



Ricerca di Sistema elettrico

MODELLAZIONE DI UN SISTEMA DI GENERAZIONE TERMICA SMART ACCOPPIATO CON SONDA GEOTERMICA

Relazione finale

Ing. Pier Francesco Orrù

Assistant Professor in Industrial Systems Engineering
Dept. of Mechanical, Chemical and Materials Engineering
University of Cagliari
E-mail: pforru@unica.it

Web: <http://people.unica.it/pierfrancescoorru/>

Sommario

Introduzione	4
1. Analisi dello stato dell'arte	6
1.1. Introduzione	6
1.2. Definizioni	8
1.3. Riferimenti normativi e legislativi	10
1.4. Sonde geotermiche a bassa entalpia	13
1.5. Accumulo elettrico	21
1.5.1. Batterie elettrochimiche	22
1.5.2. Veicoli elettrici	39
1.6. Life Cycle Assessment	47
1.7. Water Footprint Assessment	48
2. Caso di studio	58
2.1. Introduzione	58
2.2. Il Centro ricerche Sotacarbo	58
2.3. Impianti esistenti	64
2.3.1. Impianto di illuminazione	65
2.3.2. Impianto di climatizzazione	68
2.4. Sistema di monitoraggio dei consumi	70
2.5. Impianto fotovoltaico	71
2.6. Pozzo	76
2.6.1. Caratteristiche geologiche	78

RELAZIONE FINALE

2.6.2. Prova preliminare di portata.....	84
3. Analisi energetica.....	90
3.1. Introduzione.....	90
3.2. Consumi energetici.....	90
3.2.1. Bollette elettriche.....	90
3.2.1.1. Anno 2013.....	91
3.2.1.2. Anno 2014.....	95
3.2.1.3. Anno 2015.....	98
3.2.1.4. Anno 2016.....	102
3.2.1.5. Confronti.....	105
3.2.2. Dati di consumo elettrico quart'orari.....	110
3.2.3. Dati sistema di monitoraggio.....	125
3.3. Valutazione della prestazione energetica.....	153
3.3.1. Indicatori di prestazione energetica.....	153
3.3.2. Calcolo indicatori.....	153
3.3.3. Benchmark.....	154
3.3.4. Confronto indicatori-benchmark.....	155
3.4. Produzione impianto fotovoltaico.....	156
4. Pompa di calore accoppiata con sonda geotermica.....	157
4.1. Introduzione.....	157
4.2. Accumulo elettrico.....	157
4.3. Pompa di calore acqua-acqua.....	165
4.4. Sonda geotermica a bassa entalpia.....	167
4.4.1. Metodi di dimensionamento SGV.....	168
4.4.2. Dimensionamento SGV.....	174

RELAZIONE FINALE

4.4.3. Dimensionamento sonda ad acqua di falda.....	180
4.5. Micro-grid.....	183
5. Analisi economica ed ambientale	185
5.1. Introduzione.....	185
5.2. Analisi economica.....	185
5.2.1. Impianto fotovoltaico.....	186
5.2.2. Accumulo.....	188
5.2.3. Pompa di calore acqua-acqua e sonda geotermica.....	189
5.3. Life Cycle Analysis	193
5.3.1. Scenario attuale.....	194
5.3.2. Scenario con pompa di calore accoppiata con sonda geotermica ad acqua di falda.....	199
5.3.3. Scenario con pompa di calore accoppiata con sonda geotermica immersa nel terreno	203
5.3.4. Confronto scenari	207
5.4. Water Footprint Assessment.....	220
6. Analisi dei risultati e sviluppi futuri	223
6.1. Introduzione.....	223
6.2. Analisi dei risultati	223
6.3. Sviluppi futuri	225
Bibliografia.....	227

Introduzione

Quando si parla di energia sostenibile si intende fare riferimento alle politiche per lo sviluppo sostenibile promosse dall'Unione Europea (UE) in campo energetico.

L'Unione Europea esercita una competenza concorrente nei confronti delle politiche energetiche degli Stati membri, pertanto questi ultimi possono agire autonomamente solo se l'UE non interviene in quel determinato settore. Le politiche energetiche dell'UE hanno come obiettivo prioritario quello di affrontare i problemi legati all'aumento della domanda di energia, al suo approvvigionamento (in quanto l'Europa non è autosufficiente nella produzione di fonti energetiche primarie), e alla necessità di ridurre l'impatto ambientale connesso alla produzione e all'utilizzazione dell'energia.

La politica energetica dell'UE persegue sostanzialmente tre obiettivi prioritari:

- la sicurezza dell'approvvigionamento;
- la competitività;
- la sostenibilità.

Per attuare questa politica l'UE ha individuato alcuni obiettivi in materia di Clima ed Energia per i prossimi anni, in particolare da qui al 2050, che si articolano in passaggi progressivi definiti in una serie di documenti ufficiali e disposizioni normative ai quali si accompagnano gli impegni assunti dagli Stati membri a livello nazionale e internazionale.

Gli obiettivi fondamentali della strategia energetica europea riguardano:

- la riduzione delle emissioni di gas che producono l'effetto serra;
- l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili;
- il miglioramento dell'efficienza energetica.

RELAZIONE FINALE

Al fine di sostenere concretamente la realizzazione di tali obiettivi, l'Unione Europea ha previsto una serie di strumenti di mercato, finanziari, nonché una serie di strumenti normativi, legiferando nello specifico nei settori ad elevato consumo di energia, quali quello dell'edilizia, delle industrie manifatturiere, della conversione dell'energia e dei trasporti.

Tutte le organizzazioni, pubbliche o private, possono contribuire alle politiche per l'energia sostenibile adottando una serie di misure di efficientamento per conseguire un miglioramento delle proprie prestazioni energetiche.

Il progetto di ricerca in oggetto si propone di analizzare la fattibilità tecnica, economica ed ambientale dell'utilizzo di un sistema a pompa di calore del tipo acqua-acqua accoppiata con una sonda geotermica a bassa entalpia per la climatizzazione degli ambienti, posto a servizio della sede della Sotacarbo S.p.A. sita in Carbonia nella Grande Miniera Serbariu.

1. Analisi dello stato dell'arte

1.1. Introduzione

Migliorare le prestazioni energetiche degli edifici costituisce una condizionalità di fondamentale importanza per il raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Unione Europea, sia a breve sia a lungo termine, della strategia climatica comunitaria orientata verso un'economia a bassa intensità di carbonio entro il 2050.

L'Unione Europea ha promosso a questo proposito una serie di programmi, progetti e direttive, come la 2002/91/CE e la 2010/31/UE sul rendimento energetico degli edifici, la 2006/32/CE sui servizi energetici e la 2012/27/UE sull'efficienza energetica, con la finalità di mettere in campo strumenti, criteri e soluzioni armonizzate e condivise in materia di incremento dell'efficienza energetica degli edifici esistenti e nuovi.

Nel settore dell'edilizia, ad esempio, la direttiva 2010/31/UE rappresenta il principale strumento normativo a livello europeo per migliorare l'efficienza energetica dei fabbricati. Elemento fondamentale della direttiva è rappresentato dagli edifici a energia quasi zero (NZEB, Nearly Zero-Energy Building). Tutto ciò si inquadra nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) che fa dell'efficienza energetica la principale priorità attraverso l'istituzione di un programma particolarmente ambizioso per l'Italia, teso al superamento degli obiettivi europei al 2020, che fissa l'obiettivo di 15,5 Mtep di risparmio di energia finale al 2020, pari ad un risparmio del 24% rispetto allo scenario di riferimento europeo. L'incremento dell'efficienza energetica degli edifici e la transizione verso edifici a energia quasi zero costituisce un obiettivo prioritario per il nostro Paese che viene perseguito grazie a una molteplice gamma di misure di regolazione e incentivazione.

In questo contesto deve inquadrarsi qualunque studio per l'elaborazione di un Sistema di Gestione dell'Energia secondo quanto viene descritto da una specifica norma internazionale, la ISO 50001, la cui versione ufficiale italiana è la UNI CEI EN ISO 50001

RELAZIONE FINALE

"Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso". La norma specifica i requisiti per creare, avviare, mantenere e migliorare un sistema di gestione dell'energia. L'obiettivo di tale sistema è di consentire ad un'organizzazione di perseguire, con un approccio sistematico, il miglioramento continuo della propria prestazione energetica comprendendo in questa l'efficienza energetica nonché il consumo e l'uso dell'energia.

Il progetto di ricerca in oggetto si propone di sviluppare il modello di una *micro-grid* per la gestione ottimale del sistema di produzione dell'energia posto a servizio della sede della Sotacarbo S.p.A. sita in Carbonia nella Grande Miniera Serbariu.

I componenti che potranno fare parte del sistema di produzione e accumulo saranno i seguenti:

- Pompa di calore reversibile (funzionamento in riscaldamento e raffrescamento)
- Sonda geotermica (verticale, ad acqua di falda)
- Impianto fotovoltaico
- Sistema di accumulo termico (boiler, "packed-bed")
- Sistema di accumulo elettrico (batterie, auto elettriche)
- Sistema di gestione della micro-grid

Il sistema di generazione termica prevede l'accoppiamento di una pompa di calore reversibile (per il funzionamento in riscaldamento e raffrescamento) del tipo acqua-acqua, che sarà accoppiata con una sonda geotermica (verticale annegata nel terreno oppure ad acqua di falda). L'utilizzo della sonda geotermica come sorgente di scambio (serbatoio termico) in luogo dell'aria esterna consente di ottenere molteplici benefici dal punto di vista energetico, economico ed ambientale. Infatti, la sorgente secondaria è caratterizzata da una temperatura che si mantiene pressoché costante durante l'anno: in inverno si determina, pertanto, una temperatura di scambio maggiore rispetto a quella esterna; in estate, al contrario, la temperatura della sorgente secondaria risulta essere inferiore rispetto a quella dell'aria esterna. Questo si traduce in rendimenti di funzionamento della pompa di calore associata maggiori rispetto a quelli ottenibili da una pompa di calore aria-aria che scambia con l'ambiente esterno.

RELAZIONE FINALE

Ciò comporta, conseguentemente, minori consumi di energia primaria con annessa riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera. Tale misura fornisce un contributo importante per il perseguimento degli obiettivi del Piano 20 20 20 stabilito dall'Unione Europea.

La presenza di un accumulo termico permetterà di ottimizzare il sistema sia dal punto di vista impiantistico (taglia minore del sistema di produzione termica), sia da quello gestionale (funzionamento della pompa di calore slegata dalla richiesta dell'utenza).

L'accumulo elettrico consente invece di aumentare la quota di autoconsumo, limitando la quantità di energia scambiata con la rete.

1.2. Definizioni

Di seguito si riportano le definizioni tratte integralmente dalla norma ISO 50001:

- Energia: elettricità, combustibili, vapore, calore, aria compressa ed altri mezzi simili.
 - Nota 1) Ai fini della presente norma internazionale, il termine energia fa riferimento alle varie forme di energia, incluse le rinnovabili, che possono essere acquistate, immagazzinate, trattate, utilizzate in apparecchiature o in processi, o recuperate.
 - Nota 2) L'energia può essere definita come la capacità di un sistema di produrre attività esterna o produrre lavoro.
- Consumo di riferimento (*energy baseline*): riferimento quantitativo che fornisce una base di confronto per le prestazioni energetiche.
 - Nota 1) Un consumo di riferimento riflette un periodo di tempo specificato.
 - Nota 2) Un consumo di riferimento può essere normalizzato utilizzando variabili che influenzano l'uso dell'energia e/o il suo consumo così come il livello di produzione, i gradi giorno (temperatura esterna), ecc.
 - Nota 3) Il consumo di riferimento è anche utilizzato per il calcolo dei risparmi energetici, come riferimento prima e dopo l'implementazione di azioni per il miglioramento delle prestazioni energetiche.
- Consumo energetico: quantità di energia utilizzata.

RELAZIONE FINALE

- Efficienza energetica: rapporto o altra relazione quantitativa tra i risultati in termini di prestazioni, servizi, beni o energia, e l'immissione di energia. Esempio: Efficienza di conversione, energia richiesta/energia utilizzata, output/input, energia teorica utilizzata per funzionare/energia utilizzata per funzionare.
 - Nota) Sia l'input che l'output sono chiaramente da specificare in quantità e qualità ed essere misurabili.
- Sistema di gestione dell'energia (SGE): insieme di elementi correlati o interagenti per stabilire una politica energetica e obiettivi energetici, e processi e procedure per conseguire tali obiettivi.
- Gruppo di gestione dell'energia: persona(e) responsabile(i) per l'effettiva implementazione delle attività del Sistema di gestione dell'energia e per il raggiungimento del miglioramento della prestazione energetica.
 - Nota) La dimensione e la natura dell'organizzazione, e le risorse disponibili, determineranno la dimensione del gruppo. Il gruppo può essere costituito da una persona, per esempio il rappresentante della direzione.
- Obiettivo energetico: prodotto o risultato specifico stabilito al fine di adeguarsi alla politica energetica dell'organizzazione collegato ad un miglioramento della prestazione energetica.
- Prestazione energetica: risultati misurabili collegati all'efficienza energetica (3.8), all'uso dell'energia (3.18) e al consumo dell'energia (3.7).
 - Nota 1) Nel contesto di un sistema per la gestione dell'energia, i risultati possono essere misurati confrontandoli alla politica energetica dell'organizzazione, agli obiettivi, ai traguardi e ad altri requisiti di prestazione energetica.
 - Nota 2) La prestazione energetica è un componente della prestazione del sistema di gestione dell'energia.
- Indicatore di prestazione energetica (EnPI): valore o misura quantitativa della prestazione energetica così come definito dall'organizzazione.
 - Nota) Indicatori di prestazione energetica potrebbero essere espressi come numeri semplici, rapporti o modelli più complessi.
- Politica energetica: dichiarazione dell'organizzazione delle sue complessive

RELAZIONE FINALE

intenzioni e orientamenti collegata alle sue prestazioni energetiche così come espressa formalmente dall'alta direzione.

- Nota) La politica energetica rende disponibile uno schema di riferimento per l'azione e per la determinazione degli obiettivi energetici e dei traguardi energetici.
- Analisi energetica: determinazione della prestazione energetica dell'organizzazione basata su dati ed altre informazioni tali da portare all'identificazione di opportunità di miglioramento.
- Nota) In altre norme regionali o nazionali, concetti come l'identificazione e l'analisi di aspetti energetici o di profili energetici sono inclusi nel concetto di analisi energetica.

1.3. Riferimenti normativi e legislativi

Di seguito si riporta un elenco delle principali direttive europee sull'efficienza energetica:

- Direttiva 2012/27/UE del 25 ottobre 2012 (che ha modificato le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/08/CE e 2006/32/CE).
- Direttiva 2010/31/UE del 19 maggio 2010 (che ha rielaborato la direttiva 2002/91/CE).
- Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009.
- Direttiva 2006/32/CE del 17 maggio 2006 (sostituita dalla Direttiva 2012/27/UE).
- Direttiva 2004/08/CE dell'11 febbraio 2004 (sostituita dalla Direttiva 2012/27/UE).
- Direttiva 2002/91/CE del 16 dicembre 2002 (rielaborata alla Direttiva 2010/31/UE).
- Direttiva 2005/32/CE del 6 luglio 2005.
- Direttiva 92/75/CE del 22 settembre 1992.
- Direttiva 2000/55/CE del 18 settembre 2000.
- Direttiva 96/57/CE del 3 settembre 1996.
- Direttiva 92/42/CE del 21 maggio 1992.

RELAZIONE FINALE

I riferimenti circa il quadro normativo italiano in materia di efficienza energetica sono rappresentati dalle seguenti disposizioni che nel corso degli anni hanno regolamentato questo settore:

- Legge 10 del 9 gennaio 1991 - Norme per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- D.P.R. 26 agosto 1993, n. 412 - Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10.
- D.P.R. 21 dicembre 1999, n. 551 - Regolamento recante modifiche al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, in materia di progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia.
- D.M. 20 luglio 2004 - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79.
- D.M. 20 luglio 2004 - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all' art. 16, comma 4, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164.
- D.Lgs. 19 agosto 2005 n. 192 e s.m.i. - Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- D.Lgs. 29 dicembre 2006 n. 311 - Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- D.M. 21 dicembre 2007 - Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.
- D.Lgs. 30 maggio 2008 n. 115 - Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della

RELAZIONE FINALE

direttiva 93/76/CEE.

- D.P.R. 2 aprile 2009 n. 59 - Regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 7, lettere a) e b), del Decreto Legislativo 79 agosto 2005, n. 792, concernente attuazione della Direttiva 2002/97/CE sul rendimento energetico in edilizia.
- D.M. 26 giugno 2009 Ministero dello Sviluppo Economico - Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici.
- D.Lgs. 29 marzo 2010 n. 56 - Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 775, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazioni della direttiva 93/76/CEE.
- D.Lgs. 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 2007/77/CE e 2003/30/CE.
- D.M. 22 novembre 2012 Ministero Sviluppo Economico - Modifica dell'Allegato A del decreto legislativo 79 agosto 2005, n. 792, recante attuazione della direttiva 2002/97/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- D.M. 22 novembre 2012 Ministero Sviluppo Economico - Modifica del decreto 26 giugno 2009, recante "Linee guida per la certificazione energetica degli edifici".
- D.M. 28 dicembre 2012 - Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi.
- D.M. 28 dicembre 2012 - Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni ("Conto termico").
- D.P.R. 75 del 13 aprile 2013 - Regolamento recante disciplina dei criteri di accreditamento per assicurare la qualificazione e l'indipendenza degli esperti e degli organismi a cui affidare la certificazione energetica degli edifici, a norma dell'articolo 4, comma 7, lettera c), del decreto legislativo 79 agosto 2005, n. 792.
- Legge 90 del 3 agosto 2013 - Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 4 giugno 2013, n. 63, recante disposizioni urgenti per il recepimento della

RELAZIONE FINALE

Direttiva 2070/37 /UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale.

- D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102 - Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2018/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.
- D.M. 26 giugno 2015 Ministero dello Sviluppo Economico - Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.
- D.M. 26 giugno 2015 Ministero dello Sviluppo Economico - Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici.
- D.M. 26 giugno 2015 Ministero dello Sviluppo Economico - Adeguamento del decreto del Ministro dello sviluppo economico, 26 giugno 2009 - Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici.

1.4. Sonde geotermiche a bassa entalpia

L'accoppiamento di una pompa di calore con una sonda geotermica annegata nel terreno permette diversi vantaggi rispetto allo scambio in aria esterna. Infatti, dopo pochi metri di profondità, il suolo è caratterizzato da una temperatura che si mantiene pressoché costante durante l'anno. Rispetto allo scambio in aria esterna, in inverno si determina, pertanto, una temperatura di scambio maggiore rispetto a quella esterna; in estate, al contrario, la temperatura della sorgente secondaria risulta essere inferiore rispetto a quella dell'aria esterna. Questo, pertanto, determina un maggiore rendimento di funzionamento rispetto a quello ottenibile con una pompa di calore che scambia con l'ambiente esterno, con conseguenti migliori prestazioni dal punto di vista energetico, economico ed ambientale. Queste sonde sono dette "a bassa entalpia" per distinguerle da quelle "ad alta entalpia" che sono, invece, caratterizzate dallo sfruttamento di zone subsuperficiali a temperatura elevata.

RELAZIONE FINALE

Dal punto di vista costruttivo le sonde geotermiche possono essere distinte in due tipologie principali:

- Orizzontali;
- Verticali.

Ciascuna tipologia possiede differenti vantaggi e svantaggi e la scelta spetterà al progettista in base al particolare caso di specie.

Tipicamente, si lavora con sonde geotermiche verticali, poiché esse sono meno dipendenti dalle oscillazioni di temperatura, a parità di scambio termico richiedono una superficie per l'installazione minore rispetto alle altre tipologie e necessitano di una minore lunghezza del tubo, con un minore consumo energetico per il pompaggio del fluido termovettore; inoltre, possiedono una efficienza energetica maggiore.

Le sonde orizzontali, a loro volta, consentono di abbassare i costi d'installazione, poiché i tubi vengono interrati ad una profondità inferiore a 2 m (rispetto all'installazione delle sonde verticali, dove le profondità superano 100 m); inoltre, la presenza di carichi termici sbilanciati tra la stagione estiva e quella invernale permette di limitare la deriva termica del terreno dovuta al piccolo scambio termico tra le sonde ed il suolo rispetto a quello sulla superficie del terreno, dovuto ai contributi delle radiazioni solari e dell'aria (Strazzabosco, 2014).

Se le limitate profondità da raggiungere rappresentano un vantaggio a livello economico, rappresentano anche uno svantaggio a livello pratico, perché la messa in posa di tali sonde necessiterà di un'ampia area di terreno per l'installazione; inoltre, l'efficienza del sistema potrebbe diminuire a causa dell'influenza delle fluttuazioni termiche stagionali (Bistosini, 2012).

Una soluzione alternativa è quella che consiste nell'inserimento di un sistema di sonde geotermiche nei pali di fondazione di un edificio. Naturalmente, tale soluzione può essere adottata durante la fase di costruzione. In fase di progettazione si dovrà tenere adeguatamente conto dell'utilizzo anche energetico delle fondazioni, prevedendo profondità e distanze sufficienti all'installazione delle sonde. Bisognerà, inoltre, evitare che le sollecitazioni termiche connesse alla presenza delle sonde provochino un

RELAZIONE FINALE

deterioramento delle proprietà meccaniche dei pali, che devono sopportare i carichi della struttura sovrastante (Tinti, 2008).

Rispetto alle tipologie precedenti, dove il fluido termovettore è, in genere, una miscela di acqua e glicole che percorre un circuito chiuso, esistono anche sonde geotermiche che utilizzano direttamente l'acqua: quella di un bacino oppure quella di una falda. Dopo aver scambiato calore con la pompa di calore, essa dovrà essere successivamente reimpressa in falda o nel bacino, oppure smaltita. Il vantaggio di tale configurazione risiede nel fatto che se la falda si trova a basse profondità si riduce il costo per la trivellazione o l'escavazione, che costituisce la principale voce di costo per, rispettivamente, le sonde verticali ed orizzontali. Nessun costo è naturalmente dovuto in caso di sfruttamento dell'acqua di un bacino.

Il primo rudimentale studio sull'utilizzo del suolo come fonte di calore (Ball et al., 1983) risale al 1912, ma i primi studi concreti sullo sviluppo di una sonda geotermica verticale (SGV) per la produzione di calore sono risalenti al primo dopoguerra e furono effettuati in Canada e negli USA. Tali studi erano finalizzati a smaltire il calore generato nei depositi di scorie nucleari; in tempi successivi, le sonde geotermiche verticali trovarono le prime applicazioni anche nei settori residenziale e industriale.

Fra il 1946 e il 1953, alcuni progetti furono sviluppati negli USA sotto supervisione dell'AEICEEI (Association of Edison Illuminating Companies, Edison Electric Institute) per l'accoppiamento di una pompa di calore col suolo. Essi miravano a indagare vari parametri, quali: dimensione e spaziatura dei tubi dello scambiatore, profondità di posa dei tubi nel terreno e loro interazioni col terreno circostante. A tal fine, furono installate termocoppie nel suolo per il monitoraggio in tempo reale dei parametri funzionali per le varie configurazioni impiantistiche considerate: temperatura ed estrazione di calore. Per le SGO (sonde geotermiche orizzontali) si scelsero tubi di rame, mentre, per le SGV, furono adottati tubi di acciaio. La AEICEEI giunse a definire una lunghezza del tubo fra 61 e 122 m come dimensione necessaria per tonnellata di capacità termica installata (3,52 kW), posizionati a 1,2 m di profondità e distanza (Ball et al., 1983).

Risale al 1947 la teoria del "diametro equivalente" per le SGV (Ingersoll et al., 1955): un tubo a U fu ricondotto ad una unica sorgente cilindrica di dimensione equivalente.

RELAZIONE FINALE

Il modello risultava preciso per tubi sottili, ma lo era meno per tubi di dimensioni ≥ 50 mm e si discostava notevolmente dalla realtà per tubi a U.

Nel 1962 (Deng, 2004), Raphael sviluppò un modello analitico dell'andamento del profilo di temperatura in uno specchio d'acqua. Tale studio non prese in considerazione la stratificazione termica del bacino, in quanto si pensava che la distribuzione di temperatura fosse influenzata solamente dai moti convettivi.

Gli studi di Carl D. Orio sull'utilizzo dell'acqua di falda per scopi geotermici iniziarono negli anni '70 dello scorso secolo e sono proseguiti sino ai tempi più recenti. Egli applicò il teorema di Kelvin sulla distribuzione del calore, per un solido omogeneo semifinito a temperatura iniziale uniforme, nel quale la distribuzione del calore avviene attorno a una linea immaginaria. Il teorema, purtroppo, non era adeguato per le applicazioni nei pozzi, dove il calore si trasferisce al suo interno mediante convezione, conduzione e avvezione e, pertanto, non permetteva di rappresentare correttamente l'effetto del flusso idrico della falda sulle prestazioni del sistema geotermico.

In quegli anni, Jobson propose un modello matematico di dispersione del calore per le centrali termoelettriche, ma anche tale sistema non considerava la stratificazione termica entro il corpo idrico (Spitler, 2005).

Dal 1974, a seguito dell'aumento del prezzo del petrolio, l'attenzione in Europa per le sonde geotermiche si sposta da quelle orizzontali a quelle verticali, che non richiedono ampie superfici. Alla fine degli anni '70, nuovi studi sull'accoppiamento sonda-terreno furono sviluppati per un accoppiamento a collettori solari.

