

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

Diagnosi energetica del P.O. Valletta di Torino:

Analisi di fattibilità di un'unità di piccola cogenerazione

Relatore:

prof. Marco Carlo Masoero

Correlatore:

ing. Jacopo Toniolo

Candidato:

Giuseppe Petronella

a.a. 2017-2018

INDICE

Capitolo 1 Diagnosi energetica e Normative di riferimento	2
1.1 Definizione	2
1.2 Requisiti diagnosi energetica.....	2
1.3 Livelli di diagnosi energetica.....	3
1.4.1 Contatto preliminare	4
1.4.2 Incontro preliminare.....	5
1.4.3 Raccolta dati	5
1.4.4 Attività in campo	6
1.4.5 Analisi ed inventario energetico	7
1.4.6 Rapporto.....	8
1.4.7 Incontro finale	8
1.5 Indicatori di prestazioni energetiche.....	10
1.6 Normative	10
1.6.1 Condizioni termo-igrometriche	10
1.6.2 Illuminazione	12
1.6.3 Acqua calda sanitaria.....	15
Capitolo 2 Presidio Valletta.....	16
2.1 Descrizione edificio.....	16
2.2 Sviluppo dei piani	17
2.3 Descrizione degli impianti	20
2.3.1 Centrale termica	20
2.3.2 Centrale frigorifera	21
2.3.3 Impianto di termoventilazione	21
2.3.4 Impianto elettrico.....	22
Capitolo 3 Inventario energetico.....	23
3.1 Consumi termici.....	24
3.1.1 Raccolta bollette.....	24
3.1.2 Fabbisogno termico totale.....	28
3.1.3 Ripartizione dei consumi termici	29
3.2 Consumi elettrici.....	31
3.2.1 Raccolta bollette.....	31
3.2.2 Consumi orari	34
3.2.3 Giorni feriali e giorni festivi	40
3.2.4 Ripartizione dei consumi	41

3.2.4.1 Fabbisogno elettrico per le UTA	41
3.2.4.2 Fabbisogno elettrico per l'illuminazione	43
3.2.4.3 Fabbisogno elettrico per i terminali	43
3.2.4.4 Fabbisogno elettrico per componenti ausiliari del periodo invernale	45
3.2.4.5 Fabbisogno elettrico per gruppi frigo e componenti ausiliari del periodo estivo	46
3.3 Indici energetici	48
Capitolo 4 Cogenerazione.....	50
4.1 Introduzione	50
4.2 Indici caratteristici	50
4.3 Quadro normativo per impianti CAR.....	52
4.4 Benefici impianti CAR	55
4.5 Scambio sul posto.....	55
4.6 Motori primi e campi di applicazione.....	56
4.6.1 Motori a combustione interna	56
4.6.1.1 Ciclo Otto	57
4.6.1.2 Ciclo Diesel.....	57
4.6.1.3 Cogenerazione con motori endotermici.....	58
4.6.2 Vantaggi e svantaggi per i MCI	60
4.6.3 Scelta e dimensionamento dell'unità cogenerativa	60
4.7 Fattibilità economica	63
4.7.1 Costi di investimento	66
4.7.2 Costi di manutenzione	67
4.7.3 Flussi di cassa annui.....	67
4.7.3.1 Costo energia elettrica	67
4.7.3.2 Costo gas metano	70
4.7.4 Calcolo del VAN e PBT	73
4.8 Collocazione unità cogenerativa	74
Capitolo 5 Conclusioni	75
Bibliografia	76
Ringraziamenti.....	78

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 Consumi per settore [TWh]	1
Figura 2 Procedura Diagnosi Energetica.....	9
Figura 3 Illuminazione per reparti, UNI EN 12464-1.....	14
Figura 4 Fabbisogno ACS pro-capite, UNI 9182.....	15
Figura 5 Localizzazione Presidio Valletta.....	16
Figura 6 Modello sketch-up.....	17
Figura 7 Generatori di vapore	20
Figura 8 Pompe con inverter	20
Figura 9 Gruppo frigo	21
Figura 10 Vettori energetici.....	23
Figura 11 Confronto consumi termici triennio	25
Figura 12 Fatturato 2015	26
Figura 13 Fatturato 2016	27
Figura 14 Fatturato 2017	27
Figura 15 [Sm ³] giornalieri, 2017	28
Figura 16 [kWh] giornalieri, 2017	29
Figura 17 Consumi termici per ACS	29
Figura 18 Ripartizione consumi termici.....	30
Figura 19 Consumi elettrici 2015.....	31
Figura 20 Consumi elettrici 2016.....	32
Figura 21 Consumi elettrici 2017.....	33
Figura 22 Confronto consumi elettrici triennio.....	34
Figura 23 Carpet plot 2015.....	35
Figura 24 Carpet plot 2016.....	37
Figura 25 Carpet plot 2017.....	39
Figura 26 Confronto feriali-festivi 2017.....	40
Figura 27 Unità di trattamento aria, piano 3 zona B.....	41
Figura 28 Ripartizione consumi 2015	47
Figura 29 Ripartizione consumi 2016	47
Figura 30 Ripartizione consumi 2017	48
Figura 31 Confronto sistema cogenerativo-sistema tradizionale	50
Figura 32 Fattore correttivo p	52
Figura 33 Rendimenti di riferimento per produzione separata di energia elettrica	53
Figura 34 Rendimenti di riferimento per produzione separata di calore.....	54
Figura 35 Campi applicazione delle tecnologie	56
Figura 36 Ciclo Otto	57
Figura 37 Ciclo Diesel.....	58
Figura 38 Motore cogenerativo (fonte GE Jenbacher)	59
Figura 39 Motore CENTO T160.....	60
Figura 40 settimana tipo invernale, 2017.....	61
Figura 41 situazione invernale.....	62
Figura 42 situazione primaverile	63
Figura 43 costo specifico MCI.....	66
Figura 44 prospetto bolletta elettrica	68
Figura 45 prospetto bolletta gas metano.....	70

Figura 46 VAN	74
---------------------	----

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 Ventilazione degli ambienti	11
Tabella 2 Aria esterna secondo UNI 10339	11
Tabella 3 coefficiente correttivo, UNI 10339	11
Tabella 4 condizioni di pressione, ASHRAE 170-2017	12
Tabella 5 Superficie di ciascuna zona	18
Tabella 6 Consumi termici 2015	24
Tabella 7 Consumi termici 2016	24
Tabella 8 Consumi termici 2017	25
Tabella 9 Temperature medie mensili.....	26
Tabella 10 Stime consumi per ACS, 2017	30
Tabella 11 Consumi elettrici 2015	31
Tabella 12 Consumi elettrici 2016	32
Tabella 13 Consumi elettrici 2017	33
Tabella 14 Censimento lampade	36
Tabella 15 Dati tecnici unità di trattamento aria	42
Tabella 16 Ore di funzionamento illuminazione	43
Tabella 17 Consumi giornalieri impianti di illuminazione	43
Tabella 18 Censimento terminali.....	44
Tabella 19 Funzionamento terminali.....	44
Tabella 20 Quota componenti ausiliari: circolatori e pompe	45
Tabella 21 Quota componenti ausiliari: bruciatori.....	46
Tabella 22 Funzionamento ausiliari periodo invernale	46
Tabella 23 Dati struttura.....	49
Tabella 24 KPI	49
Tabella 25 Dati motore	61
Tabella 26 Indici motore.....	61
Tabella 27 parametri economici.....	65
Tabella 28 costi di investimento.....	67
Tabella 29 situazione attuale, elettrico	68
Tabella 30 produzione cogenerazione, elettrico	69
Tabella 31 situazione futura, elettrico.....	69
Tabella 32 situazione attuale, gas	71
Tabella 33 kWh _{th} prodotti dal cogeneratore	71
Tabella 34 situazione futura, gas	72
Tabella 35 gas defiscalizzato.....	72
Tabella 36 costi situazione attuale	73
Tabella 37costi situazione futura	73
Tabella 38 VAN	73

Introduzione

Oggi il consumo energetico è un aspetto fondamentale delle nostre vite. Infatti, diverse normative sono messe in atto al fine di regolare l'uso di energia ed evitarne gli sprechi. Per raggiungere tale obiettivo si richiede di limitare i fabbisogni energetici necessari a: riscaldamento invernale, climatizzazione estiva, produzione di acqua calda sanitaria, illuminazione degli edifici e azionamento di macchine.

Dall'analisi dei dati 2016 svolta da TERNA si evince che la domanda di energia elettrica nel 2016 ha registrato una lieve flessione di -0,8% rispetto al 2015, questo risultato può essere dovuto ad un uso più accurato dell'energia. D'altro canto il 2017 ha invece evidenziato, nei dati provvisori, un incremento della domanda di circa il 2,2%, a dimostrazione del fatto che il mercato energetico è caratterizzato da forti fluttuazioni.

Circa un quarto dell'utilizzo totale d'energia in Italia è destinato al terziario. Il settore terziario, inoltre, mostra un incremento dei consumi rispetto agli altri settori ed è il settore più dinamico degli ultimi anni, passando dal 23% del 2000 al 35% del 2016 dei consumi totali.

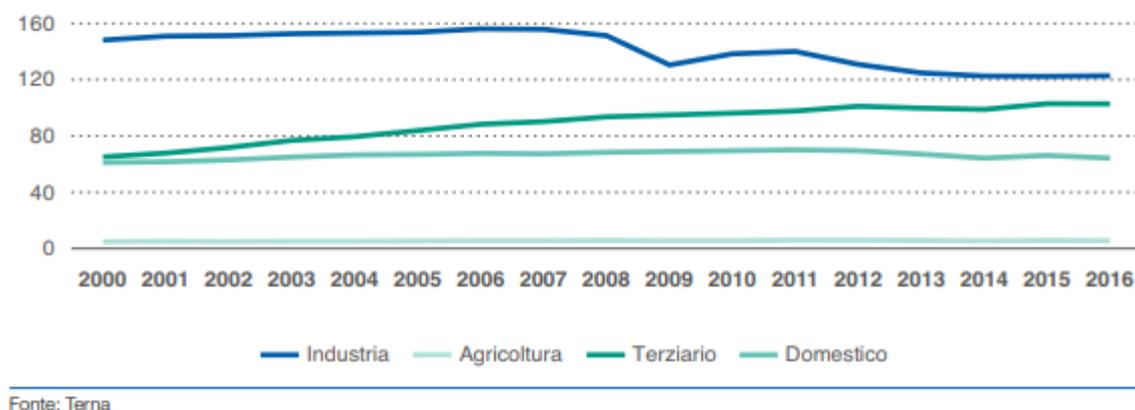


Figura 1 Consumi per settore [TWh]

In questo settore assumono una particolare rilevanza gli edifici a destinazione ospedaliera, i cui consumi medi sono circa 3 volte superiori a quelli del settore civile residenziale in analoghe condizioni climatiche.

L'uso dell'energia negli ospedali può essere dovuto a due funzionalità:

- consumi di tipo alberghiero per il benessere dei pazienti e del personale;
- consumi legati alle apparecchiature.

La prima tipologia è generalmente attiva per l'intero anno e riguardano: illuminazione, elevatori, condizionamento, ventilazione, produzione di ACS, lavanderia e cucina. I consumi del secondo tipo sono invece di durata variabile nell'arco dell'anno e riguardano le apparecchiature di diagnostica.

La domanda di prestazioni energetiche nel settore sanitario tendono a crescere e tale crescita può essere contrastata sia con il miglioramento tecnologico degli edifici e degli impianti, sia con il miglioramento della gestione della domanda e della offerta di prestazioni.

Capitolo 1 Diagnosi energetica e Normative di riferimento

1.1 Definizione

In questo contesto nascono accordi europei che portano i governi nazionali allo studio di nuovi strumenti per il raggiungimento di target prefissati. In Italia con l'emanazione del Decreto Lgs 102/14, attuazione della Direttiva 2012/27/UE, viene sancito l'obbligo di svolgere la diagnosi energetica per le imprese energivore.

La diagnosi energetica¹ è una procedura sistematica finalizzata a:

- *ad ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio, di un'attività commerciale o industriale;*
- *a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici;*
- *a riferire in merito ai risultati raggiunti, tramite la redazione di un audit energetico.*

La diagnosi può essere operata da soli soggetti certificati, come: EGE (Esperti in Gestione dell'Energia), ESCo (Energy Service Company) e auditori energetici.

Da norma UNI CEI/TR 11428: esistono vari approcci alla diagnosi energetica in termini di scopo e obiettivi e si cerca dunque di armonizzare le diverse metodologie. Scopo univoco è sicuramente quello di rendere gli impianti in esame più efficienti in seguito ad opportuni interventi e per i seguenti obiettivi: miglior efficienza, riduzione costi di approvvigionamento, minor impatto ambientale

1.2 Requisiti diagnosi energetica

La normativa UNI CEI/TR 11428 fornisce un elenco dei requisiti che una diagnosi deve rispettare:

- *completezza: il sistema energetico analizzato deve comprendere tutti gli aspetti energetici significativi;*
- *attendibilità: acquisizione di dati in numero e qualità necessari per lo sviluppo dell'inventario energetico e sopralluogo della struttura sotto diagnosi. Il responsabile della diagnosi deve verificare che il consumo energetico sia coerente con i dati di fatturazione dei consumi energetici o con quanto rilevato dalla strumentazione di misura;*

¹ definizione data da UNI CEI/TR 11428

- *tracciabilità: identificazione e utilizzo di un inventario energetico, documentazione dell'origine dei dati e dell'eventuale modalità di elaborazione a supporto dei risultati delle diagnosi energetica, includendo le ipotesi di lavoro eventualmente assunte;*
- *utilità: identificazione e valutazione sotto il profilo costi/benefici degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica. Gli interventi devono essere espressi attraverso documentazione adeguata, differenziata in funzione del settore, delle finalità e dell'ambito di applicazione;*
- *verificabilità: identificazione degli elementi che consentono al committente la verifica del conseguimento dei miglioramenti di efficienza risultanti dall'applicazione degli interventi proposti.*

1.3 Livelli di diagnosi energetica

Ad un'analisi preliminare basata su utilizzo e consumi storici dell'edificio seguono tre livelli di audit energetico:

- *walk-through audit;*
- *detailed audit;*
- *investment-Grade audit.*

Il *walk-through audit* prevede: raccolta consumi storici dell'edificio, informazioni sulle condizioni operative, intervista al personale del posto ed infine un sopralluogo per essere più familiari con l'edificio, capirne meglio le condizioni di funzionamento ed indentificare aree ad elevato consumo energetico. Già in questa fase può essere fatta una lista di opportunità di miglioramento, che risulterà utile al secondo livello di audit.

Il *detailed audit* è una naturale espansione del primo livello di audit, infatti vengono raccolte informazioni più dettagliate riguardo i consumi e le modalità operative degli impianti. Vengono raccolte le bollette dei tre anni precedenti al fine di valutare i profili energetici richiesti. Inoltre, in questa fase si valuta se sia necessario disaggregare i termini del bilancio energetico² di un edificio per valutarne le caratteristiche³. Questo livello di analisi può richiedere misurazioni in loco e strumenti di simulazione. Alla fine si deve essere in grado di fare una lista di aggiornamenti possibili ed una valutazione quantitativa.

L'*investment-grade audit* prosegue il lavoro svolto nel secondo livello e fa affidamento su un completo studio ingegneristico per descrivere questioni tecniche ed economiche necessarie a giustificare l'investimento relativo alla realizzazione di opportunità di miglioramento.

² $Q_{tot} = Q_{disp} + Q_{vent} - Q_{sole} - Q_{int}$

³ trasmittanza, permeabilità dell'aria, trasmissività ottica, etc.

1.4 Fasi della diagnosi energetica

Le fasi principali della diagnosi energetica sono:

- analisi dei dati storici di consumo;
- ripartizione dei consumi per utenze e individuazione degli indicatori energetici significativi;
- proposte d'intervento migliorativi.

La prima fase richiede che siano analizzate le bollette relative al triennio di interesse, come indicato da normativa, e da queste ricostruire i modelli energetici termico ed elettrico. Successivamente, seconda fase, devono essere ripartiti i consumi a seconda dei diversi vettori energetici e delle diverse utenze e da qui definire gli indicatori energetici di interesse, da confrontare con valori di benchmarking. Infine, si valutano possibili interventi di efficientamento energetico mediante la fattibilità tecnica ed economica.

La norma UNI 16247-1 fornisce una descrizione dettagliata delle diverse fasi che riguardano il processo di diagnosi e sono di seguito riportate.

1.4.1 Contatto preliminare

Il responsabile della diagnosi energetica deve concordare con l'organizzazione in merito a:

- *obiettivi, bisogni ed aspettative relative alla diagnosi energetica;*
- *scopo, limiti e grado accuratezza richiesto;*
- *arco temporale per completare la diagnosi energetica;*
- *criteri per la valutazione delle misure di risparmio energetico;*
- *impegno richiesto al committente in termini di tempo ed altre risorse;*
- *i requisiti dei dati da raccogliere prima dell'inizio della diagnosi energetica e la disponibilità, la validità ed il formato dei dati relativi ad energia ed attività;*
- *misure e/o ispezioni prevedibili da realizzare durante la diagnosi energetica.*

Il responsabile della diagnosi energetica deve inoltre richiedere informazioni in merito a:

- *il contesto della diagnosi energetica;*
- *eventuali vincoli normativi in grado di influenzare lo scopo o altri aspetti della diagnosi energetica, eventuali restrizioni esistenti relative a misure potenziali di miglioramento dell'efficienza energetica ed eventuali cambiamenti che possano avere una ricaduta sulla diagnosi energetica e sulle sue conclusioni;*
- *un più ampio programma strategico comprendente progetti pianificati e la descrizione del sistema di gestione dell'oggetto di diagnosi (terziarizzazione della gestione dei servizi);*
- *la documentazione attesa ed il formato richiesto del rapporto.*

Infine il responsabile della diagnosi energetica deve provvedere ad informare il committente riguardo:

- *tutti gli impianti ed apparecchiature speciali necessari alla realizzazione della diagnosi energetica;*
- *tutti gli interessi commerciali o di altro genere che potrebbero influenzare le proprie conclusioni o raccomandazioni.*

1.4.2 Incontro preliminare

Lo scopo dell'incontro preliminare è di informare tutte le parti interessate riguardo a obiettivi, scopo, ambito, confini e grado di accuratezza della diagnosi energetica e concordarne le disposizioni pratiche. In occasione di tale incontro il responsabile della diagnosi deve richiedere all'organizzazione di:

- *nominare la persona sostanzialmente responsabile della diagnosi energetica nell'organizzazione e la persona che dovrà rapportarsi con il responsabile della diagnosi;*
- *informare il personale coinvolto e le altre parti interessate in merito alla diagnosi energetica e ad ogni esigenza posta in capo a loro entro tale ambito;*
- *assicurare la cooperazione delle parti coinvolte;*
- *informare circa ogni condizione, intervento di manutenzione o altra attività anomala che possa avvenire durante il periodo di svolgimento della diagnosi energetica che ne influenzi l'esito.*

Nel corso di tale incontro occorre anche concordare:

- *la modalità di accesso alla struttura;*
- *le regole di prevenzione e di sicurezza nei luoghi interessati dalla diagnosi;*
- *i dati e le risorse che devono essere resi disponibili e gli eventuali accordi di riservatezza in merito a dati riservati e confidenziali;*
- *una proposta di programma temporale delle visite con indicazione delle relative priorità.*

Il responsabile della diagnosi deve descrivere le procedure, gli strumenti e le modalità con cui la diagnosi energetica sarà pianificata ed eseguita, con tanto di previsione temporale, e le possibili esigenze di apparecchiature di misura aggiuntive.

1.4.3 Raccolta dati

L'auditor energetico deve cooperare con il committente per la raccolta delle seguenti informazioni:

- *lista dei sistemi, dei processi e degli apparecchi che utilizzano energia, nonché lo stato del sistema di gestione dell'energia;*
- *caratteristiche dettagliate dell'oggetto sottoposto a diagnosi, ivi compresi i fattori di aggiustamento conosciuti e come l'organizzazione ritiene che essi influenzino i consumi energetici, nonché lo stato attuale del sistema di gestione;*
- *dati storici riguardo i consumi energetici, i relativi fattori di aggiustamento e la appropriate misurazioni ad essi correlate;*
- *l'operativo storico ed eventi passati che potrebbero aver influenzato il consumo energetico nel periodo coperto dai dati raccolti (condizioni di funzionamento insolite, opere di manutenzione e altre attività);*
- *documenti di progetto, di funzionamento e di mantenimento, eventuali diagnosi energetiche o studi precedenti connessi all'energia e all'efficienza energetica;*
- *prezzi e costi correnti e previsti, o prezzi e costi di riferimento da usare per garantire la riservatezza commerciale, e altri dati economici rilevanti;*
- *lo stato del sistema di gestione dell'energia.*

1.4.4 Attività in campo

Occorre ispezionare il sistema energetico oggetto della diagnosi tramite uno o più sopralluoghi al fine di:

- *valutare gli usi energetici dell'oggetto sottoposto a diagnosi secondo finalità, scopo ed accuratezza della diagnosi energetica;*
- *comprendere le modalità operative, i comportamenti degli utenti e come questi influenzano i consumi energetici;*
- *formulare idee preliminari per le opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica;*
- *redigere un elenco di aree e processi per i quali sono necessari ulteriori dati quantitativi per effettuare la successiva analisi.*

Il responsabile della diagnosi energetica deve:

- *effettuare misure e rilievi attendibili ed in condizioni ordinarie di esercizio; può essere vantaggioso realizzare alcune misurazioni al di fuori del normale orario di funzionamento, durante i periodi di spegnimento, o quando il fattore climatico non influisce eccessivamente;*
- *informare prontamente il committente di ogni difficoltà incontrata durante lo svolgimento della diagnosi stessa.*

Per quel che riguarda le ispezioni sul campo, è necessario richiedere al committente di:

- *nominare uno o più soggetti che dovranno fare da guida ed assistenza durante i sopralluoghi sul campo, soggetti con opportune competenze e l'autorità per compiere direttamente, se richiesto, manovre su processi ed apparecchiature;*

- *consentire all'auditor energetico l'accesso a disegni, manuali e tutta la documentazione tecnica significativa per i diversi impianti, correlate di eventuali risultati di prove e misure di collaudo già eseguite.*

1.4.5 Analisi ed inventario energetico

Durante la fase di analisi, il responsabile della diagnosi deve determinare il livello corrente di prestazione energetica del sito sottoposto a diagnosi, che rappresenterà il riferimento sulla base del quale possono venire valutati gli interventi di miglioramento.

Devono, innanzitutto, essere forniti:

- *una scomposizione dei consumi energetici suddivisi per uso e fonte;*
- *i flussi energetici ed un bilancio energetico dell'oggetto sottoposto a diagnosi;*
- *il diagramma temporale della domanda di energia;*
- *le correlazioni tra il consumo energetico ed i fattori di aggiustamento;*
- *uno o più indicatori di prestazione energetica adatti a valutare l'oggetto sottoposto a diagnosi (ad esempio kWh/posto letto in un presidio ospedaliero).*

A questo punto, l'auditor energetico deve essere in grado di poter identificare eventuali interventi di miglioramento e valutare il loro impatto sull'efficienza globale del sistema, in termini economici ed energetici. Le azioni di risparmio energetico devono essere elencate secondo una graduatoria costruita secondo i criteri concordati inizialmente.

Infine, il REDE deve valutare l'affidabilità dei dati forniti, evidenziando eventuali carenze e/o anomalie, ed utilizzare metodi di calcolo tecnicamente appropriati, documentando quali sono stati adoperati e con quali ipotesi. È necessario inoltre considerare ogni vincolo normativo o di altra natura che possa influire sulle potenziali misure di efficientamento energetico.

Con i dati raccolti, il responsabile della diagnosi deve costruire l'inventario energetico dell'edificio sottoposto a diagnosi, ossia la mappatura di ciascun vettore energetico utilizzato, acquistato ed utilizzato nel sito in esame che avrà lo scopo di ripartire i consumi annui del vettore specifico tra le diverse utenze che alimenta, associando a ciascuna il relativo consumo.

L'inventario dovrà essere il più dettagliato possibile, deve infatti coprire almeno il 95% dei consumi complessivi per singolo vettore. In esso vanno quindi indicati:

- *l'energia fornita disaggregata per vettore energetico in termini di consumi, costi ed emissioni in unità di misura coerenti;*
- *usi finali di energia disaggregati per servizi ed altri usi in valori assoluti o specifici ed in unità di misura coerenti;*
- *se presente, registro della produzione locale di energia e relativa quota esportata a terzi, in valori assoluti.*

L'inventario energetico deve essere rappresentativo delle aree funzionali a maggiore consumo energetico, aree che possono offrire considerevoli opportunità di miglioramento delle prestazioni

energetiche. Inoltre, deve risultare chiaro quali flussi energetici sono basati su misurazioni e quali su stime o calcoli.

