investimenti del tutto accettabili considerato anche, dove possibile, l'incentivo economico ottenibile grazie al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica.

Considerando tutti gli interventi proposti e il beneficio ottenibile dalla produzione combinata di energia elettrica e termica per mezzo dell'impianto CHP, la quantità di energia primaria approvvigionata dall'esterno passerebbe dagli attuali 3.313 tep a 2.892 tep nella situazione post operam, con un risparmio complessivo pari a circa il 12,7 %, come mostrato in Figura 77.

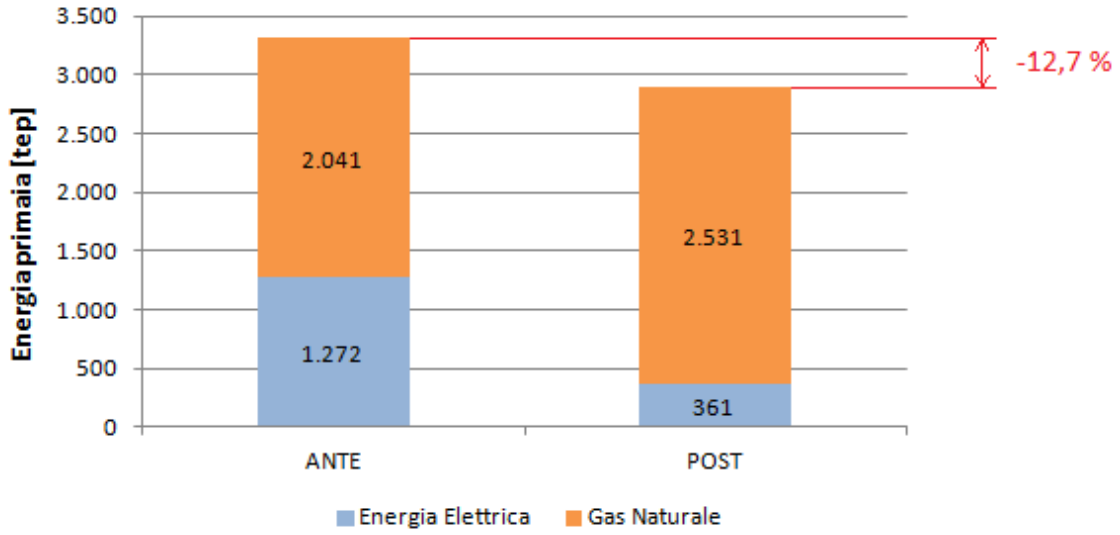

Figura 77: Consumo annuo di energia primaria nella situazione ante e post operam

In particolare si osserva un aumento del consumo netto di gas naturale (circa il 24% in più) dovuto alla presenza del cogeneratore ma, grazie all'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, il prelievo da rete di quest'ultima diminuisce comportando, in termini di energia primaria in ingresso allo stabilimento, una riduzione complessiva di circa 421 tep.

Dal punto di vista invece del fabbisogno elettrico di stabilimento, dato dalla somma tra l'energia elettrica acquistata e quella autoprodotta, il consumo complessivo

passerebbe dagli attuali 6.800 MWh a 6.053 MWh nella situazione post operam, diminuendo dunque dell'11% come mostrato in Figura 78.

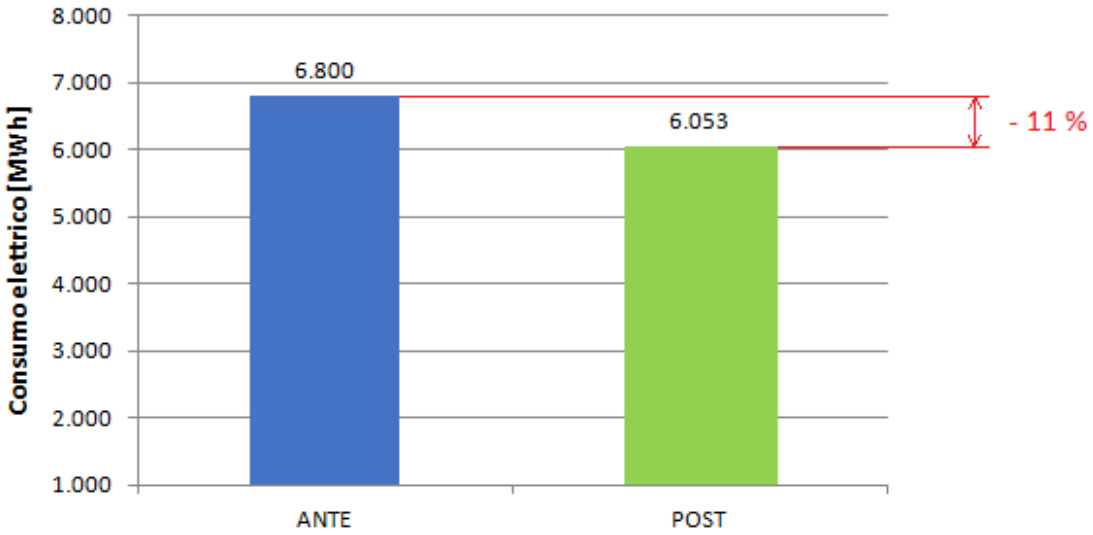

Figura 78: Consumo annuo di energia elettrica nella situazione ante e post operam

Ovviamente questi risparmi energetici si traducono in risparmi economici per l'acquisto dei vettori energetici da parte dell'azienda. Il risparmio annuo complessivo sarebbe di 373.406 €, a cui va sommato l'incentivo ottenibile dal sistema dei TEE che risulta pari a 117.500 €. Il risparmio totale è dunque considerevole rappresentando quasi il 29% della spesa sostenuta nel 2018 per la fornitura di energia elettrica e gas naturale pari a 1.693.380 €.