A partire dal 1979, Bose studiò quello che fu definito "geothermal well system", cioè pozzo geotermico. Nel sistema di Bose, il pozzo era impermeabile alle infiltrazioni di acqua piovana ed era, dunque, alimentato solamente dalla falda. L'importanza degli studi di Bose risiedono nel fatto che fu il primo a comprendere l'importanza di uno scarico dell'acqua emunta e utilizzata nell'impianto, a valle del pozzo, per evitare l'innesco di cortocircuiti termici ma, viceversa, non tenne conto del fatto che nel tempo si poteva giungere ad una temperatura dell'acqua molto simile a quella dello scambiatore della pompa di calore (Bose et al., 1979-1980; Bose, 1988).

Gli Standing Column Wells (SCW) sono stati poco utilizzati sino all'avvento delle pompe di calore geotermiche e, solo di recente, stanno ricevendo più attenzione, a causa delle

RELAZIONE FINALE

loro prestazioni superiori in regioni con condizioni idrologiche e geologiche adeguate (Orio, 1994-1998-1999; Yuill e Mikler, 1995; Spitler et al., 2002) e spazio orizzontale limitato.

Nei primi anni '80, Oliver e Braud (1981) proposero un modello analitico di trasferimento del calore nel pozzo, sulla base di indagini condotte su un pozzo profondo 154 m, accoppiato ad un refrigeratore da 7 kW_t. Di tale studio, però, si evidenziarono successivamente i limiti, derivanti dall'aver escluso l'effetto positivo della circolazione dell'acqua di falda, grazie ad uno scarico parziale del fluido vettore circolante nello scambiatore della pompa di calore. In tale studio, il pozzo fu equipaggiato con due tubi concentrici e furono prodotte le soluzioni numeriche del campo di temperatura, in condizioni di flusso di calore stazionario, con ipotesi di trasferimento del calore per sola conduzione (Braud et al., 1983).

Uno studio pionieristico sulla fattibilità di utilizzare tali corpi idrici per la dissipazione del calore degli edifici fu effettuato da Cantrell e Wepfer (1984), i quali svilupparono un modello numerico che calcolava il potenziale dissipativo di corpi idrici superficiali (quali gli stagni) utilizzati per pompe di calore ad acqua superficiale (SWHP, Surface Water Heat Pumps). Il modello utilizzava condizioni meteo e carichi termici dell'edificio come dati di input e stimava la temperatura del corpo idrico superficiale mediante un bilancio energetico, ma ignorava ancora la stratificazione termica del corpo idrico. Il modello di Cantrell e Wepfer mostrava che un corpo stagnale di 12 m² di superficie e di 3 m di profondità poteva assorbire 3516 kWh di energia termica in un ciclo giornaliero, con un incremento massimo di temperatura pari a 2,8 °C.

Gli SCW prevedono quattro diverse configurazioni (Ng et al., 2009):

- Open loop;
- Closed loop;
- Open to reinjection;
- Arrangement with bleeding.

Questi sistemi derivano tecnicamente dal circuito aperto su pozzo singolo, che ricircola l'acqua sotterranea dal pozzo all'edificio mediante due colonne a fondo aperto,

RELAZIONE FINALE

posizionate concentricamente. Studi condotti da Yavuzturk e Chiasson (2002), Deng et al. (2006), hanno confermato che gli SCW portano ad una riduzione significativa della profondità richiesta del foro se confrontati con i sistemi Closed loop con scambiatore di calore realizzato come unico tubo a U, con un incremento del trasferimento di calore grazie al miglioramento del flusso idrico sotterraneo in ingresso e in uscita dal pozzo con adozione di colonne a fondo aperto. Inoltre, è stato dimostrato che il sistema “arrangement with bleeding” ha una performance maggiore rispetto agli altri, in quanto una parte dell’acqua di sistema (10%÷15%) viene scaricata, anziché essere ricircolata totalmente nel SCW, per indurre un flusso idrico sotterraneo e mantenere nel pozzo la temperatura anche a lunga distanza.

Si assumono varie strategie per controllare il “bleeding”. Tipicamente, il flusso di bleeding è compreso tra il 5% e il 25% del flusso totale pompato (Spitler et al., 2002) e può essere variato per ridurre il volume di acqua scaricata (Nguyen et al., 2015a). Il controllo del bleeding è normalmente eseguito in base alla differenza di temperatura all’interno delle GSHP o della temperatura della *dead-band*. Per il controllo della *dead-band*, il bleeding è innescato quando la temperatura dell’acqua in entrata EWT (Entering Water Temperature) raggiunge circa 5 °C nel processo di riscaldamento e 30 °C in modalità di raffreddamento.

Anche se non è ancora stato riportato in letteratura per lo specifico caso dell’SCW, l’uso di controlli predittivi basati sulle previsioni meteo potrebbe risultare utile per attivare il bleeding e portare il pozzo ad una temperatura più adatta prima degli eventi di picco. Le pompe sommerse a velocità variabile possono essere utilizzate per modulare e ridurre il pompaggio totale quando i GSHP funzionano a carico parziale. Inoltre, se il sistema è composto da più pozzetti che operano a carico parziale, possono essere previste operazioni sequenziali di un SCW per ridurre l’energia di pompaggio (Koenig, 2010). È stato dimostrato che le strategie di controllo del bleeding sono una caratteristica fondamentale per il mantenimento, nei suoi limiti operativi, della EWT nella pompa di calore (Spitler et al., 2002; Deng, 2004; Choi et al., 2012; Nguyen et al., 2015a), soprattutto durante i periodi di massimo carico. Quando il bleeding viene attivato, il flusso d’acqua sotterraneo indotto permette l’aumento immediato dell’efficienza termica dell’SCW, in quanto l’avvezione diventa il meccanismo

RELAZIONE FINALE

dominante di trasporto del calore; l'effetto del bleeding sul consumo energetico è importante, poiché influenza, di fatto, la profondità e il diametro della SCW (Pasquier et al., 2016).

Per semplicità, la maggior parte dei contributi scientifici ha assunto che l'acquifero circostante all'SCW sia omogeneo e isotropico. Sotto questa ipotesi, il flusso delle acque sotterranee indotto dal bleeding è quasi uniforme lungo la parete del foro, ma non risulta realistico per quanto riguarda la profondità di quest'ultimo; infatti, quando si procede alla perforazione del basamento roccioso, è comune intercettare zone di frattura che potrebbero influenzare le prestazioni del sistema SCW (Pasquier et al., 2016).

L'effetto della zona di frattura sulla performance dell'SCW fu affrontato per la prima volta da Deng (2004) e da Deng et al. (2006) con un modello monodimensionale semplificato e, successivamente, da Ramesh e Spitler (2012) con un modello quasi-bidimensionale.

Nguyen et al. (2015b) svilupparono e accoppiarono all'SCW un TRCM (*Thermal Resistance and Capacity Model*), in modo tale da studiare l'influenza del flusso di acqua sotterranea in presenza di una singola zona di frattura orizzontale al centro dell'acquifero. Gli studi precedentemente esposti hanno osservato che una frattura può avere un significativo effetto benefico sulla prestazione di un SCW; infatti, per una conducibilità idraulica fissa, il vantaggio è proporzionale al rapporto tra conducibilità idraulica della frattura e della matrice porosa.

Da un punto di vista pratico, condurre indagini idrogeologiche per ricercare zone con frattura risulterebbe troppo costoso per la progettazione di sistemi SCW; tuttavia, la presenza di zone fratturate risulterà sempre benefica per il sistema, rappresentando un fattore di sicurezza per i progettisti (Pasquier et al., 2016).

Recenti studi sui sistemi SCW hanno evidenziato che le variazioni della geochimica delle acque sotterranee, causate dai cambiamenti di temperatura e dal degassamento della CO₂, possono favorire la precipitazione di minerali nel pozzo, nell'apparecchiatura associata e nella falda acquifera, con potenziali problemi operativi (Eppner et al., 2017). Le simulazioni effettuate, avvalendosi di un modello idro-termo-geochimico applicato ad un SCW in configurazione tipica e prevedendo un determinato tasso di reazione

RELAZIONE FINALE

della calcite (CaCO_3), indicano che le precipitazioni, fortemente dipendenti dalla temperatura, si verificano principalmente all'entrata del pozzo nella stagione estiva. Inoltre, quando il pozzo non è perfettamente sigillato, il degassamento può aumentare la precipitazione fino al 33%. Applicando un bleeding costante del 10%, si può evitare l'intasamento della frattura. Si può affermare che il maggiore rischio di precipitazione si verifica quando il sistema SCW è soggetto a degassamento azionato con un bleeding e installato in un acquifero fratturato (Eppner et al., 2017).

Per quanto riguarda gli scambiatori, allo stato attuale, la più classica configurazione è quella a forma di U, composta da due tubi plastici, uno di mandata e uno di ritorno, di diametro esterno compreso fra 30 e 40 mm, interrati in un pozzo e collegati tra loro nella parte terminale del tubo a formare una tubazione ad U (Bistosini, 2012).

La soluzione a singola U presenta meno problematiche in assoluto, grazie alla semplicità di maneggevolezza e alla praticità di installazione (Macrì, 2011).

Il materiale utilizzato per le sonde si differenzia per la resistenza e la conducibilità del terreno. Le prime sonde erano di tipo metallico e furono sostituite successivamente, a causa dell'elevata probabilità di corrosione, da sonde in polietilene ad alta densità termosaldato, congiunte alla base con un raccordo a U, mediante saldatura, le quali rappresentano la soluzione più comune. Tecnicamente più avanzate e di costo superiore sono le sonde in polietilene reticolato ad alta pressione, stabilizzate con raggi ultravioletti, che possiedono una resistenza meccanica superiore e un range di temperatura di funzionamento maggiore. Una seconda configurazione è quella a doppia U: la sonda è composta da due coppie di tubi, di mandata e di ritorno, collegati alle estremità a formare due tubazioni a U. Questa configurazione possiede due vantaggi sostanziali rispetto alla configurazione singola: il primo è dato dal fatto che, essendo i due circuiti svincolati nel pozzo, esiste sempre la possibilità di circolazione del fluido anche nel caso in cui un tubo presenti una occlusione (anche se questo tipo di problema si verifica raramente), continuando a fornire potenza, seppur ridotta, alla pompa di calore e garantendo il funzionamento del sistema; l'altro vantaggio è relativo alla minore resistenza termica del pozzo a parità di portata rispetto ad una sonda a singola U. Inoltre, i tubi sono di diametro inferiore e, di conseguenza, si ha uno scambio termico migliore con il terreno (Tinti, 2008).

RELAZIONE FINALE

Un'altra configurazione possibile, rispetto alla classica configurazione a U, è data dagli scambiatori coassiali. Le sonde di tipo coassiale presentano un tubo interno di ritorno in polietilene ad alta densità o in polipropilene (PPR 80) e un tubo esterno di mandata in acciaio (Bistosini, 2012). Questi ultimi possono essere di due tipologie: chiusi o aperti. Gli scambiatori coassiali chiusi, restituendo al pozzo una resistenza termica superiore ed essendo la loro costruzione più costosa rispetto ai tubi a U, fanno propendere la scelta realizzativa su questi ultimi. Gli scambiatori coassiali aperti, nei quali il fluido termovettore è a diretto contatto con la roccia, rappresentano la soluzione intermedia fra le sonde verticali e il sistema aperto con acqua di falda (Tinti, 2008).

Il materiale maggiormente utilizzato per la realizzazione delle sonde è il polietilene reticolato ad alta pressione, per le caratteristiche di scambio termico e resistenza termica viste precedentemente. Al giorno d'oggi, la maggior parte delle installazioni utilizza sonde in PEAD, PE 100 (PN 10/16) (Basta, 2007).

1.5. Accumulo elettrico

L'utilizzo di un accumulo (o storage) elettrico consente di limitare il *mismatching* tra la produzione dell'impianto fotovoltaico e la richiesta da parte delle utenze, aumentando la quotaparte di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene autoconsumata.

Infatti, lo storage è in grado di accumulare l'energia elettrica nei momenti di sovrapproduzione dell'impianto fotovoltaico rispetto ai consumi delle utenze e, viceversa, fornisce ad esse l'energia quando l'impianto fotovoltaico non produce, oppure produce in misura minore rispetto a quanto richiesto. In questo modo una quotaparte della sovrapproduzione dell'impianto fotovoltaico non viene immessa in rete, ma accumulata e consumata in momenti differiti.

In generale, l'accumulo dell'energia elettrica può essere effettuato tramite le seguenti modalità:

- Power-to-power: converte l'energia elettrica in energia meccanica o chimica, la accumula e poi la riconverte in energia elettrica; nel primo caso, esempi di tale

RELAZIONE FINALE

modalità sono i sistemi di pompaggio (PHS, Pumped Hydro Storage) e ad aria compressa (CAES, Compressed Air Energy Storage) mentre, nel secondo caso, è previsto l'utilizzo di batterie elettrochimiche;

- Power-to-mobility: determina lo stoccaggio dell'energia elettrica nelle batterie di veicoli elettrici;
- Power-to-heat: l'energia elettrica viene trasformata in energia termica e accumulata in appositi tank;
- Power-to-fuel/gas: in questo caso l'energia elettrica viene trasformata in un altro combustibile come, ad esempio, l'idrogeno.

Nel caso in oggetto saranno analizzate le modalità power-to-power (con batterie) e power-to-mobility.

1.5.1. Batterie elettrochimiche

Le batterie elettrochimiche accumulano energia elettrica sotto forma di energia chimica. Il funzionamento di tali batterie avviene all'interno di un circuito elettrico, sia in fase di carica, sia in fase di scarica. Gli elementi caratteristici di una batteria sono:

- Anodo: in tale elettrodo risiede la materia attiva nello stato di carica;
- Catodo: in tale elettrodo si realizza il moto degli ioni positivi durante la fase di scarica;
- Elettrolita: è una sostanza che separa gli elettrodi e possiede la proprietà di conduzione degli ioni positivi dall'anodo verso il catodo e di isolamento per gli elettroni.

Durante la fase di scarica, all'anodo avvengono reazioni di ossidazione che portano il materiale componente a dividersi in ione positivo ed elettroni, i quali percorrono il circuito elettrico esterno, dando luogo al passaggio di corrente. Lo ione positivo percorre l'elettrolita verso il catodo, reagendo con la materia attiva secondo una reazione di riduzione. La tensione risultante della batteria dipende dal potenziale di riduzione di anodo e catodo, calcolata in funzione del potenziale di riduzione standard

RELAZIONE FINALE

dell'idrogeno, assunta come riferimento.

Il potenziale di riduzione E per una semicella rappresenta la differenza di potenziale prodotta. Per misurare la tensione finale della pila elettrochimica si somma la tensione della semireazione di ossidazione all'anodo alla tensione della semireazione di riduzione al catodo:

$$E_{pila} = E_{anodo} - E_{catodo}$$

È possibile costruire un pacco batteria di tensione e capacità richieste, unendo più celle elementari in serie o in parallelo: per celle disposte in serie, si sommano le tensioni, mentre per celle disposte in parallelo, si sommano le capacità.

I parametri fondamentali che determinano la qualità di una batteria sono:

- tensione prodotta ai capi degli elettrodi;
- capacità: quantità di carica elettrica misurata in amperora (Ah), ottenuta dalla scarica completa dell'accumulatore e dipendente dalla quantità di materiale chimico utilizzato;
- resistenza interna: determina l'intensità di corrente e le perdite di potenza a circuito chiuso;
- stabilità: efficacia della batteria nell'impedire il fenomeno dell'autoscarica, che avviene quando le sostanze reagiscono a circuito aperto, causando un aumento di temperatura e la perdita della carica;
- efficienza energetica: rapporto tra l'energia ceduta nella scarica e quella spesa nella carica;
- efficienza di accumulo di carica: rapporto tra la carica teoricamente accumulabile e quella effettivamente accumulata;
- effetto memoria: sensibilità della batteria a cicli di carica e scarica parziali;
- sicurezza dell'operatore: pericolo di tossicità e di rilascio di gas esplosivi;
- impatto ambientale;
- durata di vita: viene misurata in numero di cicli di carica e scarica;
- costo.

RELAZIONE FINALE

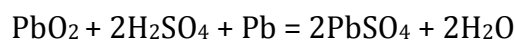
La distinzione fra batterie elettrochimiche riguarda l'elemento presente all'anodo, in quanto da esso dipendono le principali caratteristiche energetiche ed operative della batteria. In secondo luogo, si considerano gli elementi costituenti il catodo e l'elettrolita.

Le principali tipologie di batteria elettrochimica sono:

- Batterie al piombo;
- Batterie al nichel;
- Batterie agli ioni di litio;
- Batterie metallo-aria;
- Batterie al sodio;
- Batterie di flusso.

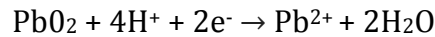
Le batterie al piombo sono le più comuni in quanto hanno prestazioni energetiche accettabili e costi limitati. L'impiego più diffuso è relativo ai casi nei quali non si verifica una limitazione del peso complessivo (es. impianti stazionari, avviamento per autoveicoli).

La reazione chimica di funzionamento di tale batteria è la seguente:



La reazione avviene da sinistra verso destra nella fase di scarica e da destra verso sinistra nella fase di carica. Nel caso di batteria in carica completa, si distinguono: l'elettrodo positivo, dove è presente il biossido di piombo (PbO_2) e l'elettrodo negativo, dove è presente piombo spugnoso (Pb). L'elettrolita è l'acido solforico (H_2SO_4), immerso in una soluzione acida. Durante la fase di scarica, all'anodo il piombo si scinde in uno ione positivo Pb^{2+} e due elettroni e^- . Lo ione positivo reagisce con lo ione negativo SO_4^{2-} , precipitando e creando il solfato di piombo (PbSO_4), un sale insolubile. Al catodo avviene la semireazione di riduzione:

RELAZIONE FINALE



Anche in tal caso, la presenza dello ione negativo SO_4^{2-} fa precipitare il piombo.

La differenza di potenziale ai poli, dovuta alle reazioni di riduzione del piombo ($E = -0,36 \text{ V}$) e dell'ossido di piombo ($E = 1,69 \text{ V}$), è data dalla loro somma:

$$1,69 \text{ V} + 0,36 \text{ V} = 2,05 \text{ V}$$

Tale valore è detto *tensione nominale dell'elemento*. Per ottenere tensioni più elevate, occorre collegare in serie più elementi.

Quando la batteria è completamente scarica, i due elettrodi sono formati entrambi da solfato di piombo e la soluzione diviene acqua distillata. Per un nuovo ciclo di carica della batteria è necessario disporre di un generatore ed invertire il processo chimico. Per motivi tecnici ed economici, non si arriva mai ad una scarica completa, che produrrebbe gravi danni per la batteria (es. solfatazione), ma viene stabilita una soglia minima di $1,75 \text{ V}$ per elemento, raggiunta la quale, la batteria è convenzionalmente scarica.

In una batteria al piombo, la griglia di sostegno è formata da varie leghe di piombo:

- lega Pb/Sb: molto resistente alla corrosione, lo svantaggio risiede in un incremento dell'autoscarica della batteria e nel consumo di acqua;
- lega Pb/metalli alcalino-terrosi (calcio e stagno): il vantaggio principale è l'ottima stabilità della carica nel tempo.

La densità dell'elettrolita è un parametro molto importante per la batteria: il valore determina la capacità della batteria e varia in base alle caratteristiche di utilizzo ($1,28 \text{ kg}\cdot\text{l}^{-1}$ per batterie di autoveicoli); essa è definita dal rapporto tra il peso della soluzione elettrolitica e il volume dell'acqua ($\text{kg}\cdot\text{l}^{-1}$).

I principali vantaggi delle batterie al piombo sono:

- elevata potenza istantanea all'accensione;

RELAZIONE FINALE

- costi ridotti, legati all'economicità delle sostanze adoperate e della fabbricazione della batteria stessa;
- stabilità elevata a riposo, che permette di mantenere la carica per più di 6 mesi;
- tensione ai capi costante per valori di carica superiore al 30%.

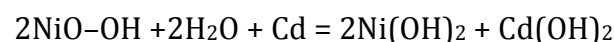
Gli svantaggi principali delle batterie al piombo riguardano:

- densità energetica piuttosto bassa, pertanto trovano applicazione in casi di ingombro non limitato;
- solfatazione (cristallizzazione del solfato di piombo, con la conseguente impossibilità di decomposizione dello stesso per una nuova carica), che si verifica quando la batteria rimane parzialmente scarica per lunghi periodi;
- possibilità di cortocircuito quando le piastre di polarità opposta entrano in contatto a causa della rottura del separatore, dovuta ad una azione meccanica (urti, vibrazioni);
- pericolosità dell'acido, il cui danno potenziale a persone e cose è limitato dall'ottima tenuta delle materie plastiche dei contenitori.

Esistono due principali tipi di batterie al nichel:

- Batterie Ni/Cd;
- Batterie Ni/idruri metallici;

Nelle batterie al Ni/Cd la reazione avviene tra idrossidi di nichel e di cadmio in un elettrolita alcalino:



La tensione nominale del singolo elemento di una batteria al Ni/Cd è di 1,2 V.

RELAZIONE FINALE

Il costo dei materiali e la complessità di fabbricazione rendono tale tipologia di batterie da 5 a 10 volte più costose delle batterie al piombo, a parità di potenza installata (Clerici, 2003).

L'anodo, nelle batterie Ni/Cd, è formato da idrossido di nichel sinterizzato o sotto forma di schiuma. Nel primo caso, la capacità volumetrica raggiunge $450 \text{ Ah}\cdot\text{cm}^{-3}$, nel secondo $700 \text{ Ah}\cdot\text{cm}^{-3}$ (Köhler et al., 2004). L'elettrolita è una soluzione alcalina di idrossido di potassio (KOH) con densità di $1,2\div 1,3 \text{ kg}\cdot\text{l}^{-1}$, che non varia significativamente con il livello di carica. L'elettrolita assorbe una certa quantità di CO_2 dall'aria, formando il carbonato di potassio; pertanto, si deve operare un ricambio completo dopo un certo periodo di tempo fissato dalla casa produttrice.

Le batterie Ni/Cd non necessitano di manutenzione, in quanto la produzione di idrogeno da elettrolisi viene evitata mediante un bilanciamento accurato delle masse attive. Inoltre, tali batterie sono resistenti a danneggiamenti esterni, mantengono una tensione costante, hanno una vita media lunga e non vanno in avaria a causa di prolungata inattività. Non trovano vasta applicazione a causa del costo elevato e di alcuni problemi frequenti, quali l'effetto memoria e il pericolo di cortocircuito, che potrebbe far esplodere la batteria.

Le batterie Ni-idruri metallici eliminano il cadmio presente nelle batterie Ni/Cd sopra descritte, essendo esso un elemento tossico e pericoloso per l'ambiente. Tali batterie utilizzano, in sostituzione del cadmio, leghe metalliche di ferro, titanio, vanadio, capaci di assorbire l'idrogeno e possiedono una capacità volumetrica superiore del 150% rispetto alle batterie Ni/Cd, ma un'autoscarica maggiore ed un effetto memoria inferiore. Hanno campi d'applicazione simili alle batterie Ni/Cd.

Nelle batterie al litio, lo ione litio (Li^+) è portatore di carica positiva; l'anodo, il catodo e l'elettrolita possono essere composti da differenti materiali e, pertanto, si tratta di batterie molto versatili. L'anodo è formato, nella maggior parte dei casi, da grafite, nella quale viene intercalato il litio; tale tipologia di anodo è la più stabile. La grafite ha un basso costo, un potenziale di riduzione più elevato rispetto ad altri materiali, ottima conducibilità elettrica, densità energetica ($372 \text{ Ah}\cdot\text{kg}^{-1}$) e cicli di vita accettabili (Birrozzi et al., 2013). Lo svantaggio principale è legato alla bassa energia per unità di volume. Sono state analizzate (Birrozzi et al., 2013) leghe di litio intercalate nel grafene

RELAZIONE FINALE

ossido-ridotto (RGO), che si presenta in strati sottili e, pertanto, consente di ottenere un decremento significativo nella variazione di volume. Tale tipologia di anodo permette di raggiungere valori teorici di capacità volumetrica molto elevata e buoni valori di capacità specifica. Lo svantaggio principale riguarda l'instabilità delle reazioni, che determinano bassi cicli di vita utilizzabili: una possibile soluzione è quella di diminuire la concentrazione dei metalli. Allo stato attuale, il materiale con le prestazioni migliori e dall'aspetto molto promettente è la lega litio-silicio. Un'ultima tipologia è costituita dal titanato di litio ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) che, nonostante bassi valori di capacità e tensione, ha un'ottima stabilità volumetrica e termica, caratteristica che permette di ottenere un ciclo di vita superiore alle soluzioni precedenti (Nitta et al., 2015). Il catodo è formato da ossidi di litio con metalli di transizione (cobalto, manganese, nichel, alluminio) o da polianioni (compositi con zolfo, fosforo, silicio, arsenico, molibdeno, tungsteno). Attualmente, esistono diverse composizioni, differenti per sicurezza, costo, voltaggio e capacità:

- Ossido di litio-cobalto (LiCoO_2): tale tipologia di catodo trova maggiore utilizzo nelle applicazioni portatili elettroniche, poiché ha grande capacità specifica e alta tensione di scarica. I costi sono elevati a causa della presenza del cobalto; è soggetto a problemi di surriscaldamento e rischio di infiammazione in caso di perforazione. La durata di vita è influenzata negativamente da correnti elevate e scariche profonde, poiché provoca la distorsione della matrice, che rendono tale catodo poco idoneo all'impiego nella trazione di veicoli.
- Ossido di litio-nichel-cobalto drogato con alluminio ($\text{LiNi}_{0.8}\text{Co}_{0.15}\text{Al}_{0.05}\text{O}_2$): grazie al fatto che il nichel presenta le stesse proprietà del cobalto, quest'ultimo può essere parzialmente sostituito dal primo, con costi inferiori rispetto al catodo all'ossido di litio-cobalto. In tale tipologia di catodo, l'alluminio fornisce maggiore stabilità termica ed efficacia energetica. Rispetto al catodo all'ossido di litio-cobalto, possiede maggiore capacità e durata di vita che, però, si riducono a causa dell'esposizione ad elevate temperature.
- Ossido di litio-manganese (LiMn_2O_4): tale tipologia di catodo presenta costi e livelli di tossicità minori rispetto alla lega Ni-Co, ma, a causa della perdita di ossigeno

RELAZIONE FINALE

nella carica dovuta a reazioni secondarie, ha una bassa durata in termini di cicli di vita.