1.4.6 Rapporto

In questa fase vengono presentati i risultati della diagnosi energetica effettuata, assicurandosi che essa risponda a tutti i requisiti concordati con il committente nelle fasi preliminari. *Il contenuto del rapporto deve essere appropriato allo scopo, all'obiettivo e al livello di dettaglio della diagnosi energetica.*

Esso deve contenere:

- a) un documento di sintesi in cui è riportata la graduatoria delle opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica ed il programma di attuazione proposto;
- b) informazioni generali sull'organizzazione sottoposta a diagnosi e sulla metodologia di diagnosi energetica adottata, il contesto specifico in cui la diagnosi energetica è stata effettuata, la descrizione del sistema oggetto di diagnosi e le norme tecniche pertinenti;
- c) la descrizione, lo scopo ed il livello di dettaglio della diagnosi energetica e le informazioni sulla raccolta dei dati, analisi dei consumi energetici e criteri per la messa in graduatoria delle misure di miglioramento della prestazione energetica;
- d) le opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica:
 - *azioni proposte, raccomandazioni, piano e programma temporale di implementazione*
 - *ipotesi assunte durante il calcolo dei risparmi energetici e loro impatto sull'accuratezza delle raccomandazioni*
 - *informazioni su contributi e sovvenzioni applicabili*
 - *analisi economica appropriata*
 - *potenziali interazioni con altre raccomandazioni proposte*
 - *metodi di misura e verifica che dovranno essere usati per le valutazioni post-attuazione delle opportunità raccomandate*
- e) le conclusioni finali.

1.4.7 Incontro finale

Il responsabile della diagnosi consegna il rapporto, contenente l'analisi effettuata ed i risultati ottenuti, e lo presenta al committente durante l'incontro finale. In questa fase finale viene inoltre discussa un eventuale supplemento di indagine.

Nella figura sottostante è rappresentato in modo schematico la procedura seguita per la diagnosi energetica:

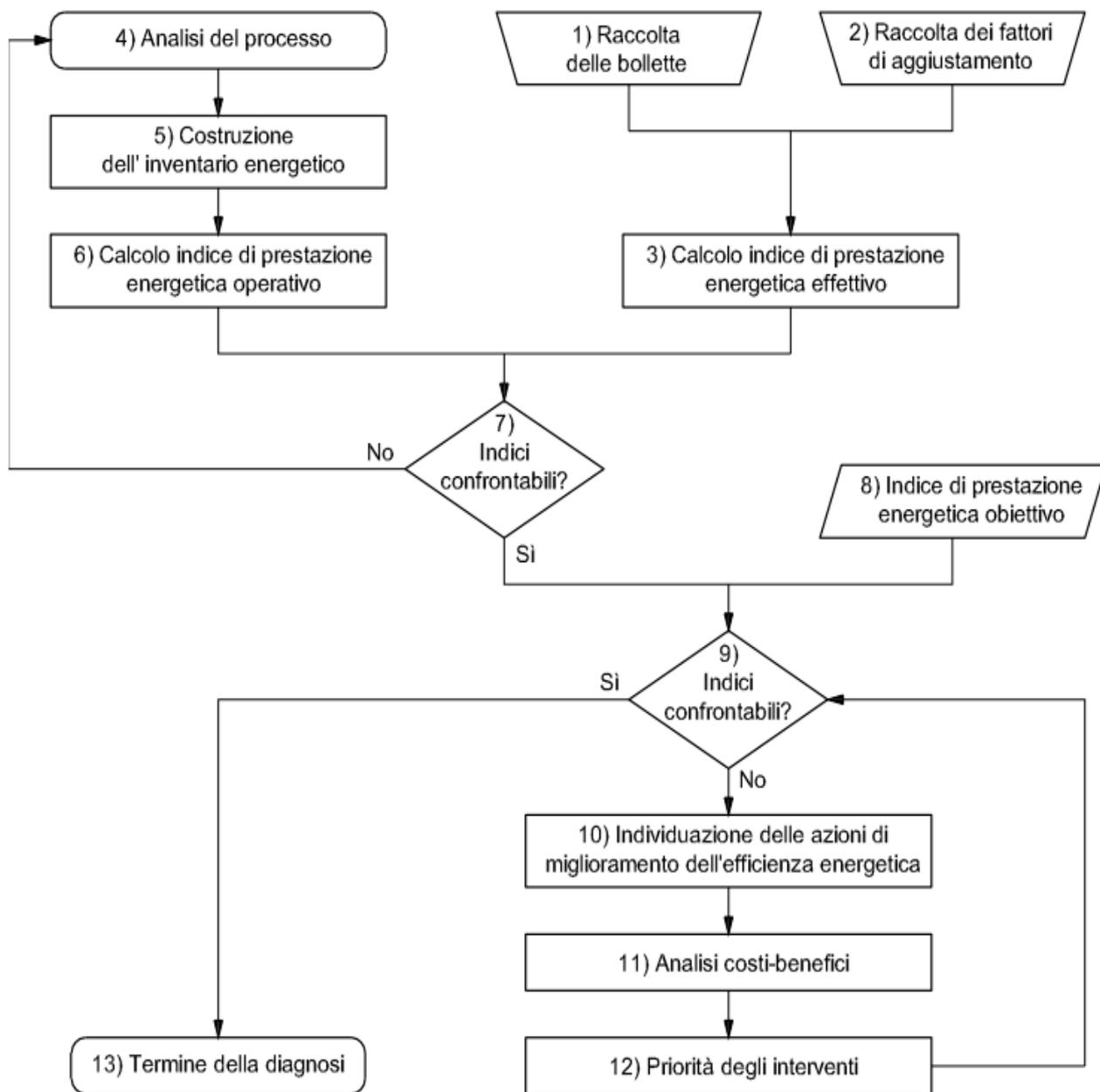


Figura 2 Procedura Diagnosi Energetica

1.5 Indicatori di prestazioni energetiche

Come risulta dalla norma UNI CEI/TR 11428, gli indicatori energetici sono consumi specifici che hanno particolare importanza perché consentono di definire confronti tra strutture ospedaliere simili e per una stessa struttura nel tempo. Devono dunque essere valutati i seguenti indici prestazionali, sia per energia termica che per energia elettrica:

- kWh/posto letto;
- kWh/m² e kWh/m³.

Tuttavia, l'uso di questi indici risulta limitato in quanto si deve tener conto della complessità delle attività svolte, del diverso livello di organizzazione nella struttura, della fascia climatica in cui si trova, della differente tipologia di edificio e diverso anno di costruzione.

1.6 Normative

1.6.1 Condizioni termo-igrometriche

Le strutture ospedaliere sono le più impegnative per gli impianti di HVAC in quanto richiedono: elevati indici di qualità dell'aria, differenti livelli di pressione a seconda delle aree e opportuni sistemi di filtraggio.

In riferimento alla progettazione climatica di un edificio ospedaliero devono essere garantiti, attuando le norme in vigore, due aspetti fondamentali:

- controllo totale delle condizioni di benessere termo-igrometrico, con possibilità di regolazione a seconda dell'area interessata;
- controllo dei flussi d'aria tra locali diversi e ricambi d'aria all'interno dei singoli locali.

La *Circolare Ministero dei Lavori Pubblici, 22 novembre 1974, n. 13011* fornisce i requisiti fisico-tecnici per le strutture ospedaliere. Nei reparti ospedalieri, compresi i servizi, dovrà essere garantito, durante il periodo invernale, un valore della temperatura degli ambienti di 20 ± 2 °C. Nelle camere di degenza, nei locali ad uso collettivo e possibilmente anche nei disimpegni, durante il periodo invernale, dovrà essere inoltre assicurato un valore dell'umidità relativa dell'ambiente, mediante trattamento di umidificazione dell'aria di ventilazione pari al 40% con tolleranza di $\pm 5\%$.

Nei diversi locali ospedalieri dovranno essere assicurati valori di fattore di ricambio, indicati nella tabella sottostante, mediante adatto sistema di ventilazione forzata che garantisca una velocità dell'aria inferiore a $0,15$ m/s nella zona occupata.

L'aria dovrà essere prelevata dall'esterno con idoneo filtraggio ed eventualmente sarà sottoposta a preventivo processo di sterilizzazione. Per la filtrazione va tenuto conto, nel dimensionamento delle centrali di trattamento aria, delle varie tipologie di filtri, della loro efficienza e delle perdite di carico. Quest'ultimo aspetto è molto importante soprattutto in quelle località il cui inquinamento mostra indici elevati.

Tabella 1 Ventilazione degli ambienti

area funzionale	fattore di ricambio
degenze	2 [vol/h]
degenze per bambini	3 [vol/h]
reparti diagnostica	6 [vol/h]
reparti speciali	6 [vol/h]
isolamento	12 [vol/h]
servizi	10 [vol/h]
soggiorni	30 [m ³ /h] per persona

L'intero impianto di condizionamento e di ventilazione dovrà essere in grado di funzionare anche in caso di mancanza di erogazione della energia elettrica esterna, mediante una centrale elettrogena autonoma capace di far funzionare gli impianti in caso di emergenza.

La normativa italiana *UNI 10339, impianti aeraulici a fini di benessere* fornisce una classificazione degli impianti e definisce requisiti minimi delle grandezze di riferimento durante il funzionamento degli stessi. I parametri di ventilazione minimi richiesti sono di seguito tabellati ed è inoltre indicato un coefficiente correttivo che tiene conto dell'altitudine sul livello del mare. Infine, la norma non ammette il ricircolo di aria nelle strutture ospedaliere.

Tabella 2 Aria esterna secondo UNI 10339

area funzionale	portata d'aria esterna [10 ⁻³ m ³ /s per persona]
degenze (2-3 letti)	11
corsie	11
camere sterili	11
camere per infettivi	-
sale mediche/soggiorni	8,5
terapie fisiche	11
sale operatorie/sale parto	-
servizi igienici	estrazione di 8 [vol/h]

Tabella 3 coefficiente correttivo, UNI 10339

H [m] s.l.m.	coefficiente correttivo
0	1
500	1,06
1000	1,12
1500	1,18
2000	1,25
2500	1,31
3000	1,38

Oltre alla normativa italiana, in fase di progettazione degli impianti di climatizzazione negli edifici ospedalieri si può far riferimento alle normative americane ASHRAE. Tra le altre è rilevante la *170-2017, Ventilation of Health Care Facilities* in cui vengono descritte le condizioni di pressione delle diverse aree funzionali per evitare la diffusione di contaminanti tra i diversi reparti:

Tabella 4 condizioni di pressione, ASHRAE 170-2017

area funzionale	condizione di pressione
Sale operatorie, traumatologia, parto, nursery e UTIC	Sovrappressione
Camere di degenza normale	Controllo non necessario
Servizi igienici	Sottopressione
Reparti d'isolamento per infettivi	Sottopressione
Reparti d'isolamento per immunodepressi	Sovrappressione
Laboratori	Specificate in base alle esigenze
Visite mediche	Controllo non necessario
Locali medicazione	Sovrappressione
Sterilizzazione e lavanderia	Sottopressione

1.6.2 Illuminazione

Altro fondamentale aspetto è l'illuminazione dei locali destinati ad uso ospedaliero. Anche in quest'ambito si collocano diverse norme che consentono di regolarne la progettazione basata sulla "convivenza" tra luce naturale e luce artificiale.

La *Circolare Ministero dei Lavori Pubblici, 22 novembre 1974, n. 13011* fornisce i criteri generali secondo cui l'illuminazione naturale e artificiale degli ambienti di degenza e diagnostica dovranno essere realizzate in modo da assicurare un adeguato livello di illuminazione con accettabili disuniformità di luminanza, la protezione dai fenomeni di "abbagliamento" e, con specifico riferimento all'illuminazione artificiale, la prevalenza della componente diretta su quella diffusa.

I valori minimi dei livelli di illuminazione naturale e artificiale sono indicati di seguito:

- illuminazione sul piano di lavoro o osservazione medica (escluso il piano operatorio): 300 lux;
- illuminazione sul piano di lavoro negli spazi per lettura, laboratori negli uffici: 200 lux;
- illuminazione in spazi per riunioni, per ginnastica, ecc., misurati su piano ideale posto a 60 cm dal pavimento: 100 lux;
- illuminazione nei corridoi, scale, servizi igienici, atrii, spogliatoi, ecc., misurati su un piano ideale posto a un metro dal pavimento: 80 lux.

Le condizioni di illuminamento esposte dovranno essere assicurate in qualsiasi situazione di cielo e in ogni punto dei piani di utilizzazione considerati, mediante uno stretto rapporto di integrazione dell'illuminazione naturale con quella artificiale.

La norma *UNI EN 12464-1* del 2011 specifica i requisiti di illuminazione necessari per persone che lavorano in spazi interni ad una struttura, in modo da rispondere ad esigenze di comfort visivo. Per diverse attività, la norma fornisce: valori di illuminamento medio (E_m), limite massimo di abbagliamento unificato (UGR), uniformità minima di illuminamento (U_0) e indice minimo di resa dei colori (R_a).

Tipo di interno, compito o attività	E_m [lx]	UGR _L	R_a
Locali di uso generale			
Sale attesa	200	22	80
Corridoi: durante il giorno	200	22	80
Corridoi: durante la notte	50	22	80
Day room	200	22	80
Locali per il personale			
Ufficio personale	500	19	80
Stanza personale	300	19	80
Corsie, reparti maternità			
Illuminazione generale	100	19	80
Illuminazione di lettura	300	19	80
Visita semplice	300	19	80
Visita e trattamento	1000	19	80
Luce notturna, luce sorveglianza	5	-	80
Bagni, toilette per pazienti	200	22	80
Locali diagnostici			
Illuminazione generale	500	19	90
Visite e trattamento	1000	19	90
Locali per visite oculistiche			
Illuminazione generale	300	19	90
Visita esterna dell'occhio	1000	-	90
Test di lettura e visione colori	500	19	90
Locali per visite otorinolaringoiatriche			
Illuminazione generale	300	19	80
Visita orecchio	1000	-	90

Locali analisi			
Illuminazione generale	300	19	80
Analisi con amplificatore di immagini e sistemi televisivi	50	19	80
Sale parto			
Illuminazione generale	300	19	80
Visita e trattamento	1000	19	80
Locali di cura			
Dialisi	500	19	80
Dermatologia	500	19	80
Endoscopia	300	19	80
Ingessatura	500	19	80
Bagni medicali	300	19	80
Massaggio e radioterapia	300	19	80
Sale operatorie			
Locale pre-operatorio e risveglio	500	19	90
Sala operatoria	1000	19	90
Area operatoria	Da 10000 a 100000 lx		
Rianimazione e cure intensive			
Illuminazione generale	100	19	90
Visita semplice	300	19	90
Visita e trattamento	1000	19	90
Ingessatura	20	19	90
Odontoiatria			
Illuminazione generale	500	19	90
Sul paziente	1000	-	90
Area operatoria	5000	-	90
Confronto con colore dei denti	5000	-	90
Laboratori e farmacie			
Illuminazione generale	500	19	80
Ispezione colori	1000	19	90
Locali di decontaminazione			
Locali di sterilizzazione	300	22	80
Locali disinfestazione	300	22	90
Locali per autopsia e camera mortuaria			
Illuminazione generale	500	19	90
Tavolo per autopsia e dissezione	5000	-	90

Figura 3 Illuminazione per reparti, UNI EN 12464-1

L'illuminazione generale dovrebbe essere preferibilmente realizzata con:

- apparecchi sospesi lungo l'asse maggiore del locale, fra 2.7 e 3,5 m dal pavimento;
- apparecchi a soffitto, per altezze inferiori a 3 m collocati come sopra;
- apparecchi incassati o semi incassati, a distribuzione diretta;
- con gli apparecchi testa-letto in combinazione o in alternativa ai precedenti.

1.6.3 Acqua calda sanitaria

La norma *UNI 9182, Impianti di alimentazione e distribuzione d'acqua fredda e calda*, riporta un prospetto della richiesta di ACS pro-capite per diverse utenze.

utenza	[l/persona/giorno]
Abitazioni	
di tipo popolare	40-50
di tipo medio	70-80
di tipo di lusso	150-200
Alberghi e pensioni	
camere con servizi dotati di vasca	180-200
camere con servizi dotati di doccia	130
camere con lavabo e bidet	60
Uffici	
Uffici	15-200
Ospedali e cliniche	130-150
Centri sportivi	50-60
Spogliatoi di stabilimenti	30-50

Figura 4 Fabbisogno ACS pro-capite, UNI 9182

Capitolo 2 Presidio Valletta

2.1 Descrizione edificio

Il presidio Valletta è una residenza sanitaria assistenziale situata nel centro abitato di Torino, in via Farinelli 25. La struttura è costituita da: nuclei residenziale autonomi, centro diurno integrato, reparto hospice, ambulatori, giardino esterno ed ampi terrazzi.

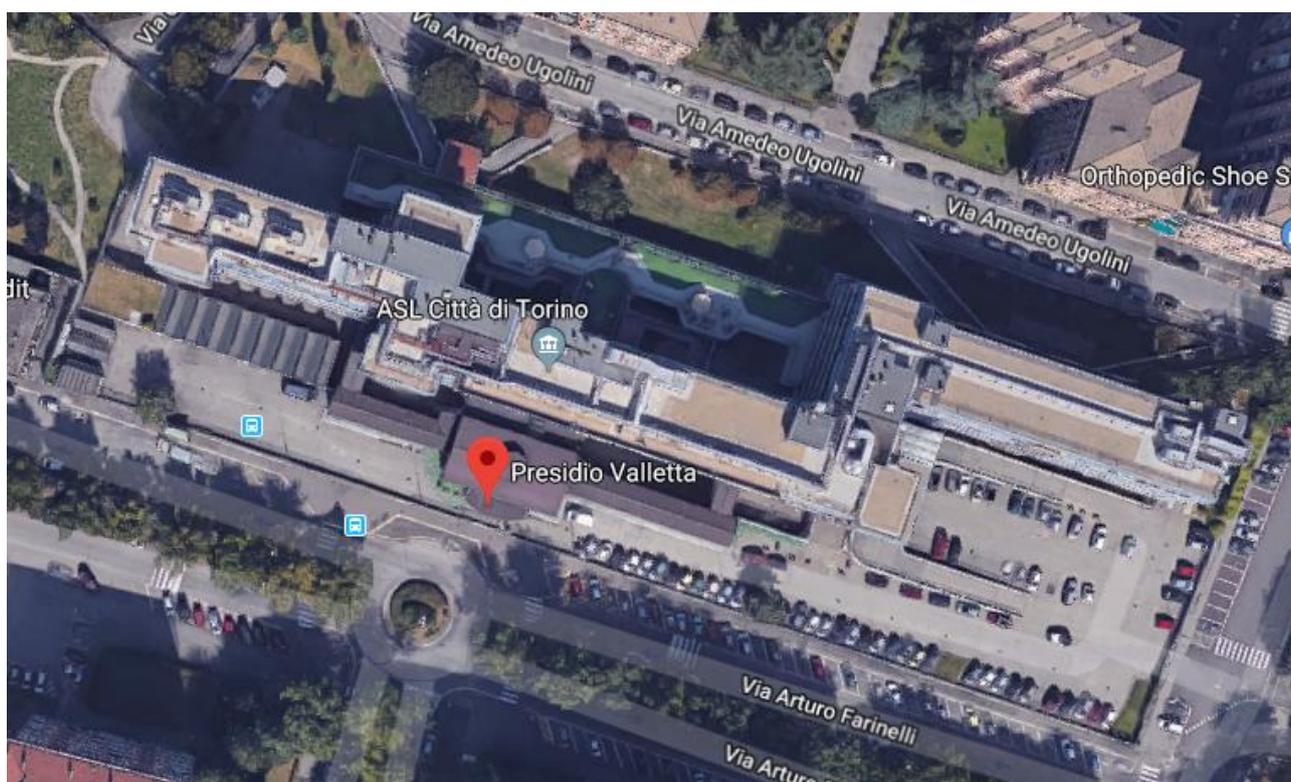


Figura 5 Localizzazione Presidio Valletta

Il presidio sanitario si sviluppa su sette piani e precisamente:

- un piano seminterrato, destinato ai servizi generali;
- un piano rialzato, adibito a poliambulatorio e servizi sanitari;
- cinque piani intermedi, prevalentemente utilizzati per residenze assistenziali di vario tipo e servizi correlati;
- il piano del tetto, con alcune aree tecniche destinate all'impianto di climatizzazione.

L'edificio è costituito da una manica di fabbrica e si sviluppa per 185 metri di lunghezza, 40 metri di larghezza e altezza alla linea di gronda nel punto massimo (locali ascensori) di m.23.

I corpi di fabbrica sono posti lungo un asse parallelo a via Farinelli in direzione nord-sud.

Il corpo centrale divide il fabbricato in tre zone strutturalmente e funzionalmente separate:

- zona A – manica ovest;
- zona B – manica centrale;
- zona C – manica est.

Questa divisione consente una netta separazione dei vari nuclei, anche per quanto riguarda le compartimentazioni antincendio.

L'edificio è funzionalmente diviso in 21 zone. Per ciascuna è stato realizzato un vano tecnico con la partenza degli impianti per i singoli reparti. Tutti i vani tecnici sono in comunicazione con un cavedio impianti verticale per le distribuzioni generali. I cavedi, per analogia, sono stati chiamati nel seguente modo:

- cavedio A – interno alla zona A e per le utenze della zona A;
- cavedio B - interno alla zona B e per le utenze della zona B;
- cavedio C – interno alla zona scala BC per le utenze della zona C;
- cavedio D – interno alla scala C per alcune utenze della zona C.

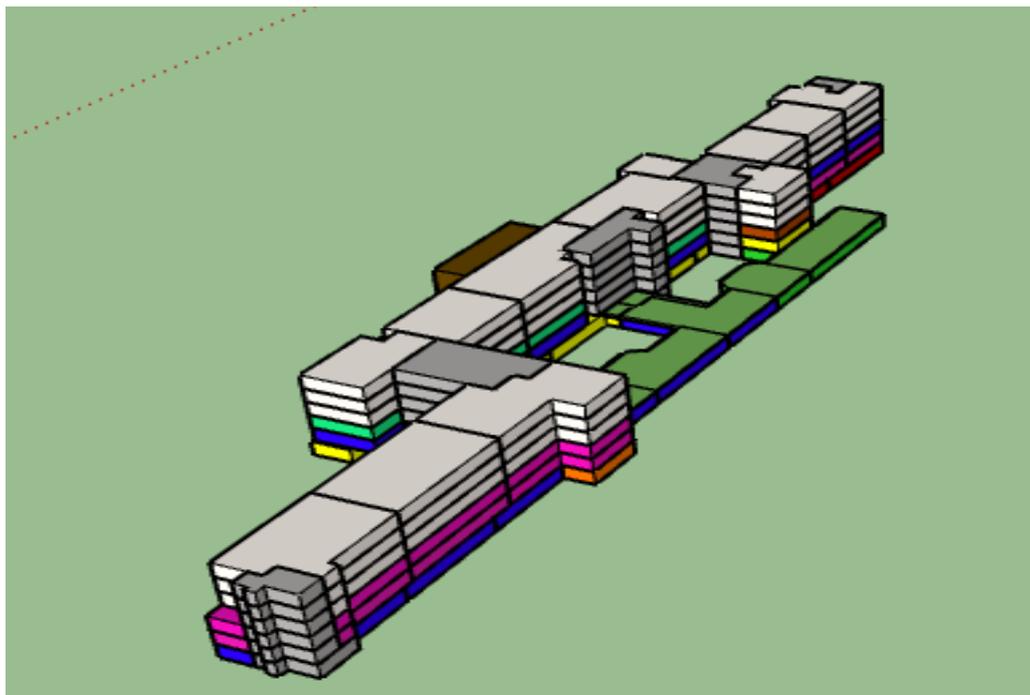


Figura 6 Modello sketch-up

2.2 Sviluppo dei piani

La struttura è dimensionata e realizzata, nei piani dal primo al quinto, in modo da poter accogliere gli ospiti suddivisi in nuclei funzionali di varia tipologia, classificabili come: Residenza Assistenziale Flessibile, Residenze Sanitarie Assistenziali, Centro Diurno, Hospice (da 10 e 8 posti letto) e aree pertinenziali connesse.

In tabella è riportata la suddivisione delle aree per le tre zone identificate con la relativa superficie in m² ed inoltre è riassunta la suddivisione delle zone a seconda dell'appartenenza:

Tabella 5 Superficie di ciascuna zona

Piano seminterrato				
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Parti Comuni	370,76	669,75	380	449,44
A.S.L.	0	753,88	215,82	0
Dialisi	101,3	176,51	0	0
KCS	417,1	351,97	726,9	0
Piano rialzato				
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Parti Comuni	103,3	201,47	213,6	543,84
A.S.L.	445,22	1050	756,82	0
Dialisi	133,61	213,52	0	0
Piano primo				
	Zona A	Zona B	Zona C	
Parti Comuni	102,15	30,7	155,66	
A.S.L.	0	680,42	174,04	
KCS	527,45	0	621,55	
Piano secondo				
	Zona A	Zona B	Zona C	
Parti Comuni	113,85	30,7	126,61	
A.S.L.	309,15	352,85		
KCS	0	425,7	888,3	
Piano terzo				
	Zona A	Zona B	Zona C	
Parti Comuni	126,84	30,7	127,74	
A.S.L.	0	0	0	
KCS	461,31	721,59	880,43	
Piano quarto				
	Zona A	Zona B	Zona C	
Parti Comuni	102	30,7	127,35	
A.S.L.	0	0	0	
KCS	495,41	774,05	793,34	
Piano quinto				
	Zona A	Zona B	Zona C	
Parti Comuni	104,36	30,7	127,27	
A.S.L.	0	263	0	
KCS	812,32	508,34	745,34	

In totale il complesso si estende per una superficie di 20076 m² ed occupa un volume di 60230 m³.