Per i progetti ammissibili al meccanismo dei TEE, l'incentivo economico risulta mediamente pari al 37% del risparmio economico dovuto al minor consumo di energia e, poiché i TEE sono riconosciuti per un periodo di 10 anni per il cogeneratore e di 5 anni per gli altri interventi, il beneficio complessivamente ottenibile dall'azienda risulterebbe pari a 1.060.000 €. Tali valori confermano di fatto il ruolo importante del meccanismo dei TEE nella normativa vigente al fine di promuovere la diffusione degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica nelle imprese e non solo.

Ovviamente il risparmio maggiore si otterrebbe, come si è visto, effettuando tutti gli interventi proposti, soluzione che comporterebbe però un investimento complessivo elevato non sempre sostenibile. Il grafico di Figura 79 può dunque fornire

una visione d'insieme più immediata degli interventi proposti dando una valutazione preliminare della loro priorità di implementazione.

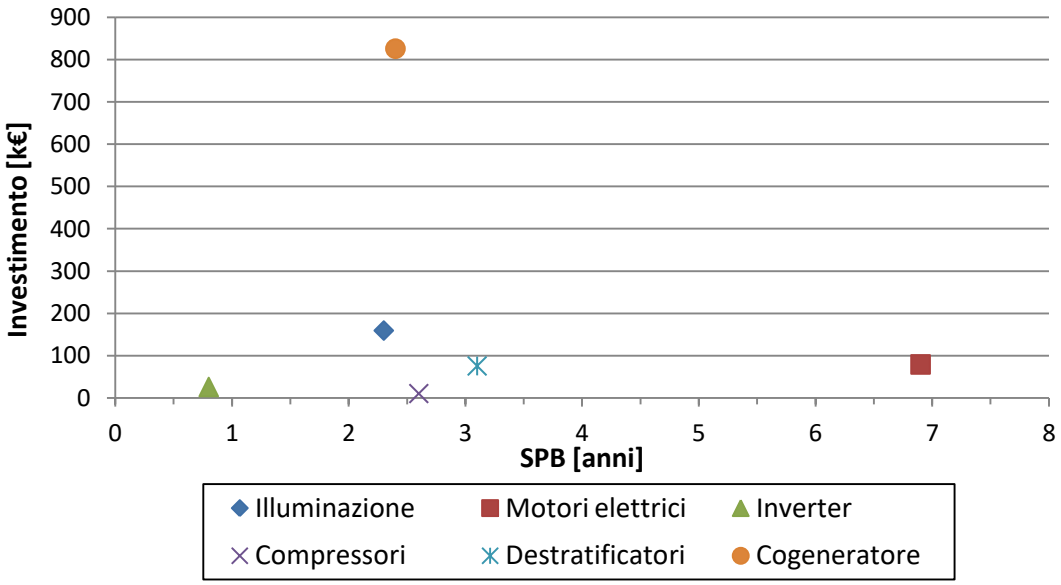

Figura 79: Costo di investimento in funzione del SPB degli interventi proposti

Si suggerisce di realizzare prioritariamente gli interventi che a fronte di un investimento relativamente basso garantiscono un tempo di ritorno altrettanto breve, in genere inferiore ai 2 - 3 anni. Si osserva che in tale range rientrano la maggior parte degli interventi individuati, con la situazione più favorevole per quanto riguarda l'installazione degli inverter in quanto a fronte di un investimento complessivo al di sotto dei 30 k€ garantisce un tempo di ritorno inferiore ad un anno.

Successivamente vanno considerati gli interventi con investimento maggiore ma che garantiscono in ogni caso tempi di ritorno brevi. In questa casistica ricade il cogeneratore che, come si è visto, garantisce il miglior beneficio in termini sia di risparmio energetico (inteso come risparmio di energia primaria in ingresso) che di risparmio economico.

Nella parte destra del grafico ricadono poi gli interventi con priorità minore in quanto i tempi di ritorno si allungano e non sempre risultano accettabili. Tra gli interventi proposti ricade in tale area soltanto l'intervento di sostituzione dei motori elettrici attuali con motori ad alta efficienza. I risparmi energetici conseguibili da tale

intervento sono infatti molto influenzati dalle ore di funzionamento e dalla taglia dei motori stessi.