- Ossido di litio-cobalto-manganese-nichel ($\text{LiNi}_{0.33}\text{Co}_{0.33}\text{Mn}_{0.33}\text{O}_2$): si tratta di una lega molto diffusa nella produzione di batterie, grazie a buon compromesso fra costo, capacità ($234 \text{ Ah}\cdot\text{kg}^{-1}$), tensione ($4,5\pm 3 \text{ V}$) e durata.
- Ossido di litio-ferro-fosfato (LiFePO_4): il catodo all'ossido di litio-ferro-fosfato presenta ottima stabilità termica e alta velocità di scarica, ma tensione e conduttività elettrica basse.
- Ossido di litio-manganese-fosfato (LiMnPO_4): tale tipologia di catodo presenta energia e tensione maggiori rispetto a quello al LiFePO_4 , ma una bassa conduttività elettrica.
- Ossido di litio-vanadio-fosfato ($\text{Li}_3\text{V}_2(\text{PO}_4)_3$): questo catodo ha tensione elevata (4 V), ottima capacità ($197 \text{ Ah}\cdot\text{kg}^{-1}$) e potenza di scarica, ma bassa conduttività.
- Ossido di litio-ferro-fluorosolfato (LiFeSO_4F): le caratteristiche principali di questa tipologia di catodo sono la tensione elevata e una buona capacità specifica ($151 \text{ Ah}\cdot\text{kg}^{-1}$), una migliore conducibilità elettrica rispetto ai precedenti polianioni e non richiede rivestimento di carbonio o riduzione in nano particelle. I costi di produzione sono ridotti, grazie all'abbondanza dei materiali di partenza.

In una batteria al litio, l'elettrolita è il componente più importante per stabilire le condizioni di sicurezza ed efficienza. Si possono distinguere tre tipologie:

- Elettrolita organico: tale tipologia di elettrolita è composta da un solvente organico dipolare aprotico nel quale sono disciolti sali di litio che trasportano la carica positiva, il più utilizzato dei quali è l'esafluorofosfato di litio (LiPF_6). I sali sono disciolti ad una concentrazione molare di 1M ($\text{mol}\cdot\text{l}^{-1}$) (Flamme et al., 2017). Il solvente organico deve avere alta conduttività ionica (facilitazione del passaggio della carica) e costante dielettrica elevata (permette una dissoluzione efficace del sale), compatibilità con la tensione della batteria, buona permeabilità verso gli elettrodi, bassa temperatura di solidificazione e alta temperatura di evaporazione, costi ridotti e non pericolosità. Le sostanze attualmente utilizzate come solventi

RELAZIONE FINALE

sono: carbonati, esteri, eteri, acetali, solfossidi, solfiti e solfoni. Spesso si utilizzano almeno due miscele, una a viscosità bassa e l'altra a costante dielettrica elevata: le miscele più comuni per batterie con sali LiPF_6 sono: la miscela di dimetilcarbonato-etilcarbonato (DMC-EC) e quella di carbonato di propilene-dimetilcarbonato-etilcarbonato (PC-DMC-EC). Il dimetilcarbonato ($\text{C}_3\text{H}_6\text{O}_3$) possiede bassi valori di viscosità (0,59 mPa·s), ma una bassa costante dielettrica ($\epsilon_r = 3,1$). L'aggiunta del carbonato di propilene ($\text{C}_4\text{H}_6\text{O}_3$) permette di aumentare il valore della costante elettrica fino a 64,9 e l'intervallo di temperatura di funzionamento. L'aggiunta di etilcarbonato ($(\text{CH}_2\text{O})_2\text{CO}$) garantisce uno strato di protezione dall'esfoliazione (asportazione di materiale durante il ciclo di carica-scarica) all'anodo di grafite. Per batterie con tensione sopra i 5 V, tali miscele non possono essere utilizzate a causa del loro basso potenziale di ossidazione e, pertanto, vengono aggiunti atomi di fluoro per incrementare la resistenza all'ossidazione, a scapito di un aumento di viscosità e del punto di fusione. Per quanto riguarda la sicurezza, un problema degli elettroliti organici riguarda il pericolo di infiammabilità degli stessi se esposti a temperature alte. Il punto di fiamma delle sostanze impiegate consente di valutare la pericolosità: è la temperatura alla quale si forma uno strato di vapore in quantità tale da provocare un incendio dato da un innesco e, nella miscela, il rischio di incendio è dato dalla sostanza con il punto di fiamma più basso. I valori minori sono quelli degli acetati (come l'etilacetato EA). La messa in sicurezza delle batterie al litio con elettroliti organici si realizza mediante aggiunta di additivi chimici come ritardanti di fiamma o per protezione dalle sovraccariche. Come ritardanti di fiamma, le soluzioni più utilizzate riguardano i composti di fosfati e il carbonato di propilene fluorato, che impedisce efficacemente la reazione a catena della combustione. Per la protezione da sovraccariche sono stati studiati additivi chimici chiamati redox shuttle (Montanino e Prosini, 2013): sono elementi che restano inattivi in caso di normale funzionamento ma, allorché la tensione sale oltre un certo limite, si attivano reazioni redox che permettono il passaggio di elettroni all'interno dell'elettrolita stesso, annullando l'effetto della carica. Nella pratica, sono di scarso utilizzo, specie a causa dei costi elevati dettati dalla complessità del processo produttivo.

RELAZIONE FINALE

- Elettrolita polimero: le batterie al litio costituite da un elettrolita polimero sono note come li-poly. La presenza del polimero genera alcuni vantaggi:
 - Non si verificano perdite di elettrolita in caso di rottura del contenitore (l'elettrolita è allo stato solido);
 - L'energia specifica è maggiore rispetto all'elettrolita organico;
 - La geometria è flessibile.

Il polimero è formato da una catena di molecole legate tra loro da legame covalente; si comporta da solvente per i sali di litio. Esistono tre tipi di elettroliti polimeri: solido secco, gel e composito (Stephan e Nahm, 2006). I polimeri solidi secchi sono i più datati. Per il corretto funzionamento del trasporto ionico, il polimero deve avere il giusto compromesso fra un valore di polarità sufficiente alla dissociazione del sale e un valore di polarità limitata per evitare l'ancoraggio degli ioni alla catena molecolare. Avendo conduttività generalmente molto bassa, non sono attualmente utilizzati nelle batterie. Al fine di incrementare il valore di quest'ultima, sono stati sviluppati gli altri due tipi di polimero. Il polimero gel è una sospensione colloidale di una matrice spugnosa (il polimero in senso stretto, in genere PEO, PAN o PVdF-HFP), imbevuta di un liquido organico (EC-DMC). Nel polimero composito, invece, il ceramico può essere attivo (es. Li_2N e LiAl_2O_3) o inattivo (es. allumina o zirconia). Le particelle di ceramico limitano la possibilità di creare lunghe catene di molecole, con un conseguente aumento della conduttività. Inoltre, la dissociazione del sale aumenta, grazie all'azione solvente data dal gruppo -OH e le proprietà elastiche e flessionali vengono notevolmente migliorate (Settimi, 2006).

- Elettrolita acquoso: l'elettrolita acquoso fu sviluppato a metà degli anni '90 del secolo scorso, al fine di sostituire l'elettrolita organico. I principali vantaggi di tale tipologia di elettrolita sono (Alias e Mohamad, 2015):
 - Costi ridotti, in quanto acqua e sali quali LiNO_3 , LiOH e Li_2SO_4 al posto del LiPF_6 sono meno costosi dell'elettrolita organico;

RELAZIONE FINALE

- Sicurezza maggiore, in quanto l'acqua non è infiammabile ed ha elevata capacità termica, che previene surriscaldamenti rapidi;
- Compatibilità ambientale migliore;
- Conduttività ionica maggiore (dell'ordine di $10^{-1} \text{ S}\cdot\text{cm}^{-1}$ rispetto agli elettroliti organici, con valori dell'ordine di $10^{-3} \text{ S}\cdot\text{cm}^{-1}$, e polimerici, con valori di $10^{-7} \div 10^{-3} \text{ S}\cdot\text{cm}^{-1}$);
- Velocità di scarica superiore (l'elettrolita sopporta alte correnti in modo più efficace).

Il principale svantaggio è dato dal fatto che lo ione H^+ può sostituire lo ione Li^+ nella struttura cristallina del catodo. La presenza di ioni idrogeno nella struttura preclude la riduzione dell'ossido di litio, compromettendo la capacità di carica. Un altro svantaggio riguarda la dissoluzione del metallo all'interno dell'acqua, come il Mn per il catodo LiMn_2O_4 e del Fe per LiFePO_4 , con reazioni chimiche irreversibili che riducono i cicli di vita. Di recente si sta sviluppando una batteria con litio metallico all'anodo. Esso è instabile a causa della formazione dei dendriti ma, in soluzione acquosa, presenta elevata stabilità, a differenza dell'elettrolita organico. Il litio metallico è protetto da uno strato di gel polimerico che assicura il contatto con lo strato di ceramico LiSICON (Lithium Super-Ionic CONductor, $\text{Li}_2\text{ZnGeO}_4$) (Kim et al., 2012), che separa l'acqua dal contatto diretto, ma permette il passaggio del litio ionico. Il gel ha anche la funzione di evitare la variazione di volume anodica e la formazione di dendriti. Una batteria al LiFePO_4 , litio metallico e soluzione acquosa con sale Li_2SO_4 ha caratteristiche superiori alle batterie litio acquose con gli altri sistemi precedentemente accennati ed ha una buona durata di cicli di vita, che ne consente un'efficace applicazione in condizioni di alta energia (Alias e Mohamad, 2015).

- Batterie al litio-zolfo: una batteria Li-S è formata da litio metallico all'anodo e da zolfo e altri elementi al catodo; l'elettrolita è un solvente organico. Lo zolfo e i polisolfuri di litio sono elementi isolanti; pertanto, è necessario intercalare atomi di carbonio per provvedere al trasporto degli elettroni. Un problema che si verifica al catodo è la solubilità del polisolfuro nell'elettrolita organico, che comporta un

RELAZIONE FINALE

rapido decadimento delle proprietà energetiche della batteria. Recentemente, è stato introdotto un agglomerante polimerico per la stabilizzazione del catodo. I vantaggi di tale tipologia di batteria elettrochimica sono: ampia disponibilità di zolfo a basso costo, peso ridotto, energia specifica elevata e superiore a quella delle batterie al litio-ossido di litio-metallo. Lo zolfo, a temperatura ambiente (25 °C), ha la struttura cristallina ortorombica (S_8) ma, durante la scarica, si trasforma in catene di zolfo e litio (LiS_8 , LiS_6 , LiS_4) e raggiunge alla fine di essa la conformazione LiS_2 , con una tensione compresa tra 2,3 e 2,1 V. L'intercalazione delle particelle di carbone nero è l'applicazione più economica, ma garantisce prestazioni accettabili; per aumentare le prestazioni si utilizzano i composti di zolfo-grafene ossido. Per la matrice invece, si utilizzano come polimeri il poliacrilonitrile (PAN), il polipirrolo (PPY), il polianilina (PANI). Il polimero aumenta la conduttività degli elettroni, riduce le reazioni collaterali (es. la dissoluzione dei polisolfuri nell'elettrolita organico e le reazioni shuttle) e la variazione di volume durante le reazioni. Dalla scelta della tipologia di elettrolita e del sale di litio disciolto dipende il corretto funzionamento del litio metallico, per evitare la formazione dendritica e lo strato di passivazione isolante dovuto alla reazione tra litio ed elettrolita. Il solvente organico più utilizzato è una miscela di dimetossietano (DOL) e etere dimetilico (DME); come sale si utilizza il $LiCF_3SO_3$ o il LiTFSI. Altre soluzioni sono miscele di carbonati, litio all'anodo immerso nella grafite. Come additivo ignifugo si adoperano il dimetil-metilfosfato (DMMP), o elettroliti polimerici, che mostrano eccellente stabilità verso gli elettrodi e a basse temperature. Un ultimo caso è dato dal vetro ceramico LiSICON nella forma $Li_{11}GeP_2S_{12}$, che ha elevata conduttività ionica e stabilità ciclica. L'anodo si presenta in diverse varianti, come litio metallico, grafite e grafene.

Nelle batterie metallo-aria le reazioni di riduzione al catodo sono svolte dall'ossigeno presente nell'aria. Si raggiungono valori molto elevati di energia specifica, sia perché l'ossigeno ha un potenziale redox elevato, sia perché il materiale impiegato per la costruzione include solo il catodo e l'elettrolita, in quanto l'ossigeno è preso esternamente alla batteria. Il catodo è un metallo con potenziale redox negativo (es.

RELAZIONE FINALE

litio, alluminio, magnesio, ferro, calcio o zinco) e può essere di tipo acquoso con soluzione acida o alcalina (utilizzabili da alluminio, calcio, ferro e zinco) o di tipo organico e con polimero (utilizzabili con il litio). La caratteristica principale di tale tipo di batteria è data dal fatto che si tratta di una batteria di tipo aperto, nella quale la massa viene scambiata con l'esterno. Le reazioni redox con l'ossigeno sono svolte da catalizzatori, la composizione dei quali dipende dall'elettrolita: in soluzione acida, sono necessari metalli nobili (platino o leghe di platino); in soluzione alcalina, possono essere svolte da ossidi di metalli di transizione (Montanino e Prosini, 2013). I metalli maggiormente considerati per l'anodo sono lo zinco, l'alluminio e il litio:

- Batteria zinco-aria: lo zinco consente l'utilizzo in soluzione acquosa alcalina; è presente in abbondanza e a basso costo. Le batterie zinco-aria hanno basso impatto ambientale, lunga vita e buon profilo di tensione. La densità energetica teorica è di $1050 \text{ Wh}\cdot\text{kg}^{-1}$. Il problema principale è dato da bassa efficienza energetica e bassa potenza specifica.
- Batteria litio-aria: il litio metallico, durante la riduzione, si trasforma in perossido di litio (Li_2O_2), con un potenziale di 3 V ed energia specifica teorica di $11000 \text{ Wh}\cdot\text{kg}^{-1}$; supera, quindi, notevolmente quello delle batterie agli ioni di litio che hanno $400 \text{ Wh}\cdot\text{kg}^{-1}$ teorici. I problemi principali di queste batterie sono la degradazione del litio metallico con l'umidità e l'ossigeno disciolto nell'elettrolita. L'elettrolita utilizzato può essere: organico, solido polimerico o ceramico, composito acquoso-non acquoso (Balaish et al., 2014). Quest'ultimo è ancora in fase di studio e sarà disponibile sul mercato fra diversi anni.

Riguardo le batterie al sodio, il suo elemento principale possiede caratteristiche chimiche molto simili a quello del litio, ma è molto meno costoso e maggiormente reperibile. Le prestazioni sono, però, inferiori, principalmente a causa della dimensione maggiore dello ione Na^+ , che ne limita la capacità con difficoltà di intercalazione.

Fra i tipi di batterie al sodio, si annoverano le seguenti tipologie:

RELAZIONE FINALE

- ioni di sodio;
- sodio metallico liquido;
- sodio-aria.

Le batterie agli ioni di sodio hanno lo stesso schema delle batterie al litio. All'anodo, però, non si utilizza la grafite, in quanto il legame Na-C è molto debole. Si possono ottenere buoni risultati con il carbonio in forma disordinata e il sodio allocato negli incavi (Ha et al., 2014; Nithya e Gopukumar, 2015). Come per il litio, per contrastare la grande variazione di volume con le leghe di sodio, all'anodo si utilizzano nanotubi di carbonio o fibre di cellulosa. Al catodo, invece, si utilizzano ossidi di metallo-sodio, tenendo conto che le reazioni sono differenti rispetto al litio, a causa del raggio ionico maggiore del sodio.

Le batterie al sodio metallico liquido (es. sali di cloruro di nichel-alluminio, denominate batterie ZEBRA) e le batterie sodio-zolfo sono batterie termiche, in quanto funzionano a temperature elevate. L'anodo è svolto dal sodio liquido (temperatura di fusione: 97,79 °C) che, durante la scarica, si dissocia in ione Na^+ ed e^- ; l'elettrone percorre l'elettrodo a contatto, mentre lo ione sodio attraversa una membrana (l'elettrolita) per giungere al catodo e completare il circuito elettrico. L'elettrolita è composto da β -allumina ($\beta''\text{-Al}_2\text{O}_3$): un ceramico policristallino, permeabile agli ioni di sodio, che trasporta la carica nella forma $\text{NaAl}_{11}\text{O}_{17}$. Le temperature di esercizio sono piuttosto elevate (200÷350 °C), in quanto l'anodo e il catodo sono metalli e sali operativi al di sopra della temperatura di fusione e l'allumina ha un'accettabile conduttività ionica a queste temperature (0,2÷0,4 $\text{S}\cdot\text{cm}^{-1}$ a 300 °C) (Small et al., 2017).

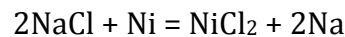
Le proprietà fondamentali delle batterie a sali fusi sono:

- rendimenti di carica e scarica elevati;
- aut scarica assente a temperatura ambiente;
- basso costo dei materiali;
- ciclo di vita lungo;
- energia specifica elevata;
- insensibilità alla temperatura esterna e al surriscaldamento.

RELAZIONE FINALE

Tali caratteristiche sono dovute all'ottima stabilità e reversibilità delle reazioni chimiche e alla presenza dell'elettrolita solido. I problemi più importanti di queste batterie sono la difficoltà di mantenimento di una temperatura di esercizio alta (con conseguenze rilevanti di perdite energetiche) e la sensibilità agli urti meccanici.

Una batteria ZEBRA è divisa in due celle concentriche, separate dall'allumina. La parte più interna è composta da nichel poroso e cloruro di sodio immerso in una soluzione di sodio alluminocloridrico (NaAlCl_4), che funge da catodo. L'anodo, esterno al separatore, è composto dal sodio (Dustmann, 2004). La temperatura di fusione del NaAlCl_4 è di $157\text{ }^\circ\text{C}$, mentre la temperatura di funzionamento è di $270\div 350\text{ }^\circ\text{C}$, molto maggiore di quella richiesta per la fusione, poiché, alle basse temperature, l'allumina è poco conduttiva. La reazione chimica è la seguente:



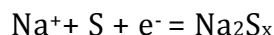
Il limite minimo di temperatura può essere ridotto con la sostituzione dell'allumina con un altro elettrolita, il NaSICON ($\text{Na}_3\text{Zr}_2\text{Si}_2\text{PO}_{12}$) (Small et al., 2017): un ceramico ottenuto mediante sinterizzazione delle polveri. Tale materiale consente di ottenere una conduttività pari a $0,15\div 0,2\text{ S}\cdot\text{cm}^{-1}$ a $200\text{ }^\circ\text{C}$. Il catodo può essere sostituito con una miscela di $\text{NaI}-\text{AlCl}_3$ che ha una temperatura di fusione di $95\text{ }^\circ\text{C}$, molto vicina a quella del sodio, in modo da permettere alla batteria di funzionare a una temperatura nell'intervallo di $120\div 180\text{ }^\circ\text{C}$.

Tale tipo di batteria presenta le seguenti caratteristiche:

- tensione a circuito aperto di $2,8\div 2,9\text{ V}$;
- rendimento energetico di $81,96\%\div 76,60\%$ per una scarica di $0,85\div 10\text{ Ah}$;
- nessun rilascio di gas durante la rottura del separatore;
- energia specifica maggiore di $150\text{ Wh}\cdot\text{kg}^{-1}$ (batterie ZEBRA tradizionali: $120\text{ Wh}\cdot\text{kg}^{-1}$).

Le batterie sodio-zolfo sono simili alle precedenti, ad eccezione della reazione chimica al catodo:

RELAZIONE FINALE



Il polisolfuro di sodio non è conduttore di carica, perciò al catodo è presente una spugna di carbonio che trasferirà gli elettroni dall'elettrodo allo zolfo. La tensione della reazione è di $1,78 \div 2,08$ V a 350 °C. Una batteria tradizionale di questo tipo è composta da β -allumina come separatore, sodio liquido all'anodo e zolfo liquido al catodo, con una forma della cella di tipo tubolare e temperature operative di $300 \div 350$ °C.

Le batterie al sodio-aria funzionano con sodio metallico fuso a 100 °C all'anodo, al di sopra della temperatura di fusione del sodio, per prevenire la formazione dendritica del metallo e l'assorbimento dell'umidità e della CO_2 , mentre il catodo è formato dall'aria prelevata dall'ambiente. Il risultato della riduzione del sodio è Na_2O . L'elettrolita può essere composto da carbonati o può consistere in un elettrolita ibrido organico-acquoso separato da una membrana ceramica di NaSICON (analogamente al LiSICON per le batterie al litio).

Le batterie al sodio hanno un maggiore utilizzo soprattutto nel campo delle applicazioni stazionarie poiché, per le applicazioni su veicoli elettrici, persistono numerosi problemi di gestione e sicurezza, nonché di bassa velocità di scarica.

Le batterie di flusso sono composte da elettrodi in forma liquida, stoccati in serbatoi, e da uno stack, rappresentato da celle disposte in serie, nelle quali avvengono le reazioni di ossidoriduzione. Durante il funzionamento, i liquidi elettrodici sono immessi all'interno della cella per mezzo di pompe. Nella cella è presente una soluzione elettrolita e una membrana ionico-conduttiva solida, che garantisce un ponte ionico tra i due liquidi, evitandone allo stesso tempo il mescolamento.

I vantaggi di questa tipologia di batterie sono (Eaves e Eaves, 2004):

- Possibilità di dimensionare indipendentemente l'energia e la potenza della batteria, modificando il volume dei serbatoi di stoccaggio degli elettrodi (energia) e la superficie attiva delle celle (potenza);
- Alto rendimento energetico;
- Autoscarica nulla;

RELAZIONE FINALE

- Cicli di vita elevati;
- Costo basso di mantenimento;
- Sistema sicuro e con basso impatto ambientale.

Le sostanze chimiche utilizzate agli elettrodi ed elettroliti sono molteplici (Tab. 1.5.1.1).

Elettrodi	Elettrolita (Anodo/Catodo)	Tensione di cella [V]	Energia per volume [Wh·l⁻¹]	Potenza per volume [W·l⁻¹]
V-V	H ₂ SO ₄ /H ₂ SO ₄	1,4	20÷35	60÷100
Br- Polisolfuri	VCl ₃ -HCl/NaBr- HCl	1,5	20÷35	60
Zn-Br	ZnBr ₂ /ZnBr ₂	1,8	20÷35	40
V-Br	-	1,3	20÷35	50

Tabella 1.5.1.1. Principali sostanze chimiche utilizzate per elettrodi ed elettroliti delle batterie di flusso.

A titolo di esempio, di seguito si riportano caratteristiche e costi di alcuni componenti disponibili in commercio (Tab. 1.5.1.2).

Componente	Capacità [kWh]	Prezzo [€]	Prezzo unitario [€/kWh]
TESLA PowerWall 2	14	5.800	414
NISSAN xStorage	6	5.000	833
LG CHEM RESU10H – 48V	10	6.596	659
VARTA Element 9	9,6	12.8080	1.334
SOLAR BATTERY 12.0	12	12.119	1.010
RES 12.5	6,2	4.370	705

Tabella 1.5.1.2. Componenti commerciali.

1.5.2. Veicoli elettrici

Gli autoveicoli elettrici sono dotati di un sistema di propulsione elettrica che ne permette il movimento. Le parti caratteristiche di questa tipologia di trazione sono le seguenti:

- Motore elettrico (EM): può essere a corrente continua, sincrono brushless, o a induzione;
- Pacco batterie: da esso dipende l'autonomia, la potenza e la maggior parte del costo;
- Elettronica di potenza: permette l'uso calibrato della potenza fornita dalle batterie, come ad esempio convertitori DC/DC per motori in corrente diretta, o DC/AC per motori brushless o ad induzione e altri dispositivi di controllo e per l'interfaccia con l'utente;
- Battery management system (BMS): provvede all'utilizzo equilibrato di ogni singola batteria all'interno del pacco, per garantire sicurezza e lunga durata di vita e controllare lo stato di carica e di salute durante il periodo di scarica e carica.