I corpi di fabbrica, a pianta rettangolare, disposti parallelamente alla via Farinelli, hanno le seguenti destinazioni d'uso:

- al piano seminterrato sono collocate le camere mortuarie, gli spogliatoi, gli archivi, i magazzini, la zona di arrivo e smistamento dei pasti, il magazzino farmaceutico aziendale, il deposito e gli impianti ad osmosi della Dialisi Ambulatoriale, gran parte degli impianti centralizzati ed altri locali tecnici a servizio della struttura (centrale termica, gruppi elettrogeni, trasformatori AT/MT, centrale elettrica e UPS);
- al piano terreno trova spazio l'ingresso principale con la reception, il Poliambulatorio del Distretto Sanitario, il servizio di Medicina Legale, il gruppo delle Cure Domiciliari, il servizio di Alcoologia e la Dialisi Ambulatoriale;
- al piano primo si trovano un nucleo RSA, il Centro Diurno, il Nucleo Cure Primarie, il servizio di Neuropsichiatria Infantile e la Logopedia;
- il piano secondo è adibito ad Hospice e ad uffici destinati alle attività del Committente e della ditta affidataria;
- al piano terzo si trovano due nuclei RSA e un servizio di degenze per Dimissioni Protette;
- al piano quarto sono localizzati tre nuclei RAF e degenze;
- al quinto si trovano due nuclei RSA e, nel corpo centrale, aree di cura, palestre e spazi collettivi.

Sono inoltre presenti cinque accessi carrabili e pedonali.

Attualmente la struttura mette a disposizione 153 posti letto come Alta e Media intensità, 24 come 'continuità assistenziale' a moderata intensità, 10 come Hospice e 20 come Centro diurno integrato, per un totale di 197 posti letto.

2.3 Descrizione degli impianti

2.3.1 Centrale termica

L'impianto di produzione di energia termica ed ACS è costituito da una centrale termica dove vi sono tre caldaie (*Biasi*): una da 1400 kW e due da 2100 kW, a vapore a bassa pressione. Ciascuna caldaia dispone di un bruciatore pressurizzato alimentato dalla rete a gas metano. Ci sono inoltre due scambiatori da 2100 kW ciascuno, a fascio tubero vapore/acqua calda, questi assicurano il riscaldamento degli ambienti.



Figura 7 Generatori di vapore

L'acqua calda sanitaria è invece prodotta mediante due bollitori con accumulo da 5000 l, uno è sempre in funzione e l'altro funge da riserva.

Le pompe presenti nella centrale termica sono tutte con inverter e consentono la distribuzione, regolata mediante valvola a due vie, a: radiatori, ventilconvettori e batterie delle unità di trattamento aria.



Figura 8 Pompe con inverter

Infine c'è un addolcitore per l'acqua di alimentazione della centrale ed un impianto ad osmosi inversa per la purificazione dell'acqua.

2.3.2 Centrale frigorifera

La centrale frigorifera si trova sulla copertura ed è composta da tre gruppi frigo (*Trane*), ciascuno da 750 kW termici con compressore a vite e con raffreddamento ad acqua mediante tre torri evaporative. Dalla copertura, dunque, mediante i cavedi tecnici avviene la distribuzione del freddo per tutti i piani della struttura alimentando i ventilconvettori e le UTA.



Figura 9 Gruppo frigo

2.3.3 Impianto di termoventilazione

Nella struttura sono presenti 21 UTA (*Loran*) di diversa potenza e di due tipologie:

- 13 impianti ad aria primaria;
- 8 impianti a tutt'aria.

Tutte le UTA sono munite di filtri piani e filtri a tasche.

La presa di aria esterna per tutte le macchine è posta sopra la copertura dell'edificio e direzionata verso sud; le espulsioni sono direzionate verso nord.

Tutte le bocchette in mandata e di ritorno sono in alluminio anodizzato senza serrandina di regolazione della portata dell'aria. Il controllo della portata è affidato a regolatori automatici a canale che mantengono la portata voluta indipendentemente dalla pressione a monte del canale.

2.3.4 Impianto elettrico

L'impianto elettrico è costituito da una sola cabina, esterna alla struttura, alimentata da 22.000 Volt sul primario dei tre trasformatori ed è configurato con quadri generali di BT di distribuzione, con messa fuori servizio a livello di reparto, quadri di reparto e quadri di zona.

Il funzionamento in condizioni anomale è garantito da due gruppi elettrogeni, con intervento entro 30 secondi, da 400 kVA. Ciascun gruppo elettrogeno è in grado di alimentare i servizi essenziali dell'edificio: centrale termica, pompe antincendio, macchine ventilanti di condizionamento, ecc.

Sono anche presenti due UPS da 120 kVA ciascuno, funzionanti in parallelo ed alimentati a gasolio, con una autonomia di 30 minuti. I gruppi di continuità permettono l'alimentazione continua di tutti i servizi essenziali: ambulatori di tipo A, impianti di chiamata, di allarme, di controllo, ecc.

I quadri elettrici di reparto sono stati realizzati secondo tre macro suddivisioni:

- Luce e forza motrice ordinaria;
- Luce e forza motrice privilegiata, gruppi elettrogeni;
- Luce e forza motrice, UPS.

Ciascun reparto fa capo ad un vano tecnico dove vi è il cavedio verticale di collegamento di tutte le canalizzazioni elettriche.

La struttura della cabina si trova al piano interrato e comprende:

- Locale distributore energia elettrica;
- Locale quadri MT (media tensione);
- Locale quadri BT (bassa tensione);
- Locale UPS per i due gruppi di continuità in parallelo;
- Locale gruppi elettrogeni per i due gruppi elettrogeni;
- Locale ausiliari antincendio.

Capitolo 3 Inventario energetico

Per ottenere l'inventario energetico è necessario valutare i diversi vettori energetici in gioco e vedere quali utenze sono supportati dagli stessi.

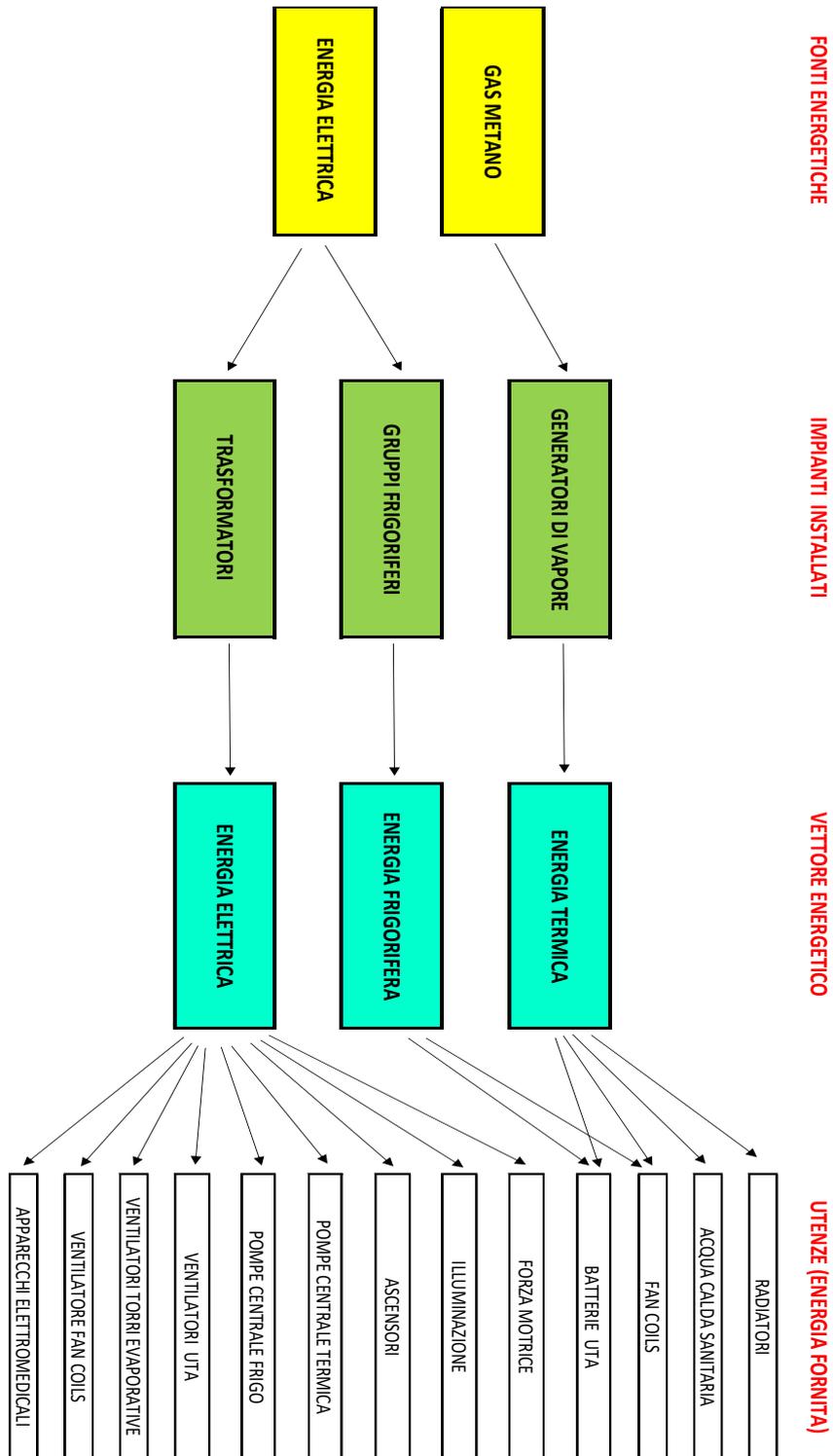


Figura 10 Vettori energetici

3.1 Consumi termici

3.1.1 Raccolta bollette

La definizione dei consumi termici parte dall'analisi delle bollette del gas emesse da *Achille Parabiaghi S.p.a*, con riferimento agli anni: 2015,2016 e 2017.

I consumi fatturati sono riassunti nelle seguenti tabelle:

Tabella 6 Consumi termici 2015

Periodo	Consumi [Sm ³]	Spesa totale [€]
Gennaio-15	73577,16827	48.865,62 €
Febbraio-15	66422,56613	41.510,17 €
Marzo-15	68566,8596	42.288,75 €
Aprile-15	39814,43268	23.431,12 €
Maggio-15	23814,61997	14.098,29 €
Giugno-15	13542,44361	8.064,13 €
Luglio-15	13518,27637	8.058,30 €
Agosto-15	18682,37658	11.091,65 €
Settembre-15	10380,92895	6.211,65 €
Ottobre-15	32266,5636	19.959,39 €
Novembre-15	50161,30779	30.959,60 €
Dicembre-15	81651	50.327,28 €
TOTALE 2015	492398,5435	304.865,95 €

Tabella 7 Consumi termici 2016

Periodo	Consumi [Sm ³]	Spesa totale [€]
Gennaio-16	81491	56.502,70 €
Febbraio-16	73156	47.626,88 €
Marzo-16	68802	37.301,17 €
Aprile-16	42267	17.103,74 €
Maggio-16	31053	12.597,85 €
Giugno-16	13426	5.505,93 €
Luglio-16	10784	4.457,94 €
Agosto-16	13142	5.408,55 €
Settembre-16	21378	8.830,75 €
Ottobre-16	66154	30.243,65 €
Novembre-16	33539	13.752,64 €
Dicembre-16	81967	37.450,92 €
TOTALE 2016	537159	276.782,73 €

Tabella 8 Consumi termici 2017

Periodo	Consumi [Sm ³]	Spesa totale [€]
Gennaio-17	81992	43.963,04 €
Febbraio-17	96623	47.509,80 €
Marzo-17	54075	25.640,72 €
Aprile-17	39060	17.351,58 €
Maggio-17	16919	7.578,89 €
Giugno-17	18609	8.321,59 €
Luglio-17	13265	6.011,00 €
Agosto-17	20625	9.295,82 €
Settembre-17	24000	10.795,71 €
Ottobre-17	39890	18.475,73 €
Novembre-17	54432	25.168,09 €
Dicembre-17	97185	52.528,09 €
TOTALE 2017	556675	272.640,32 €

Nelle spese finali relative al quantitativo di gas utilizzato sono stati considerati i diversi prezzi espressi in €/Sm³ indicati su bollette.

Per una visione generale del consumo e confronto relativi al triennio in esame si veda la figura sottostante:

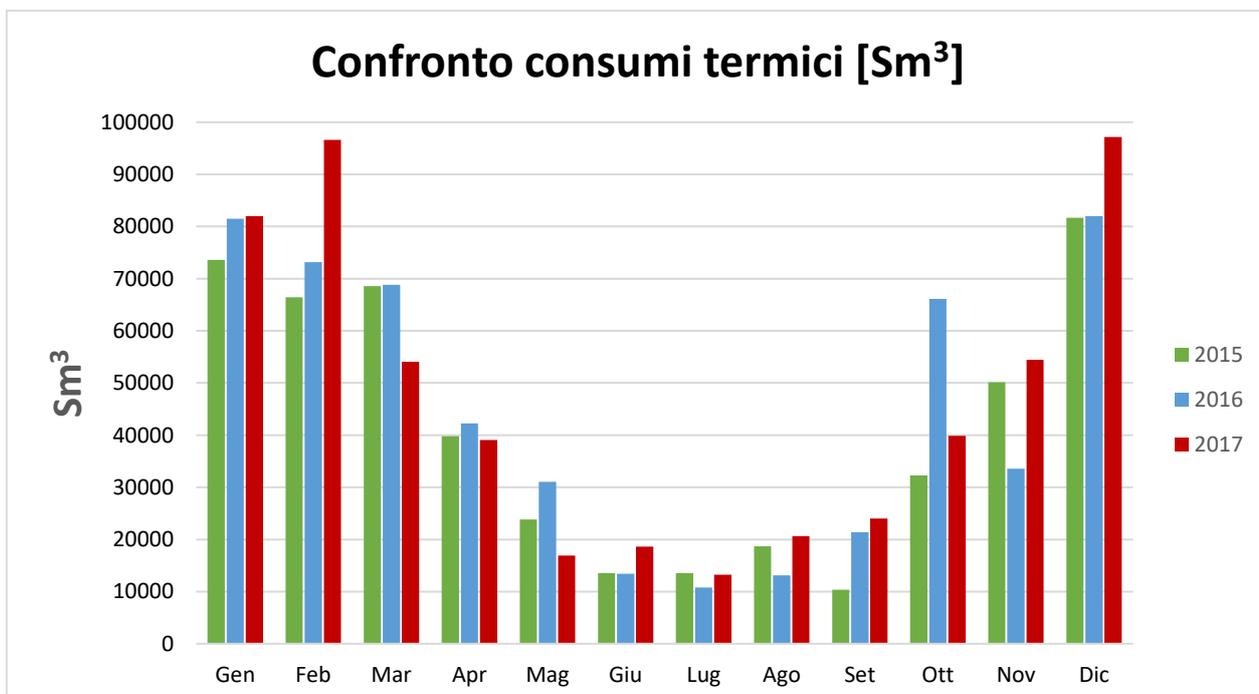


Figura 11 Confronto consumi termici triennio

La quantità consumata di gas è giustificata dai valori della temperatura media esterna per i tre anni con riferimento ai dati ARPA della stazione meteo Torino Vallere, essendo quella più vicina al sito di interesse:

Tabella 9 Temperature medie mensili

Temperatura media [°C]			
mese	2015	2016	2017
gennaio	3,6	3,2	1,3
febbraio	3,8	6	5,7
marzo	9,8	8,9	11,6
aprile	13,8	14,2	13,8
maggio	18,4	16,4	18,1
giugno	22,5	21,3	23,4
luglio	27,1	24,4	24,2
agosto	23,1	23,8	24,5
settembre	18,1	20,6	17,8
ottobre	12,5	12,3	13,7
novembre	7,6	7,7	6,3
dicembre	3,7	2,7	-0,1

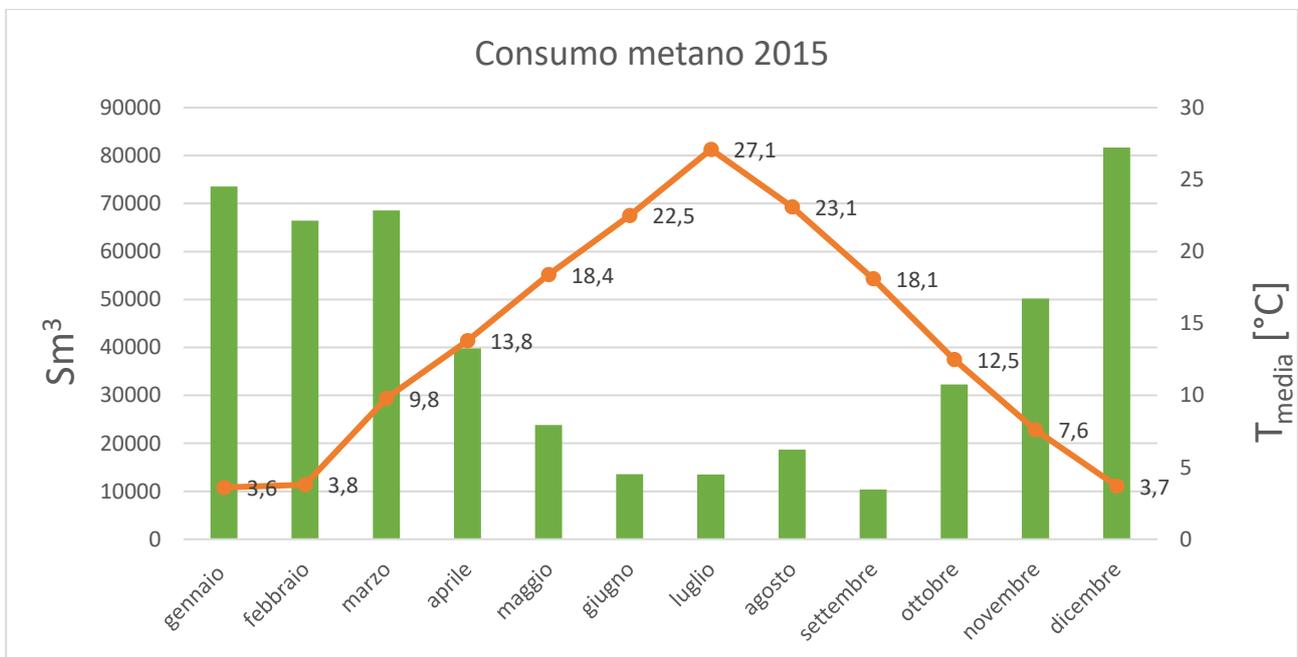


Figura 12 Fatturato 2015

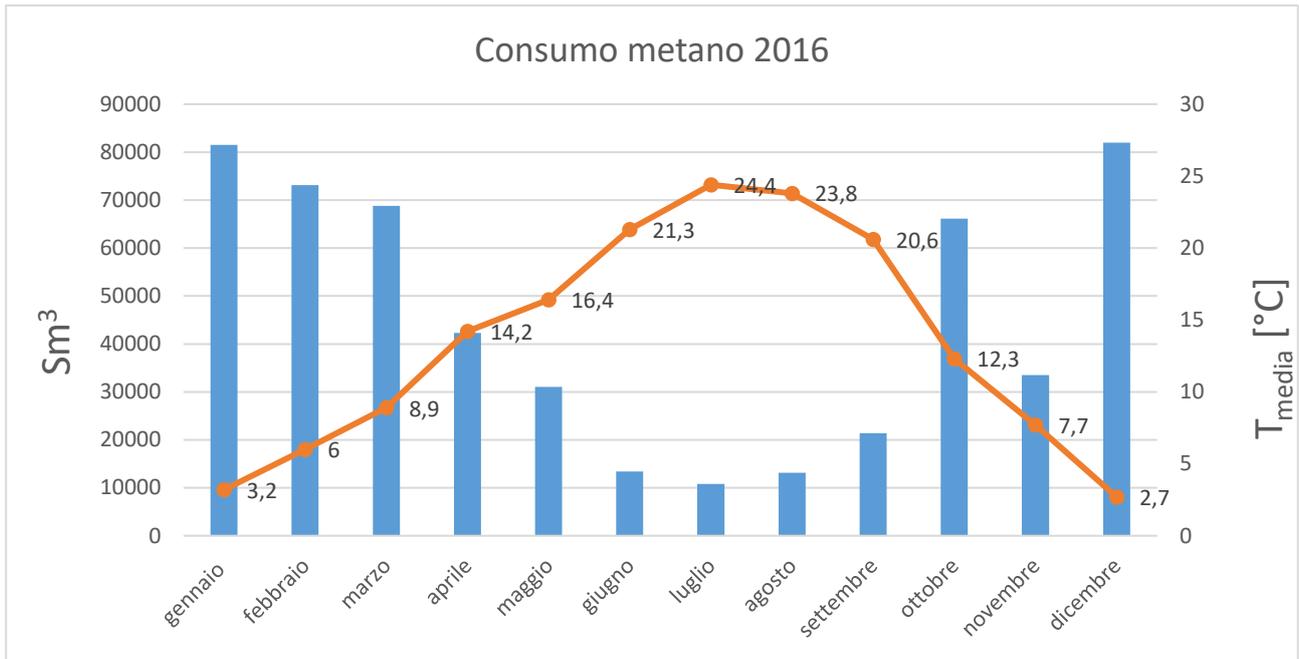


Figura 13 Fatturato 2016

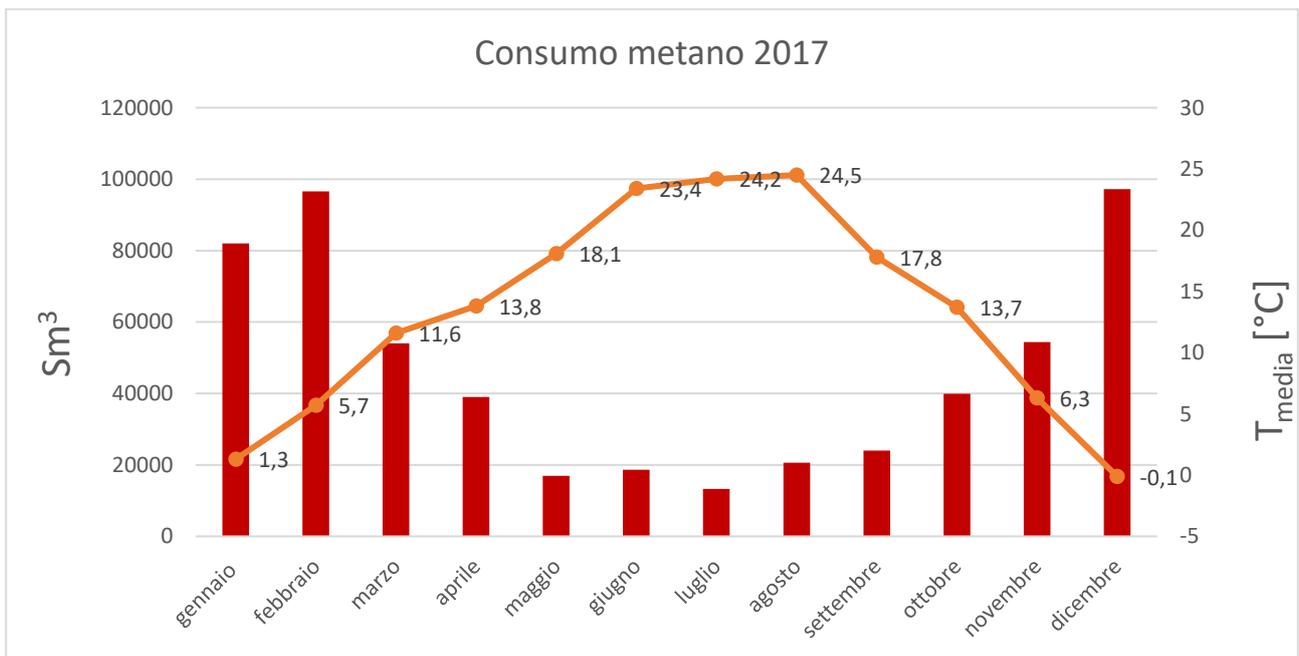


Figura 14 Fatturato 2017

L'andamento di ciascuna figura mostra chiaramente come i maggiori consumi di gas si abbiano in corrispondenza di bassi valori della temperatura esterna, durante i mesi invernali. Per alte temperature, infatti, la quantità di gas consumata è solamente necessaria alla produzione di acqua calda sanitaria.

3.1.2 Fabbisogno termico totale

Il consumo di gas è necessario non solo al riscaldamento ma anche alla produzione di acqua calda sanitaria, pertanto il consumo globale è dato dalla somma dei suddetti contributi.

Il distributore *Italgas* ha fornito le letture stimate in base all'Articolo 15bis della Delibera 229/2012/R/gas in Sm^3 e da qui si è passati ai kWh, considerando un PCI pari a quello del metano di $9,27 \text{ kWh}/\text{Sm}^3$. Per l'effettivo carico termico è stato inoltre necessario considerare un fattore di 0,8 per tener conto del rendimento medio di una caldaia a metano e delle perdite di distribuzione trascurando, tuttavia, quelle di regolazione ed emissione, fortemente variabili.

Facendo riferimento al solo anno 2017 sono di seguito riportati due diagrammi che rappresentano rispettivamente il consumo giornaliero in Sm^3 e in kWh confrontati con le temperature medie esterne giornaliere.