In conclusione il lavoro svolto ha dimostrato come nel settore industriale esistono in generale grosse opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica, che conducono di conseguenza a minori costi per l'approvvigionamento delle risorse energetiche, un minore costo energetico per unità di prodotto finito e, non meno importante, un minore impatto ambientale. L'importanza della diagnosi energetica in ambito industriale risiede proprio nell'individuazione di tali potenzialità di risparmio e la sua esecuzione non deve essere vista come un mero adempimento di un obbligo normativo, quanto piuttosto una vera e propria opportunità per le imprese, obbligate e non, per ridurre i propri sprechi energetici ed essere più competitiva, soprattutto in un contesto come quello italiano in cui il costo dell'energia è tra i più alti in Europa.

Bibliografia

[1] IEA International Energy Agency, *World Energy Outlook 2018 – Summary,* 2018

[2] Eurostats, *Energy consumption in the EU increased by 1% in 2017,* febbraio 2019

[3] IEA International Energy Agency, *Energy Efficiency 2018 – Analysis and outlooks to 2040,* 2018

[4] Risoluzione del Consiglio, del 17 settembre 1974, concernente una nuova strategia per la politica energetica della Comunità, GU C153 del 09/07/1975

[5] Risoluzione del Consiglio del 16 settembre 1986 relativa a nuovi obiettivi comunitari di politica energetica per il 1995 e alla convergenza delle politiche degli Stati membri, GU C241 del 25/09/1986

[6] Commissione della Comunità Europea, *Energy Efficiency in the European Community Towards a Strategy for the Rational use of Energy,* COM(1998)246 final del 29/04/1998

[7] Commissione della Comunità Europea, *Libro Bianco – Una politica energetica per l'Unione Europea,* COM(95) 682 del 13/12/1995

[8] Commissione della Comunità europea, *Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità europea,* COM(2000)247 del 24/04/2000

[9] Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006

[10] Commissione della Comunità europea, *Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità,* COM(2006)545 del 19/10/2006

[11] Commissione Europea, *Piano di efficienza energetica 2011,* COM(2011)109 del 08/03/2011

[12] Direttiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE

[13] Direttiva UE 2018/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 che modifica la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

[14] Legge 29 Maggio 1982, n. 308, *Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi*

[15] Decreto Legislativo 30 Maggio 2008, n. 115, *Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE*

[16] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, *Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile,* Marzo 2013

[17] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, *Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica,* Giugno 2017

[18] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, *SEN 2017 Strategia Energetica Nazionale,* Novembre 2017

[19] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, *Proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima,* 31 dicembre 2018

[20] American Council for an Energy Efficiency Economy, *The 2018 international energy efficiency storecard*, Giugno 2018

[21] Decreto Legislativo 4 Luglio 2014, n. 102, *Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*

[22] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, *Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell'articolo 8 del decreto legislativo n.102 del 2014,* Novembre 2016

[23] ENEA Dipartimento Unità Efficienza Energetica, *Diagnosi Energetiche art. 8 del D.Lgs. 102/2014 - Linee Guida e Manuale Operativo - Clusterizzazione, il rapporto di diagnosi ed il piano di monitoraggio*, 13 febbraio 2019

[24] Commissione Europea, *Reference documents on Best Available Techniques,* febbraio 2009

[25] ABB, *Nota informativa - Standard IEC 60034-30-1 sulle classi di efficienza dei motori in bassa tensione,* 2014

[26] GSE, *Certificati Bianchi – Guida Operativa,* Allegato 1 al decreto direttoriale del 30 aprile 2019 emanato dal MISE

[27] Luca Ferraro, *Il risparmio di energia nella produzione di aria compressa,* Tesi di Laurea, Università degli Studi di Padova, A.A. 2014 – 2015

[28] Natural Resources Canada*, Compressed Air – Energy Efficiency Reference Guide*, 2016

[29] Luca Bicchierini, ATLAS COPCO ITALIA, *Efficienza energetica: un aiuto per risparmiare sull'aria compressa,*Ottobre 2015

[30] GSE, *Guida alla Cogenerazione ad alto rendimento CAR,* Aggiornamento dell'ed.1, marzo 2018

[31] MISE, *Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR),* aggiornamento marzo 2012

[32] Commissione Europea, *Regolamento Delegato UE 2015/2402* del 12 ottobre 2015

[33] Joel C. Hughes, *Technology evaluation of thermal destratifiers and other ventilation technologies*, Naval Facilities Engineering Service Center

[34] BSRIA, *Wasted energy due to stratification,* 2018

[35] Enbridge, *Cold weather destratification energy evaluation – Canadian tire monitoring results*, Final report 2009

[36] Marcello Meneghin, *L'utilizzazione delle elettropompe a velocità variabile*, articolo pubblicato su "L'Acqua" n. 6/2004

Sitografia

[37] https://www.eea.europa.eu

[38] https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_it

[39] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

[40] http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/

[41] https://www.apengroup.com/apg//wp-content/uploads/2015/03/Depliant-Queen.pdf

[42] https://www.carbontrust.com/resources/faqs/technology-and-energy-saving/energy-efficient-heating/

[43] https://www.gruppoab.com/it/

[44] http://www.disano.it/

[45] https://www.pneumofore.com/

[46] https://www.mercatoelettrico.org/it/