I veicoli elettrici sono comunemente distinti in quattro classi, differenti per accumulo e tipologia di carica delle batterie e per l'eventuale presenza e la disposizione di un motore a combustione interna (Internal Combustion Engine, ICE):

- Veicoli elettrici a batteria (Battery Electric Vehicle, BEV): funzionano con EM in assenza di ICE. La batteria è costituita da un accumulatore elettrochimico con un sistema di carica collegato alla rete esterna alla macchina (gridable vehicle). Tale tipologia di veicolo ha prestazioni inferiori rispetto ad uno dotato di motore termico ed ibrida in termini di autonomia, costi iniziali e di utilizzo. Il costo preponderante di un BEV è relativo al pacco batterie, che deve essere, pertanto, ben dimensionato per garantire autonomia di guida accettabile. Il costo rappresenta il 40% rispetto al costo dell'intera vettura. Le batterie hanno un ciclo di carica di circa 1000÷1500 cicli, corrispondente ad una durata di 4÷5 anni, dopo i quali devono essere sostituite, andando a gravare ulteriormente sui costi

RELAZIONE FINALE

effettivi. Anche la durata della carica è svantaggiosa per un BEV, poiché la durata tipica per una potenza del caricatore di 2÷4 kW è di 5÷8 ore, che può essere ridotta a 20÷30 minuti per caricatori ultraveloci a 50 kW, ma il costo di suddetti sistemi è molto elevato. Nonostante tutte le premesse negative, il veicolo BEV rimane, comunque, l'unica macchina che, se accoppiata a un impianto di produzione energetica rinnovabile, è in grado di emettere emissioni inquinanti totali nulle¹.

- Veicoli ibridi (Hybrid Electric Vehicle, HEV): essi hanno a disposizione ICE ed EM per garantire la propulsione del veicolo. Il fattore di ibridizzazione è il rapporto fra la potenza del EM e la somma della potenza ICE e EM, definito in un intervallo da 0 (sola presenza di ICE) a 1 (macchina puramente elettrica). Ciò comporta la suddivisione dei veicoli ibridi in sottoclassi, quali la micro HEV, la mild HEV e la full HEV, in ordine crescente di ibridizzazione. L'aspetto più importante di un veicolo HEV riguarda il fatto che la carica delle batterie è dovuta alla sola azione dell'ICE in assenza di un collegamento esterno. Sulla base della disposizione di ICE e EM nella trasmissione di potenza, sono distinguibili tre differenti schemi:
 - Collegamento in serie: in tale schema, l'ICE è scollegato dalla trasmissione meccanica all'albero delle ruote, ma è collegato a un generatore elettrico che permette di ricaricare le batterie; l'EM preleva l'energia dalle batterie per la propulsione. Il collegamento in serie permette all'ICE di lavorare con rendimenti elevati, poiché esso funziona in regime stazionario; inoltre, il dimensionamento dell'ICE è basato sulla potenza media. Gli svantaggi sono legati alle perdite dovute alle varie conversioni di energia: da chimica a meccanica, da meccanica a elettrica e a elettrochimica nelle batterie, e da qui a elettrica, fino a meccanica. Il collegamento in serie è utilizzato soprattutto per gli autobus cittadini, poiché il peso delle batterie non influisce notevolmente sul peso complessivo e lo spazio necessario ad esse non risulta problematico. Ciò consente al motore termico di lavorare in regime ideale, riducendo i consumi di almeno il 30% (Toscani, 2008).
 - Collegamento in parallelo: ICE e EM sono collegati al sistema di trasmissione

¹ Informazioni aggiornate a settembre 2017, derivate dal sito www.greenstart.it.

RELAZIONE FINALE

meccanico mediante due frizioni e possono essere usati contemporaneamente nella trazione, sommando le loro potenze. I due motori possono essere usati in modo indipendente. Il vantaggio principale di tale schema è dato da dimensioni minori di ICE, EM e pacco batterie a parità di potenza massima erogabile; inoltre, la funzione di generatore può essere data anche dallo stesso motore. Gli svantaggi sono dovuti alla complessità della gestione meccanica e alla perdita della stazionarietà dell'ICE. Questo sistema è utilizzato generalmente dai carri merci, poiché lavorano principalmente nelle superstrade ad alta percorrenza, dove il motore termico lavora già ad alte prestazioni; il sistema ibrido provvede a ridurre le dimensioni dell'ICE e la presenza del motore elettrico supplisce alla mancanza di coppia allo spunto dell'ICE e ad altri momenti critici.

- Collegamento serie-parallelo: tale schema coniuga i due schemi precedenti, unendo i vantaggi di entrambi, a costo di un nuovo collegamento ICE-ruote rispetto allo schema in serie e di un generatore di corrente rispetto al parallelo. Nonostante la complessità costruttiva e di gestione, esso è il più diffuso nel campo delle auto ibride berlina, grazie alla notevole flessibilità di utilizzo. Ad esempio, questo sistema è utilizzato da Toyota Prius e Yaris, Lexus IS, GX, NX e da BMW X6 ActiveHybrid. Il sistema prevede: la ricarica delle batterie da fermo tramite ICE, la frenatura rigenerativa e varie configurazioni intermedie, come la ricarica delle batterie in movimento per carichi bassi e la possibilità di usare contemporaneamente ICE e EM in varie frazioni di potenza per carichi alti (tipicamente per valori che permettono il funzionamento di massimo rendimento per l'ICE).
- Veicoli ibridi plug-in (Plug-in Hybrid Electric Vehicle, PHEV): sono veicoli simili alle precedenti auto ibride, dalle quali si differenziano in quanto la carica può essere effettuata anche dall'esterno e non solamente dal generatore interno al veicolo. Generalmente, il pacco batteria per le PHEV ha una grande capacità energetica, che permette il funzionamento puramente elettrico in autonomia discreta. La potenza del EM è generalmente uguale o maggiore al ICE.
- Veicolo con celle a combustibile d'idrogeno (Fuel-cell Electric Vehicle, FEV): non

RELAZIONE FINALE

differisce, nello schema generale, dal BEV, ma l'utilizzo di celle a idrogeno garantisce prestazioni molto differenti di autonomia e utilizzo rispetto ad un pacco batterie. Garantisce emissioni locali nulle; lo stoccaggio energetico deriva dall'immagazzinamento dell'idrogeno all'interno del veicolo, che può avvenire in vari modi (idrogeno gassoso, liquido o intercalato negli idruri metallici allo stato solido) e, generalmente, garantisce un'autonomia superiore a un veicolo BEV e comparabile con quella di un veicolo a motore termico. L'energia elettrica necessaria al motore è prelevata dalla cella a combustibile che funziona da generatore; come unico scarto si ottiene vapore acqueo. I problemi più importanti sono: l'alto costo iniziale della cella a combustibile, i problemi di sicurezza dovuti allo stoccaggio di idrogeno e la mancanza di centri di rifornimento dello stesso.

Le principali soluzioni applicative per il pacco batteria per la trazione di veicoli elettrici, disponibili attualmente sul mercato, sono (Andwari et al., 2017):

- Batterie al piombo-acido: hanno energia specifica molto bassa ($20 \div 30 \text{ Wh} \cdot \text{kg}^{-1}$) e un ciclo di vita basso rispetto alle altre. Ad esempio, per un'autonomia di 200 km è necessario un pacco batterie piombo-acido di oltre 500 kg. Tale tipologia di batterie non trova spazio nel mercato della trazione elettrica se non per piccole applicazioni con basse prestazioni, a causa del costo ridotto (100 \$ per kWh accumulato).
- Batterie al nichel-idruri metallici: hanno capacità di accumulo di $60 \div 80 \text{ Wh} \cdot \text{kg}^{-1}$ e un costo per kWh immagazzinato di 700 ÷ 800 \$. Nonostante l'economicità e l'alta durata di vita, tale tipologia non presenta caratteristiche sufficienti a garantire prestazioni competitive per i veicoli puramente elettrici. La principale applicazione si ritrova nelle auto ibride, dove prevale per il 95% del mercato, grazie ad affidabilità e sicurezza nell'utilizzo e nella carica, costi abbastanza accettabili, tecnologia consolidata e ampia flessibilità di capacità (da 30 mAh a 250 mAh). Un pacco batteria per una vettura ibrida come la Toyota Prius può variare fra 600 e 3000 \$ (Pollet et al., 2012).
- Batterie agli ioni di litio: tale tipologia di batteria attualmente rappresenta la

RELAZIONE FINALE

migliore soluzione presente sul mercato per la trazione, grazie ad un'elevata energia specifica ($125\div 200 \text{ Wh}\cdot\text{kg}^{-1}$) e ad una durata estesa. L'ampliamento delle potenzialità della batteria è ancora in fase di studio, in quanto i materiali utilizzabili (per anodo, catodo ed elettrolita) sono molto vari. I problemi sono dati dal costo molto alto (superiore a 700 \$ per kWh, comprese le spese di realizzazione, molto variabile in funzione della tecnologia considerata) (Andwari et al., 2017) e da rischi per la sicurezza (le batterie possono essere soggette a surriscaldamenti e incendi). Il costo delle batterie al litio è, comunque, calato nell'ultimo decennio (Wolfram e Lutsey, 2016; IEA, 2017).

- Batterie al sodio-cloruro di nichel (batterie ZEBRA): tali batterie sono dotate di un'energia specifica simile a quella delle batterie al litio, ma con un terzo del costo per kWh immagazzinato. Inoltre, hanno una durata molto lunga (1000÷2500 cicli), una sicurezza maggiore ed un impatto ambientale minimo, con un'alta percentuale di riciclaggio dei materiali componenti. Il problema principale risiede nella bassa potenza specifica ($150 \text{ W}\cdot\text{kg}^{-1}$), che può essere superata collegando la batteria a supercondensatori. Un ulteriore problema è la necessità di operare a una temperatura di $250\div 350 \text{ }^\circ\text{C}$, con evidenti conseguenze su isolamento termico, consumi e perdite energetiche, nonché gestione della batteria. Questa batteria è utilizzata nelle auto elettriche FIAT Panda Elektra, Think City. Il costo totale di produzione della batteria del modello ZEBRA Z5 è di 1539,9 \$ ed è dato soprattutto dal costo dei materiali della cella (che assorbe circa il 39% del costo totale).
- Batterie litio-zolfo: hanno un'energia specifica superiore alle batterie agli ioni di litio e un costo inferiore, dovuto all'economicità dello zolfo. Un problema molto importante per queste batterie è il fenomeno del trasporto dei polisolfuri dal catodo all'anodo durante la carica (polysulphide shuttle), che riduce in modo significativo la capacità della batteria con l'avanzare dei cicli. Le batterie Li-S sono ancora allo stato sperimentale e rappresentano un possibile candidato per equipaggiare le automobili del futuro.
- Volano ad alta velocità: nei veicoli ibridi è possibile installare un volano in asse col motore o accoppiato con una macchina elettrica. Esso ha la funzione di recuperare

RELAZIONE FINALE

la potenza durante la frenata o recuperare in discesa, per poter cedere la potenza accumulata nella partenza successiva. Trova applicazione in autobus, auto ibride, tram, traghetti e treni. Tra i veicoli in commercio, le auto ibride associate con un volano sono la Jaguar XF (2011) con un sistema complessivo di 50 kg, energia totale di 120 Wh a 60000 giri·min⁻¹, con un risparmio di carburante del 20%; la Volvo S60 con un sistema simile alla Jaguar; la Porsche 911 GT3 RS Hybrid con volano di 57 kg ed energia totale di 375 Wh a una velocità massima di 40000 giri·min⁻¹. Per quanto riguarda il costo, la parte maggiore di esso è rappresentato dal costo della macchina elettrica (60÷70%). Il costo di un volano accoppiato meccanicamente al motore è di circa 2000 \$, mentre un volano con accoppiamento elettromeccanico costa circa 8000 \$ (Hedlund et al., 2015).

- Supercondensatori: sono utilizzati nelle auto ibride nel sistema di recupero dell'energia di frenatura e nei picchi di potenza per la coppia di spunto. Sono stati utilizzati nelle auto micro-ibride nei modelli della Peugeot C4 e C5, Mazda 6 e Toyota Honda. Devono essere accompagnati sempre da un limitatore di tensione (convertitore DC/DC) poiché, se si supera il limite massimo di tensione (generalmente 3÷5 V), si assiste alla dissoluzione dell'elettrolita, che diviene inutilizzabile (Itani et al., 2017).
- Ibridizzazione dell'accumulo elettrico (hybrid energy storage system, HESS): questa soluzione può essere realizzata mediante due diverse fonti energetiche, un accumulo ad alta energia specifica (mediante batterie elettrochimiche, quali le batterie al litio, o celle a combustibile) e un accumulo ad alta potenza specifica (mediante volani ad alta velocità o supercondensatori). Ciò consente di ottenere un ottimo compromesso fra autonomia, prestazioni e costi. I sistemi ad alta potenza specifica consentono di raggiungere valori di corrente elevati senza subire danneggiamenti, e di assorbire le fluttuazioni di potenza ad alta frequenza; in tal modo, le batterie elettrochimiche sono protette da correnti elevate, dalle quali sarebbero danneggiate, e la durata di vita del sistema ibrido aumenta.

RELAZIONE FINALE

Nel seguente prospetto (Tab. 1.5.2.1) è riportata una classifica² delle 20 vetture elettriche e ibride presenti sul mercato più vendute al mondo da gennaio a giugno 2017. In Italia, le auto più vendute nello stesso periodo sono state: Nissan Leaf, Tesla Model S, Renault Zoe, Citroen C-Zero e BMWi3.

Modello vettura	Volume di vendita mondiale	Tipologia vettura
Toyota Prius Prime	26.867	PHEV
Nissan Leaf	26.591	BEV
Tesla Model S	25.450	BEV
Tesla Model X	21.550	BEV
Zhidou D2 EV	18.693	BEV
BAIC EC180	17.939	BEV
Renault Zoe	17.324	BEV
BMW i3	14.531	BEV
Chevrolet Volt	13.391	PHEV
Mitsubishi Outlander	12.787	PHEV
BYD e5	10.856	BEV
Chevrolet Bolt	9.440	BEV
SAIC Roewe eRX5	9.205	PHEV
JAC iEV6S	8.197	BEV
Geely Emgrand	7.982	BEV
BYD Tang	7.502	PHEV
Hyundai Ioniq Electric	7.209	BEV
BMW 330e	7.124	PHEV
BYD Song	6.838	PHEV
Cheery eQ	6.605	BEV

Tabella 1.5.2.1. Classifica delle 20 vetture elettriche e ibride più vendute al mondo nel periodo gennaio-giugno 2017.

² Fonte: www.gruppoacquistoauto.it.

RELAZIONE FINALE

Di seguito si presentano brevemente le caratteristiche peculiari di alcuni modelli:

- Nissan Leaf (prezzo: 23.910÷36.000 €): è la vettura elettrica più venduta al mondo. Nel modello 2014 la capacità della batteria era di 26 kWh per 135 km di autonomia, mentre nel modello del 2016 raggiunge 30 kWh per 172 km di autonomia. La batteria può essere ricaricata in 12 ore tramite una rete domestica. Il pacco batteria è composto da 48 moduli, del peso di 3,8 kg ciascuno. Ogni modulo è una batteria al litio laminata che utilizza al catodo LiMn_2O_4 e LiNiO_2 .
- Renault Zoe (prezzo: 22.500÷38.300 €): questo modello di vettura elettrica possiede una capacità variabile tra 22 e 41 kWh in base al modello, rispettivamente per un'autonomia di 150 e 270 km. Per il modello da 41 kWh, il pacco batterie è realizzato con ossido di litio-cobalto e lega di silicio all'anodo; ha un peso di 305 kg e densità energetica di $134 \text{ Wh}\cdot\text{kg}^{-1}$.
- BMW i3 EV (prezzo: 36.500÷37.700 €): il peso di tale vettura è molto contenuto (1200 kg, incluse le batterie), grazie al telaio in alluminio e fibra di carbonio. La capacità della batteria al litio va da 21,6 kWh a 33,6 kWh dell'ultimo modello, con un peso di 204 kg, con una tecnologia di LiNiMnCoO_2 , in grado di superare i 200 km di autonomia.
- Tesla Model S (prezzo: 88.200÷160.100 €): la prima versione della macchina risale al 2012. Nel 2015 è stato messo sul mercato un modello con motore elettrico da 285 kWh e una batteria al litio da 75 kWh per la versione base, nella quale la trazione è posteriore o integrale. La versione avanzata ha un pacco batterie da 100 kWh e un motore da 396 kWh. L'autonomia, misurata a una velocità costante di $105 \text{ km}\cdot\text{h}^{-1}$, è di 270 km. Le batterie hanno tecnologia LiNiCoAlO_2 e lega di silicio nell'anodo di grafite.
- Tesla Model X (prezzo: 105.100÷165.000 €): questo modello è un SUV prodotto nelle versioni da 90 e 100 kWh. La tecnologia della batteria è simile alla Tesla Model S. Nel modello da 100 kWh, il motore è da 441 kWh, con trazione integrale e autonomia nominale di 542 km.

1.6. Life Cycle Assessment

La metodologia LCA (Life Cycle Assessment – Analisi del Ciclo di Vita) è stata sviluppata per valutare gli impatti ambientali di prodotti, processi e attività nel loro ciclo di vita. I primi studi di tipo LCA risalgono alla fine degli anni '60 dello scorso secolo, tanto negli USA quanto in Europa. La prima applicazione ufficiale dell'approccio LCA fu uno studio commissionato dalla Coca-Cola Co., per valutare gli impatti energetici e ambientali generati da alcune tipologie di contenitori della bevanda, col fine di scegliere il packaging col minore impatto ambientale. Ulteriori studi dell'EPA (Environmental Protection Agency, USA), noti come REPA (Resource and Environmental Profile Analysis), furono portati avanti negli anni '70 del secolo scorso sui materiali adoperati nella produzione industriale (Hunt e Franklin, 1996). Nel 1979 fu pubblicato un manuale di analisi energetica (Boustead e Hancock, 1979) che riportava un primo esempio di procedimento analitico di tipo LCA. Nel 1987, l'Ökoinstitut propose l'approccio legato all'analisi della linea produttiva. Nel 1990 si giunge ad una definizione ufficiale di Life Cycle Assessment (Klöpffer, 2014). Descrizioni classiche di LCA sono state fornite da diversi autori (Boustead, 1992; Hunt et al., 1992; Boustead, 1995; Janzen, 1995). A partire dal 1997, la metodologia LCA è stata standardizzata con le norme ISO della serie 1404x (ISO 14040:1997, ISO 14041:1999, ISO 14042:2000, ISO 14043:2000), poi unificate dalle norme ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006.

Come riportato nella Fig. 1.6.1, la metodologia LCA si compone di 4 fasi.

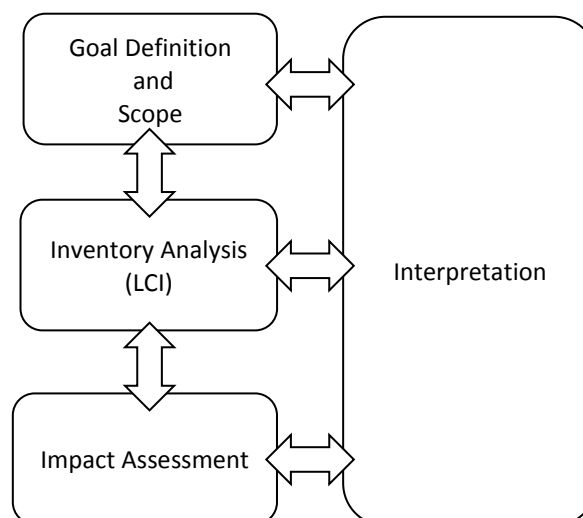


Figura 1.6.1. Schema delle fasi di LCA (ISO 14040:2006).

RELAZIONE FINALE

Nella fase iniziale, si definiscono l'obiettivo dell'analisi e il campo di applicazione, si sceglie l'unità funzionale (quantità di prodotto alla quale sono riferiti i risultati di LCA, ad esempio 1 kWh di energia termica prodotto da un impianto di conversione energetica) e si definiscono i confini del sistema studiato.

Nella seconda fase di LCA si esegue l'inventario dei flussi di materia ed energia in ingresso e in uscita (emissioni) nel sistema considerato (LCI, *Life Cycle Inventory*); la raccolta dei flussi avviene per ognuna delle fasi del ciclo di vita di un prodotto/processo/attività.

La terza fase di una LCA si basa sull'inventario, i cui dati vengono opportunamente aggregati e classificati in categorie di impatto ambientale (LCIA, *Life Cycle Impact Assessment*), mediante l'applicazione di metodologie di analisi degli impatti (es. Ecoindicator-99, ReCiPe, etc.).

L'ultima fase consiste nell'interpretazione dei risultati, al fine di individuare opzioni di miglioramento e di riduzione degli impatti ambientali più rilevanti.

Le applicazioni di LCA sono svariate e abbracciano tutti i settori. Nel campo della geotermia per la climatizzazione, alcune recenti applicazioni di LCA si ritrovano in diversi lavori, i risultati più rilevanti dei quali sono di seguito presentati.

In uno degli studi più completi (Bayer et al., 2011), gli autori hanno effettuato una valutazione degli impatti ambientali di sistemi GHP "dalla culla alla tomba", mediante l'applicazione della metodologia LCA. Dai risultati è emerso che la categoria per la quale si ha il maggiore impatto ambientale è il "*Climate Change*" (Cambiamento Climatico), che contribuisce per più del 50% agli impatti ambientali totali relativi al sistema GHP. Inoltre, gli autori hanno mostrato come l'elettricità fornita per il funzionamento della pompa di calore geotermica è il principale contributore dell'impatto ambientale dei sistemi GHP. Altri impatti rilevanti derivano dal refrigerante della pompa di calore, dalla produzione della pompa stessa, dal trasporto, dal liquido termovettore e dallo scambiatore di calore col terreno. Le emissioni GHG dovute all'uso di tali sistemi mostrano che il risparmio o il surplus di emissioni di CO₂ equivalenti su base europea dipendono dalla risorsa primaria dell'elettricità fornita alla pompa di calore per il suo funzionamento, dalle condizioni climatiche e dall'inclusione della capacità di raffreddamento passivo. Infatti, la differenza in termini

RELAZIONE FINALE

di emissioni di CO₂ equivalenti varia dal -31% all'88%, rispetto ai sistemi di riscaldamento tradizionali (caldaie a gasolio o a gas). Fattori quali la degradazione del COP, la perdita totale del fluido trasportato nel suolo o nell'acquifero hanno mostrato impatti ambientali di misura molto meno rilevante.

Uno studio italiano (Chiavetta et al., 2011) ha riportato i risultati di una LCA comparativa, applicata a due comuni sistemi di riscaldamento/raffrescamento a energia rinnovabile: solare termico e geotermico a bassa entalpia. La zona di Bologna è stata scelta come punto di installazione, mentre Milano è stata scelta come area di produzione dei componenti dei due sistemi.

I sistemi considerati hanno le seguenti caratteristiche:

- il sistema a bassa entalpia è di tipo closed loop, con uno scambiatore di calore immerso in un foro nel terreno (Borehole Heat Exchanger, BHE), dove scorre un fluido composto da una miscela di glicole etilenico (22%);
- il sistema solare termico è a circolazione naturale, nel quale il fluido è acqua e miscela di propilene glicole (50%).

Lo studio ha ipotizzato una vita utile del sistema geotermico di 80 anni, ad esclusione della pompa di calore, per la quale è stata ipotizzata la sostituzione ogni 20 anni; per il sistema solare termico, invece, è stata ipotizzata una vita utile di 20 anni.

Al fine di comparare i risultati, gli autori hanno replicato la LCA del sistema solare termico quattro volte, mentre per il sistema geotermico a bassa entalpia è stata considerata una sola volta, con la sola condizione di sostituire la pompa di calore ogni 20 anni. Per la valutazione degli impatti, gli autori hanno adoperato il metodo "CML baseline 2000" ed è stato utilizzato il software SimaPro v. 6.0. I risultati ottenuti hanno mostrato che, su tutte le categorie di impatto, il sistema geotermico a bassa entalpia produce impatti ambientali inferiori rispetto a quello solare termico. Per quanto riguarda il sistema geotermico, il componente con l'impatto più elevato è la pompa di calore. Per quanto riguarda il *Global Warming Potential* (Potenziale di Riscaldamento Globale, espresso come emissioni di CO₂ eq), la pompa di calore è responsabile della maggior parte delle emissioni GHG, mentre il processo di perforazione contribuisce per

RELAZIONE FINALE

una grande parte alle emissioni di CO₂ eq del sistema nel suo complesso. Considerando il trasporto della macchina di perforazione, il processo di perforazione e di grouting finalizzati alla installazione del sistema verticale come raggruppati nel processo di installazione ed escludendo il processo relativo alla pompa di calore (consumo energetico durante il funzionamento), l'installazione è il processo responsabile delle emissioni GHG del sistema geotermico.

Un approccio al problema della progettazione ottimale di sistemi di conversione energetica basati sulla geotermia è stato effettuato (Matuszewska, 2011) utilizzando il *Process Integration Techniques* e la *Multi-Objective Optimisation* in una prospettiva temporale multi-periodo con particolare enfasi all'integrazione con l'approccio LCA, sotto il profilo ambientale, economico ed energetico. A tal fine, come unità funzionale di riferimento, è stato scelto il kWh di energia netta utilizzabile dalla risorsa geotermica (energia totale generata dall'impianto durante la sua vita utile, ridotta dell'energia necessaria al suo funzionamento). L'analisi LCA ha preso in considerazione le fasi di costruzione, utilizzo e fine vita dell'impianto, mentre i flussi di materia ed energia relativi sono stati ricavati dal database Econvent. Il tool creato si è basato su tre metodi LCIA: Ecoindicator99, Ecoscarcity06, IPCC.