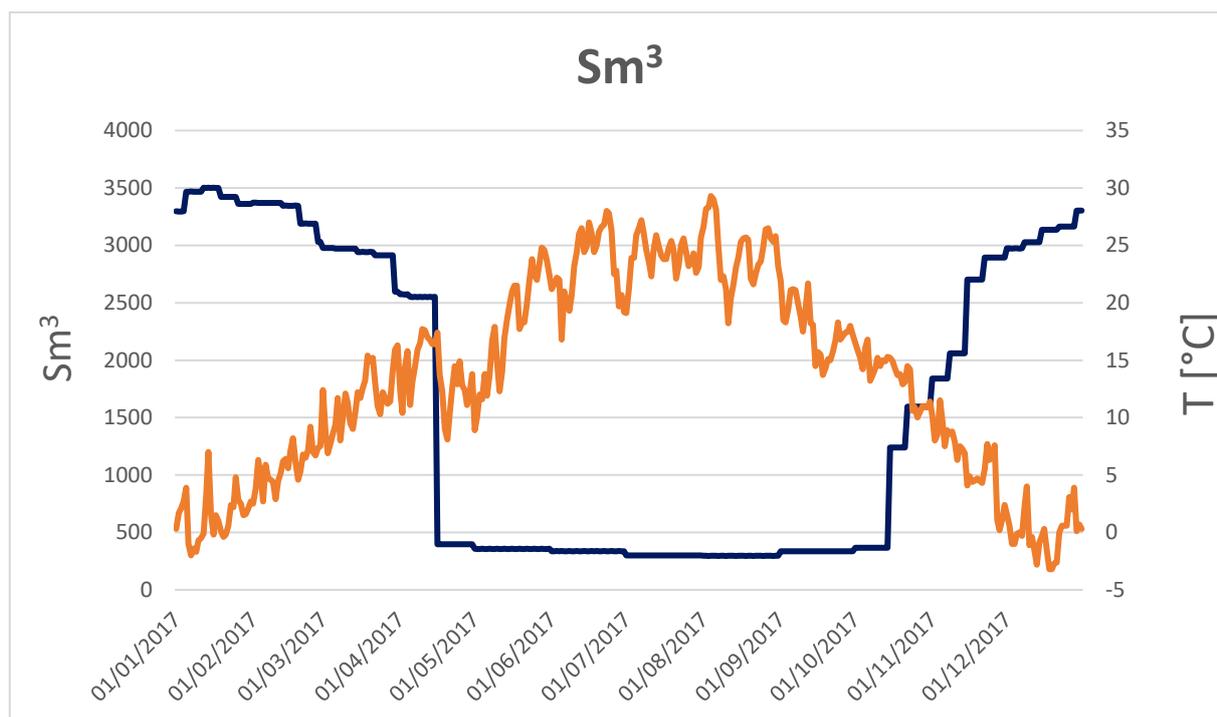


Figura 15 [Sm^3] giornalieri, 2017

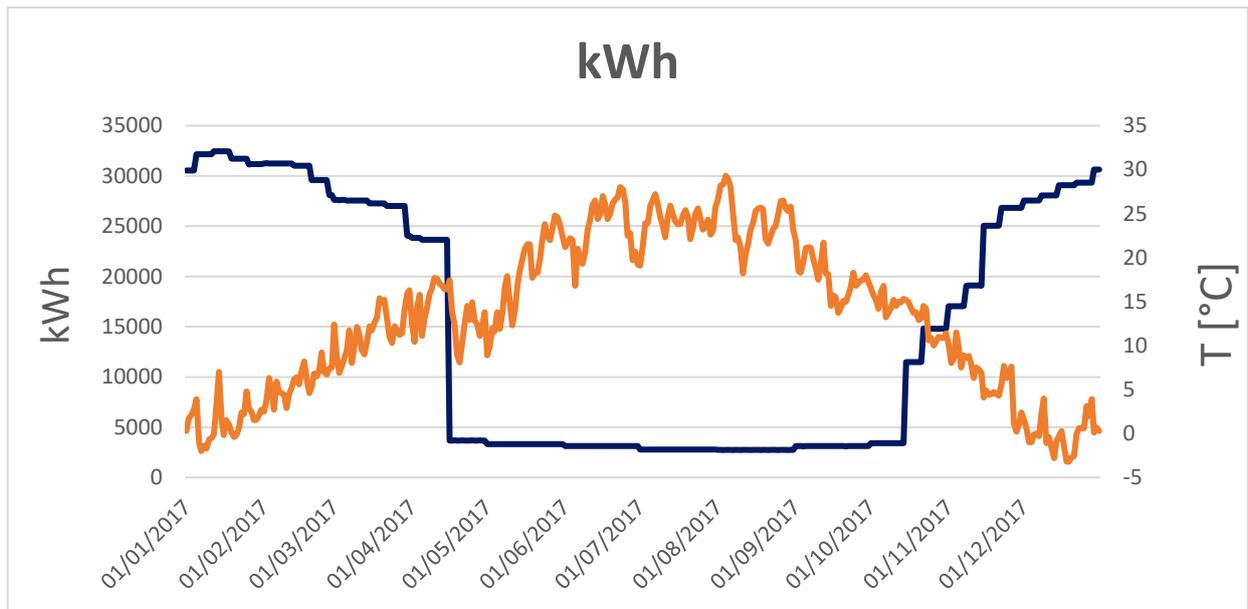


Figura 16 [kWh] giornalieri, 2017

Come ci si aspettava, i maggiori consumi si hanno nei periodi invernali e quindi in corrispondenza di basse temperature. Il consumo nei mesi estivi è da attribuire alla produzione di ACS.

3.1.3 Ripartizione dei consumi termici

Dai valori sopra riportati è stato poi valutato il consumo di gas relativo alla sola produzione di ACS. A tal fine è stato calcolato il valore medio di Sm^3 nel periodo che va dal 16/04 al 14/10, questo valore di $334,4 Sm^3$ è stato poi considerato proprio come il quantitativo di metano necessario alla produzione di ACS, poiché in questi mesi gli impianti di riscaldamento non risultano attivi.

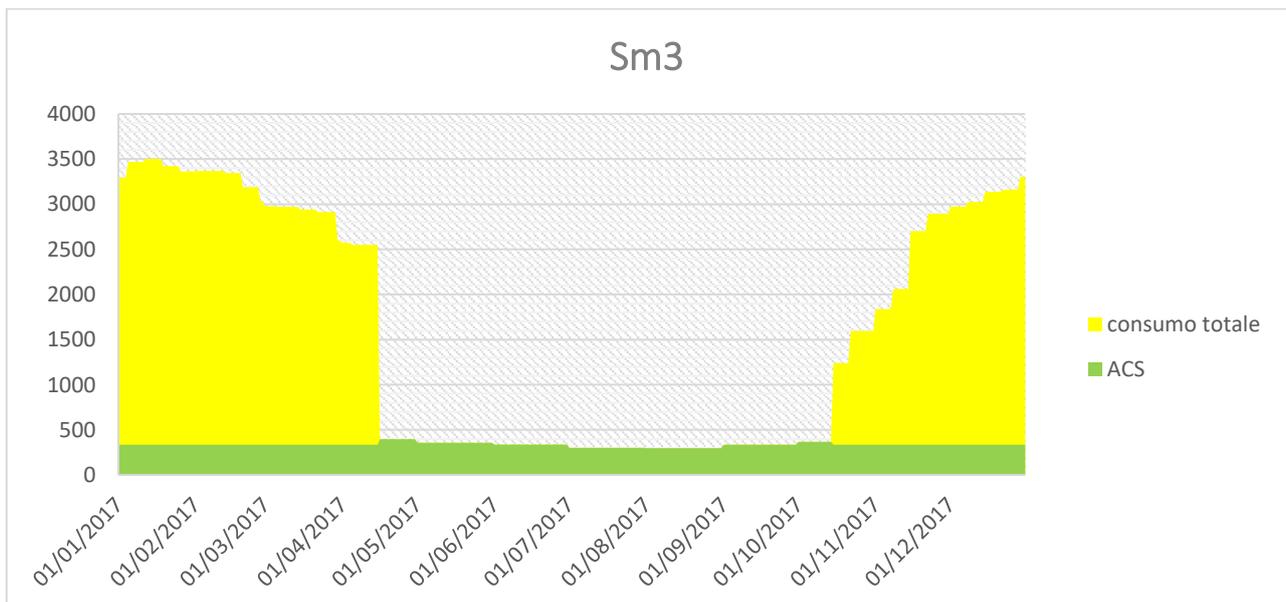


Figura 17 Consumi termici per ACS

L'incidenza sul fabbisogno termico totale dell'uso del metano per produrre ACS è stata calcolata su base mensile e poi annuale:

Tabella 10 Stime consumi per ACS, 2017

mese	[Sm ³] totali	[Sm ³] per ACS	%
gen-17	81992	10366,4	13%
feb-17	96623	9363,2	10%
mar-17	54075	10366,4	19%
apr-17	39060	5016	13%
mag-17	16919	16919	100%
giu-17	18609	18609	100%
lug-17	13265	13265	100%
ago-17	20625	20625	100%
set-17	24000	24000	100%
ott-17	39890	5350,4	13%
nov-17	54432	10032	18%
dic-17	97185	10366,4	11%
Totale 2017	556675	154278,8	28%

Ripartizione consumi termici (2017)

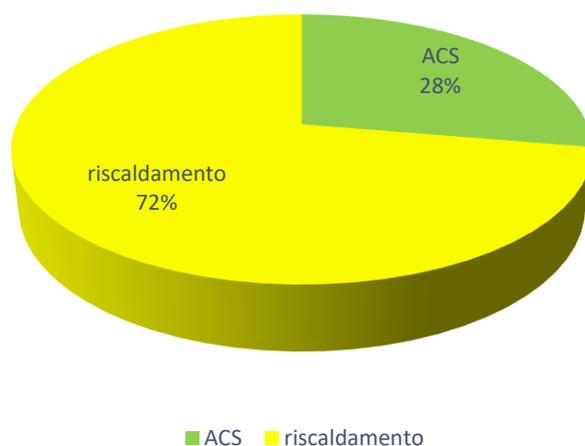


Figura 18 Ripartizione consumi termici

3.2 Consumi elettrici

3.2.1 Raccolta bollette

L'analisi del fatturato elettrico riprende quanto fatto per i consumi di gas. Sono state analizzate dapprima le bollette degli anni 2015, 2016 e 2017. Da fatture Enel per ciascuna annata sono stati considerati il totale mensile e la spesa mensile complessiva:

Tabella 11 Consumi elettrici 2015

Periodo	[kWh]	[kWh/giorno]	Spesa [€]
Gennaio-15	130242	4201	27.052,30 €
Febbraio-15	117538	4198	24.497,36 €
Marzo-15	119602	3858	24.911,88 €
Aprile-15	98086	3270	20.533,44 €
Maggio-15	116489	3758	21.978,90 €
Giugno-15	220347	7345	41.146,57 €
Luglio-15	270906	8739	57.559,57 €
Agosto-15	231294	7461	43.559,42 €
Settembre-15	121609	4054	16.193,85 €
Ottobre-15	114514	3694	21.399,67 €
Novembre-15	117474	3916	22.240,76 €
Dicembre-15	127131	4101	23.939,23 €
TOTALE 2015	1785232	4891	345.012,95 €

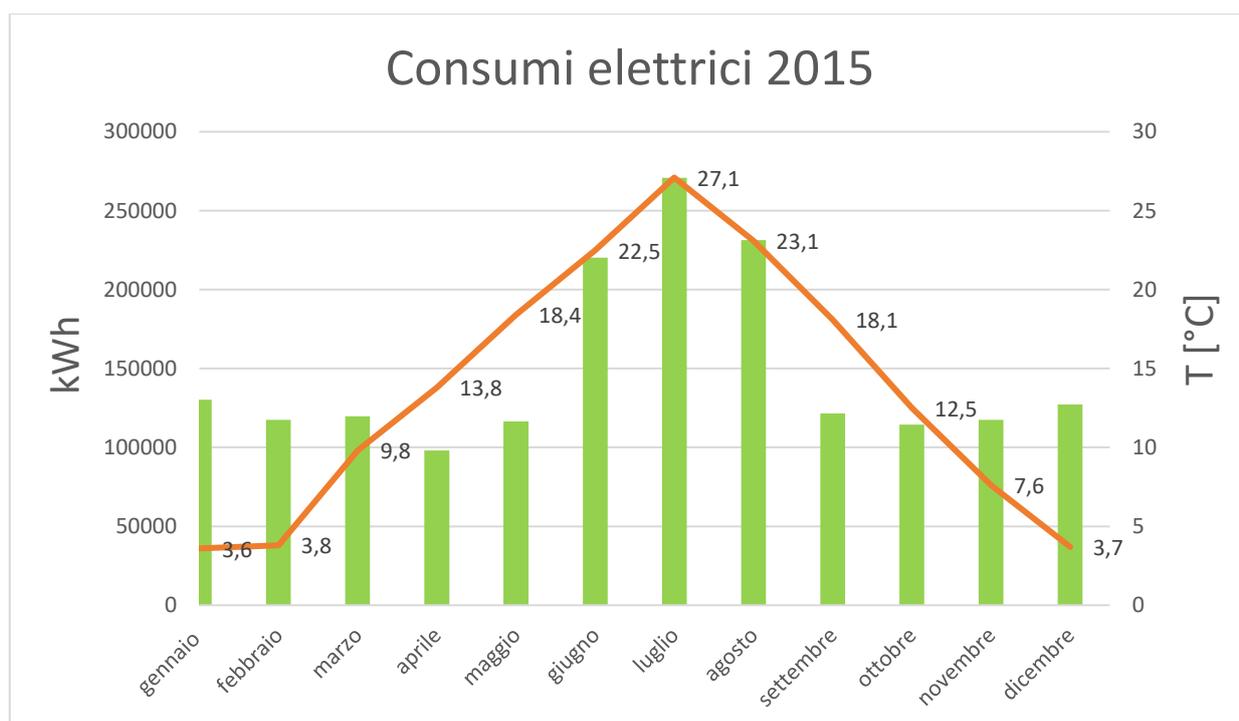


Figura 19 Consumi elettrici 2015

Tabella 12 Consumi elettrici 2016

Periodo	[kWh]	[kWh/giorno]	Spesa [€]
Gennaio-16	131317	4236	24.081,54 €
Febbraio-16	118152	4074	21.891,20 €
Marzo-16	123902	4272	22.909,11 €
Aprile-16	108614	3620	20.626,33 €
Maggio-16	113206	3652	22.081,34 €
Giugno-16	140303	4677	27.550,66 €
Luglio-16	214628	6923	43.673,02 €
Agosto-16	192896	6222	37.003,10 €
Settembre-16	150421	5014	28.945,95 €
Ottobre-16	117696	3797	21.060,51 €
Novembre-16	121806	4060	21.876,09 €
Dicembre-16	132097	4261	23.638,52 €
TOTALE 2016	1665038	4562	315.337,37 €

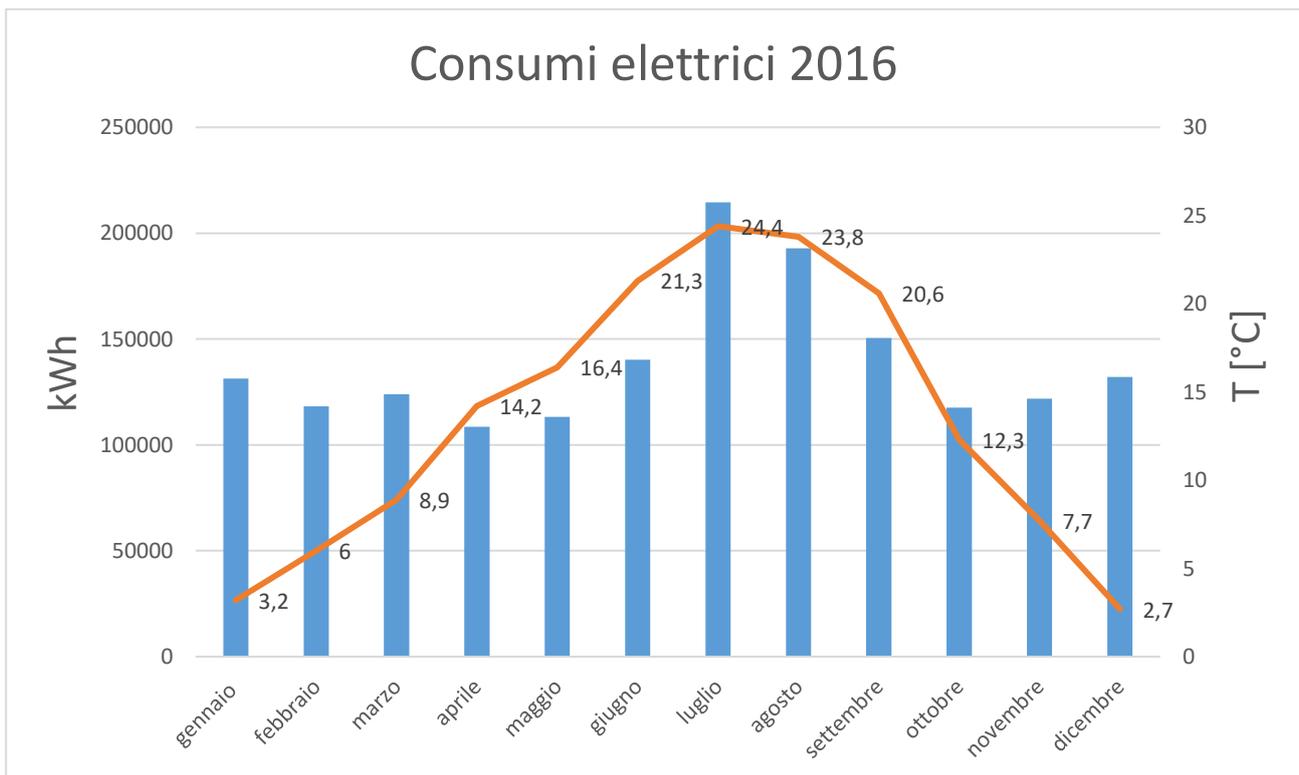


Figura 20 Consumi elettrici 2016

Tabella 13 Consumi elettrici 2017

Periodo	[kWh]	[kWh/giorno]	Spesa [€]
gen	139447	4498	24.510,28 €
feb	119633	4273	20.792,52 €
mar	135478	4370	23.509,91 €
apr	108860	3629	18.606,84 €
mag	139585	4503	24.638,27 €
giu	179981	5999	37.937,85 €
lug	222590	7180	38.382,91 €
ago	225667	7280	39.231,00 €
set	150002	5000	26.336,14 €
ott	139618	4504	23.302,12 €
nov	152156	5072	25.378,88 €
dic	155060	5002	25.837,89 €
TOTALE 2017	1868076,752	5118,018499	328.464,61 €

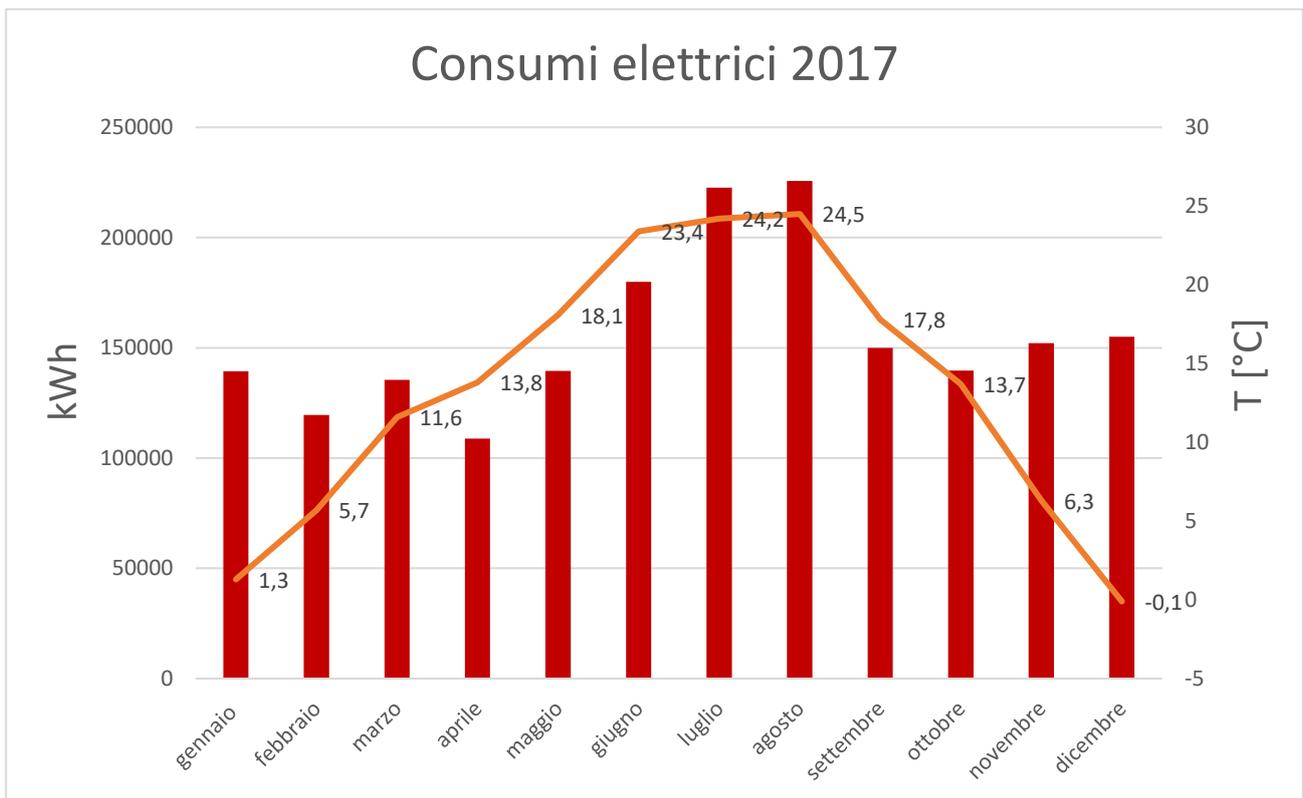


Figura 21 Consumi elettrici 2017

Analogamente a quanto fatto per i consumi di gas, i kWh necessari alla struttura sono stati messi a confronto nei tre anni.

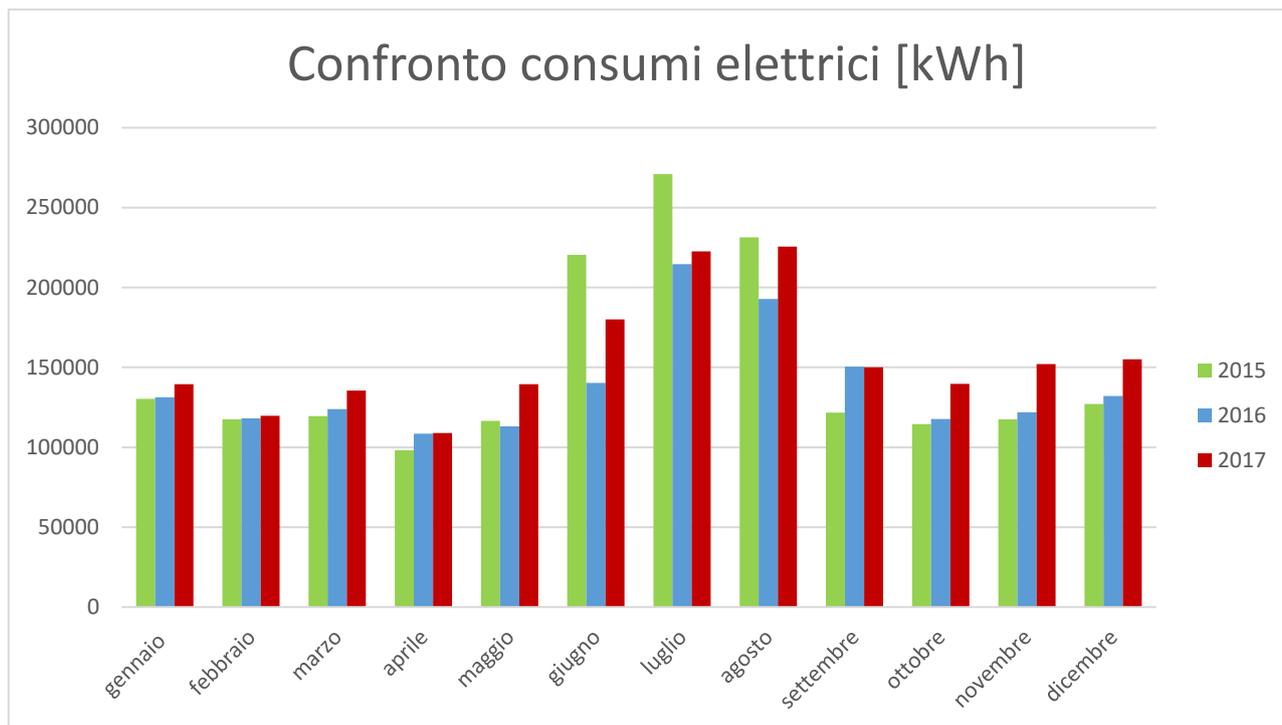


Figura 22 Confronto consumi elettrici triennio

La figura sovrastante mette in luce un trend pressoché analogo per i tre anni, con un incremento dei consumi soprattutto in corrispondenza dei mesi estivi dove la maggior richiesta di energia elettrica è giustificata dal funzionamento dei gruppi frigo e dalle elevate temperature esterne. Si nota, inoltre, come il 2015 consumi di più nelle stagioni calde proprio a causa della forte relazione tra consumi elettrici e temperatura esterna, come pure indicato nelle figure precedenti.

3.2.2 Consumi orari

Ad una analisi generale mensile segue una più approfondita valutazione dei consumi elettrici grazie ai profili di carico orario fornito dal fornitore. Il primo vantaggio che ne consegue è una facile distinzione dei consumi orari e valutazione delle fasce orarie più 'energivore', inoltre è stato possibile distinguere giorni feriali e giorni festivi in termini di consumi elettrici.

I dati forniti sono stati processati utilizzando il software *Matlab* al fine di ottenere dei carpet plot che aiutino a meglio comprendere il quantitativo elettrico minimo che la struttura richiede. Tale procedura è stata eseguita per ciascun anno in esame con l'ipotesi di uno step temporale di un'ora tale da poter confondere i kW con i kWh.

- 2015

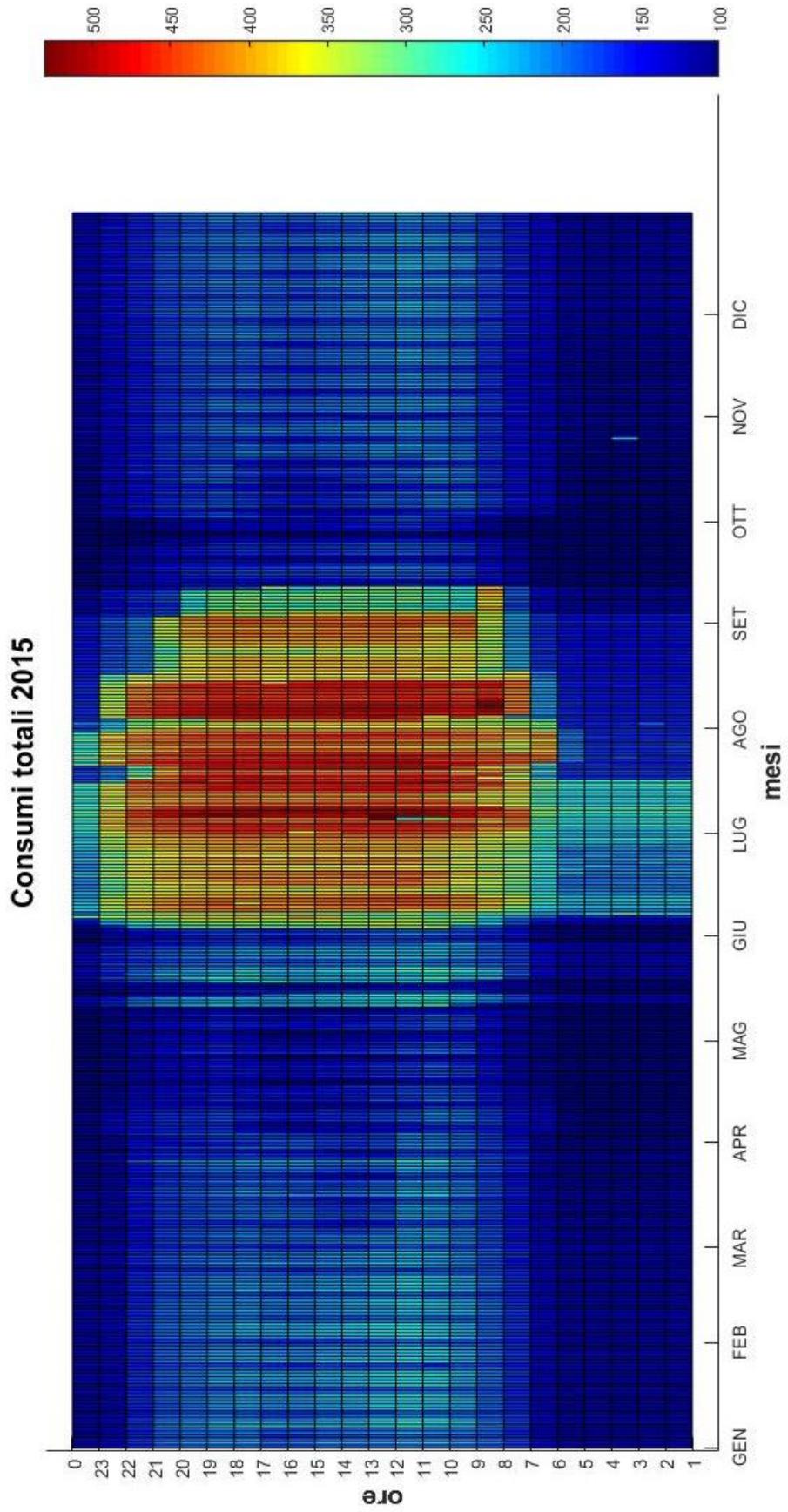


Figura 23 Carpet plot 2015

Il consumo minimo di energia si aggira attorno ai 100 kWh e tale valore corrisponde a quei periodi in cui né si raffresca né si riscalda: dal 16/04 al 14/05 e dal 11/09 al 14/10. Questo valore può dunque essere attribuito alla sola illuminazione notturna, ipotesi confermata dall'approccio *bottom-up* basato sul censimento dei corpi illuminanti.

Tabella 14 Censimento lampade

TIPOLOGIA	Potenza Tot [kW]
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x36W IP65	18,72
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x36W IP65	1,728
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x18W IP65	1,566
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x18W IP40	0,144
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x36W IP40	1,944
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x36W IP40	4,356
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x18W IP40	2,358
Plafoniera a plafone 4x18 W con ottica satinata rigata	1,8
Plafoniera ad incasso 4x18 W con ottica satinata rigata	3,096
Plafoniera ad incasso 4x18 W schermo opale	42,912
Plafoniera a plafone 4x18 W schermo opale	3,816
Plafoniera ad incasso IP40 2x18 W	2,304
Plafoniera ad incasso IP44 2x18 W	0,036
Plafoniera a plafone 2x55 W	9,24
Plafoniera a plafone 2x36 W con schermo dark light	2,88
Plafoniera a plafone 2x36 W con schermo lamellare	27,144
Faretto 2x13 W ad incasso IP44	6,344
Plafoniera a plafone 4x18 W dark light	0,936
Plafoniera ad incasso 4x18 W dark light	0,432
TOTALE [kWh]	131,756

Un consumo di poco maggiore si verifica nella stagione di riscaldamento. Ciò che risulta evidente sono gli elevati consumi estivi, dovuti al condizionamento degli ambienti e quindi al funzionamento dei gruppi frigo dalle 7 alle 23, ricordando che il 2015 è stato l'anno più caldo del triennio. In particolare ci sono picchi che superano i 500 kWh. E' infine evidente un consumo notturno nel periodo che va dal 10/06 al 15/07.

- 2016

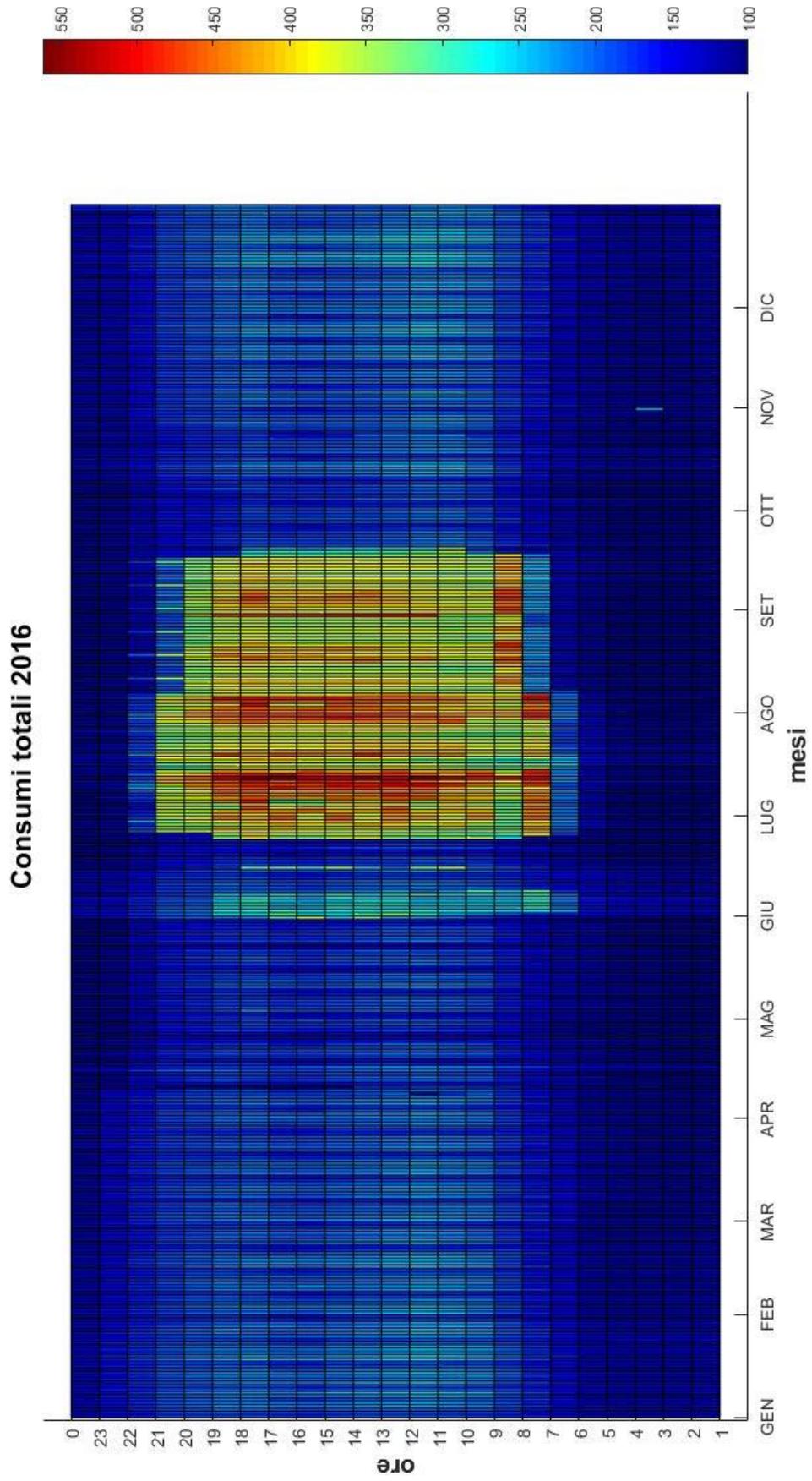


Figura 24 Carpet plot 2016

Il carpet plot relativo al 2016 mostra un andamento dei consumi estivi differente rispetto al 2015. Si nota infatti che i picchi si concentrano solamente nella prima metà di luglio e il raffrescamento estivo notturno è del tutto scomparso. Ciò può essere dovuto al fatto che il 2015 è stato caratterizzato da un'estate più calda. Inoltre c'è una più netta divisione per quanto riguarda le ore a maggior consumo energetico e vale a dire: 7-21 [h].

Anche in questo caso i consumi minimi sono circa pari a 100 kWh e si manifestano nelle ore notturne e nei periodi intermedi.

- 2017

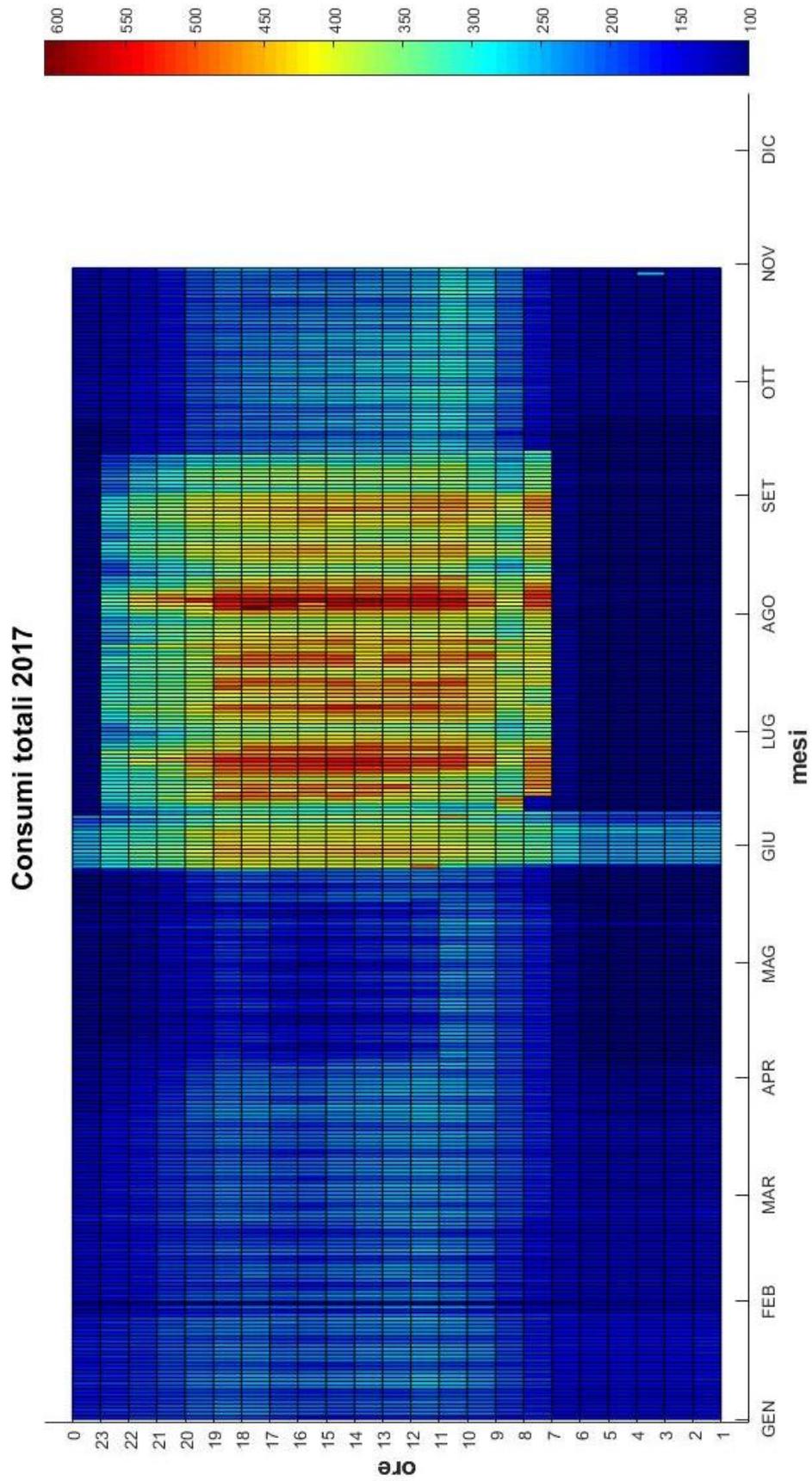


Figura 25 Carpet plot 2017

Nel corso del 2017 si vede come il valore di 100 kWh sia solo relativo alle ore notturne del periodo intermedio e di quello estivo, fatta eccezione per la parte finale di maggio e quella iniziale di giugno. Infatti, in questo caso il consumo minimo generale è di circa 120 kWh.

Per il resto non ci sono grosse differenze dalle analisi già fatte per il 2016, anche in questo plot si nota una chiara suddivisione oraria: 7-23.

3.2.3 Giorni feriali e giorni festivi

Facendo riferimento al 2017 sono stati poi valutati i consumi della struttura nelle giornate di lunedì e domenica, al fine di mettere in luce la differenza tra feriali e festivi e le differenze legate alle diverse stagioni. A tal proposito è stato suddiviso un anno in tre fasi stagionali:

- periodo di riscaldamento: dal 15/10 al 15/04;
- periodo di raffrescamento: dal 15/05 al 10/09;
- periodo intermedio: dal 16/06 al 14/05 e dal 11/09 al 14/10.

I giorni (2017) scelti per l'analisi che segue sono: 8 e 9 gennaio, 30 aprile e 1 maggio, 9 e 10 luglio.

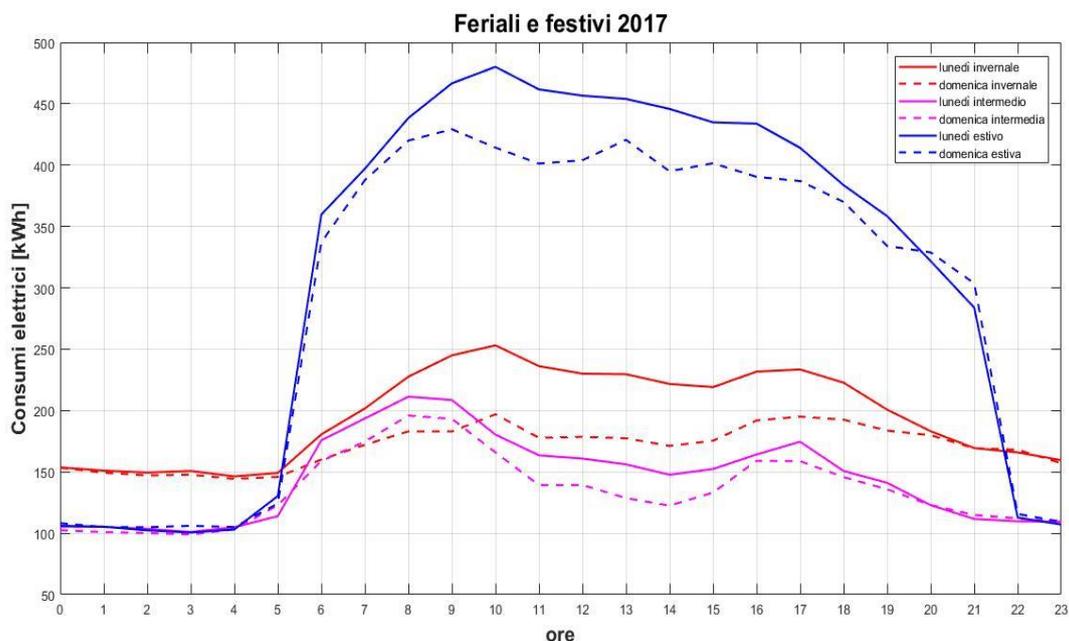


Figura 26 Confronto feriali-festivi 2017

Il grafico mostra quanto già evidenziato in precedenza: maggiori consumi nel periodo estivo. Inoltre, come presumibile, la domenica si consuma meno rispetto al lunedì e ciò può essere dovuto alla chiusura degli ambulatori nei giorni festivi. C'è, tuttavia, un punto che potrebbe insospettire: durante le ore notturne del periodo invernale, i consumi risultano maggiori rispetto a quelli del periodo notturno estivo ed intermedio. Si è portati a pensare che ciò sia dovuto ad una diversa gestione degli impianti di illuminazione.

3.2.4 Ripartizione dei consumi

Valutato il consumo elettrico totale di energia è necessario disaggregare i vari utilizzi, al fine di poter identificare e quantificare eventuali sprechi ed anomalie. Per fare ciò sono stati seguiti, secondo i dati a disposizione, due approcci: *top-down* e *bottom-up*. Entrambi i metodi vengono adoperati per analizzare problemi e sono basati su ipotesi appropriate, tali da condurre alla soluzione.

L'approccio *top-down* parte da una visione generale e va a suddividere il problema da risolvere in tanti sottoproblemi più semplici sino a raggiungere un certo grado di dettaglio. Nel caso specifico della diagnosi in esame, tale metodologia è convenuta laddove c'era mancanza di dati tecnici e di funzionamento: dal consumo elettrico generale si è pervenuti ai consumi delle singole utenze facendo opportune ipotesi. Il metodo *bottom-up* è speculare al primo, si parte dai sottoproblemi che dispongono di dati dettagliati e vengono poi connessi ottenendo il sistema completo. Questo approccio è stato dunque usato laddove erano noti i dati delle diverse utenze e le loro modalità di funzionamento.

Il processo di analisi è poi proseguito considerando tre periodi stagionali, ciascuno caratterizzato da diverse modalità di funzionamento delle utenze e identificato utilizzando i *carpet plot* precedenti:

- periodo invernale: dal 15 ottobre al 15 aprile;
- periodo intermedio: mesi di maggio e settembre;
- periodo estivo: giugno luglio e agosto.

La scelta del periodo intermedio e quello estivo varia per i tre anni, anche a seconda di quelle che sono le temperature esterne.

3.2.4.1 Fabbisogno elettrico per le UTA

Le unità di trattamento aria lavorano per l'intero anno, di ciascuna la direzione generale ha fornito mediante software *Siemens* l'orario di funzionamento invernale/estivo ed intermedio (dalle 10 alle 18). Tutti i dati tecnici sono invece stati forniti dalla casa produttrice *Loran*.



Figura 27 Unità di trattamento aria, piano 3 zona B

Tabella 15 Dati tecnici unità di trattamento aria

UTA					
modello	zona	Pel utile [kW]	ore funz. giornaliera [h]	E [kWh/giorno] (inv./est.)	E [kWh/giorno] (inter.)
CTL 20	uffici-laboratori	0,60	14	8,4	4,8
CTL 40	riabilitazione neuromotoria	1,70	14,5	24,65	13,6
CTL 40	consultorio	1,50	14	21	12
CTL 50	mensa	1,70	13	22,1	13,6
CTL 50	uffici	1,70	13	22,1	13,6
CTL 50	RSA	1,60	13	20,8	12,8
CTL 50	riabilitazione cardiologia	1,60	13,5	21,6	12,8
CTL 50	riabilitazione neuromotoria, 2	1,70	13	22,1	13,6
CTL 60	onoranze funebri	2,20	14,5	31,9	17,6
CTL 60	radiologia	2,40	16	38,4	19,2
CTL 60	uffici distretto	2,90	13	37,7	23,2
CTL 60	RSA	2,10	12,25	25,725	16,8
CTL 60		2,30	12,667	29,1341	18,4
CTL 100	alzheimer	4,30	13	55,9	34,4
CTL 100	RSA	3,00	13	39	24
CTL 100	riabilitazione respiratoria	3,00	13	39	24
CTL 120	degenza psichiatria	7,00	15,5	108,5	56
CTL 120	hospice	8,20	16	131,2	65,6
CTL 140	ambulatorio psichiatria	5,90	11	64,9	47,2
CTL 170	terapia riabilitazione	6,50	13	84,5	52
CTL 220	ingresso piastra	8,40	16	134,4	67,2
CTL 510	cavedi verticali, A	21,80	10	218	174,4
CTL 340	cavedi verticali, B	14,50	11,25	163,125	116
CTL 140	cavedi verticali, C	3,10	11,25	34,875	24,8
		109,7		1399,0091	877,6

3.2.4.2 Fabbisogno elettrico per l'illuminazione

Per le ore di funzionamento sono state fatte delle ipotesi conservative, considerando le ore di accesso alla struttura indicate nella carta dei servizi del presidio. La seguente tabella riporta dunque le ore in cui gli apparecchi illuminanti sono accesi per le diverse aree funzionali:

Tabella 16 Ore di funzionamento illuminazione

Area funzionale	[h/giorno]	
	feriali	festivi
Ambulatori	10,5	0
Reparti	10,5	0
Degenze	15	15
mensa dipendenti	5	5
sotterraneo	15	15
cucina	10	10
media giornaliera [h/giorno]	11,00	7,50
media giornaliera pesata[h/giorno]	10,00	
totale [h/anno]	4258	

Da censimento delle lampade, riportato in Tabella 14 Censimento lampade, è stata poi calcolata la quota giornaliera relativa agli impianti di illuminazione per giorni festivi e giorni feriali:

Tabella 17 Consumi giornalieri impianti di illuminazione

illuminazione		
	[h/giorno]	quota giornaliera [kWh/giorno]
feriali	11,00	1449,316
festivi	7,50	988,17

3.2.4.3 Fabbisogno elettrico per i terminali

All'interno della struttura ci sono aree servite da fan coil. Seppur minimo, a questi apparecchi si deve comunque un dispendio di energia che è stato valutato partendo da un censimento dei terminali mediante CAD. La potenza assorbita per ciascun modello è stata calcolata come media delle singole potenze relative al singolo apparecchio del range indicato. I dati sono stati indicati da schede tecniche.

Tabella 18 Censimento terminali

pian terreno			
modello	unità	pot ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	1	30,25	0,03
estro FL 5-6	10	43,5	0,44
piano primo			
modello	unità	pot ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	57	30,25	1,72
estro FL 5-6	41	43,5	1,78
estro FL 7-9	10	55	0,55
piano secondo			
modello	unità	pot ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	25	30,25	0,76
estro FL 5-6	10	43,5	0,44
estro FL 7-9	4	55	0,22
piano terzo			
modello	unità	pot ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	22	30,25	0,67
estro FL 5-6	16	43,5	0,70
estro FL 7-9	3	55	0,17
piano quarto			
modello	unità	pot ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	15	30,25	0,45
estro FL 5-6	4	43,5	0,17
estro FL 7-9	1	55	0,06
piano quinto			
modello	unità	pot ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	44	30,25	1,33
estro FL 5-6	18	43,5	0,78
estro FL 7-9	3	55	0,17

Come nel caso precedente delle UTA, anche per i terminali si è proceduto considerando un funzionamento diverso a seconda del periodo d'interesse. Per il periodo estate/inverno sono state prese in considerazione 13 ore medie, mentre per quello primaverile 8 ore come indicato dalla direzione generale.

Tabella 19 Funzionamento terminali

terminali	
10,42	[kW]
135,4925	[kWh/giorno] (estate/inverno)
83,38	[kWh/giorno] (primavera)

3.2.4.4 Fabbisogno elettrico per componenti ausiliari del periodo invernale

Durante il funzionamento degli impianti principali, ci sono anche componenti ausiliari che sono necessari al corretto funzionamento della struttura. In questo caso si vuole valutare la quota parte di energia relativa ai componenti necessari al periodo invernale, di cui sono noti, da schede tecniche, i dati di targa.