Gli scenari considerati sono stati: sistemi geotermici migliorati (*Hot dry rock, Enhanced Geothermal Systems, EGS*), acquifero profondo, acquifero superficiale. Nell'analisi si è tenuto conto di svariate tecnologie di conversione energetica, che vanno dai sistemi ORC (*Organic Rankine Cycle*) alle classiche pompe di calore. Il suddetto tool tiene conto anche della domanda energetica termica dell'utenza, differenziandola in periodo estivo, mezza stagioni, inverno e inverno estremo (caso svizzero). L'integrazione fra la parte relativa alla risorsa geotermica, quella relativa alla tecnologia di conversione energetica e quella dei profili di domanda energetica è stata affrontata mediante la minimizzazione dei costi operativi in ciascuno dei quattro periodi, utilizzando indicatori economici, termodinamici e ambientali per valutare la performance delle soluzioni tecnologiche ottimali emergenti dall'analisi multicriterio.

Sono, inoltre, stati condotti studi relativi al confronto dei risultati LCA di un sistema a pompe di calore geotermiche e di caldaie a gas in Regno Unito (Greening e Azapagic, 2012). In particolare, sono state messe a confronto le pompe che utilizzano come

RELAZIONE FINALE

sorgenti aria (ASHP), terreno (GSHP) e acqua (WSHP). Dai risultati è emerso che le pompe di calore producono impatti ambientali più elevati rispetto alle caldaie a gas, a causa dell'utilizzo di elettricità. Le pompe di calore ASHP producono impatti che sono l'82% più elevati della caldaia a gas; quelle GSHP/WSHP superano questi ultimi del 72%, eccezion fatta per "Riscaldamento Globale", "Consumo di Risorse Fossili" e "Smog Estivo" (gli autori hanno utilizzato il software GaBi v.4.4 e hanno scelto come metodo di analisi degli impatti il CML 2 Baseline 2001). Per tali categorie di impatto, gli impatti sono inferiori a quelli delle caldaie a gas. Ad esempio, oltre il 36% di CO₂ eq può essere risparmiato con le pompe WSHP e il 6% con quelle ASHP, rispetto alle caldaie a gas. Fra le pompe di calore considerate, quelle ASHP producono gli impatti più elevati a causa delle efficienze minori e delle richieste di materiale più elevate per il sistema. I sistemi GSHP e WSHP hanno impatti simili, con i secondi di poco migliori rispetto ai primi.

Una LCA comparativa è stata effettuata su un tipico sistema residenziale HVAC (*Heating, Ventilation and Air Conditioning*) in Minnesota (Li, 2012), al fine di investigare le emissioni GHG per 20 anni di riscaldamento e raffrescamento residenziale (mantenendo le temperature dell'ambiente interno di 20 °C e 24 °C, rispettivamente per la stagione calda e quella fredda). Sono stati considerati, a tal fine, otto scenari progettuali GSHP (4 convenzionali e 4 ibridi composti da bruciatore a gas e GSHP) e un sistema a bruciatore a gas convenzionale con condizionatore, sui quali sono state valutate le emissioni GHG e i costi nel ciclo di vita. Per le configurazioni GSHP orizzontali e verticali, sono stati assunti due diversi livelli di efficienza della pompa di calore (3,0 COP/14 SEER e 5,0 COP/18 SEER). Sei degli otto scenari a tecnologia GSHP producono impatti relativi alle emissioni di CO₂ eq inferiori ai sistemi convenzionali. Solamente nei casi di GSHP orizzontali a bassa efficienza e ibridi i risultati evidenziano un aumento dell'emissione di GHG nel ciclo di vita. Per quanto concerne i costi e il NPV (*Net Present Value*), le analisi hanno mostrato che le tecnologie GSHP possono essere competitive economicamente oltre la durata della loro vita utile (20 anni), ma incentivi economici possono essere richiesti per ridurre i costi iniziali rilevanti per le GSHP e i Pay Back Time sono relativamente lunghi, oltre 20 anni. Riguardo alle configurazioni del loop, i GSHP orizzontali e quelli ibridi sono più performanti se i livelli di efficienza sono alti; risultano, invece, peggiori, se i livelli di efficienza sono bassi. Gli scenari con

RELAZIONE FINALE

configurazione orizzontale ad alta efficienza hanno le performance ambientali ed economiche migliori fra tutte le configurazioni analizzate.

In (Rodriguez et al., 2012) è stata effettuata la LCA di una pompa di calore geotermica installata presso una scuola dell'infanzia in Spagna e sono stati confrontati i risultati ottenuti con quelli di un sistema a caldaia a gasolio precedente l'installazione della pompa geotermica. L'edificio analizzato aveva una superficie di 800 m² ed era riscaldato da un sistema radiante a pavimento. La domanda energetica termica è stata considerata relativamente al riscaldamento nel periodo freddo e alla produzione di acqua calda sanitaria. La caldaia a gasolio installata nell'edificio soddisfaceva la domanda energetica termica con 90 kW_t nominali e fu sostituita da una pompa di calore geotermica di 52 kW nominali, alla quale fu associato un sistema di accumulo termico di capacità 1500 litri, per la quale sono state necessarie 5 trivellazioni profonde 120 m, del diametro di 140 mm ciascuna. L'analisi LCA si è basata sui dati di monitoraggio raccolti sul sistema, considerando 1269 ore di funzionamento della pompa di calore geotermica nell'arco di un anno (63,4% riscaldamento e 36,6% acqua calda sanitaria). L'unità funzionale scelta per la LCA è pari ai kWh di energia termica forniti dal sistema di generazione del calore per soddisfare la domanda energetica di calore e acqua calda sanitaria in un arco temporale di 10 anni. La metodologia di analisi degli impatti utilizzata dagli autori è IMPACT 2002+. Sulla base dei risultati di LCA, è emerso che il sistema geotermico produce impatti ambientali inferiori a quelli prodotti dal sistema a caldaia a gasolio; le emissioni di CO₂ eq del sistema geotermico sono meno della metà di quelle del sistema a gasolio. Il risparmio di emissioni di CO₂ in atmosfera ottenuto dalla sostituzione del sistema tradizionale supera il 50%. Il processo che mostra la maggiore influenza sugli impatti ambientali calcolati per i due sistemi è relativo alla fase operativa e a quella di installazione. L'implementazione del sistema geotermico comporta impatti maggiori di quelli del sistema a caldaia, a causa del consumo di combustibili fossili delle macchine perforatrici e della costruzione delle sonde geotermiche. Nel caso in cui la potenza elettrica consumata dal sistema geotermico fosse originata da risorse rinnovabili, l'impatto ambientale corrispondente sarebbe soggetto a una riduzione marcata, con la conseguenza che il sistema geotermico diverrebbe la soluzione migliore dal punto di vista ambientale; in tal caso, le emissioni

RELAZIONE FINALE

di CO₂ del sistema nel suo ciclo di vita sarebbero notevolmente ridotte e vi sarebbe un risparmio di emissioni di CO₂ del 95.8% rispetto a quelle della caldaia a gasolio.

In (Ristimäki et al., 2013) gli autori hanno analizzato le emissioni di CO₂ con la metodologia LCA e hanno applicato il Life Cycle Costing-LCC (impatti economici nel ciclo di vita), valutando la fattibilità di diversi sistemi energetici mediante l'approccio del ciclo di vita. Mediante combinazione di LCC e LCA hanno ottenuto un LCM (Life Cycle Management) per il supporto decisionale di lungo termine. Le opzioni progettuali analizzate sono: *district heating* (teleriscaldamento), *district heating* con pannelli fotovoltaici integrati, pompa di calore con scambio nel terreno (GSHP), GSHP con pannelli fotovoltaici integrati. Lo scenario progettuale con l'investimento iniziale più elevato è il più fattibile secondo la prospettiva del ciclo di vita. Lo studio ha evidenziato la connessione fra il risparmio economico e la riduzione delle emissioni di CO₂.

Una LCA del tipo "cradle to gate" (dalla culla alla porta) è stata applicata su un impianto geotermico di teleriscaldamento, basato su un caso reale in Islanda (Karlsdottir et al., 2014). L'unità funzionale scelta è 1 MWh_t prodotto. Per il processing è stato utilizzato il software Simapro 7 e l'analisi degli impatti (LCIA) è stata effettuata con il metodo CML Baseline e il Cumulative Energy Demand, con particolare attenzione alla domanda di energia primaria e alla *Carbon Footprint* (Impronta di Carbonio). A tal fine è stato considerato il sistema di teleriscaldamento a bassa temperatura di Stykkishólmur. Si è determinato che gli impatti maggiori sono determinati dai pozzi e dalle condotte di trasporto del fluido geotermico e dallo scambiatore di calore: il sistema di produzione del calore geotermico incide per il 60% - 80% su tutte le categorie di impatto del metodo CML Baseline. Il processo maggiormente responsabile è la produzione di acciaio usato per realizzare molti componenti; l'uso del diesel per la perforazione dei pozzi geotermici è il maggior contributore per le categorie EP (potenziale di eutrofizzazione) e GWP100 (Global Warming Potential a 100 anni); il fango bentonitico usato nella perforazione dei pozzi è responsabile in misura considerevole degli impatti potenziali su AP (potenziale di acidificazione delle acque) e ODP (potenziale di riduzione della fascia di Ozono). Nella fase operativa, i principali flussi di input del sistema sono il fluido geotermico e l'elettricità ausiliaria, che non condizionano negativamente gli impatti ambientali considerati. Per quanto riguarda la domanda di

RELAZIONE FINALE

energia primaria, l'uso di energia geotermica primaria nel fluido geotermico domina la domanda di energia rinnovabile. La domanda di energia primaria non rinnovabile si origina, invece, da vari processi; il maggior contributore è il sistema di produzione del calore geotermico, soprattutto a causa della produzione dell'acciaio usato nelle condotte, ma anche a causa della combustione del diesel e della bentonite usata nella perforazione dei pozzi geotermici.

Un altro studio ha confrontato gli impatti di tre sistemi di calore differenziati per sorgente energetica e tipo di sistema: pompa di calore elettrica acqua-acqua, pompa di calore ad assorbimento acqua-acqua, caldaia a gas naturale (Nitkiewicz e Sekret, 2014). La sorgente di calore per i sistemi a pompa di calore è un fluido geotermico a bassa temperatura, con temperatura sotto i 20 °C e una portata di 24 m³·h⁻¹. Gli autori hanno assunto che le pompe di calore e la caldaia lavorino in sistema monovalente. L'analisi è stata condotta su temperature caratteristiche della rete di riscaldamento di 50/40 °C. Gli impatti ambientali sono stati valutati secondo l'approccio LCA, con l'utilizzo del metodo di analisi degli impatti Ecoindicator-99; l'unità funzionale è l'impianto di riscaldamento con un certo quantitativo di calore prodotto per soddisfare la domanda di calore locale nella media stagione. Il software utilizzato è Simapro 7. Lo studio ha mostrato che gli impianti con sorgente geotermica a bassa temperatura hanno l'ecoindicatore minore rispetto alla caldaia a gas. Dal confronto fra le due pompe di calore, quella ad assorbimento ha impatti ambientali inferiori rispetto a quella elettrica. La caldaia a gas, invece, produce il danno minore sulla salute umana, benché il suo ecoindicatore sia il più elevato fra i tre calcolati.

In (Kim et al. 2015) sono state effettuate valutazioni ambientali ed economiche per la selezione dello scambiatore di calore migliore (*Ground Heat Exchanger, GHE*) per un impianto geotermico GSHP, considerando la temperatura dell'acqua in ingresso come variabile dalla quale far dipendere la scelta. Inizialmente, sono stati valutati i fattori chiave che condizionano la performance del GHE; successivamente sono state individuate le possibili alternative con riferimento alla temperatura dell'acqua in ingresso e, infine, sono state applicati la LCA e il LCC. La temperatura dell'acqua in ingresso è quella temperatura individuata per fornire acqua ad alta temperatura in caso di riscaldamento e a bassa temperatura in caso di raffreddamento, che minimizza

RELAZIONE FINALE

il carico della pompa di calore. Gli scenari sottoposti a LCA e LCC sono cinque, differenziati per temperatura dell'acqua in ingresso (max/min). La spaziatura tra i fori è di 6 m, la conducibilità del cemento di riempimento del foro è di $1,8 \text{ W} \cdot (\text{m K})^{-1}$, il tubo a U dello scambiatore è del tipo PN10, DN25, con spaziatura della condotta a U di 20 mm; il foro ha un diametro di 150 mm. La lunghezza del foro varia in funzione della temperatura dell'acqua in ingresso e va da 90 m per una temperatura max/min di 30/5 °C, a 195 m per una temperatura max/min di 20/5 °C. Per quanto riguarda i "costi" ambientali, lo scenario intermedio (T 25/5 °C, profondità de foro di 123 m) ha un effetto risparmio nel ciclo di vita, pari al 2,2% confrontato con lo scenario esistente (temperature 23/5 °C; profondità del foro 143 m); per quanto concerne il "costo" di tipo economico, lo scenario con la temperatura dell'acqua in ingresso più elevata e la profondità del foro minore (temperature 30/5 °C e profondità del foro 90 m) è quello che genera l'effetto risparmio maggiore se confrontato con lo scenario attuale ed è pari al 7,5%; prendendo in considerazione entrambi i costi, invece, l'effetto risparmio totale si ottiene dallo scenario con temperatura max/min 27/5 °C e profondità del foro 107 m, ed è pari al 5% se confrontato con lo scenario attuale.

L'analisi LCA è stata utilizzata per quantificare gli impatti ambientali dell'installazione di uno scambiatore di calore col terreno a Thessaloníki, in Grecia (Koroneos e Nanaki, 2017). Lo studio ha esaminato la costruzione, il trasporto, e le fasi operative di un sistema GSHP, registrando sia i consumi energetici che le emissioni in aria. L'unità funzionale scelta è 1 kW di potenza installata. L'impianto considerato ha una capacità di riscaldamento di 322 kW e di raffrescamento pari a 289 kW. Per le valutazioni LCA è stato utilizzato il software Simapro 7 e il metodo di analisi degli impatti è Ecoindicator-95. Le categorie di impatto ambientale considerate sono l'effetto serra, il consumo della fascia di Ozono, l'acidificazione, l'eutrofizzazione, la carcinogenesi, lo smog invernale e i metalli pesanti. I risultati hanno mostrato che il 73% e il 14,54% della valutazione sono da attribuire, rispettivamente, alle categorie di acidificazione (emissioni di SO₂ e NO_x, legate alla produzione di materiali grezzi e alle fasi operative del sistema di climatizzazione) e di effetto serra (emissioni di gas a effetto serra generate dalla produzione di materiali grezzi e miscela cementizia usata nel foro).

1.7. Water Footprint Assessment

La metodologia di Water Footprint Assessment (Valutazione dell'Impronta Idrica) ha le sue origini alla fine degli anni '90 dello scorso secolo, e i principali risultati scientifici sono riportati nei lavori di Hoekstra e Chapagain (es. Hoekstra, 1998; Hoekstra e Chapagain, 2007).

La definizione di Water Footprint risale al 2003 (Hoekstra, 2003); si tratta di un indicatore che fornisce informazioni quantitative sull'entità dell'utilizzo dell'acqua sia di tipo diretto che indiretto. In questo secondo caso si parla di "acqua nascosta", cioè non relativa, ad esempio, all'acqua di processo impiegata direttamente in un ciclo produttivo aziendale, ma che potrebbe essere riferita a volumi idrici utilizzati nei processi di estrazione di materie prime adoperate per la realizzazione di componenti, combustibili, etc., impiegati comunque nel ciclo produttivo ma non direttamente imputabili allo stesso.

La Water Footprint può essere calcolata sia per un prodotto sia per un processo o un'attività. Non deve, però, essere confusa con l'impatto ambientale derivante dal consumo o dall'inquinamento dell'acqua.

L'indicatore si compone di tre parti, non sempre tutte perfettamente identificabili (Hoekstra et al., 2011):

- Blue Water Footprint;
- Green Water Footprint;
- Grey Water Footprint.

La Blue Water Footprint è il volume di precipitazione che diviene ruscellamento superficiale o ricarica la falda sotterranea, impiegato in una filiera produttiva.

La Green Water Footprint è il volume di precipitazione che, invece, non diviene ruscellamento superficiale né ricarica un acquifero e che viene utilizzato nella filiera.

Infine, la Grey Water Footprint è quel volume idrico necessario a diluire il carico inquinante generato da un prodotto, processo, attività.

La metodologia è stata standardizzata secondo la norma ISO 14046 del 2014.

RELAZIONE FINALE

Non sono, attualmente, presenti nelle banche dati delle riviste scientifiche internazionali articoli scientifici che riportino studi relativi all'applicazione della metodologia di Water Footprint Assessment alle pompe di calore accoppiate a sonda geotermica.

2. Caso di studio

2.1. Introduzione

Il progetto di ricerca in oggetto si propone di analizzare la fattibilità tecnica, economica ed ambientale dell'utilizzo di un sistema a pompa di calore del tipo acqua-acqua accoppiata con una sonda geotermica a bassa entalpia per la climatizzazione degli ambienti, posto a servizio della sede della Sotacarbo S.p.A. sita in Carbonia nella Grande Miniera Serbariu.

2.2. Il Centro ricerche Sotacarbo

Il Centro Ricerche Sotacarbo è ubicato nell'ex Miniera di Serbariu, oggi inglobata nella cerchia periferica che disorganicamente è cresciuta attorno alla cittadina di Carbonia (Figg. 2.2.1-2). A questa si accede attraverso due ingressi: uno da Via Roma-Via Nazionale e l'altro accanto alla sottocentrale ENEL in prossimità della Torre refrigerante.



Figura 2.2.1. Centro ricerche Sotacarbo (prospetto anteriore).



Figura 2.2.2. Centro ricerche Sotacarbo (prospetto posteriore, vista dall'alto).

L'aspetto dell'intera area, oggi ristrutturata con un intervento di recupero nell'anno 2000, si presenta in buono stato di conservazione, così come il fabbricato sede del Centro Ricerche, i cui lavori furono ultimati nel 2006.

Il Centro Ricerche Sotacarbo era, in origine, un Magazzino Materiali posto a servizio della Miniera di Serbariu, di proprietà dell'A.Ca.I. (Azienda Carboni Italiana), che sfruttava il bacino carbonifero del Sulcis.

L'A.Ca.I., inizialmente, incentrò il suo interesse soprattutto nella miniera di Bacu Abis, ma, tra il 1936 ed il 1937, dette inizio ad un organico programma di ricerche, che portò alla scoperta dell'enorme ricchezza carbonifera di tutto il sottosuolo sulcitano e, in particolare, all'individuazione del vasto giacimento di Serbariu. Nel 1937 si intrapresero i lavori nella miniera di Seruci, Cortoghiana e Nuraxi Figus e, con particolare intensità, nel cantiere di Serbariu che, oltre alla consistenza del giacimento, godeva della vicinanza del porto di Sant'Antioco, dal quale il carbone veniva spedito.

RELAZIONE FINALE

Con queste previsioni si progettò un grande cantiere servito da due pozzi di estrazione profondi 100 m, dai quali si ripartivano lunghe gallerie che ne consentivano la coltivazione. In risposta all'ingente produzione dei pozzi, il cantiere fu presto dotato di altre importanti strutture dalle robuste ossature in cemento armato, come: la grande centrale elettrica, gli uffici, le officine, la lampisteria, una modernissima laveria in grado di sostenere la produzione anche delle altre miniere, ed una linea ferro-viaria diretta al porto di Sant'Antioco.

Il forte impulso dato dall'A.Ca.I. all'attività carbonifera sarda determinò immediatamente un notevole afflusso di manodopera nel bacino sulcitano, tanto che si presentò con urgenza il problema della realizzazione di un grande numero di alloggi per accogliere gli operai che, numerosi, si riversavano nei cantieri carboniferi. Fu proprio per far fronte alle esigenze logistiche delle maestranze di questi cantieri, in particolar modo di quello di Serbariu, che si decise di progettare e realizzare il nuovo centro minerario di Carbonia. Nel 1940 le strutture del cantiere di Serbariu potevano dirsi concluse; vi lavoravano oltre tre mila minatori, numerosi addetti ai trasporti ed alle officine e tutti gli impianti erano pronti a marciare a pieno regime. Nel 1943, con il precipitare della situazione militare e di quella economica, le produzioni di carbone registrarono una gravissima flessione produttiva, dovuta non solo alla forte diminuzione delle unità lavorative, in seguito alla chiamata alle armi, ma anche e soprattutto per la condizione di totale isolamento dell'industria carbonifera sarda, in seguito al bombardamento del porto di Sant'Antioco che aveva causato la chiusura del commercio con la penisola e, quindi, impedito l'approvvigionamento dei materiali indispensabili ai cantieri.

La situazione che si presentò immediatamente dopo la cessazione della Grande Guerra fu desolante: la miniera di Serbariu era rimasta per due anni senza alcuna manutenzione, il carbone fermo nel porto di Sant'Antioco era entrato in autocombustione e lo Stato, per evitare il definitivo smantellamento delle miniere carbonifere, si assunse direttamente gli oneri concernenti l'attività produttiva, attraverso l'Alto Commissariato per la Sardegna.

Negli anni Sessanta l'attività venne interrotta in quasi tutti i cantieri carboniferi, a eccezione di quello di Serbariu e di Seruci. Nel 1964, col passaggio della Carbosarda

RELAZIONE FINALE

all'ENEL, ente privo di qualunque vocazione mineraria, si verificò il passo finale della politica di smobilitazione del bacino carbonifero che, oltre al tracollo delle miniere di carbone, causò la crisi economica e sociale della città di Carbonia. Successivamente, sia i terreni sia gli immobili dei cantieri in disuso passarono alla S.M.C.S. e, in seguito, all'Amministrazione Comunale.

L'edificio, oggi sede del Centro Ricerche Sotacarbo, fu realizzato fra il 1938 ed il 1939, adibito a Magazzino Materiali; fu ampliato nella corte interna negli anni '50 con tre campate di nuovi locali-magazzini. Originariamente, esso era costituito da un prospetto principale in trachite faccia a vista e un grande portale in ferro che immetteva in un largo corridoio. Questo conduceva ad una corte interna, i cui prospetti furono realizzati, rispettivamente, tutto in muratura di trachite faccia a vista quello principale in cui vi è l'uscita, con sola zoccolatura in trachite e con la medesima scansione delle finestre dei prospetti esterni i due prospetti laterali.

Nell'anno 2000 l'edificio appariva notevolmente degradato nelle strutture e nelle finiture a causa dello stato di abbandono ed era parzialmente utilizzato come officina e magazzino da privati.

Decisa la ristrutturazione, la scelta progettuale fu improntata nel rispetto dell'importante valore di testimonianza storica, di archeologia industriale e di luogo del lavoro che il complesso possiede senza, però, rinunciare a soddisfare le richieste formulate dai responsabili della Sotacarbo, come peraltro disposto dall'Amministrazione Comunale, in modo da rendere il progetto il più possibile funzionale ed adeguato al Centro di Ricerche.

La struttura esistente è stata collegata ad un'officina (Fig. 2.2.3), realizzata ex-novo in calcestruzzo armato prefabbricato e intonacato come gli edifici esistenti, mediante un cunicolo che immette sull'ala destra in un corridoio dal quale si dipartono i laboratori chimici, di metrologia ed elettronica; specularmente, nell'ala sinistra si trovano gli uffici, mentre nel corpo centrale, sul prospetto principale, sono stati dislocati l'infermeria, la mensa, il bar, i servizi, la sala d'attesa, la portineria, gli uffici di direzione e presidenza, le segreterie, l'archivio tecnico ed amministrativo. Simmetricamente, nella parte opposta, vi sono gli ambienti per lo stoccaggio di rifiuti tossici e nocivi, per la preparazione dei provini e per l'analisi termica.



Figura 2.2.3. Officina.

Nella corte interna si trova l'Auditorium, che può ospitare circa 200 persone, con relativi servizi, una sala espositiva, una sala riunioni, il tutto circondato da una piccola area verde. Per quanto riguarda la distribuzione interna, gli uffici sono realizzati a doppia altezza, con un soppalcato nella parte in aderenza al muro esterno e con una parte del pavimento trasparente per dar luce allo spazio sottostante; il soppalco è raggiunto per mezzo di scale in ferro.

Il prospetto principale ha tre portali in ferro: quello centrale immette in un ampio corridoio, sul quale si aprono i percorsi laterali ed unisce il verde esterno al piccolo giardino interno che circonda l'auditorium, la sala esposizione, la sala riunioni. I due portali laterali immettono, rispettivamente, sui corridoi uffici e laboratori.

Restaurate le preesistenze, questi nuovi ambienti sono ben leggibili nelle nuove funzioni (Figg. 2.2.4-6); la struttura dell'auditorium è stata realizzata con pilastri in c.a. a vista, tamponata con muratura a cassetta di mattoni faccia vista, copertura ventilata

RELAZIONE FINALE

in tegole canadesi ramate poggianti su travi in legno lamellare e lamiera grecata. I servizi attigui sono stati progettati e realizzati applicando la normativa sull'abbattimento delle barriere architettoniche. Completa la consistenza un percorso coperto, lateralmente trasparente, realizzato in profilato di ferro e vetro, le cui pareti poggiano su un muretto in laterizio che collega l'auditorium, la sala espositiva e la sala riunioni al corridoio d'ingresso. Queste ultime sono anch'esse dotate di una struttura in c.a. con tamponamento in muratura a cassetta di mattoni faccia vista, la copertura ventilata in tegole canadesi ramate poggia su travi in legno lamellare, infissi in ferro, pavimenti in graniglia di marmo.