Tabella 20 Quota componenti ausiliari: circolatori e pompe

Circolatori e pompe			
descrizione	ore funz.giorno [h]	pot ass [kW]	E ass [kWh]
circolatore gemellare per batterie c.d.z zona A	16	3,9	62,208
circolatore gemellare per batterie c.d.z zona B	16	1,1	17,6
circolatore gemellare per batterie c.d.z zona C	16	2,7	42,82368
circolatore gemellare ventilconvettori zona A	17,5	0,864	15,12
circolatore gemellare ventilconvettori zona B	17,5	1,6	28
circolatore gemellare ventilconvettori zona C	18,5	1,18	21,904
circolatore gemellare-radiatori zona A-B	14,5	2,16	31,3896
circolatore gemellare-radiatori zona C	16,5	1,05	17,3382
		14,52808	236,38348

Tabella 21 Quota componenti ausiliari: bruciatori

Bruciatori					
	produttore	modello	Pot. elettrica [kW]	[h/giorno]	E [kWh/giorno]
bruciatore 1	Baltur	TBG 200LX ME	3,2	10	32
bruciatore 2	Baltur	BGN 300LX	8	10	80
bruciatore 3	Baltur	BGN 300LX	-	-	-
			11,2		112

Tabella 22 Funzionamento ausiliari periodo invernale

Ausiliari caldo	
25.73	[kW]
348.38	[kWh/giorno] (inverno)

3.2.4.5 Fabbisogno elettrico per gruppi frigo e componenti ausiliari del periodo estivo

Sino ad ora è stato utilizzato l'approccio di tipo bottom-up, in quanto erano note sia le modalità di funzionamento che le potenze assorbite per i singoli componenti. Per quanto riguarda i gruppi frigo e i componenti ausiliari del periodo estivo è stata utilizzata invece la metodologia top-down. Infatti, partendo dai consumi totali giornalieri, sono stati sottratti i valori giornalieri sopra riportati per ciascun apparecchio degli impianti di condizionamento invernale ed illuminazione ed è stata poi valutata la quota energetica totale rimanente, da cui è stata ricavata la quota altro. Per quest'ultima è stata fatta la media dei consumi restanti nel solo periodo invernale ed il valore trovato è stato sottratto al periodo estivo per trovare i contributi dei gruppi frigo e dei componenti ausiliari per il freddo cercati.

Alla fine è stato dunque possibile ottenere un grafico a torta che ne rappresenti la partizione dei consumi per ciascun anno analizzato, con l'unica eccezione del 2017 per cui l'analisi è stata condotta sino ad ottobre.

2015



Figura 28 Ripartizione consumi 2015

2016

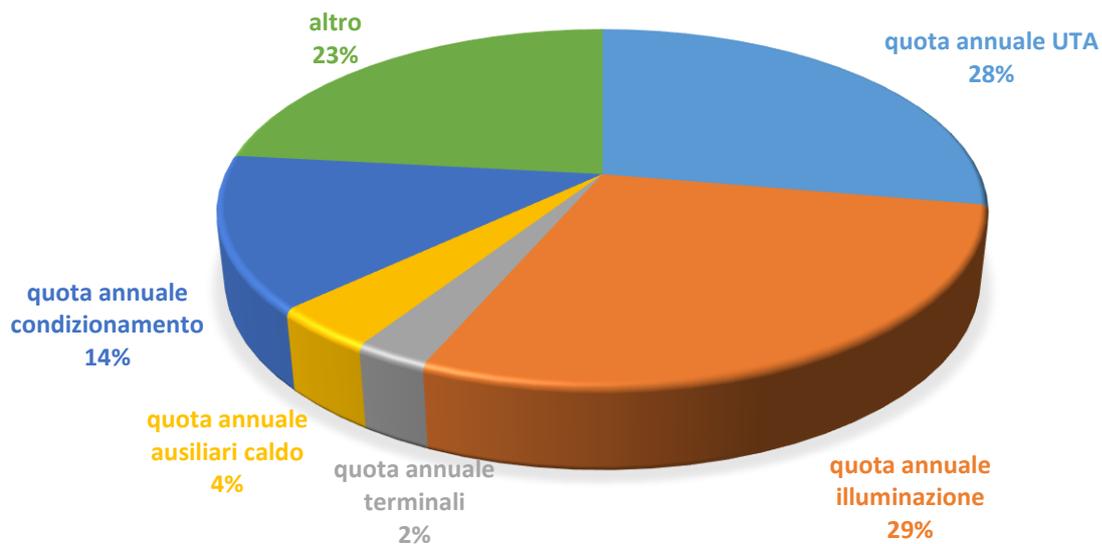


Figura 29 Ripartizione consumi 2016

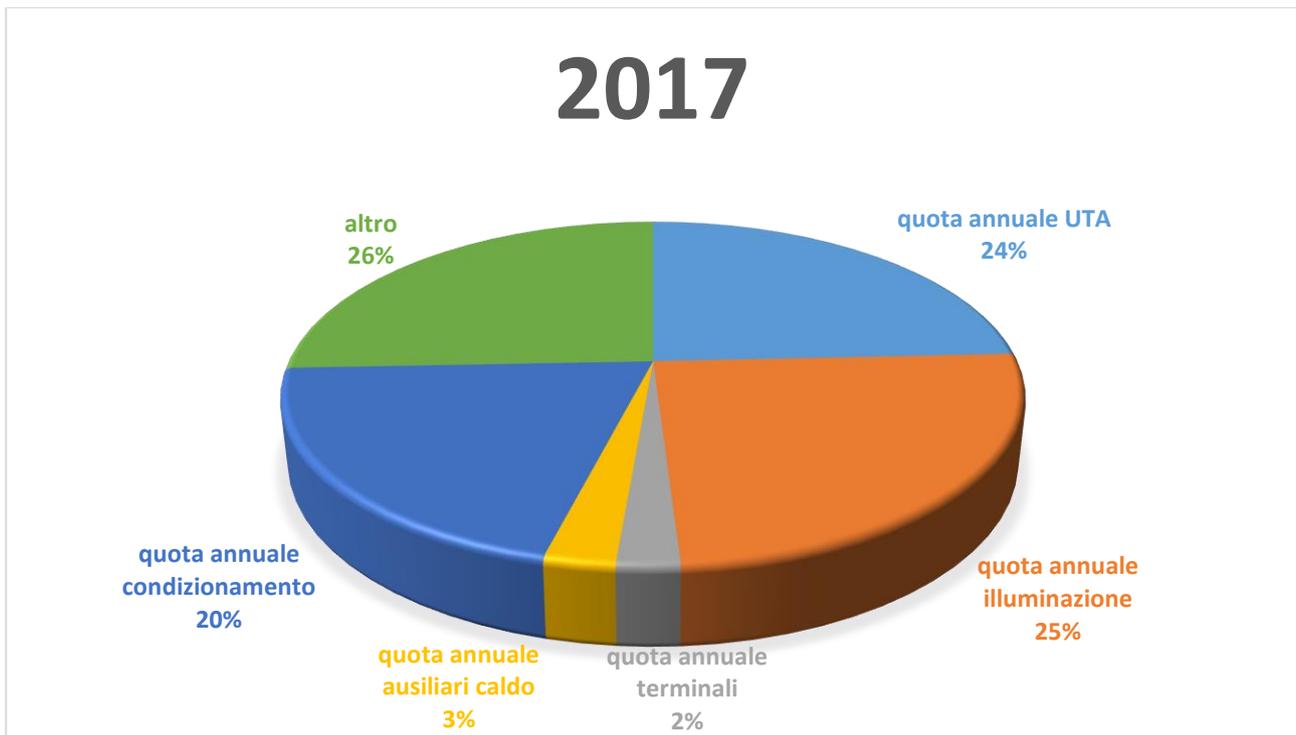


Figura 30 Ripartizione consumi 2017

Tutti i grafici mostrano ripartizione pressoché analoga, con la quota altro che è rappresentativa di componenti che non sono stati analizzati come ad esempio gli ascensori, il cui funzionamento dipende fortemente dal livello di affluenza all'interno della struttura in esame.

3.3 Indici energetici

Condotta l'analisi dei consumi, sono stati poi valutati gli indici prestazionali come risultato della diagnosi energetica. Tali indici prendono il nome di *KPI (Key Performace Indicators)* e sono necessari alla struttura in esame per definire se e in quale misura ci sono stati dei progressi in termini di consumi energetici specifici nel tempo ed in relazione ad altre strutture dello stesso tipo. Il confronto è infatti utile ad indicare ulteriori ed eventuali margini di miglioramento.

Come indicato in precedenza i maggiori *KPI* per una struttura ospedaliera sono del tipo:

- kWh/m²;
- kWh/m³;
- kWh/posto letto.

Nelle tabelle successive sono riassunti gli indici di consumo del presidio *Valletta*:

Tabella 23 Dati struttura

Superficie totale [m2]	20.077
Volume totale [m3]	60.230
posti letto	197

Tabella 24 KPI

indicatori elettrici			
anno	[kWh/m2]	[kWh/m3]	[kWh/posto letto]
2015	88,920	29,640	9062,09
2016	82,934	27,645	8451,97
2017	95,046	31,682	9686,41

indicatori termici			
anno	[kWh/m2]	[kWh/m3]	[kWh/posto letto]
2015	227,354	75,785	23170,23
2016	248,022	82,674	25276,47
2017	257,033	85,678	26194,81

Capitolo 4 Cogenerazione

4.1 Introduzione

La cogenerazione si pone come alternativa ai sistemi tradizionali per la produzione separata di energia elettrica ed energia termica, consiste, infatti, nella produzione combinata di tali forme di energia utilizzando la stessa energia primaria. In particolare, si autoproduce energia elettrica e si cerca di recuperare calore dal raffreddamento del motore primo e dai fumi di scarico.

Dal punto di vista energetico la cogenerazione è vantaggiosa rispetto alla produzione separata se presenta:

- minor consumo di combustibile;
- riduzione emissioni in ambiente e minor rilascio di calore;
- minori perdite per il sistema elettrico nazionale, per prossimità dell'impianto alle utenze;
- sostituzione delle modalità di fornitura calore meno efficienti.

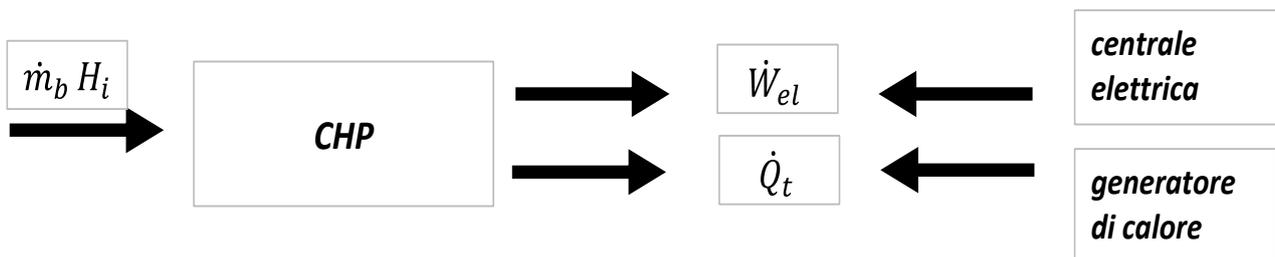


Figura 31 Confronto sistema cogenerativo-sistema tradizionale

4.2 Indici caratteristici

Per apprezzare i vantaggi legati ad un sistema cogenerativo è necessario introdurre degli indici che ne riassumono le caratteristiche.

- Rendimento elettrico:

$$\eta_e = \frac{\dot{W}_{el}}{\dot{m}_b H_i}$$

- Rendimento termico:

$$\eta_t = \frac{\dot{Q}_t}{\dot{m}_b H_i}$$

- Rapporto di cogenerazione:

$$\lambda = \frac{\dot{Q}_t}{\dot{W}_{el}}$$

tale rapporto caratterizza l'impianto cogenerativo, fornendo un range di valori valido per ciascuna tipologia possibile.

- Indice elettrico:

$$I_{el} = \frac{\dot{W}_{el}}{\dot{Q}_t}$$

- Indice di utilizzazione del combustibile:

$$IU = \frac{\dot{W}_{el} + \dot{Q}_t}{\dot{m}_b H_i}$$

indica in quale misura l'energia primaria viene utilizzata, con lo svantaggio di pesare in maniera uguale calore e lavoro.

- Risparmio energia primaria:

$$PES = 1 - \frac{E_{comb}}{\frac{E_{el}}{\eta_{el,s}} + \frac{E_{th}}{\eta_{th,s}}}$$

dove $\eta_{el,s}$ e $\eta_{th,s}$ sono rispettivamente il rendimento elettrico e quello termico di riferimento nel caso di produzione separata.

Il *Primary energy savings* rappresenta il *risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica*. Questo indice, da D. Lgs 8 febbraio 2007 n.20, permette di definire se l'impianto in questione è un impianto cogenerativo ad alto rendimento (CAR).

4.3 Quadro normativo per impianti CAR

Un'unità di cogenerazione è di tipo CAR se il valore del risparmio di energia primaria:

- assume un qualunque valore positivo, per impianti di piccola cogenerazione (< 1 MWe);
- consegue un risparmio di almeno il 10% per impianti con potenza elettrica maggiore o uguale di 1 MWe.

Il *D.Lgs 8/02/2007 n.20* definisce misure atte a sviluppare impianti di tipo CAR, facendo riferimento alle diverse condizioni climatiche nazionali e definisce il PES, come sopra indicato.

Il *D.Lgs 3/03/2011 n.28* descrive in parte il meccanismo dei certificati bianchi per gli impianti cogenerativi, mostrando come questi abbiano diritto a un incentivo del 30% per un periodo di 5 anni a decorrere dall'entrata in vigore del decreto di definizione del predetto incentivo.

Il *DM del 4/08/2011* stabilisce nuovi criteri per riconoscere impianti di tipo CAR e presenta in modo chiaro i metodi ed i criteri per valutare una unità CAR. Riassume inoltre i diversi fattori correttivi di cui bisogna tenere conto quando si considerano i rendimenti per la produzione separata di energia elettrica e calore. Il decreto mostra il procedimento da seguire per il calcolo del PES in quattro passaggi:

- individuare l'unità cogenerativa ed i suoi confini;
- determinare il rendimento globale dell'impianto;
- valutazione dell'energia elettrica cogenerativa;
- calcolo del PES.

Il *DM del 5/09/2011* definisce i benefici economici a sostegno degli impianti CAR e riconosce a tali impianti i TEE (titoli di efficienza energetica) in numero proporzionale al risparmio energetico ottenuto. Fornisce inoltre una metodologia di calcolo per i titoli dovuti.

Il *D.Lgs 4/07/2014 n.102* abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/30/UE senza tuttavia apportare modifiche notevoli, richiamando esplicitamente il DM 4/08/2011.

Il *Regolamento delegato (UE) 2015/2402 del 12/10/2015* armonizza i valori dei rendimenti di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e calore, necessari al calcolo del risparmio di energia primaria. Di seguito sono riportate le tabelle che ne riassumono i valori dei rendimenti a seconda del tipo di combustibile e di un parametro p, che tiene conto delle perdite sulla rete evitate che un impianto cogenerativo comporta autoconsumando l'energia autoprodotta.

Livello di tensione di connessione	Fattore di correzione (all'esterno del sito)	Fattore di correzione (all'interno del sito)
≥ 345kV	1	0,976
≥ 200 — < 345kV	0,972	0,963
≥ 100 — < 200kV	0,963	0,951
≥ 50 — < 100kV	0,952	0,936
≥ 12 — < 50kV	0,935	0,914
≥ 0,45 — < 12kV	0,918	0,891
< 0,45kV	0,888	0,851

Figura 32 Fattore correttivo p

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione			
		Antecedente al 2012	2012-2015	Dal 2016	
Solidi	S1	Carbon fossile compresa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	44,2	44,2	44,2
	S2	Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	41,8	41,8	41,8
	S3	Torba, mattonelle di torba	39,0	39,0	39,0
	S4	Biomassa secca fra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	33,0	33,0	37,0
	S5	Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone.	25,0	25,0	30,0
	S6	Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	25,0	25,0	25,0
Liquidi	L7	Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	44,2	44,2	44,2
	L8	Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	44,2	44,2	44,2
	L9	Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	25,0	25,0	29,0
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	52,5	52,5	53,0
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	42,0	42,0	42,0
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	35,0	35,0	35,0
Altri	O14	Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)			30,0
	O15	Energia nucleare			33,0
	O16	Energia solare termica			30,0
	O17	Energia geotermica			19,5
	O18	Altri combustibili non menzionati			30,0

Figura 33 Rendimenti di riferimento per produzione separata di energia elettrica

I dati sopra riportati sono basati sul potere calorifico inferiore e sulle condizioni ISO atmosferiche standard ($T_{amb} = 15^{\circ}\text{C}$, $p = 1,013 \text{ bar}$, $RH = 60\%$). Se il combustibile è di tipo gassoso, tale valore va poi corretto in funzione delle condizioni climatiche.

Categoria	Tipo di combustibile:	Anno di costruzione						
		Antecedente al 2016			Dal 2016			
		Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	Acqua calda	Vapore (*)	Utilizzo diretto dei gas di scarico (**)	
Solidi	S1	Carbon fossile compresa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	88	83	80	88	83	80
	S2	Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	86	81	78	86	81	78
	S3	Torba, mattonelle di torba	86	81	78	86	81	78
	S4	Biomassa secca fra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	86	81	78	86	81	78
	S5	Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone.	80	75	72	80	75	72
	S6	Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	80	75	72	80	75	72
Liquidi	L7	Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	89	84	81	85	80	77
	L8	Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	89	84	81	85	80	77
	L9	Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	80	75	72	75	70	67
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90	85	82	92	87	84
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	70	65	62	80	75	72
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	80	75	72	80	75	72

Figura 34 Rendimenti di riferimento per produzione separata di calore

Anche questi valori fanno riferimento al potere calorifico del combustibile ed alle condizioni ISO atmosferiche standard.

4.4 Benefici impianti CAR

Per impianti di tipo CAR è prevista una serie di benefici, di seguito riportata:

- priorità di dispacciamento per l'energia prodotta rispetto a alle fonti convenzionali;
- riduzione delle accise sul gas naturale utilizzato per la cogenerazione;
- possibilità di accedere al servizio di *scambio sul posto* del surplus di energia elettrica prodotta da impianti CAR con potenza nominale fino a 200 kW;
- condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica;
- possibilità di ottenere le agevolazioni tariffarie per impianti alimentati a Fonti Energetiche Rinnovabili;
- possibilità per un impianto termoelettrico non alimentato a fonte rinnovabile, presente all'interno di un sistema semplice di produzione e consumo, di essere considerato in assetto cogenerativo ad alto rendimento per l'anno "n" purché l'energia cogenerata dall'unità risulti per l'anno "n-1" maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell'impianto a cui tale unità appartiene.

4.5 Scambio sul posto

Lo Scambio sul Posto è un servizio messo a disposizione dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici). In particolare esso è definito come una "particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione"⁴. In altre parole nello Scambio sul Posto il sistema elettrico diventa uno "strumento per l'immagazzinamento virtuale" dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata.

Il servizio è erogato se sono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul posto di scambio;
- la potenza complessivamente installata per impianti di produzione da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31/12/2007 non è superiore a 20 kW;
- la potenza complessivamente installata per impianti di produzione da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31/12/2014 non è superiore a 200 kW;
- la potenza complessivamente installata per impianti di produzione da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31/12/2014 non è superiore a 500 kW;
- la potenza complessivamente installata per impianti di cogenerazione ad alto rendimento non è superiore a 200 kW.

⁴ www.gse.it.

4.6 Motori primi e campi di applicazione

Ad oggi ci sono diverse tecnologie disponibili per la cogenerazione, ciascuna con le proprie peculiarità che ne determinano il tipo di impiego. Di seguito ecco elencate i motori primi che si prestano alla cogenerazione:

- cicli combinati;
- turbine a vapore a contropressione (o recupero totale);
- turbine a vapore a condensazione e spillamento (o recupero parziale);
- turbine a gas;
- motori a combustione interna;

A queste prime cinque voci se ne possono aggiungere altre in chiave futura:

- motore Stirling;
- micro-turbine a gas;
- pile a combustibile;
- ORC (organic Rankine cycle).

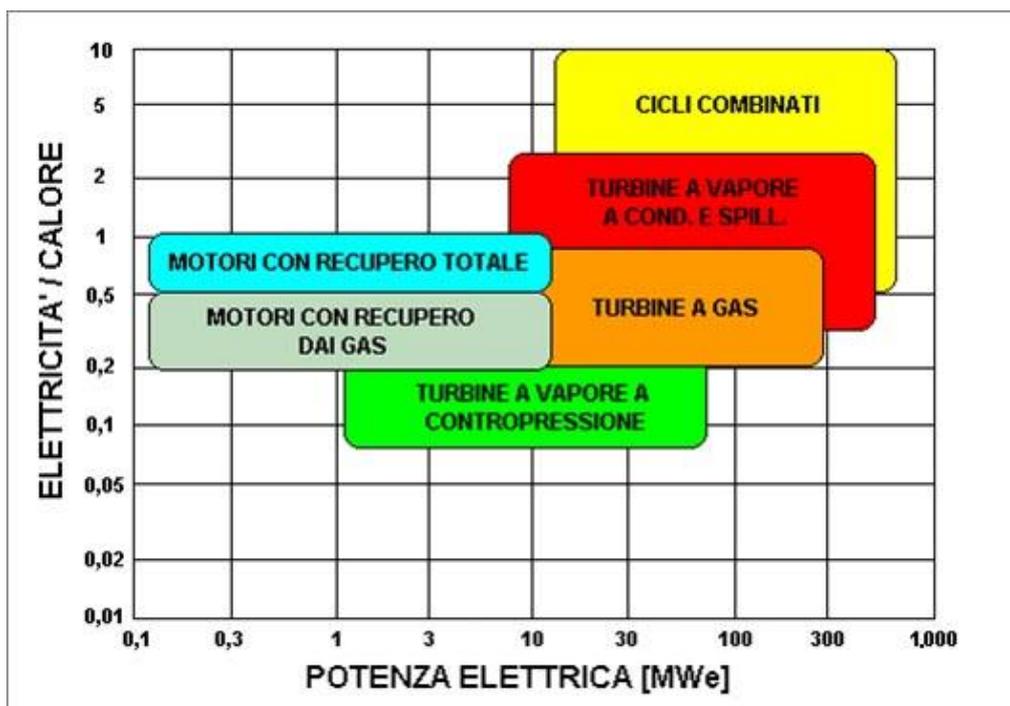


Figura 35 Campi applicazione delle tecnologie

4.6.1 Motori a combustione interna

Per lo studio in esame è stato scelto di adottare come motore primo un motore a combustione interna alimentato a gas naturale, acquistato dalla rete a cui l'intero edificio è connesso.

I MCI risultano la tipologia più affidabile nel caso di cogenerazione di media taglia e i più utilizzati sono quelli endotermici, basati su ciclo Otto e ciclo Diesel, alimentati da metano, biogas o oli pesanti.

4.6.1.1 Ciclo Otto

Il ciclo Otto caratterizza macchine ad accensione comandata ed è formato da quattro fasi:

- compressione isentropica: il pistone all'interno del cilindro si muove comprimendo il fluido interno, le valvole di aspirazione sono chiuse;
- combustione interna isocora: una scintilla innesca la combustione;
- espansione isentropica: i gas combusti si muovono generando un moto discendente del pistone e fornendo dunque lavoro utile;
- fase isocora di espulsione: le valvole di scarico facendo uscire i gas combusti dapprima spontaneamente e poi sotto la spinta del pistone.

Questo tipo di motori sono alimentati a: metano, GPL o biogas.

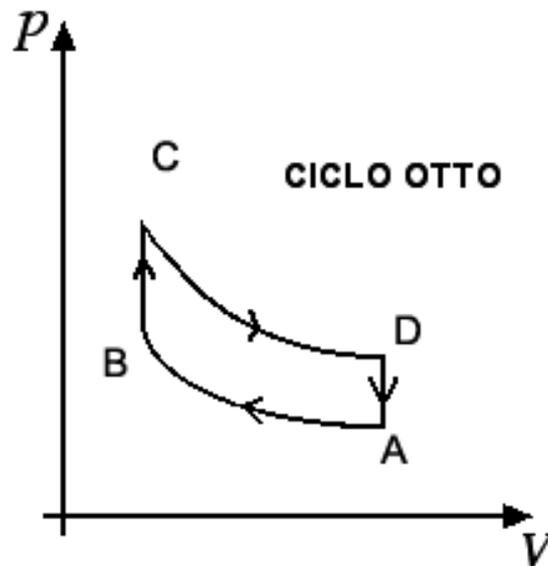


Figura 36 Ciclo Otto

4.6.1.2 Ciclo Diesel

Il ciclo Diesel è un ciclo termodinamico per motori a combustione interna in cui la combustione avviene per compressione. Anche questo ciclo presenta quattro fasi:

- compressione isentropica: il pistone all'interno del cilindro si muove comprimendo il fluido interno, le valvole di aspirazione sono chiuse;

- combustione interna isobara: per effetto della compressione si ha aumento di pressione che innesca la combustione spontanea;
- espansione isoentropica: i gas combusti si muovono generando un moto discendente del pistone e fornendo dunque lavoro utile;
- fase isocora di espulsione: le valvole di scarico facendo uscire i gas combusti dapprima spontaneamente e poi sotto la spinta del pistone.

I motori di tipo Diesel possono essere alimentati da qualsiasi tipo di combustibile, ciascuna tipologia presenta però dei limiti. Nel caso di combustibili liquidi, peggiore sarà la loro qualità e maggiore sarà la manutenzione richiesta. Nel caso di combustibili gassosi, questi devono essere compressi sino alla pressione che si trova nel punto morto superiore⁵.

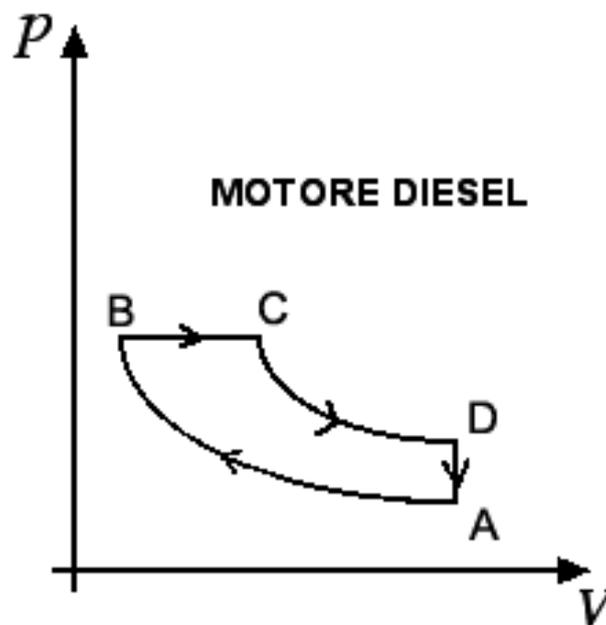


Figura 37 Ciclo Diesel

4.6.1.3 Cogenerazione con motori endotermici

La cogenerazione per motori endotermici avviene mediante due principali sistemi di dissipazione: raffreddamento del blocco motore e scambio termico con i fumi di scarico. Ci sono inoltre motori sovralimentati dotati di intercooler, raffreddato ad acqua, che consente di recuperare calore a basse temperature (inferiori ai 45 °C). Se la temperatura fosse più alta si ridurrebbe il rendimento elettrico, penalizzando la fattibilità dell'impianto sia dal punto di vista energetico che da quello economico. Il

⁵ punto morto più vicino alla testata del motore

motore scelto non risulta essere sovralimentato e per tale motivo nel prosieguo della trattazione non si considererà l'intercooler.

Il sistema di raffreddamento del motore si basa sulle temperature di esercizio del motore stesso e può articolarsi su due livelli:

- circuito olio motore;
- camicia motore.

Nel primo caso le temperature massime d'ingresso dell'olio motore sono di circa 80°C e dell'acqua di circa 75°C. Tale soluzione presenta rendimento maggiori rispetto al caso in cui le temperature siano tali da consentire un accoppiamento con un gruppo frigo ad assorbimento e quindi rispettivamente di 85-88°C e 80°C.

Nel caso di scambio termico con la camicia motore devono essere considerati i possibili livelli termici:

- temperature massime d'esercizio di 127°C circa, che consentono l'ottenimento di acqua surriscaldata fino a 120°C;
- temperature massime d'esercizio di 99°C circa, che consentono l'ottenimento di acqua calda con temperature massime di 90°C.

Per quanto riguarda i gas di scarico, questi escono ad una temperatura vicina ai 450°C ed è pertanto possibile ottenere vapore o acqua surriscaldata. Di norma questi vengono raffreddati sino a circa 120°C per evitare fenomeni di condensazione del vapore acqueo che porterebbero alla creazione di composti corrosivi nei condotti di scarico, dannosi al sistema.

Dunque, il recupero termico in un motore cogenerativo consente di produrre calore disponibile a diversi livelli di temperatura. Tale configurazione risulta utile laddove le utenze da servire sono varie ed operano a temperature differenti tra loro.

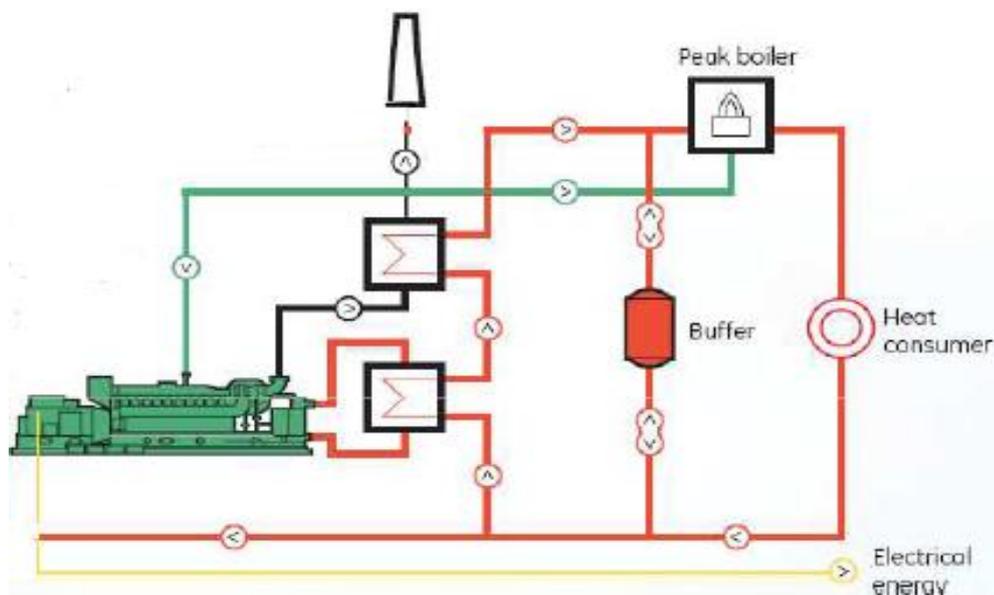


Figura 38 Motore cogenerativo (fonte GE Jenbacher)

4.6.2 Vantaggi e svantaggi per i MCI

Sono di seguito elencati i vantaggi che si incontrano adottato come unità cogenerativa un motore a combustione interna:

- vasta disponibilità commerciale;
- elevata efficienza elettrica;
- funzionamento ottimale anche a carico parziale;
- costi di investimento relativamente contenuti e dipendenti dalla taglia del motore;
- funzionamento di tipo intermittente;
- indice elettrico elevato.

Tuttavia, ci sono anche importanti svantaggi da tenere in considerazione:

- taglia massima 20MWe;
- basso rapporto calore/potenza;
- elevati costi di manutenzione;
- emissioni non trascurabili.

4.6.3 Scelta e dimensionamento dell'unità cogenerativa

La scelta del motore è ricaduta sul motore *TEDOM* della serie *CENTO T160*, unità adatta per edifici con grande richiesta energetica come ospedali, scuole e hotel.



Figura 39 Motore CENTO T160

Il motore scelto presenta i seguenti dati:

Tabella 25 Dati motore

modello	E_{el} [kW _{el}]	E_{th} [kW _{th}]	η_{el} [%]	η_{th} [%]	η_{tot} [%]	E_f [kW _f]
CENTO T160	164	221	37,8	50,9	88,7	434

Tabella 26 Indici motore

modello	λ	l_{el}	IU	PES
CENTO T160	1,35	0,74	0,887	0,264015

Il motore scelto presenta un PES positivo e per tale motivo è un impianto CAR. Per il calcolo si è assunto $\eta_{el,s} = 0.4844$, comprensivo del fattore correttivo p , e $\eta_{th,s} = 0.88$.

Il dimensionamento è stato effettuato a partire dai consumi elettrici poiché ci permettono una precisione maggiore in quanto riportati su base oraria, mentre i dati relativi al consumo di gas sono su base giornaliera e peraltro in alcuni mesi stimati.

L'intero dimensionamento è stato fatto prendendo come riferimento il 2017. Analizzando i consumi e considerando le diverse stagioni, è stato possibile ricavare il profilo orario di settimane tipo stagionali che ben si prestano a riassumere i consumi del periodo a cui fanno riferimento.

Per il dimensionamento elettrico è stata presa in considerazione la settimana tipo invernale. In tale periodo il riscaldamento degli ambienti avviene per 15 ore giornaliere, in queste ore, infatti, i generatori di vapore risultano accesi da remoto mediante software per tutta la stagione invernale. Pertanto si è scelto di far lavorare il cogeneratore per le stesse 15 ore giornaliere in tutte le stagioni. Per quanto riguarda il profilo termico, è stato diviso il quantitativo di energia termica giornaliera per le sole 15 ore di funzionamento delle caldaie. Ci si è messi quindi nell'ipotesi semplificativa secondo la quale il carico termico fosse costante per 15 ore e nullo nelle restanti.

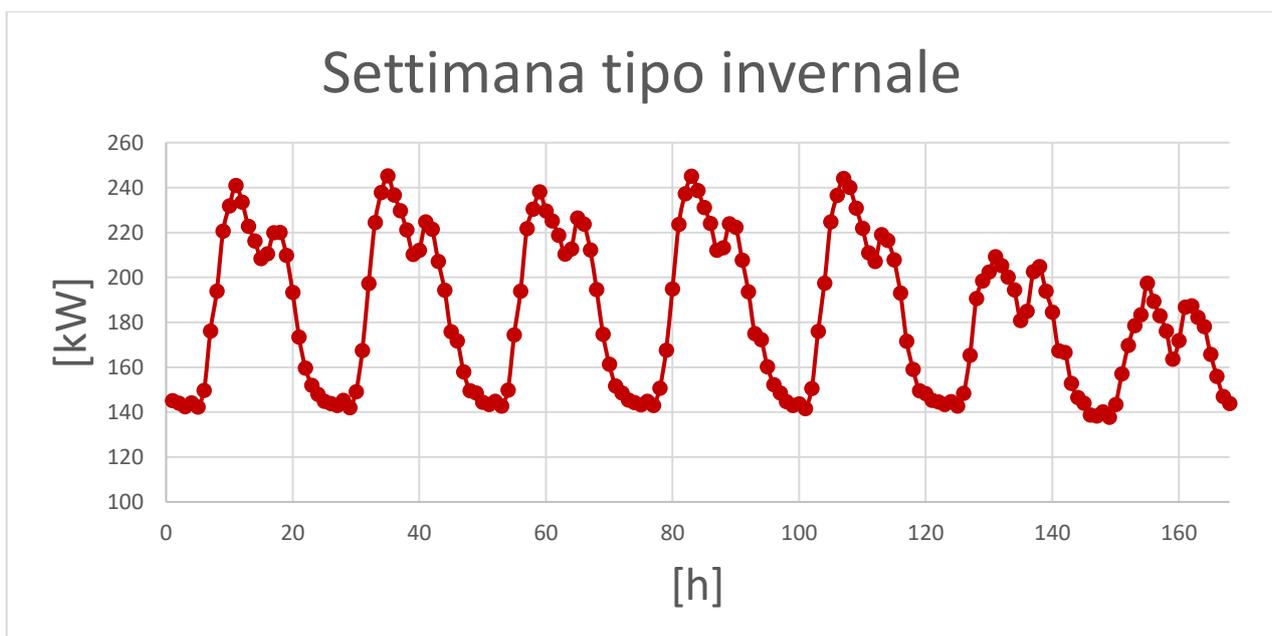


Figura 40 settimana tipo invernale, 2017

Nella Figura 40 è riportato il carico elettrico tipico settimanale ed è possibile notare come le 15 ore di funzionamento delle caldaie vadano dalle 7 alle 22 ed è in questo range orario che si farà lavorare il motore cogenerativo tale da ottenere la figura sottostante. Inoltre è evidente che il carico minimo richiesto è di circa 150 kW ed è su questo valore che è stato dimensionato il cogeneratore.

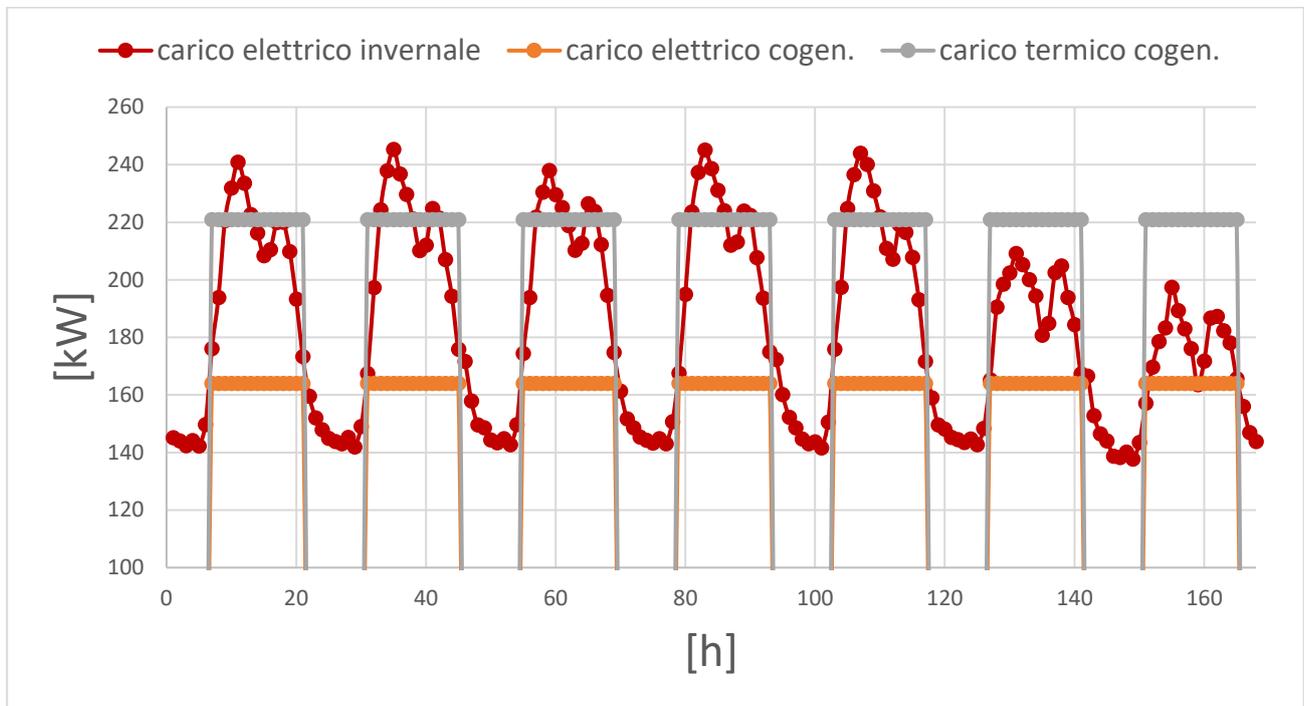


Figura 41 situazione invernale

Risulta evidente che il carico elettrico del cogeneratore riesce a soddisfare in parte quello richiesto, con la restante parte che dovrà essere acquistata da rete. Laddove dovessero registrarsi surplus di energia prodotta allora sarà necessario ricorrere allo scambio sul posto. Nella figura non è riportato il carico termico richiesto in quanto i valori sono dell'ordine di 1500 kW e quindi incompatibili con la scala del grafico. Pertanto l'energia termica fornita dal cogeneratore in inverno è circa il 10% di quella necessaria, mentre il restante 90% deve essere comunque fornito dai generatori di vapore.

Discorso del tutto analogo può essere fatto in tutte le stagioni con l'eccezione che il carico termico risulta inferiore e quindi sarà necessario disperdere del calore in ambiente. A titolo d'esempio è riportata la configurazione ottenuta nel caso primaverile.

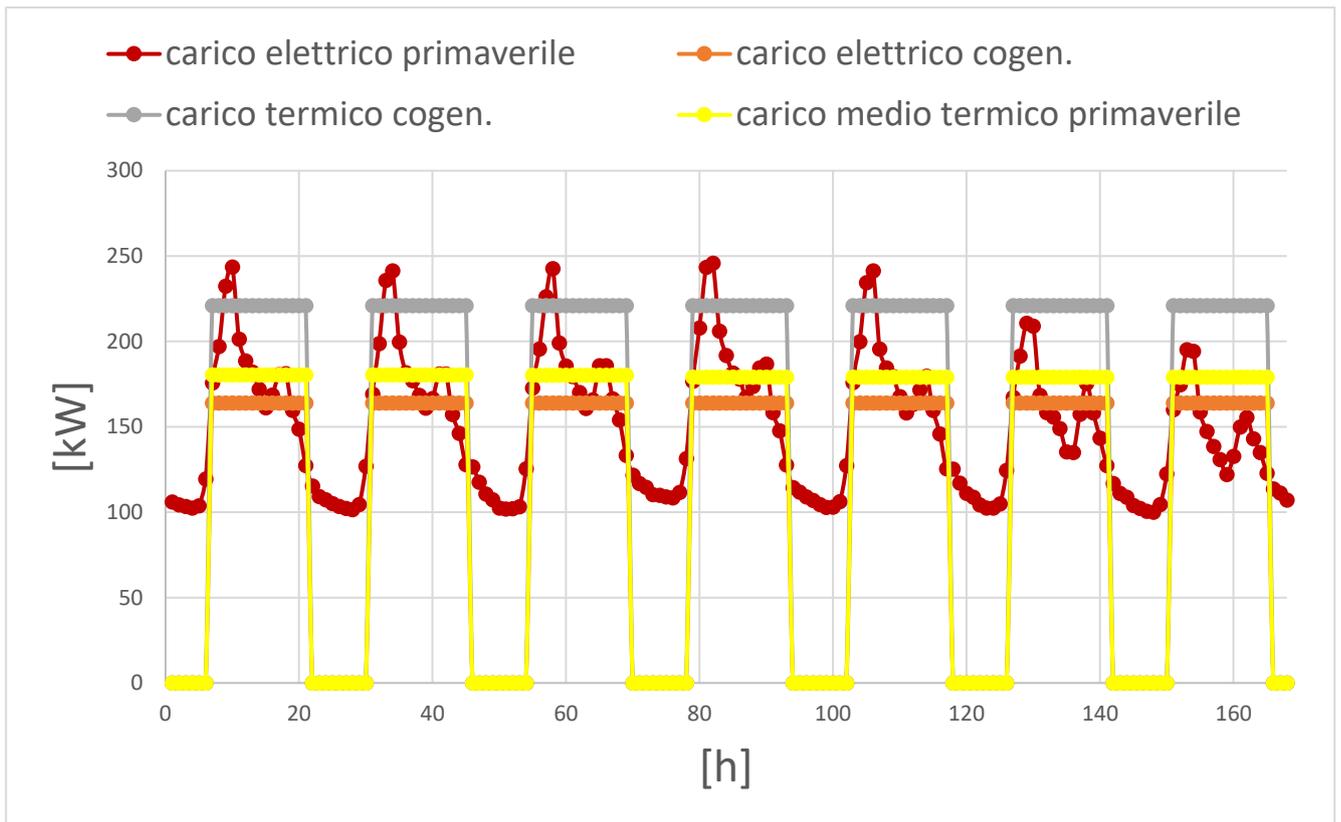


Figura 42 situazione primaverile

Qui si nota chiaramente il surplus di energia elettrica nelle ore finali del giorno e nel fine settimana e quindi la necessità di operare lo scambio sul posto, in precedenza definito. Si vede, inoltre, un notevole surplus di energia termica e ciò è dovuto al fatto che in questo periodo, così come in estate, il consumo termico è solamente giustificato dalla produzione di acqua calda sanitaria.

4.7 Fattibilità economica

Effettuata la scelta ed il dimensionamento dell'unità cogenerativa è ora necessario valutare la fattibilità economica dell'impianto, utile soprattutto alla direzione generale. Il metodo utilizzato è il *discounted cash flow*, che si presta molto bene alla valutazione aziendale.

Il metodo dei flussi di cassa attualizzati è basato sulla determinazione del valore attuale dei flussi di cassa attesi da una specifica attività. Il flusso può essere rappresentato non solo dal cash flow ma anche dai dividendi. La valutazione basata sui flussi di cassa attualizzati è funzione di tre elementi fondamentali: l'entità del flusso di cassa, la distribuzione nel tempo dei flussi e il tasso di attualizzazione⁶.

⁶ www.borsaitaliana.it

Nello studio in esame, i flussi di cassa saranno tutte le entrate e le uscite monetarie relative alla realizzazione, gestione e smantellamento dell'opera d'investimento. Altrettanto importante è la determinazione del tasso di sconto, soggetto a logiche d'approssimazione dovute alla forte variazione cui sono soggetti i fenomeni economici studiati. In questo caso il tasso di sconto utilizzato è il costo medio ponderato del capitale, *WACC (Weighted Average Cost of Capital)*. Esso rappresenta il tasso di rendimento minimo che il fornitore di risorse richiede come compensazione minima per il proprio contributo di capitale.

$$WACC = k_d(1 - t) \frac{D}{D + E} + k_e \frac{E}{E + D}$$

dove:

- *D*: capitale di debito o quota di capitale investito presa in prestito (Debt);
- *E*: capitale di rischio o quota di capitale proprio investito (Equity);
- *k_d*: costo del capitale di debito;
- *t*: aliquota fiscale (tiene conto dei tassi d'interesse detraibili, ma per semplicità viene assunta pari a 0);
- *k_e*: costo del capitale di rischio.

I valori di *D* ed *E* dipendono dal piano economico dell'azienda e, in assenza di tali informazioni, sono stati ipotizzati valori pari al 50%. Gli altri parametri sono stati investigati più nel dettaglio ed aggiornati secondo valori di riferimento.

Il *costo del capitale di debito k_d* rappresenta il tasso di rendimento dei creditori che un'impresa paga per finanziare il proprio investimento ricorrendo a capitale di terzi. Il suo valore è dato dalla somma del tasso *EURIRS (Euro Interest Rate Swap)* e lo spread. Il primo termine è un tasso fisso d'interesse medio, calcolato giornalmente dalla Federazione bancaria Europea, ed è usato come tasso base per calcolare interessi fissi in un certo lasso temporale. Per determinare il suo valore sono stati considerati i tassi storici⁷ ed è stata fatta una media degli stessi a 20 anni per 2017 e 2018. Lo spread invece indica il tasso di interesse aggiuntivo fissato dall'istituto di credito per i suoi guadagni. Il suo valore è stato imposto pari al 5%, risultando comunque conservativi.

Il parametro *t* rappresenta ... ed è posto pari a 0. Tale parametro tiene conto del fatto che i costi d'interesse applicati alle tasse sono detraibili.

Il costo del capitale di rischio *k_e* è indice del tasso di rendimento atteso dal capitale proprio. Il suo valore è calcolato come segue:

⁷ www.EURIBOR.it

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f)$$

dove:

- R_f : tasso d'interesse privo di rischio;
- β : fattore di sensitività del rendimento atteso sul rendimento di mercato;
- $R_m - R_f$: tasso d'interesse premio atteso dal mercato azionario rispetto a quello in titoli di debito privi di rischio, noto con l'acronimo *ERP*.

Per R_f è stata fatta una media tra i tassi BTP a 10 anni⁸ del 2016 e 2017, ottenendo un valore di 1.77%.

β è posto in modo conservativo pari ad 1.

L'*ERP* è considerato come valore medio tra i valori del 2016⁹ e 2017¹⁰.

Tabella 27 parametri economici

parametro	valore [%]
EURIRS	1,2
spread	5
t	0
R_f	1,77
β	1
ERP	6
WACC	6,985

Una volta trovato il valore di WACC, è stato necessario individuare un indice che indichi la bontà dell'investimento da fare e questo indice è il VAN (Valore Attuale Netto), somma dei flussi di cassa attualizzati ad un tasso di rendimento e considerati per tutta la vita dell'impianto:

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{G_i}{(1+k)^i}$$

dove:

⁸ Ministero dell'economia e delle finanze, dipartimento del Tesoro

⁹ Fernandez P., Pershin V., Ancin I. F., "Market Risk Premium used in 71 countries in 2016: a survey with 6.932 answer", IESE Business School, University of Navarra;

¹⁰ Fernandez P., Pershin V., Ancin I. F., "Discount Rate (Risk –Free Rate and Market Risk Premium) used for 41 countries in 2017: a survey", IESE Business School, University of Navarra.

- I : costo d'investimento;
- G_i : flusso di cassa netto riferito a periodo i ;
- k : tasso di attualizzazione;
- N : periodo di fine vita utile dell'investimento.

Per il tasso di attualizzazione è stato assunto il valore calcolato in precedenza del WACC. Il costo di investimento e la vita utile dell'impianto sono stati forniti dal fornitore.

4.7.1 Costi di investimento

Nei costi di investimento rientrano i costi dell'impianto chiavi in mano e i costi di installazione dello stesso.

Il costo dell'impianto è indicato da letteratura e nel caso di motore da 164 kW_{el} è di circa 1000 €/kW.