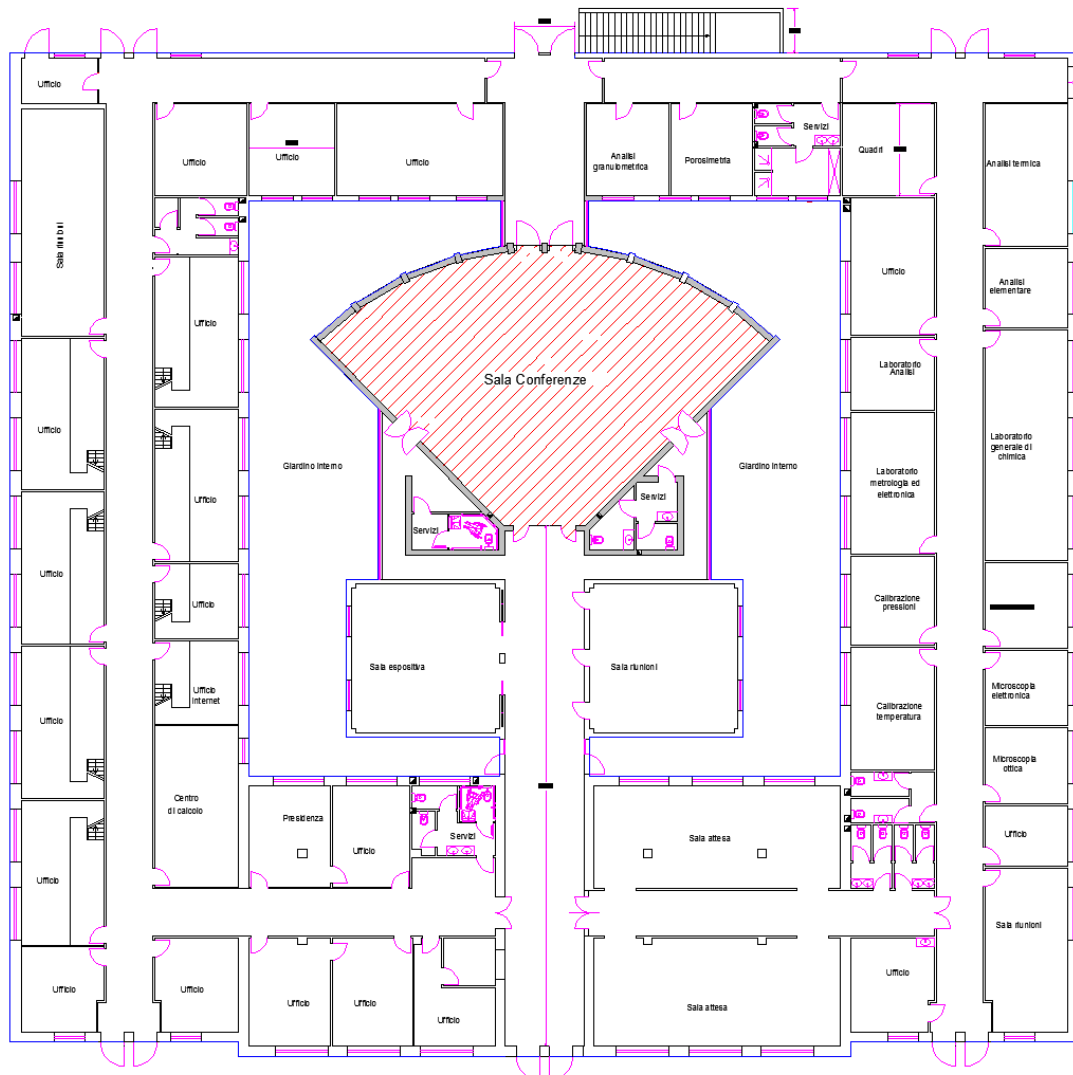


Figura 2.2.4. Pianta dell'edificio (Frau et al., 2016).

RELAZIONE FINALE

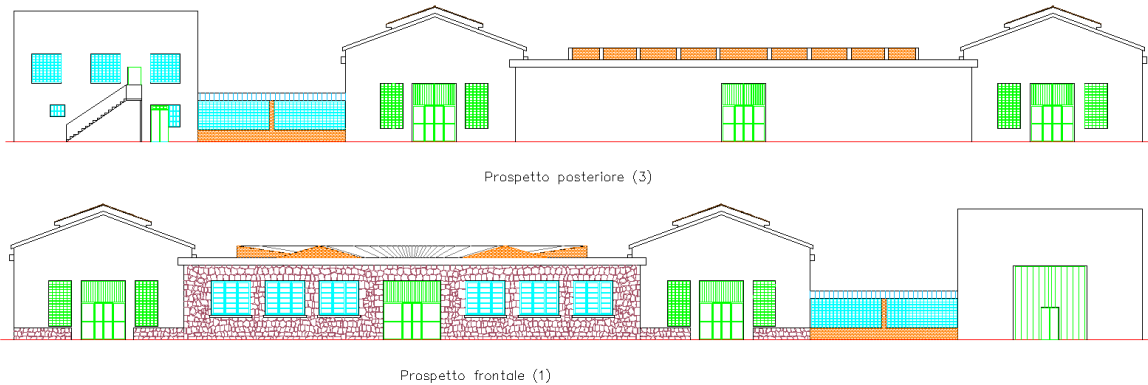


Figura 2.2.5. Prospetti frontale e posteriore dell'edificio (Frau et al., 2016).

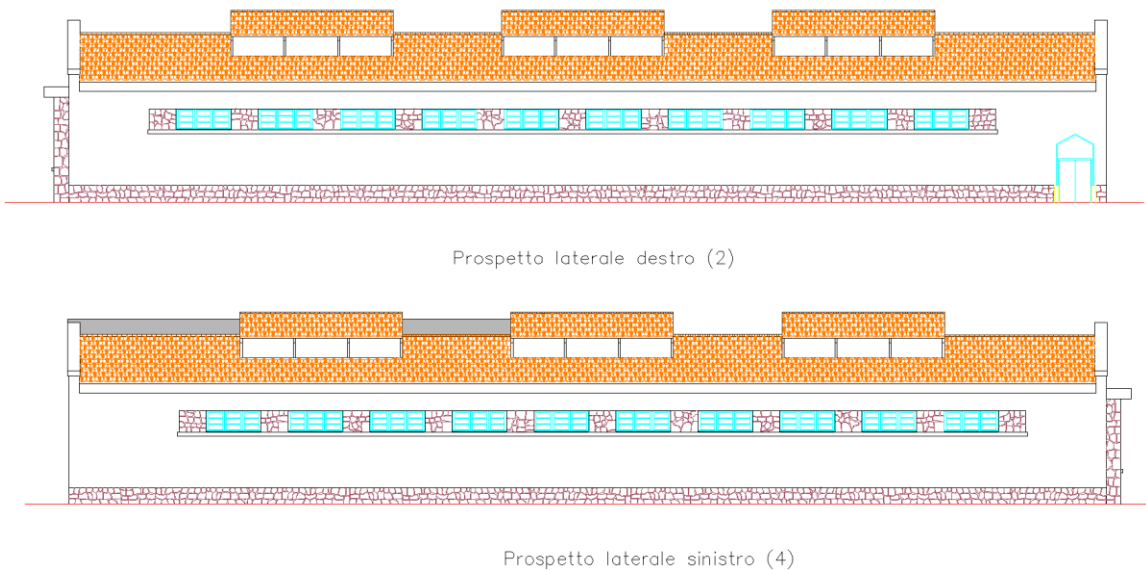


Figura 2.2.6. Prospetti laterali (Frau et al., 2016).

2.3. Impianti esistenti

Gli impianti di servizio di cui l'edificio è dotato sono i seguenti:

- Illuminazione (interna ed esterna);
- Climatizzazione;
- Aspirazione laboratori;
- Idrico;
- Acqua Calda Sanitaria (ACS);

RELAZIONE FINALE

- Scarico acque (bianche e nere).

Nell'ottica dello studio in esame verranno presi in considerazione solamente gli impianti più energivori, vale a dire quelli di illuminazione e climatizzazione.

2.3.1. Impianto di illuminazione

L'impianto di illuminazione dell'edificio in esame è stato installato in corrispondenza dell'intervento di ristrutturazione effettuato.

I centri illuminanti attualmente installati sono 219, mentre la potenza corrispondente delle lampade è pari 7.924 W. Questi sono dotati di lampade del tipo a scarica con tubi fluorescenti o a bulbo (Tab. 2.3.1.1). I sistemi installati non sono dotati di parzializzazione del flusso luminoso emesso in funzione dell'illuminazione esterna e/o della presenza di persone entro gli ambienti.

La configurazione attuale dell'impianto determina elevati consumi di energia elettrica cui conseguono elevati costi di esercizio dovuti al basso valore di efficienza luminosa delle lampade utilizzate.

#	Destinazione d'uso	Apparecchio illuminante			Q.tà [a.i.]	Q.tà [lampada]	Potenza totale [W]
		Potenza lampade [W/lampada]	Numero lampade [lamp/a.i.]	Potenza app.ill. [W/a.i.]			
1	Ufficio	58	2	116	1	2	116
		18	2	36	2	4	72
2	Ufficio	58	2	116	2	4	232
3	Ufficio	58	2	116	2	4	232
4	Ufficio	58	2	116	2	4	232
5	Ufficio	58	2	116	2	4	232
6	Ufficio	18	4	72	2	8	144

RELAZIONE FINALE

#	Destinazione d'uso	Apparecchio illuminante			Q.tà [a.i.]	Q.tà [lampada]	Potenza totale [W]
		Potenza lampade [W/lampada]	Numero lampade [lamp/a.i.]	Potenza app.ill. [W/a.i.]			
7	Ufficio	18	4	72	2	8	144
8	Ufficio	18	4	72	6	24	432
		58	1	58	2	2	116
9	Ufficio	18	4	72	6	24	432
		58	1	58	2	2	116
10	Ufficio	18	4	72	6	24	432
		58	1	58	2	2	116
11	Ufficio	18	4	72	6	24	432
		58	1	58	2	2	116
12	Ufficio	18	4	72	4	16	288
		58	1	58	1	1	58
13	Ufficio	18	4	72	4	16	288
		58	1	58	1	1	58
14	Ufficio	18	4	72	6	24	432
		58	1	58	2	2	116
15	Ufficio	18	4	72	6	24	432
		58	1	58	2	2	116
16	Ufficio	58	2	116	4	8	464
17	Laboratorio	58	2	116	3	6	348
18	Laboratorio	58	2	116	1	2	116
19	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
20	Laboratorio	58	2	116	1	2	116
21	Laboratorio	58	2	116	3	6	348

RELAZIONE FINALE

#	Destinazione d'uso	Apparecchio illuminante			Q.tà [a.i.]	Q.tà [lampada]	Potenza totale [W]
		Potenza lampade [W/lampada]	Numero lampade [lamp/a.i.]	Potenza app.ill. [W/a.i.]			
22	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
23	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
24	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
25	Laboratorio	58	2	116	3	6	348
26	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
27	Laboratorio	58	2	116	3	6	348
28	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
29	Laboratorio	58	2	116	3	6	348
30	Laboratorio	58	2	116	3	6	348
31	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
32	Laboratorio	58	2	116	5	10	580
33	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
34	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
35	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
36	Laboratorio	58	2	116	2	4	232
36	Mensa	0	0	0	0	0	0
37	Laboratorio	0	0	0	0	0	0
39	Bar	18	4	72	4	16	288
40	Sala Zoe	36	1	36	2	2	72
41	Ufficio auditorium 1	18	1	18	2	2	36
41	Ufficio auditorium 1	0	0	0	0	0	0

RELAZIONE FINALE

#	Destinazione d'uso	Apparecchio illuminante			Q.tà [a.i.]	Q.tà [lampada]	Potenza totale [W]
		Potenza lampade [W/lampada]	Numero lampade [lamp/a.i.]	Potenza app.ill. [W/a.i.]			
42	Ufficio auditorium 2	0	0	0	0	0	0
43	Servizi N	18	2	36	5	10	180
44	Servizi E	18	2	36	6	12	216
45	Servizi S	18	1	18	4	4	72
46	Servizi W	18	2	36	4	8	144
47	Servizi bar	18	2	36	8	16	288
48	Corridoio principale	18	1	18	14	14	252
49	Corridoio N-1	36	1	36	4	4	144
50	Corridoio E	36	1	36	9	9	324
51	Corridoio S-1	36	1	36	4	4	144
52	Corridoio S-2	36	1	36	5	5	180
53	Corridoio W	36	1	36	9	9	324
54	Corridoio N-2	36	1	36	4	4	144
55	Corridoio auditorium	36	1	36	2	2	72
TOTALE					213	439	14.252

Tabella 2.2.1.1. Caratteristiche impianto di illuminazione.

2.3.2. Impianto di climatizzazione

L'impianto di climatizzazione dell'edificio che ospita l'attività della Sotacarbo è costituito da due generatori a pompa di calore reversibile (per il funzionamento in

RELAZIONE FINALE

riscaldamento e raffrescamento) del tipo aria-acqua marca Uniflair, modello ARAC – F 0744A (Fig. 2.3.2.1, Tab. 2.3.2.1), posizionati nella parte retrostante dell’edificio principale. La logica di funzionamento prevede, normalmente, il funzionamento di una sola pompa di calore (funzionamento on-off) e l’inserimento in funzione della seconda solamente nel caso in cui la prima non sia in grado di soddisfare la richiesta energetica.

Funzionamento	Potenza termica [kW]	Potenza elettrica[kW]	EER/COP
Raffrescamento ⁽¹⁾	169,3	33,5	5,05
Riscaldamento ⁽²⁾	187,1	40,2	4,65
⁽¹⁾ T _{mandata} = 7°C - T _{esterna} = 35°C ⁽²⁾ T _{mandata} = 45°C - T _{esterna} = 7°C			

Tabella 2.3.2.1. Caratteristiche della pompa di calore installata.



Figura 2.3.2.1. Pompe di calore.

I terminali del circuito idronico serviti dalle pompe di calore sono i seguenti (Fig. 2.3.2.2):

- Ventilconvettori: sono posizionati in uffici e laboratori;
- Termoventilanti aria primaria: quattro, installate nel controsoffitto, sono poste a servizio di laboratori e uffici, mentre una, sistemata sulla copertura dell'edificio, è dedicata all'auditorium.

Il sistema di distribuzione dell'aria primaria è costituito da canali e diffusori per la mandata e la ripresa dell'aria dagli ambienti.

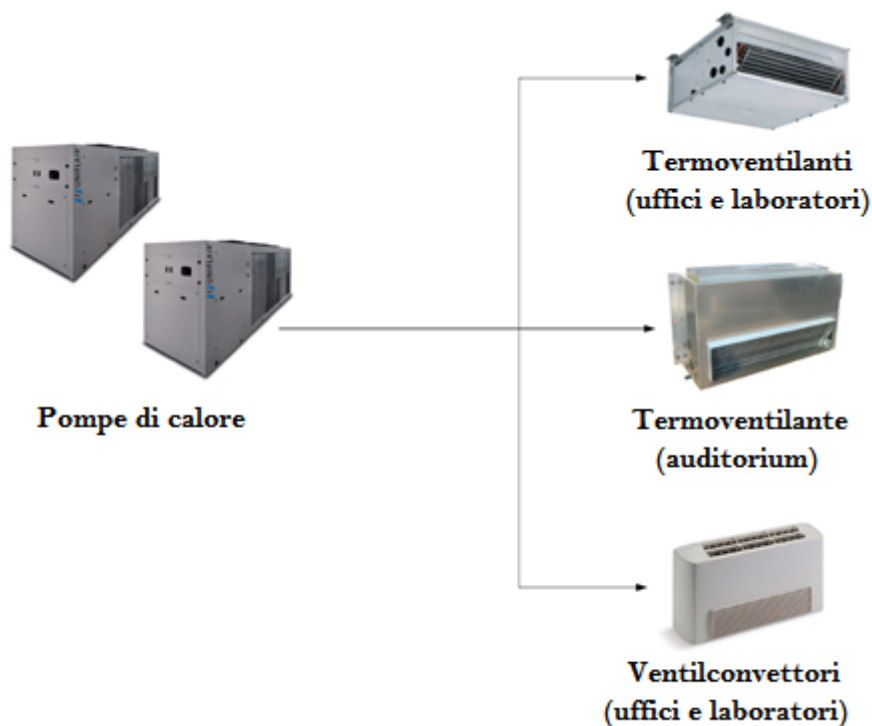


Figura 2.3.2.2. Configurazione impianto di climatizzazione.

2.4. Sistema di monitoraggio dei consumi

Nell'edificio oggetto del presente studio è installato un sistema di monitoraggio dei consumi elettrici. Il sistema installato è prodotto e commercializzato dalla ditta Acotel (www.acotel.com) ed è in grado di rilevare i dati di consumo di diverse sezioni

dell'impianto (Fig. 2.4.1):

- Cabina elettrica (complessivo);
- Generale laboratori;
- Generale uffici;
- Ufficio tipo;
- Pompe di calore.

Nel Generale uffici sono conteggiati anche i consumi dell'auditorium, mentre i consumi dell'officina possono essere ottenuti per sottrazione da quello complessivo degli altri rilevati (Generale uffici, Generale laboratori e Pompe di calore).

I dati di consumo sono consultabili dalla piattaforma web Acotel, da cui è possibile effettuare un postprocessing e il download dei dati.



Figura 2.4.1. Sistema di monitoraggio consumi elettrici.

2.5. Impianto fotovoltaico

Nell'ottica del processo di miglioramento delle prestazioni energetiche perseguito dalla politica aziendale della Sotacarbo, nella sede è stata prevista l'installazione di un impianto solare fotovoltaico per la produzione di energia elettrica posto in parallelo alla rete (Fig. 2.5.1).

RELAZIONE FINALE

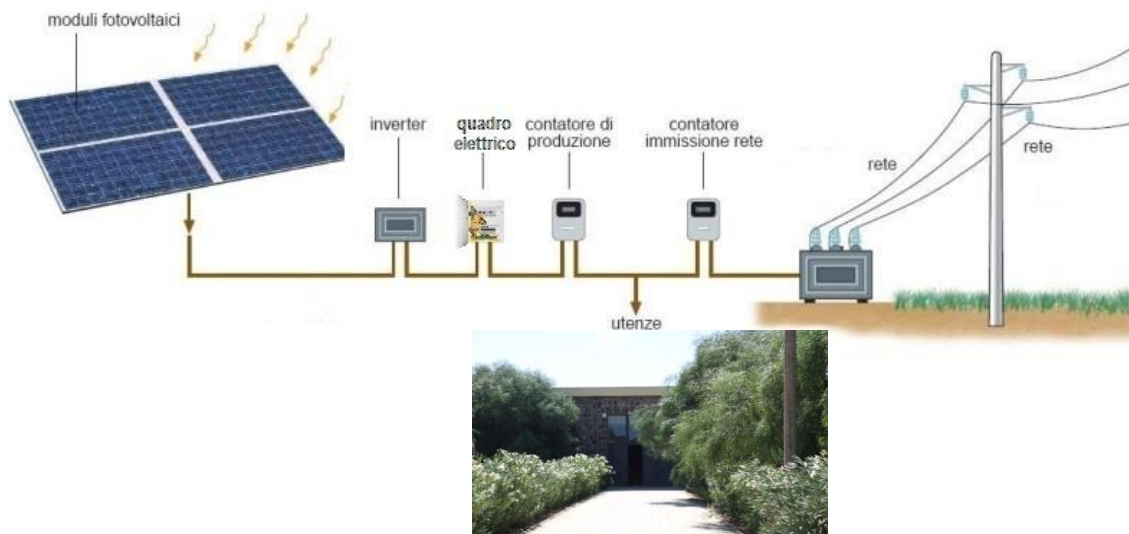


Figura 2.5.1. Schema impianto fotovoltaico.

Il dimensionamento dell'impianto è stato effettuato tenendo conto dei seguenti fattori:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo);
- vincoli di tipo monumentale-artistico.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è stata verificata utilizzando i dati della norma UNI 10349 relativi ai valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale per la località sede dell'intervento, ovvero il Comune di Carbonia, avente latitudine $39,1667^\circ$, longitudine $8,5233^\circ$ e altitudine di 94 m s.l.m.m..

I principali componenti che costituiscono l'impianto sono:

- pannelli fotovoltaici: captano la radiazione solare e la trasformano in energia elettrica in corrente continua;
- inverter: trasformano la corrente continua prodotta dai pannelli in corrente alternata utilizzabile dalle utenze;
- struttura di sostegno dei moduli: elementi in acciaio inox che permettono il

RELAZIONE FINALE

- posizionamento dei moduli fotovoltaici sulla copertura dell'edificio (piana o inclinata) secondo una determinata orientazione;
- contatori: conteggiano l'energia prodotta e quella immessa o prelevata dalla rete;
- quadri elettrici.

La posizione di un pannello fotovoltaico viene identificata da una coppia di angoli denominati rispettivamente:

- azimuth: viene definito come l'angolo tra la normale dei pannelli e il sud geografico;
- tilt: è l'angolo di inclinazione dei pannelli rispetto al piano orizzontale.

Il principio progettuale normalmente utilizzato per il dimensionamento di un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, i moduli fotovoltaici devono essere esposti alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. Nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa, in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

Nel caso specifico, i vincoli monumentali-artistici della struttura che ospiterà l'impianto hanno determinato il ricorso a installazioni che permettessero di ottenere il perfetto mascheramento dei pannelli da parte della struttura muraria. Questo ha determinato valori ridotti di tilt dei pannelli installati sul tetto piano, mentre l'orientazione delle falde dell'officina ha determinato un valore di azimuth non ottimale per quelli orientati a nord-est.

L'impianto sarà montato sulle parti piane della copertura del corpo principale e sulle due falde della copertura dell'officina e sarà realizzato con pannelli fotovoltaici in

RELAZIONE FINALE

silicio policristallino. L'energia prodotta dall'impianto sarà principalmente destinata a soddisfare i fabbisogni della struttura, mentre l'eventuale eccesso temporaneo di produzione sarà immesso in rete (Scambio Sul Posto). Tutti i componenti dell'impianto saranno mascherati dalla struttura muraria e non altereranno la sagoma dell'edificio, né non saranno visibili dall'esterno (Fig. 2.5.2).

L'impianto in esame è costituito da 324 moduli in silicio policristallino di potenza nominale di 270 kWp ciascuno ed estensione totale di 518 m², e da 4 inverter (Fig. 2.5.3, Tab. 2.5.1). La potenza totale è pari a 87,48 kWp, che determina una produzione di energia di circa 116.000 kWh/anno (Fig. 2.5.4).

L'impianto sarà del tipo *grid-connected*, con allaccio trifase in bassa tensione multisezione. Infatti, la disposizione delle aree utilizzate per l'installazione dei pannelli fotovoltaici ha permesso l'organizzazione dell'impianto in più sezioni (Tab. 2.5.2).

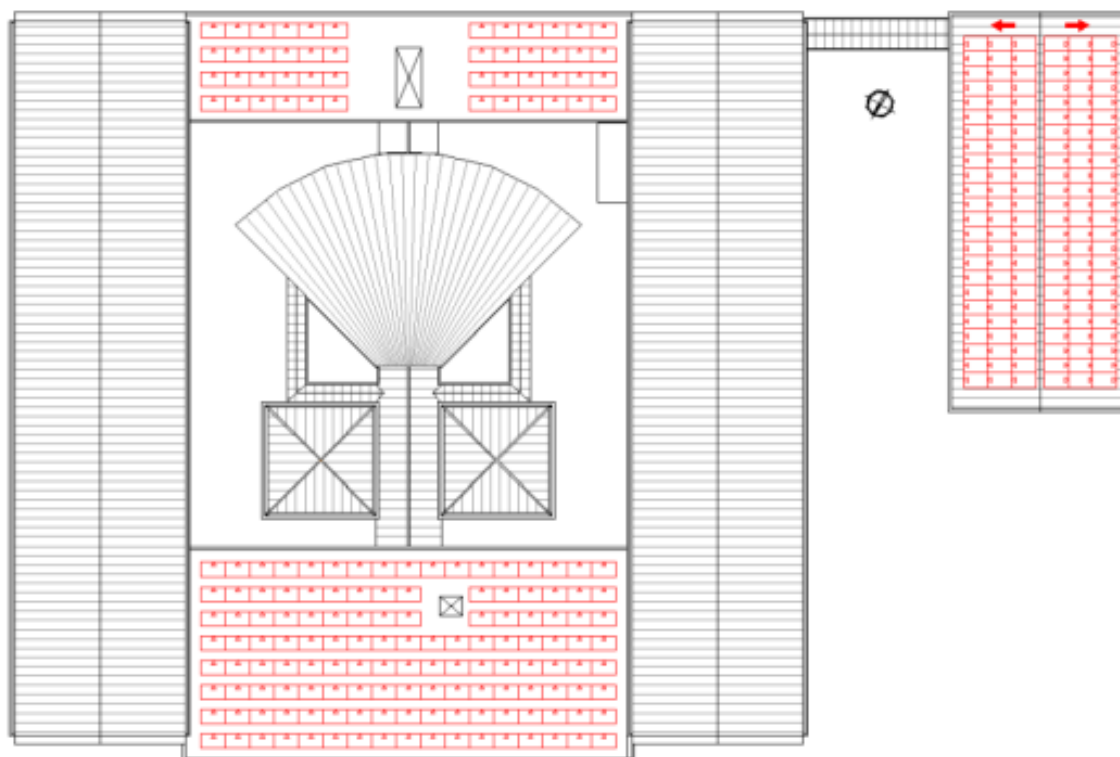


Figura 2.5.2. Disposizione pannelli.