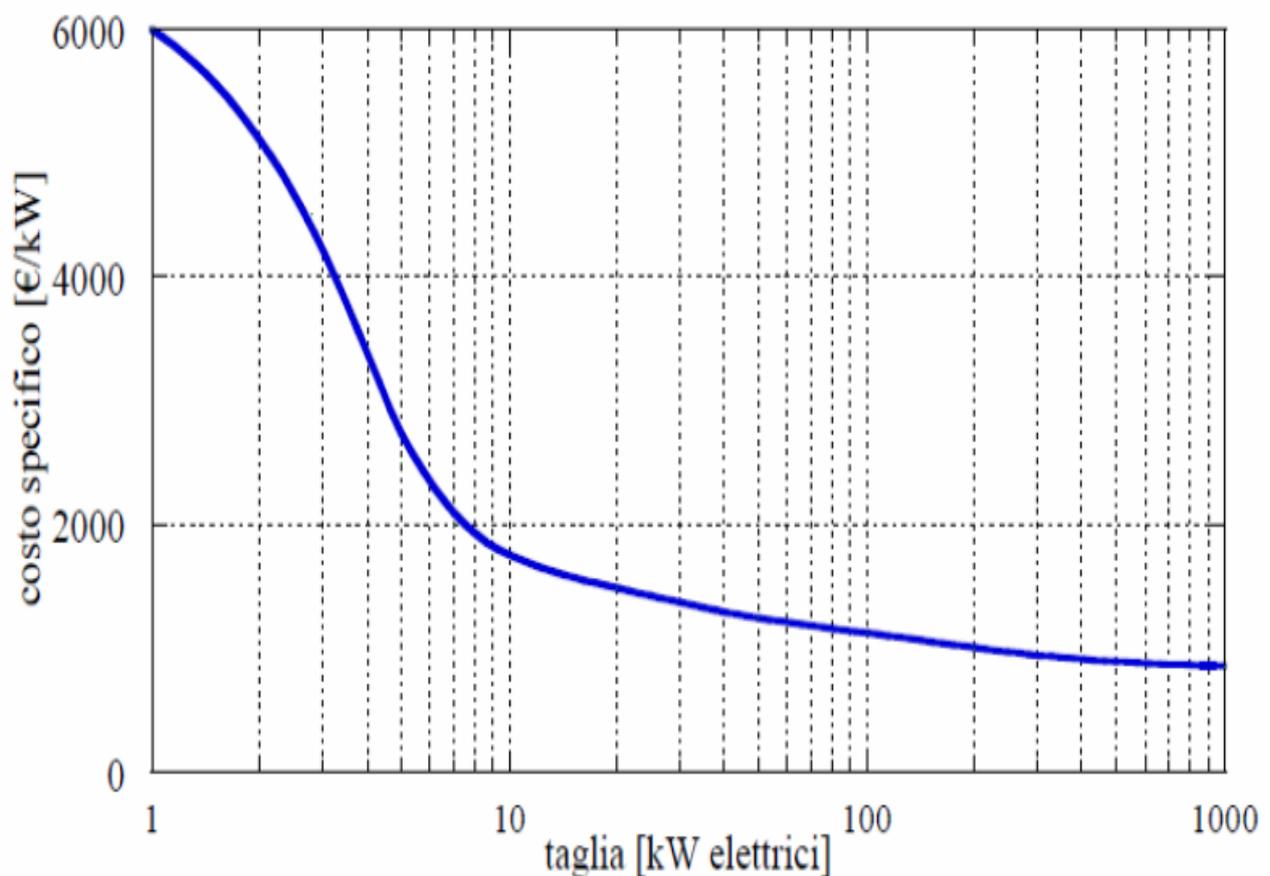


Figura 43 costo specifico MCI

I costi di installazione sono stati assunti pari al 15% del costo stesso dell'impianto:

Tabella 28 costi di investimento

costi di investimento	
costo impianto	164.000,00 €
costo di installazione	24.600,00 €
Totale	188.600,00 €

4.7.2 Costi di manutenzione

Su indicazione del fornitore i costi di manutenzione ordinaria hanno un valore medio di 0.03 €/kWh_{el}. Il prezzo indicato si riferisce solo al periodo di vita utile dell'impianto, indicato essere di 59999 ore di funzionamento dell'impianto, ovvero circa 10 anni nelle condizioni precedentemente indicate. Oltre le 60000 ore i costi di manutenzione sono stati trascurati in quanto fortemente variabili: a seconda delle condizioni dell'impianto può essere richiesta la sostituzione di componenti o lo smantellamento totale dell'unità cogenerativa.

4.7.3 Flussi di cassa annui

Definiti i costi di installazione e quelli di manutenzione, è stato poi necessario valutare i diversi flussi di cassa annuali, che consistono nei costi di elettricità e gas metano. In entrambi i casi sono state considerate le bollette del 2017 con le singole voci dei costi lasciate invariate. Tuttavia si deve tener conto che i prezzi indicati sono soggetti a notevoli variazioni che possono in qualche modo fornire risultati diversi da quelli ottenuti in questo studio.

4.7.3.1 Costo energia elettrica

Il vantaggio dell'installazione di un motore cogenerativo è il risparmio ottenuto sulla bolletta elettrica. Per stimare tale risparmio si è preso in esame l'anno 2017, di cui è riportato il prospetto di una bolletta e si è considerata una situazione del tutto ideale secondo la quale ogni anno successivo a quello di installazione dell'impianto i prezzi e i consumi energetici siano esattamente gli stessi. L'unica differenza introdotta è il prezzo espresso in €/kWh dell'energia elettrica assunto pari al valore pagato per i primi mesi del 2018.

spesa per l'energia				
	Unità	prezzo unitario	Quantità	Importo
Energia ore picco	€/kWh	0,0522		0
Perdite rete ore picco	€/kWh	0,0522		0
Energia ore fuori picco	€/kWh	0,0422		0
Perdite rete fuori picco	€/kWh	0,0422		0
Renumerazione interrompibilità	€	150		0
Disponibilità capacità prod	€	96,6		0
Costi funzionamento GRTN	€/kWh	0,000413		0
Appr. risorse dispacciamento	€	1200,07		0
Costi Unità essenz. Sicurezza/art 44.bis	€	200		0
Reintegro Salvaguardia transitoria	€/kWh	0,000831		0
Totale spesa per l'energia	€			0
spese trasporto e gestione contatore				
Quota fissa	€/cliente/mese	57,99562		0
Quota potenza	€/kW potenza impiegata/ mese	2,223842		0
Spesa oneri di sistema				
Quota energia attiva	€/kWh	0,00763		0
Quota energia reattiva entro il 75%	€/kVarh	0		0
Totale spesa trasporto e gestione				0
Quota fissa	€/cliente/mese	9,2169		0
Componenti A-UC fino a 4GWh/mese	€/kWh	0,053372		0
Totale spesa oneri di sistema	€			0
Accisa sull'energia elettrica	€/kWh	0,0125		0
Totale	€			0
Totale +Iva	€			0

Figura 44 prospetto bolletta elettrica

Sono state, dunque, ricostruite le bollette utilizzando i consumi elettrici ottenuti dalla differenza tra consumi 2017 ed energia autoprodotta dai cogeneratori. Per fare ciò è stato necessario dividere le ore dell'anno in *peak* ed *off-peak*: le prime coprono una giornata dalle 8 alle 20 dei giorni feriali e le seconde rappresentano tutte le ore restanti.

Nella situazione attuale si hanno i consumi riportati in tabella:

Tabella 29 situazione attuale, elettrico

mese	picco [kWh]	fuori picco [kWh]
gen	58648	80799
feb	51784	67849
mar	62356	73122
apr	44185	64675
mag	63513	76072
giu	109182	110935
lug	108125	114465
ago	117298	108378
set	70710	79292
ott	63923	75695
nov	70502	81654
dic	68308	86752

Considerando 164 kW_{el} e 15 ore di funzionamento giornaliera, in presenza del cogeneratore di avrebbero la seguente produzione di energia nelle ore di picco ed in quelle fuori picco:

Tabella 30 produzione cogenerazione, elettrico

mese	picco [kWh]	fuori picco [kWh]	produzione totale [kWh]
gen	41328	34932	76260
feb	39360	29520	68880
mar	45264	30996	76260
apr	35424	38376	73800
mag	43296	32964	76260
giu	41328	32472	73800
lug	41328	34932	76260
ago	43296	32964	76260
set	41328	32472	73800
ott	43296	32964	76260
nov	41328	32472	73800
dic	35424	40836	76260

Come descritto in precedenza, la situazione futura è trovata per differenza ed indica i kWh che sarà necessario acquistare da rete:

Tabella 31 situazione futura, elettrico

mese	picco [kWh]	fuori picco [kWh]	acquisto totale [kWh]	spesa [€]
gen	17320	45867	63187	12.195,14 €
feb	12424	38329	50753	10.315,81 €
mar	17092	42126	59218	11.634,49 €
apr	8761	26299	35060	7.975,32 €
mag	20217	43108	63325	13.087,41 €
giu	67854	78463	146317	25.851,20 €
lug	66797	79533	146330	25.855,94 €
ago	74002	75414	149416	26.667,57 €
set	29382	46820	76202	15.367,04 €
ott	20627	42731	63358	12.196,63 €
nov	29174	49182	78356	14.522,87 €
dic	32884	45916	78800	14.658,49 €
TOTALE				190.327,91 €

La componente accisa, presente nelle bollette elettriche deve essere applicata anche all'energia elettrica autoconsumata, pertanto ai costi annuali si deve aggiungere un valore pari a 0.0125 €/kWh per ogni kWh_{el} prodotto. La produzione totale è pari a 897900 kWh_{el} a cui corrisponde un'accisa annua di autoconsumo pari a **11223,75 €**.

4.7.3.2 Costo gas metano

Il gas necessario al cogeneratore serve a produrre sia energia termica che elettrica. Pertanto da un'analisi preliminare ci si aspetta che i costi annui per l'acquisto di gas naturale siano più alti dei costi effettivamente sostenuti nel 2017.

Anche in questo caso prezzi e consumi energetici sono supposti gli stessi del 2017 per gli anni a venire. Di seguito è riportato il prospetto della bolletta del gas.

Oneri di sistema				
Quota fissa	giorni		€/giorno	importo
				-0,074
quota energia				
UG2	SCAGLIONE	Sm3	€/Sm3	
	0-120			0
	121-480			0,0376
	481-1560			0,0217
	1561-5000			0,0173
	5001-80000			0,012
	80001-200000			0,012
	200001-1000000			0
UG3 INT				0,000617
UG3UI				0,03541
UG3FT				0,001541
GS	0-200000			0,001336
	da 200001			0,000624
RE	0-200000			0,011292
	da 200001			0,006349
materia gas naturale				0,275
trasporto e gestione contatore				
quota fissa	giorni		€/giorno	
				0,984603
				1,951123
				0,005479
quota energia				
TAU3	SCAGLIONE	Sm3	€/Sm3	
	0-120			0
	121-480			0,081892
	481-1560			0,074954
	1561-5000			0,075269
	5001-80000			0,056242
	80001-200000			0,028489
	200001-1000000			0,013982
UG1	0-200000			0
	da 200001			0
RS	0-200000			0,01526
	da 200001			0,000771
QTI				0,037768
Oneri aggiuntivi				0,00298
imposte				
Imposta erariale				0,012498
Addizionale enti locali				0,006249
IVA			22%	

Figura 45 prospetto bolletta gas metano

La situazione attuale senza cogeneratore comporta i consumi riportati in tabella:

Tabella 32 situazione attuale, gas

mese	[Sm ³]	[kWh]
gen	81992	608052,672
feb	96623	716556,168
mar	54075	401020,2
apr	39060	289668,96
mag	16919	125471,304
giu	18609	138004,344
lug	13265	98373,24
ago	20625	152955
set	24000	177984
ott	39890	295824,24
nov	54432	403667,712
dic	97185	720723,96
TOTALE	556675	4128301,8

Considerando 221 kW_{th} e 15 ore di funzionamento giornaliero, in presenza del cogeneratore di avrebbero la seguente produzione di energia termica:

Tabella 33 kWh_{th} prodotti dal cogeneratore

mese	[kWh/mese]
gen	102765
feb	92820
mar	102765
apr	99450
mag	102765
giu	99450
lug	102765
ago	102765
set	99450
ott	102765
nov	99450
dic	102765

Il nuovo consumo dei generatori di vapore è ottenuto sottraendo al consumo attuale il valore di energia termica prodotta dal cogeneratore, a cui è stato poi aggiunto il singolo consumo di gas per l'unità cogenerativa:

Tabella 34 situazione futura, gas

mese	[Sm ³] per caldaie	[Sm ³] per cogeneratore	[Sm ³] totale	prezzo con IVA
gennaio	68134,8	21770,2	89905,0	51025,4
febbraio	84106,8	19663,4	103770,2	55629,0
marzo	40217,8	21770,2	61988,0	29993,0
aprile	25649,8	21068,0	46717,8	22304,3
maggio	3061,8	21770,2	24832,0	11785,3
giugno	5198,8	21068,0	26266,8	12479,2
luglio	0,0	21770,2	21770,2	10314,3
agosto	6767,8	21770,2	28538,0	13565,7
settembre	10589,8	21068,0	31657,8	15069,2
ottobre	26032,8	21770,2	47803,0	22821,0
novembre	41021,8	21068,0	62089,8	29689,4
dicembre	83327,8	21770,2	105098,0	50346,8
TOTALE				325022,6

Un'importante osservazione va fatta per i mesi estivi, in cui ci si aspetta che i consumi delle caldaie debbano azzerarsi. Tuttavia, ciò accade solo per il mese di luglio e ciò è dovuto ad incongruenza dei dati forniti da Italgas e quelli riportati in bolletta.

Il *Decreto Legge n.16 del 2 marzo 2012* stabilisce che, per gli impianti di cogenerazione, una quota di gas naturale è defiscalizzato, a prescindere dalla definizione di CAR e si applica alla sola voce "accisa. Essa prevede che un quantitativo pari a 0,22 m³ di gas naturale per ogni kWh di energia elettrica prodotta goda di un prezzo dell'accisa diversificato. In particolare, le tariffe variano a seconda che l'energia elettrica prodotta sia autoconsumata o venduta: la tariffa sull'autoconsumo è 0,00013479 €/m³, mentre la tariffa sulla vendita risulta 0,0004493 €/m³. La restante quantità di gas naturale è soggetta ad una tariffa pari a 0,012498 €/m³. Di seguito riportata una tabella con i consumi defiscalizzati.

Tabella 35 gas defiscalizzato

mese	[kWh _{el}]	[Sm ³]
gen	76260	16777,2
feb	68880	15153,6
mar	76260	16777,2
apr	73800	16236
mag	76260	16777,2
giu	73800	16236
lug	76260	16777,2
ago	76260	16777,2
set	73800	16236
ott	76260	16777,2
nov	73800	16236
dic	76260	16777,2

4.7.4 Calcolo del VAN e PBT

Per il calcolo del valore attuale netto sono riportati tutti i costi nella situazione attuale ed in quella futura:

Tabella 36 costi situazione attuale

Costi annuali senza cogeneratore	
costo elettricità	328.464,61 €
costo gas	272.640,32 €
Totale	601.104,93 €

Tabella 37 costi situazione futura

Costi annuali con cogeneratore	
Costo elettricità	190.327,91 €
Costo gas	325.022,58 €
Manutenzione	26.937,00 €
Accise autoconsumo elettricità	11.223,75 €
Totale	553.511,25 €

In queste condizioni di funzionamento, il risparmio annuo risulta essere di 47593,69 € e quindi possono essere considerati guadagni.

Considerando un prezzo di investimento pari a 188600 €, come riportato in Tabella 28 costi di investimento, è stato infine calcolato il valore attuale netto:

Tabella 38 VAN

anno	NPV
0	-188600
1	-144114
2	-102532
3	-63664,9
4	-27335,5
5	6621,918
6	38362,29
7	68030,35
8	95761,39
9	121681,9
10	145910,1

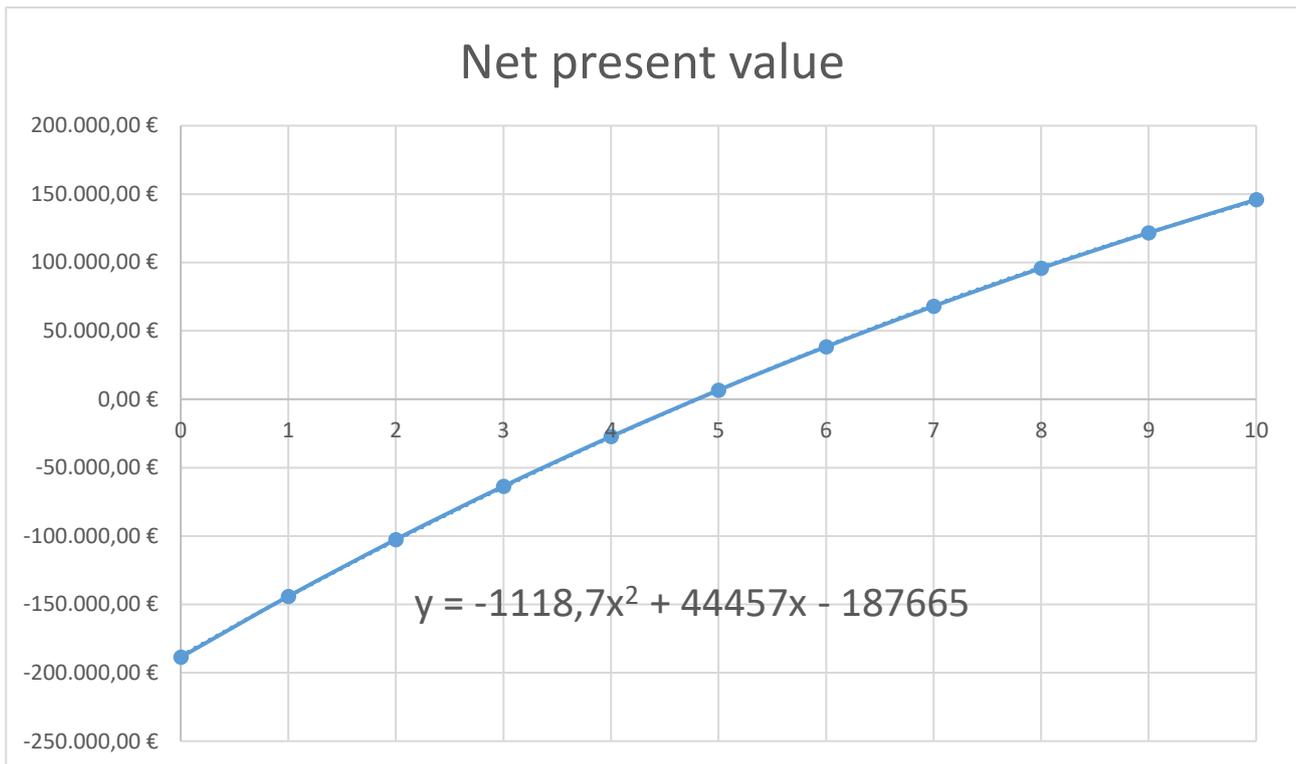


Figura 46 VAN

Valutato il valore attuale netto si deve infine calcolare il periodo di ritorno dell'investimento (PBT), ovvero periodo necessario perché i flussi di cassa compensino l'investimento fatto. Tale indice si trova come valore numerico tale per cui il VAN si annulla: 4,8 anni.

Questo risultato è sicuramente positivo ma deve comunque essere soggetto ad ulteriori analisi in quanto caratterizzato da:

- variazioni dei prezzi e dei consumi nel tempo;
- ipotesi sul calcolo del tasso di attualizzazione.

4.8 Collocazione unità cogenerativa

L'impianto cogenerativo deve essere realizzato nelle vicinanze dell'utenza termica, per cui lavora. L'esigenza nasce al fine di non estendere troppo le reti di distribuzione del calore. Tuttavia, tale necessità di fatto si scontra con la tendenza di collocare in luoghi distanti dai centri urbani o di lavoro per di limitarne l'esposizione alle emissioni in atmosfera. Gli impianti devono dunque essere dotati di sistemi di abbattimento degli inquinanti emessi allo scarico.

Capitolo 5 Conclusioni

L'obiettivo dell'elaborato è stato quello definire un metodo di diagnosi energetiche per presidi ospedalieri. Si è partiti da un'analisi preliminare per mezzo dei consumi riportati su bolletta, che ha mostrato una certa dipendenza tra consumi e temperatura media esterna. Una volta terminata questa fase i consumi sono stati analizzati più nel dettaglio con lo studio dei profili orari elettrici e giornalieri termici, confermando quanto visto in precedenza. La parte più ostica è stata la ricerca dei dati, che molto spesso possono venir meno. Inoltre ciò che è mancato è stato un censimento dei vari componenti presenti nella struttura, utile a rendere la diagnosi più precisa. Tuttavia, mediante CAD *as built* è stato possibile risalire ai dati ritenuti necessari.

La seconda parte dell'elaborato ha previsto come opportunità di miglioramento la messa in opera di un'unità cogenerativa. Si è pertanto passati da una breve introduzione su ciò che è la cogenerazione, per poi definire il dimensionamento del motore mediante profilo elettrico. Questa fase sarebbe stata più accurata se il dimensionamento fosse stato fatto sul profilo termico, ma la mancanza di dati orari non lo ha consentito. Infine, è stata svolta un'analisi di fattibilità economica dell'investimento basandosi su tassi fortemente variabili e soprattutto sulla forte ipotesi di considerare prezzi e consumi costanti anche per gli anni successivi al 2017. Ciò, ovviamente, rende il risultato ottenuto discutibile e soggetto ad ulteriori analisi che considerino in modo più approfondito i prezzi considerati.

Il lavoro svolto può sicuramente essere soggetto a sviluppi futuri, introducendo il meccanismo dei titoli di efficienza energetica che caratterizza un impianto CAR come quello del caso di studio. In questo modo si potrebbe anche ottenere un PBT inferiore, il che renderebbe l'investimento più interessante.

Bibliografia

1. <http://www.terna.it/>
2. *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*
3. *UNI CEI/TR 11428:2011-Gestione dell'energia. Diagnosi energetiche. Requisiti generali del servizio di diagnosi energetica*
4. *UNI EN 16247-1:2012 Energy Audits - Part 1: General Requirements*
5. *Circolare Ministero dei Lavori Pubblici del 22 novembre 1974, numero 13011- Requisiti fisico-tecnici per le costruzioni edilizie ospedaliere. Proprietà termiche, igrometriche, di ventilazione e di illuminazione*
6. *UNI 10339:1995-Impianti aeraulici ai fini di benessere. Generalità, classificazione e requisiti. Regole per la richiesta d'offerta, l'offerta, l'ordine e la fornitura*
7. *ASHRAE 170-2017, Ventilation of Health Care Facilities*
8. *UNI EN 12464-1:2011- Luce e illuminazione. Illuminazione nei posti di lavoro. Parte 1: Posti di lavoro interni*
9. *UNI 9182, Impianti di alimentazione e distribuzione d'acqua fredda e calda*
10. *Carta dei servizi, ASLTO1*
11. *M. Vio, Impianti di cogenerazione, Editoriale Delfino S.r.l., 2009*
12. *Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20, Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE*
13. *Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*
14. *Decreto ministeriale 4/08/2011, Promozione della cogenerazione*
15. *Decreto ministeriale 5 settembre 2011 - Regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento*
16. *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*
17. *Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione, del 12 ottobre 2015, che rivede i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore in applicazione della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio e che abroga la decisione di esecuzione 2011/877/UE della Commissione*
18. <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto>
19. <http://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/metodo-dcf-discounted-cash-flow140.htm>
20. <https://www.euribor.it/>
21. *A. Savaia, Ottimizzazione energetico-economica di un impianto di cogenerazione a servizio di un ospedale tramite simulazione dinamica [Tesi di laurea Magistrale, Politecnico di Torino a.a. 2017-2018]*

22. S. Ghedini, *Diagnosi energetica di un Presidio Ospedaliero: Metodologia standard e criticità riscontrate nell'analisi energetica del P.O. Martini di Torino* [Tesi di laurea Magistrale, Politecnico di Torino a.a. 2017-2018]
23. S. Crippa, *Studio dei consumi energetici in ambito ospedaliero* [Tesi di laurea Magistrale, Politecnico di Milano a.a. 2012-2013]
24. *Cogenerazione e Trigenerazione: dai principi fondamentali alle applicazioni, Dipartimento di Energetica, TERMOFLUIDODINAMICA applicata e Condizionamenti ambientali a.a 2012-2013*
25. *La Cogenerazione, Francesco Crudele, Davide Pagliarulo, Luigi Bianco, Francesco Fileti, Ennio Luciano*
26. Dott. Ing. Caredda, *Diagnosi energetica dell'azienda ospedaliera "G.Brotzu"* [Tesi di dottorato di ricerca a.a.2011-2012]
27. Dott. Ing. Blasi, *ENERGIE RINNOVABILI PER LA SALUTE: L'impianto di trigenerazione e sonde geotermiche per l'Ospedale San Giovanni Bosco di Napoli* [Tesi di dottorato di ricerca a.a.2011-2012]
28. ENEA, RSE, *Valutazione dei consumi nell'edilizia esistente e benchmark mediante codici semplificati: analisi di edifici ospedalieri, W. Grassi, D. Testi, E. Menchetti, D. Della Vista, M. Bandini, L. Niccoli, G. L. Grassini, G. Fasano*
29. GSE, *GUIDA CAR AGGIORNAMENTO, marzo 2018*
30. GSE, *Cogenerazione ad alto Rendimento, G. Susanna, maggio 2013*

Ringraziamenti

Per il lavoro svolto ci tengo anzitutto a ringraziare di tutto cuore il mio compagno di percorso Antonio, con cui ho condiviso gioie e dolori di questo elaborato e che mi ha dato una grande mano dinanzi a qualsiasi difficoltà. Altro sentito ringraziamento per il loro supporto e la loro compagnia va a Fabio e Sara.

Si ringrazia il professor Masoero, che in ogni difficoltà è sempre stato disponibile e disposto ad aiutarci.

Ringrazio Michel Noussan per il suo grande aiuto e la sua professionalità, così come l'Ing. Toniolo che a suo modo è sempre stato presente.

Un sentito grazie va anche all'ASL Città di Torino, che ci ha accolti e forniti di ogni comfort. A tal proposito un ringraziamento speciale va a Marvaso, punto di riferimento per il lavoro compiuto.

Infine, ringrazio tutta la mia famiglia onnipresente. Grazie per il supporto e l'amore con cui avete condito questo intenso percorso della mia vita.