RELAZIONE FINALE

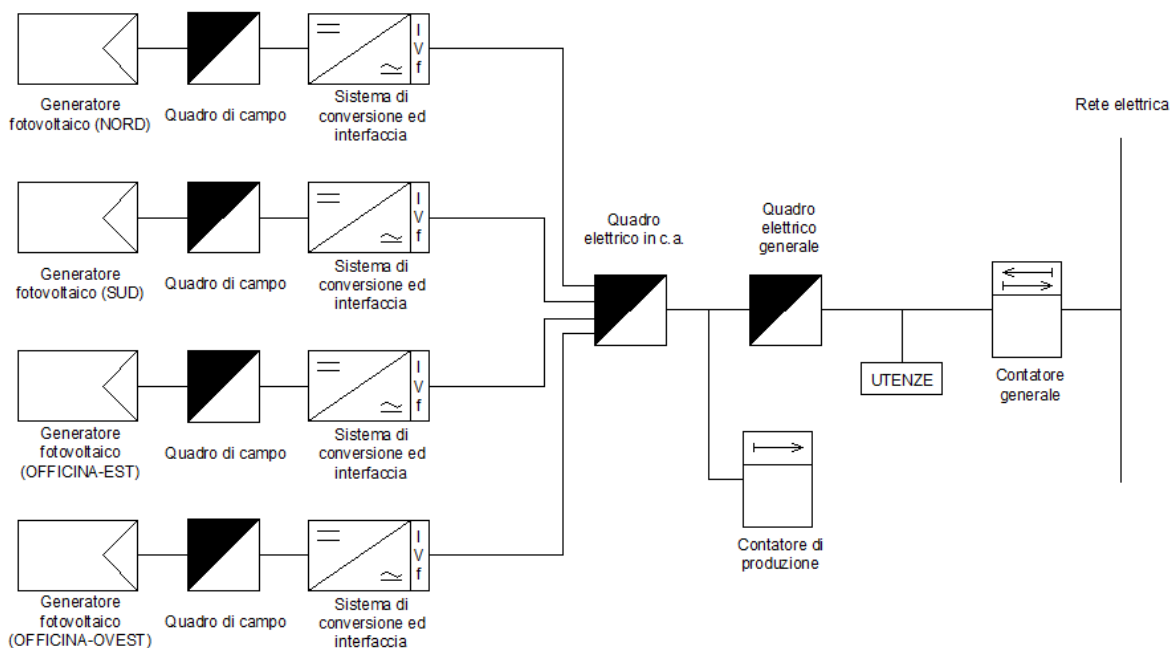


Figura 2.5.3. Schema a blocchi dell'impianto.

Grandezza	Valore
Numero totale moduli	324
Potenza totale	87,48 kWp
Superficie totale moduli	518 m ²
Numero totale inverter	4
Rendimento BOS	74,97 %
Energia totale prodotta	115.778 kWh/anno

Tabella 2.5.1. Dati tecnici impianto.

Nome sezione	Nome sottoimpianto	Numero moduli	Potenza [kW]
NORD	Generatore NORD	132	35,64
SUD	Generatore SUD	48	12,96
OFFICINA	Generatore EST	72	19,44
	Generatore OVEST	72	19,44

Tabella 2.5.2. Sezioni dell'impianto.

RELAZIONE FINALE

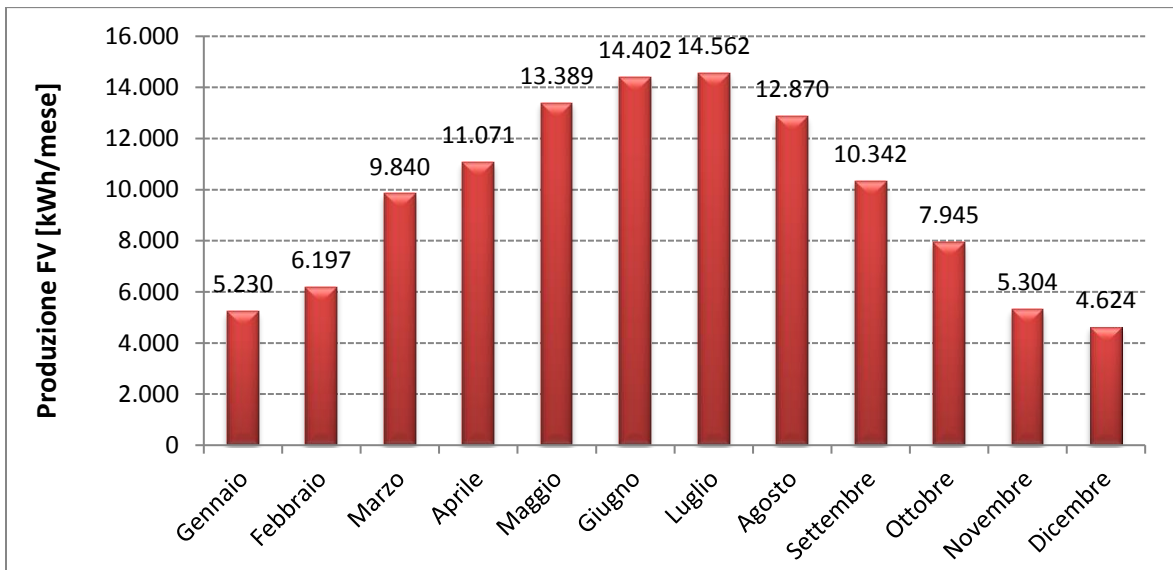


Figura 2.5.4. Energia mensile prodotta dall'impianto.

2.6. Pozzo

Nella parte posteriore dell'edificio, in prossimità delle pompe di calore, è presente un pozzo entro il quale è presente acqua (Fig. 2.6.1).

Il pozzo si presenta incamiciato con un tubo in ferro avente diametro di 28 cm, all'interno del quale è stato inserito un rivestimento in PVC che riduce il diametro effettivo a 24,5 cm. Il pozzo è profondo circa 110 m (stimata) e l'altezza del boccapozzo è di 15 cm. Allo stato attuale non sono disponibili ulteriori dati tecnici relativi al pozzo; pertanto non è nota, ad esempio, la configurazione delle fenestrate.



Figura 2.6.1. Pozzo.

RELAZIONE FINALE

In alcuni periodi tra il 2016 ed il 2017 sono state effettuate rilevazioni della temperatura e della concentrazione di pCO₂ a pochi metri dal pelo libero nel pozzo. Per tale attività, nel pozzo è stata installata una sonda GasPro, brevettata dall'Università di Roma "La Sapienza". Al momento dell'installazione, la soggiacenza della falda era di 8,30 m dal p.c., mentre la sonda è stata posizionata a circa 35 m rispetto al pelo libero. Nel periodo di misura da luglio a settembre 2015 la temperatura dell'acqua era abbastanza stabile all'interno di un range compreso tra 24,3 e 24,4 °C. Nel periodo da giugno a settembre 2016, la temperatura ha mostrato valori stabili, prossimi a 25,5 °C. Per quanto riguarda i livelli di pCO₂, i valori sono rimasti piuttosto costanti, con un piccolo incremento da 1,4 a 1,6% nell'ultimo periodo di rilevazione.

Contestualmente è stata effettuata anche la misurazione dei gas disciolti (Tab. 2.6.1).

T [°C]	CH ₄ [ug/l]	CO ₂ [mg/l]	O ₂ [mg/l]	N ₂ [mg/l]	He [ug/l]
22,9	0,07	16,2	8,7	19,2	0,04

Tabella 2.6.1. Concentrazioni dei gas disciolti (campagna di misure del 2016).

Dal confronto fra i valori rilevati nel 2015 e nel 2016, si evince che la temperatura ha subito variazioni poco rilevanti, mentre la pCO₂ ha subito un incremento del 30%.

La sonda è stata, successivamente, riposizionata in inverno e sono state effettuate ulteriori misurazioni nel 2017, che hanno condotto ad affermare che, per quanto riguarda la temperatura dell'acqua di falda, essa si mantiene abbastanza costante lungo il periodo di rilevazione, mentre la pCO₂ mostra un incremento iniziale, per poi rimanere costante intorno al 2% e diminuire nel mese di febbraio 2017. Questo evento è probabilmente causato da variazioni stagionali dell'acquifero profondo. La ridotta variabilità della temperatura evidenzia un buon isolamento del pozzo dagli effetti termici superficiali.

Allo scopo di valutare l'escursione termica al variare della profondità del pozzo in esame, in data 14.07.2017 sono state misurate le temperature della colonna d'acqua all'interno dello stesso. La misura è stata effettuata a partire da circa 20 di centimetri di profondità dal livello piezometrico e procedendo con intervalli di 5 m, utilizzando un freatimetro dotato di sonda termometrica (precisione 1/10°C). Ad ogni step si è

RELAZIONE FINALE

atteso un tempo pari a 5 minuti per la stabilizzazione della misura. La temperatura misurata poco sotto il pelo libero dell'acqua è pari a 23,0° C mentre il valore massimo misurato alla profondità di 100 m di profondità è di 24,0°C (Fig. 2.6.1). La ridotta differenza termica rilevata alle diverse profondità consente di classificare l'acqua del pozzo come ipotermale.

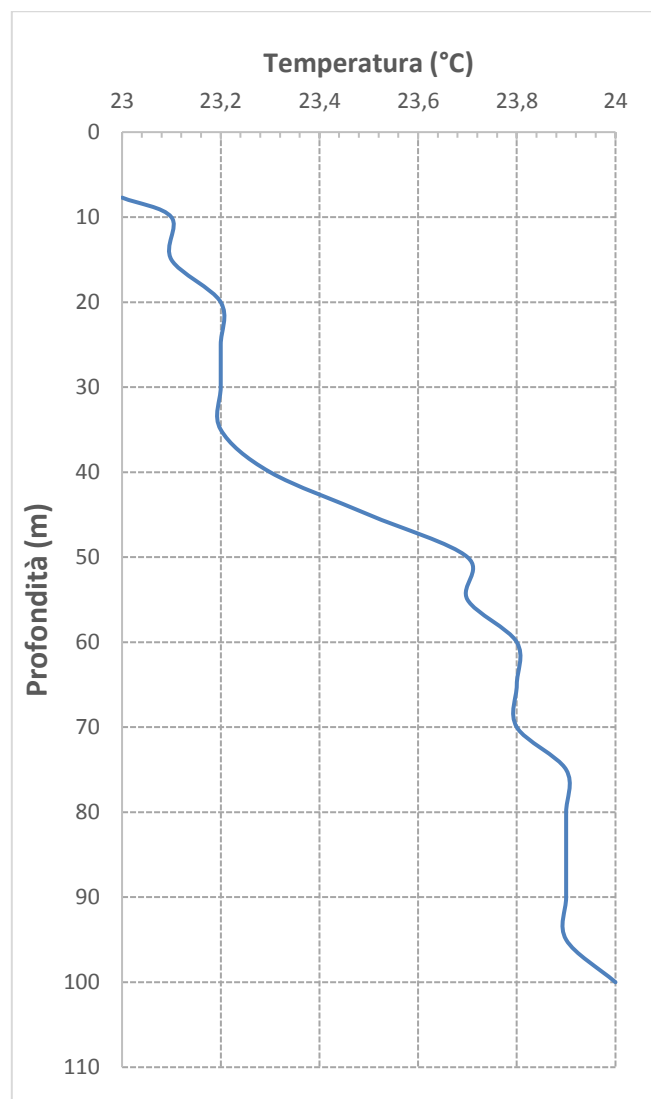


Figura 2.6.1. Temperatura in funzione della profondità del pozzo (campagna di misure del 2017).

2.6.1. Caratteristiche geologiche

Ai fini di un inquadramento geologico, idrogeologico e geotermico dell'area nella quale

RELAZIONE FINALE

si inserisce la Sotacarbo è stata condotta un'analisi del territorio, propedeutico alla definizione della soluzione impiantistica più idonea per il caso in esame.

Allo stato attuale, è presente un pozzo di età superiore ai 10 anni, mai utilizzato per scopi idrici, che potrebbe supportare l'installazione di una sonda geotermica accoppiata a una pompa di calore acqua-acqua che utilizzi l'acqua di falda.

La presenza del pozzo non è sufficiente per la definizione della tecnologia più idonea, in quanto non sono note le caratteristiche del pozzo stesso, come ad esempio la portata di esercizio, e le caratteristiche chimiche dell'acqua. Infatti, considerata l'età del pozzo e la sua prolungata non utilizzazione, tale pozzo potrebbe non essere idoneo a fornire la portata richiesta dalla pompa di calore e, nella condizione peggiore, potrebbe non essere più utilizzabile per scopi idrici nel caso in cui fosse eccessivamente intasato e invecchiato oppure con portata critica molto bassa.

Dunque non può essere a priori scartata l'ipotesi di realizzare uno o più nuovi pozzi per l'emungimento dell'acqua e/o una o più trivellazioni per l'installazione di sonde geotermiche verticali.

Una fase di studio geologico, idrogeologico e geotermico dell'area, benché semplificata, consentirà di operare, successivamente all'esecuzione di una prova di portata sul pozzo (che si renderà, comunque, necessaria, al fine di individuare se la portata d'esercizio e la portata richiesta dalla pompa di calore per il soddisfacimento della richiesta energetica dell'edificio siano compatibili), le valutazioni definitive in merito alla tipologia di sonda da adottare (sonda immersa nel terreno o installata nel pozzo).

Sulla base della carta geo-litologica del Comune di Carbonia, l'area è caratterizzata da litotipi coerenti formati da depositi sabbiosi recenti, depositi alluvionali recenti e/o flussi piroclastici. Sotto il profilo geomorfologico, trattasi di rocce prevalentemente arenatiche; sono generalmente "depositi sabbiosi da fini a grossolani, talora a elevata componente limosa, incoerenti o scarsamente addensati e spesso rimaneggiati da attività antropiche, formanti la coltre detritica sia su substrato litoide che su substrati più o meno coerenti; depositi sabbioso-limosi di fondovalle talora associati a depositi alluvionali dei corsi d'acqua secondari (torrenti e rii); depositi sabbiosi talvolta a elevata componente limosa, moderatamente addensati e talora cementati da carbonati formanti campi dunari pleistocenici dovuti a sedimentazione eolica, di colore

RELAZIONE FINALE

giallastro-rossiccio, generalmente ben stratificati; metarenarie, metasiltiti e metargilliti grigio-verdastre in alternanze irregolari associate a livelli carbonatici; Formazione di Matoppa”.

L'area nella quale è ubicato l'edificio della Sotacarbo ricade nell'unità idrografica principale U1, relativa al Bacino del Rio Flumentepido. La subunità è U1d, ricadente nel bacino idrografico secondario del Rio Macquarba. L'unità idrogeologica di appartenenza è quella dei terreni attuali e delle alluvioni Oloceniche, che presentano un grado di permeabilità da mediamente permeabile (permeabilità K da 10^{-4} a 10^{-2} $m \cdot s^{-1}$) ad altamente permeabile (permeabilità $K > 10^{-2}$ $m \cdot s^{-1}$). Il tipo di permeabilità è prevalentemente per porosità. L'unità idrogeologica dei terreni attuali e delle alluvioni Oloceniche è relativa a “discariche minerarie, discariche RSU, discariche industriali, depositi sabbiosi sia fini che grossolani, talora a elevata componente limosa, incoerenti o scarsamente addensati, spesso rimaneggiati da attività antropica, formanti la coltre detritica sia su substrato litoide sia su substrati più o meno coerenti, depositi sabbioso-limosi di fondo valle talora associati a depositi alluvionali dei corsi d'acqua secondari, depositi alluvionali ciottolosi sabbiosi e/o limosi e depositi clastici sia fini che grossolani”. Il deposito delle formazioni sabbiose è avvenuto nella fase terminale di continentalità del complesso carbonatico-scistoso ed è, presumibilmente, di natura eolica.

Sotto il profilo idrologico, l'area ricade nel Complesso recente, costituito da sabbie del Quaternario, che possiede permeabilità elevata, ma di rado è sede di acquiferi. Laddove si siano immagazzinate delle acque, i relativi acquiferi si presentano di dimensioni limitate per estensione e capacità di immagazzinamento. L'esistenza di tali serbatoi dipende dalla presenza di soglie di permeabilità per la presenza di zone impermeabili (ad esempio, limi e argille). L'acquifero presente nell'area di indagine è l'Acquifero Detritico Carbonatico Eocenico di Carbonia (Fig. 2.6.1.1).

Sotto il profilo geotermico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (Regione Autonoma della Sardegna, 2013) riporta i risultati di una valutazione preliminare delle risorse geotermiche in Sardegna. Sulla base di tale documento, l'area in esame ricade nell'area termale principale “*la Sardegna sud-occidentale (Sulcis, Nuraxi Figus, Maladroxia)*” individuata fra le otto dello studio svolto (Dettori et al., 1982).

RELAZIONE FINALE

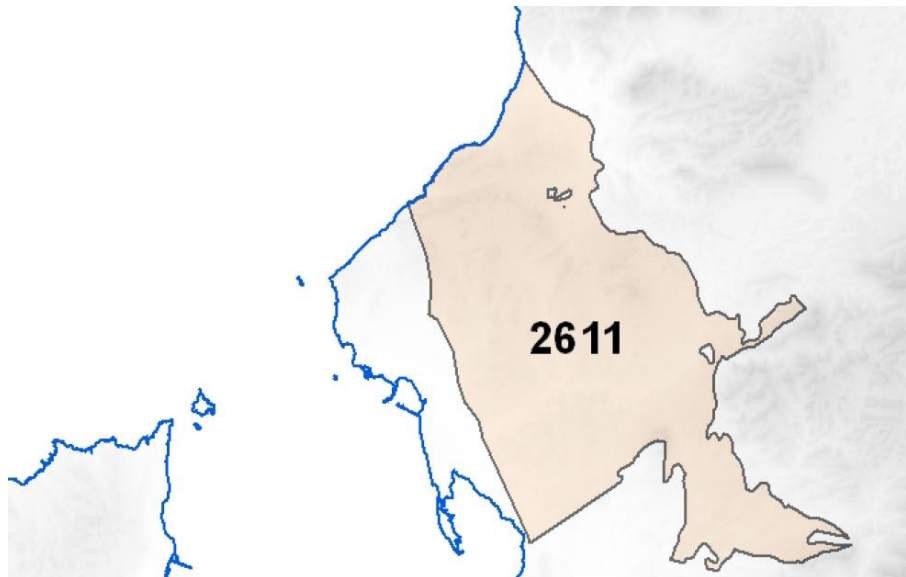


Figura 2.6.1.1. Area dell'Acquifero Detritico Carbonatico Eocenico di Carbonia.

Allo stato attuale, non esistono studi di dettaglio della geotermia in Sardegna; l'unico riferimento relativo alla mappatura delle risorse geotermiche è ancora l'inventario delle risorse geotermiche nazionali risalente al 1988 che, per la Sardegna, è stato curato dal CNR di Pisa e dall'Università di Cagliari, le valutazioni dei quali si sono basate essenzialmente su poche informazioni puntuali di flusso di calore misurato in pozzi poco profondi, circoscritti essenzialmente nell'area del Graben sardo.

Come si può notare dalle Figg. 2.6.1.2-4, l'area dove è ubicata la struttura della Sotacarbo presenta temperature e valori di flusso di calore bassi (temperature a 100 m di profondità comprese fra 21 e 30 °C e flusso di calore inferiore a 75 mW·m⁻², orientativamente prossimo a 60 mW·m⁻², come riportato nella Fig. 2.6.1.5).

Valutazioni più recenti sui dati già esistenti effettuate dal Consiglio Nazionale dei Geologi e dall'Unione Geotermica Italiana hanno portato ad affermare che in Sardegna almeno il 60% dei comuni presenta fluidi geotermici con temperature variabili da 25 °C sino a 300 °C entro i 3.000 m di profondità.

RELAZIONE FINALE

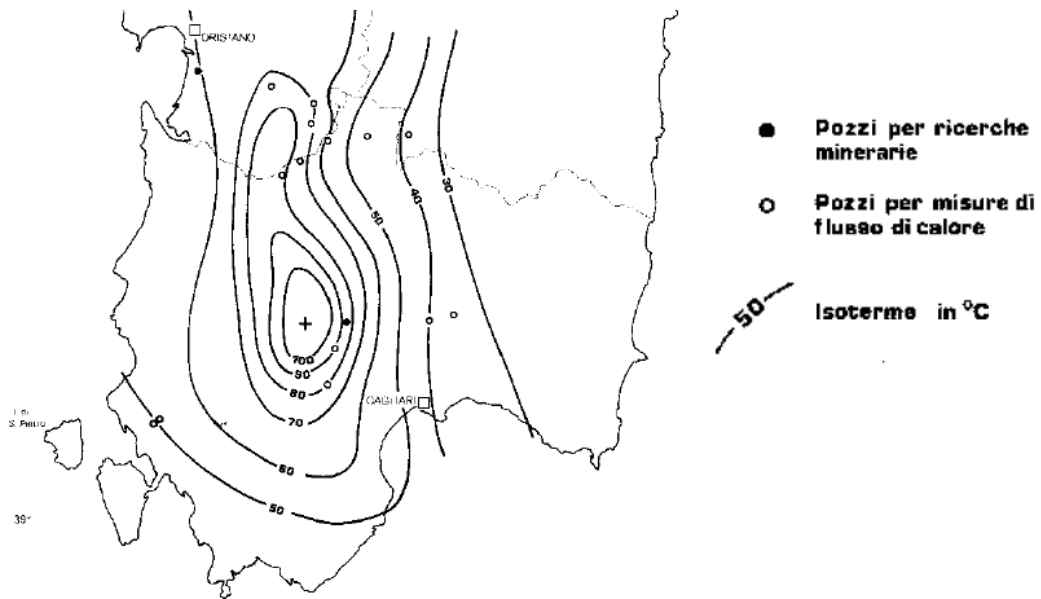


Figura 2.6.1.2. Mappa delle isoterme stimate per la Sardegna, derivata dall'inventario nazionale delle risorse geotermiche (modificata da Caboi et al., 1988).

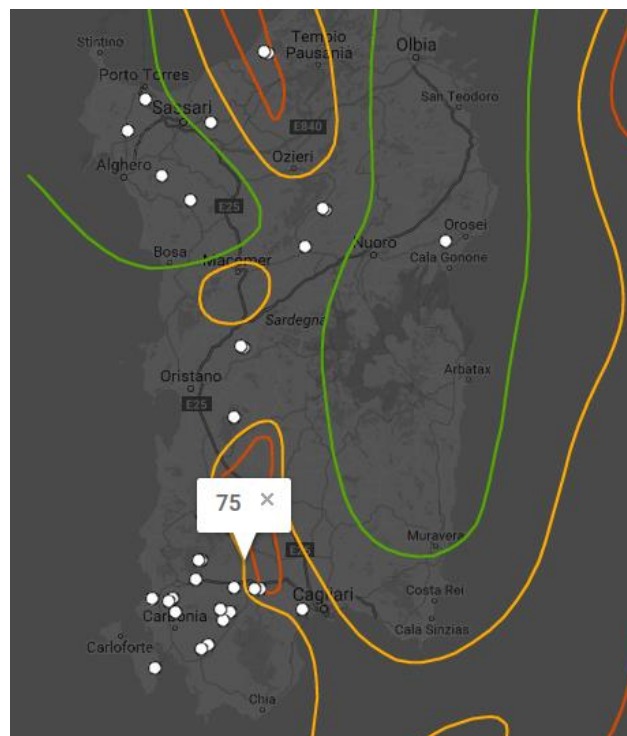


Figura 2.6.1.3. Mappa delle isolinee di flusso di calore stimate per la Sardegna, derivata dall'inventario nazionale delle risorse geotermiche³.

³ unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/geotermia/inventario/maps/mappa.asp

RELAZIONE FINALE

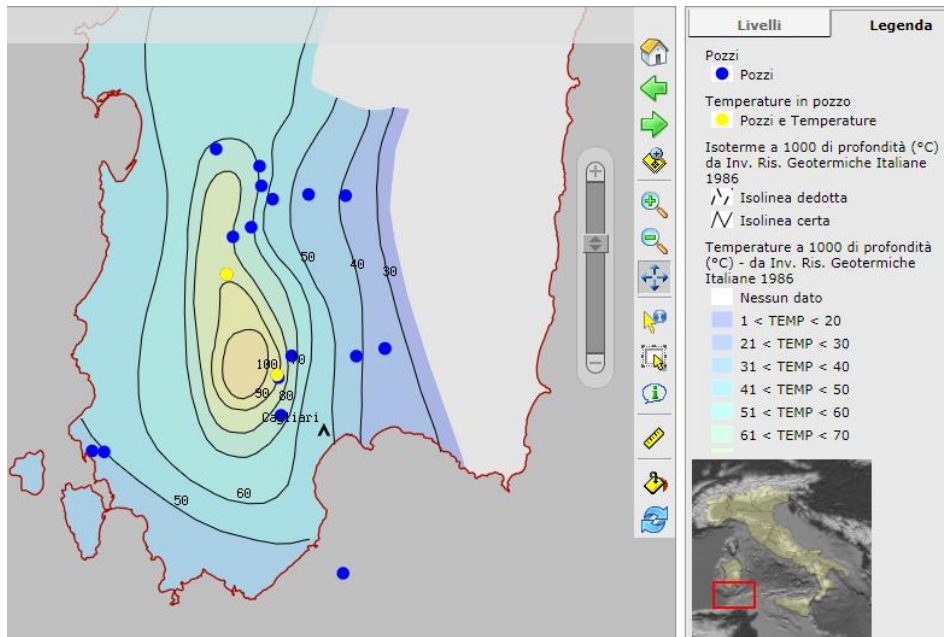


Figura 2.6.1.4. Mappa delle isolinee di flusso di calore e delle temperature a 1000 m di profondità per la Sardegna meridionale, derivata dal portale Geothopica⁴.

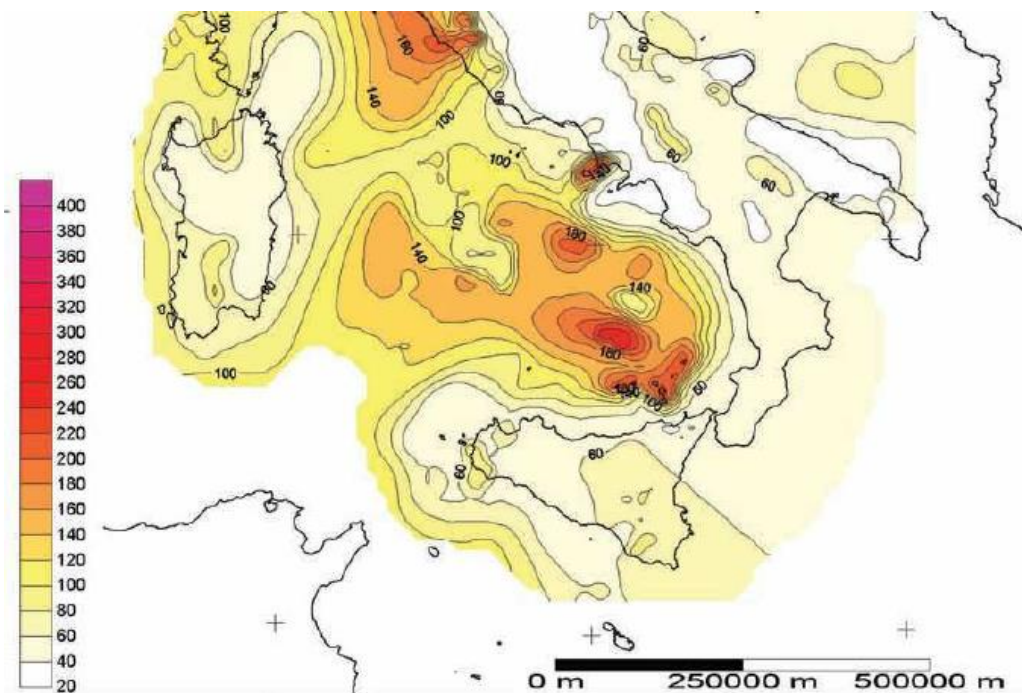


Figura 2.6.1.5. Mappa del flusso di calore (Regione Autonoma della Sardegna, 2013).

⁴ geothopica.igg.cnr.it

2.6.2. Prova preliminare di portata

Al fine di determinare le caratteristiche del pozzo e la sua portata d'esercizio, sarà di fondamentale importanza effettuare una prova di portata.

La prova di portata di breve durata (denominata "prova di pozzo") ha la finalità di determinare le caratteristiche idrauliche di un pozzo, per poter identificare, quindi, la portata ottimale di esercizio (Q_{es}). Sulla base dei dati raccolti durante la prova, è possibile determinare anche l'efficienza del pozzo e, quindi, stabilire se esso sia utilizzabile. Infatti, tutti i pozzi hanno una vita utile e col passare del tempo la loro efficienza diminuisce, sino a comprometterne l'utilizzo.

Per l'esecuzione della prova occorrono:

- Freatimetro: per la misurazione degli abbassamenti del livello della falda al trascorrere del tempo e al variare della portata della pompa;
- Pompa sommersa: di potenza adeguata, dovrà essere munita di misuratore di portata con sensibilità del litro/secondo;
- Metro: per misurare la soggiacenza;
- Cronometro: misura i tempi ai quali saranno associati gli abbassamenti della falda durante la prova;
- Tubazione: per effettuare lo scarico dell'acqua emunta in un pozzetto o, comunque, a distanza adeguata per evitare una ricarica della falda durante l'esecuzione della prova.

La prova cosiddetta "di breve durata" si svolge su un singolo pozzo ed ha una durata minima di 6 - 8 ore, al termine della quale si deve attendere il ristabilirsi di un livello costante.

All'inizio della prova, mediante un freatimetro si misura la soggiacenza della falda. La misura dell'altezza del boccapozzo dal piano di campagna consente di determinare, per differenza, il livello della falda in condizioni statiche (in assenza di emungimento), che rappresenta il primo valore (s_0 , al tempo t_0) della curva tempi-abbassamenti relativa alla prova (in scala semilogaritmica, con i tempi riportati in scala logaritmica).

RELAZIONE FINALE

Il pozzo sarà, poi, sottoposto a emungimento e, nel corso della prova, si misureranno i livelli dinamici della falda in corrispondenza di tre o più valori di portata (curva a gradini).

Il secondo passo è la scelta dei gradini di portata: devono coprire la gamma di portate relative ad un utilizzo normale e devono essere proporzionali fra loro (ad es. Q_1 , $2Q_1$, $4Q_1$, $8Q_1$), considerando che quella finale Q_n è prossima, ma inferiore, alla portata massima Q_{max} della pompa impiegata per la prova. Ciascuno step avrà una durata costante.

Durante l'emungimento, per ciascun valore di portata si misura il livello idrico nel pozzo, sino al raggiungimento di un livello (s) costante. Questa condizione può essere raggiunta in tempi diversi, a seconda del gradino di portata. Raggiunto tale livello, si procede con il gradino di portata successivo.

Al termine dell'ultimo gradino, si interrompe l'emungimento e si registrano i livelli sino al raggiungimento di un livello costante (Fig. 2.6.2.1).

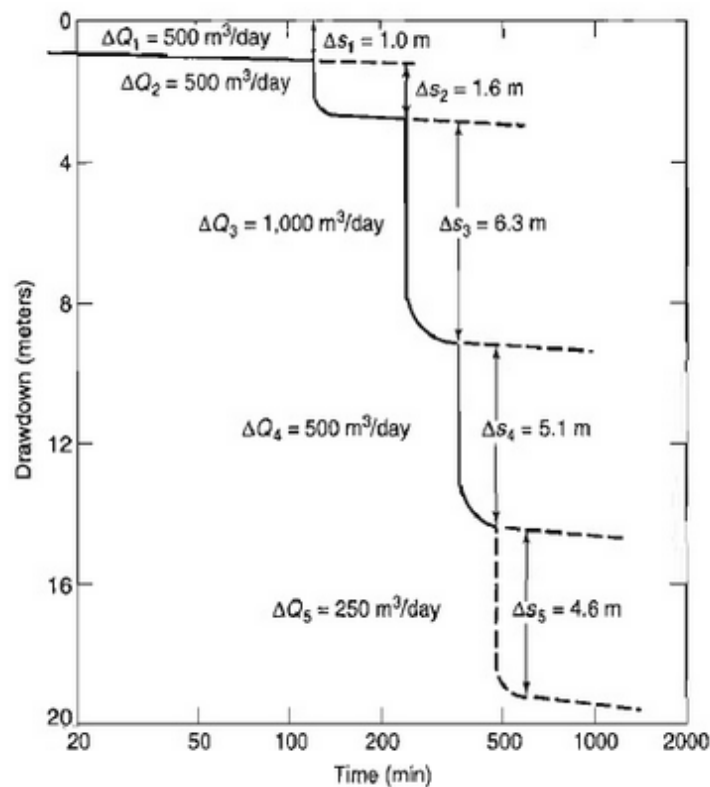


Figura 2.6.2.1. Esempio di curva a gradini (Todd, 2005).

RELAZIONE FINALE

La prova di pozzo mette in relazione la portata Q con l'abbassamento S_w , secondo la formula di Jacob:

$$S_w = BQ + CQ^2$$

I dati raccolti permettono di costruire la curva abbassamenti specifici-portata, dalla quale sono derivabili i coefficienti B (coefficiente di perdita di carico laminare in prossimità del pozzo, dipendente dai parametri idrodinamici dell'acquifero) e C (coefficiente di perdita di carico turbolenta, dipendente dalle caratteristiche costruttive del pozzo, quali il dreno ed i filtri, e dall'attrezzatura adottata) dell'equazione di Jacob. In particolare, essi si determinano come:

$$s/Q = B + CQ$$

dove B è l'intersezione della retta interpolata con l'asse degli abbassamenti specifici e C la pendenza della retta stessa (Fig. 2.6.2.2).

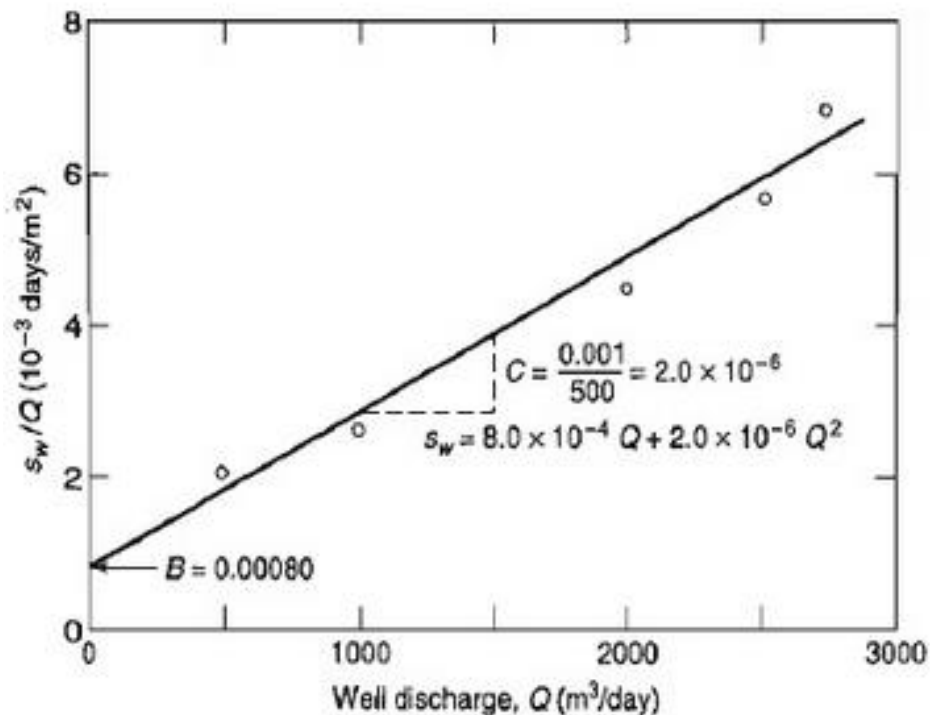


Figura 2.6.2.2. Determinazione di B , C e Q (Todd, 2005).

RELAZIONE FINALE

Mediante la prova di pozzo si identifica un campo di portate di emungimento che sono sostenibili per un determinato acquifero, in quanto si individua la portata critica, oltre la quale si crea un disequilibrio fra i volumi idrici sottratti alla falda e la capacità della stessa di ricaricarsi naturalmente e, pertanto, il regime non è più laminare ma diviene turbolento, col conseguente trascinarsi di fini entro il pozzo, abbassamenti elevati e danni alla pompa.

Nella seguente tabella sono riportati gli intervalli di misura suggeriti all'interno di un gradino in funzione della durata totale della prova di pozzo [Tab. 2.6.2.1].

Tempo di prova [min]	Intervallo di misura [min]
0÷2	0,5
2÷10	1
10÷20	2
20÷40	5
40÷60	10
60÷180	15
180÷300	30
300÷480	60
>480	120

Tabella 2.6.2.1. Intervalli di misura suggeriti all'interno di un gradino in funzione della durata totale della prova.

I dati raccolti durante la prova di portata consentono di determinare la portata specifica, la portata critica Q_c (valore di portata oltre il quale il pozzo perde drasticamente efficienza), l'efficienza del pozzo e l'indice di turbolenza.

La curva caratteristica di un pozzo permette di definire non solo la portata ottimale di esercizio, ma anche lo stato e il deterioramento del pozzo nel tempo (senilità).

Una volta determinata la portata critica, si può determinare quella ottimale di esercizio, che sarà adeguatamente inferiore a quella critica. Nella pratica, questa è presa in genere pari a 2/3 della portata critica, e comunque:

RELAZIONE FINALE

$$Q_{es} \leq 0.9 Q_c$$

Il metodo di interpretazione dei dati dipende dalle caratteristiche del pozzo e da quelle dell'acquifero. A titolo esemplificativo, di seguito si riportano le due tipologie di curve che si determinano in funzione del tipo di pozzo, freatico e artesiano (Fig. 2.6.2.2).

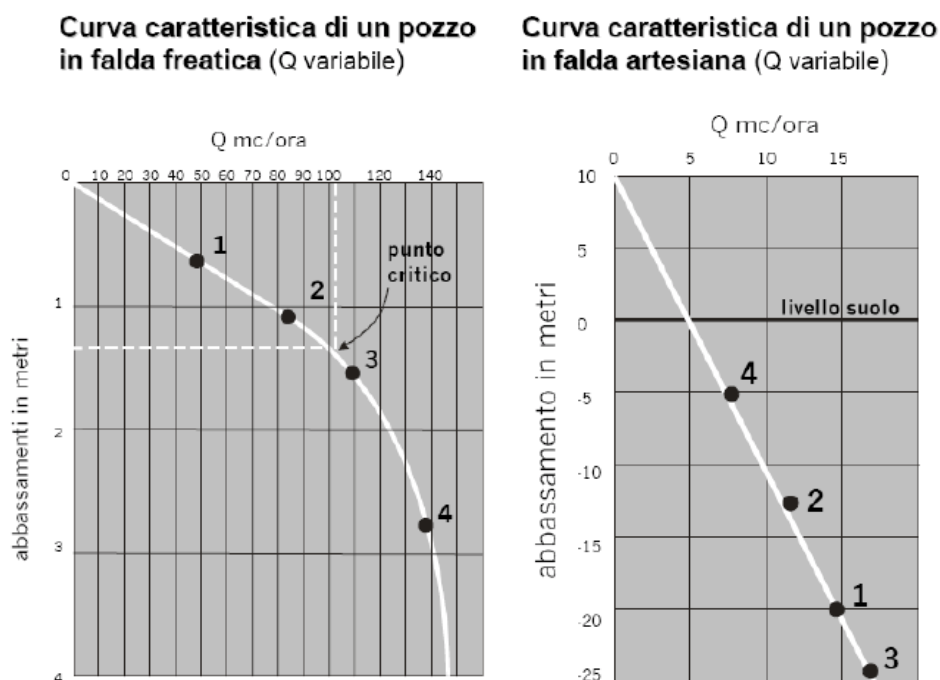


Figura 2.6.2.3. Esempi di curve caratteristiche del pozzo in falda freatica e artesianiana (Fileccia, 2010).

Lo stato del pozzo si determina sulla base del valore assunto dal coefficiente C dell'equazione di Jacob:

- $C < 0,5$: pozzo ben progettato e sviluppato;
- $C = 0,5 \div 1$: leggero intasamento/invecchiamento;
- $C = 1 \div 4$: grave intasamento/invecchiamento;
- $C > 4$: pozzo difficile da recuperare (inutilizzabile).

L'efficienza del pozzo, invece, si determina con la seguente formula, che prende in considerazione l'equazione di Jacob:

RELAZIONE FINALE

$$WE = \frac{BQ * 100}{BQ + CQ^2}$$

Valori di efficienza $WE > 60\%-70\%$ indicano un buon comportamento del pozzo.

L'indice di turbolenza TI permette di valutare le condizioni di linearità e, quindi, di equilibrio fra velocità del pompaggio e quella di ricarica naturale della falda:

$$TI = \frac{CQ^2 * 100}{s}$$

Sulla base del valore assunto da TI è possibile distinguere:

- $TI = 30\div 60\%$: pozzo non più idoneo;
- $TI < 30\%$: pozzo in regime turbolento ridotto;
- $TI > 60\%$: pozzo in regime turbolento elevato.

3. Analisi energetica

3.1. Introduzione

Preliminarmente allo studio in esame, è stata effettuata un'analisi energetica sul sistema edificio-impianto della sede della Sotacarbo.

Il risultato di questa analisi costituirà un mezzo importante per definire quali sono i settori e gli aspetti sui quali è necessario o conveniente agire, al fine di migliorare le prestazioni energetiche dell'organizzazione.

3.2. Consumi energetici

Per la valutazione dei consumi della struttura in esame sono stati utilizzati i seguenti dati:

- Bollette elettriche;
- Dati di consumo elettrico quart'orari;
- Dati del sistema di monitoraggio.

3.2.1. Bollette elettriche

Sulla base delle bollette elettriche disponibili, sono stati analizzati i consumi mensili di energia elettrica nel quadriennio 2013-2016. In particolare, sono stati valutati i consumi totali, quelli suddivisi nelle fasce F1, F2 e F3, ed i relativi costi totali, oltreché la loro suddivisione tra fissi e variabili.

Le suddette fasce seguono questa suddivisione:

- Fascia F1: dalle 8:00 alle 19:00, dal lunedì al venerdì;
- Fascia F2: dalle 7:00 alle 8:00 e dalle 19:00 alle 23:00, dal lunedì al venerdì; dalle 7:00 alle 23:00 il sabato;

RELAZIONE FINALE

- Fascia F3: dalle 00:00 alle 7:00 e dalle 23:00 alle 24:00, dal lunedì al sabato; tutte le ore del giorno nelle giornate di domenica e dei giorni festivi.

Di seguito si riportano i consumi e i costi rilevati dalle bollette elettriche dal 2013 al 2016.

3.2.1.1. Anno 2013

Consumi [kWh/mese]				
Mese	F1	F2	F3	Totale
Gennaio	9.899	1.824	2.964	14.687
Febbraio	11.013	2.618	3.507	17.138
Marzo	7.858	2.439	3.513	13.810
Aprile	5.135	1.556	3.274	9.965
Maggio	3.267	1.587	2.974	7.828
Giugno	3.511	1.611	2.826	7.948
Luglio	8.789	1.913	2.987	13.689
Agosto	7.513	2.146	3.181	12.840
Settembre	6.164	1.944	2.860	10.968
Ottobre	6.161	1.983	2.889	11.033
Novembre	5.668	1.919	3.319	10.906
Dicembre	9.446	1.526	3.118	14.090
TOTALE	84.424	23.066	37.412	144.902

Tabella 3.2.1.1.1. Consumi totali e ripartizione per fasce.

RELAZIONE FINALE

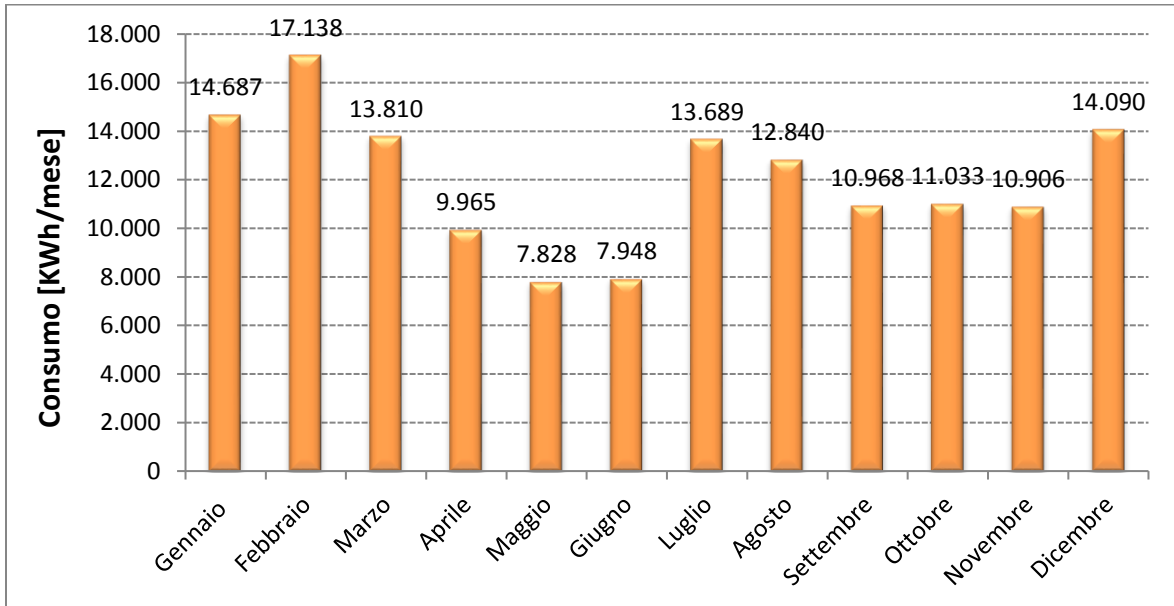


Figura 3.2.1.1.1. Consumi totali.

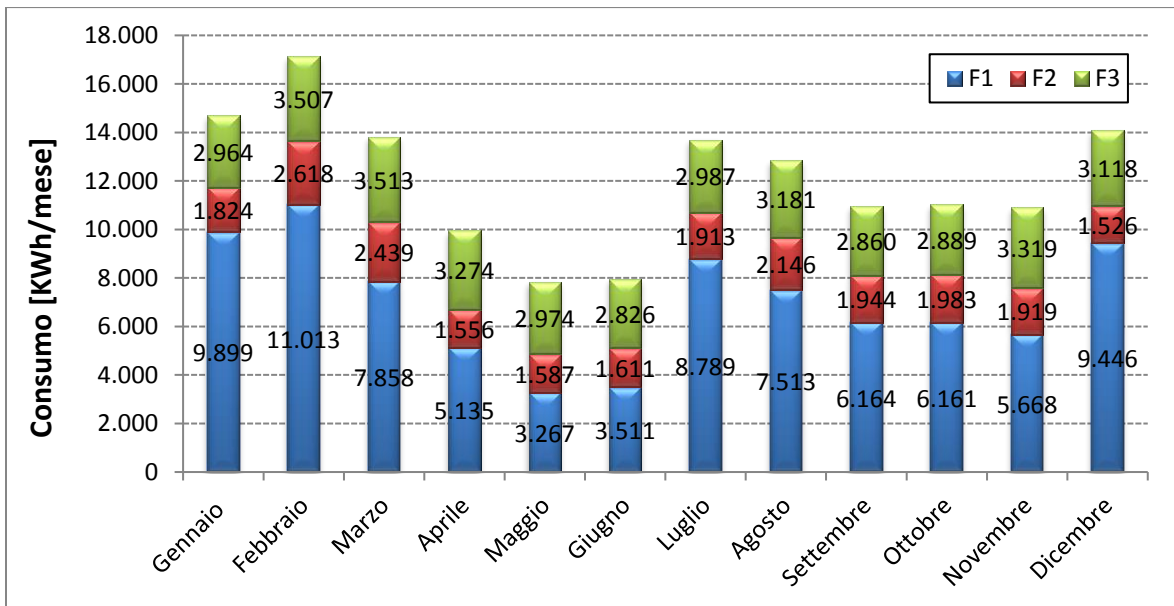


Figura 3.2.1.1.2. Consumi totali e ripartizione per fasce.

RELAZIONE FINALE

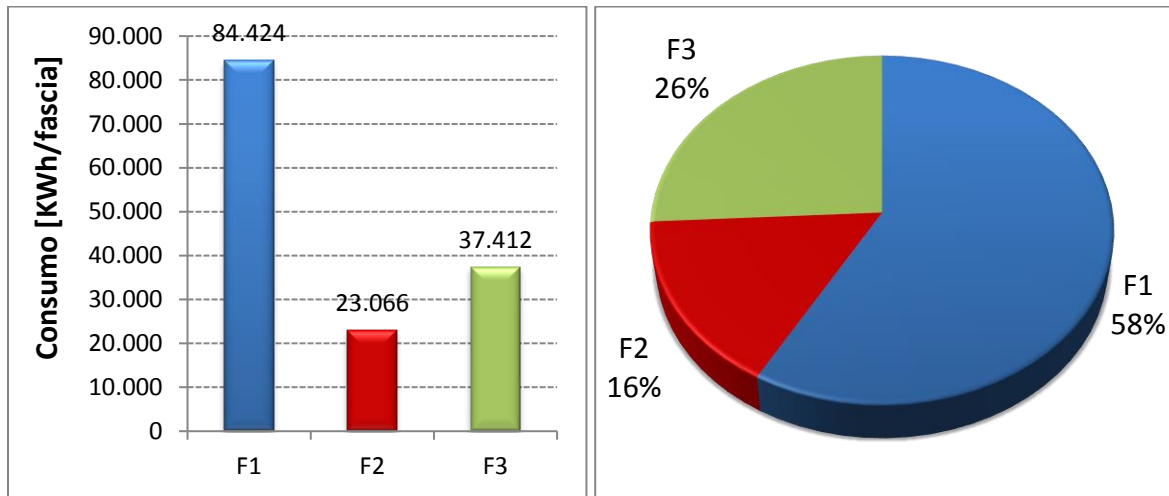


Figura 3.2.1.1.3. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

Mese	Costo [€/mese]		
	Variabile	Fisso	Totale
Gennaio	2.731	483	3.214
Febbraio	3.131	639	3.769
Marzo	2.517	474	2.991
Aprile	1.800	406	2.206
Maggio	1.360	381	1.741
Giugno	1.393	431	1.824
Luglio	2.566	614	3.180
Agosto	2.328	536	2.864
Settembre	2.020	461	2.482
Ottobre	2.048	483	2.531
Novembre	2.015	570	2.585
Dicembre	2.751	544	3.295
TOTALE	26.658	6.023	32.681
Costo unitario	0,1840	0,04157	0,2255
	[€/kWh]		

Tabella 3.2.1.1.2. Costi totali, fissi e variabili, costo unitario.

RELAZIONE FINALE

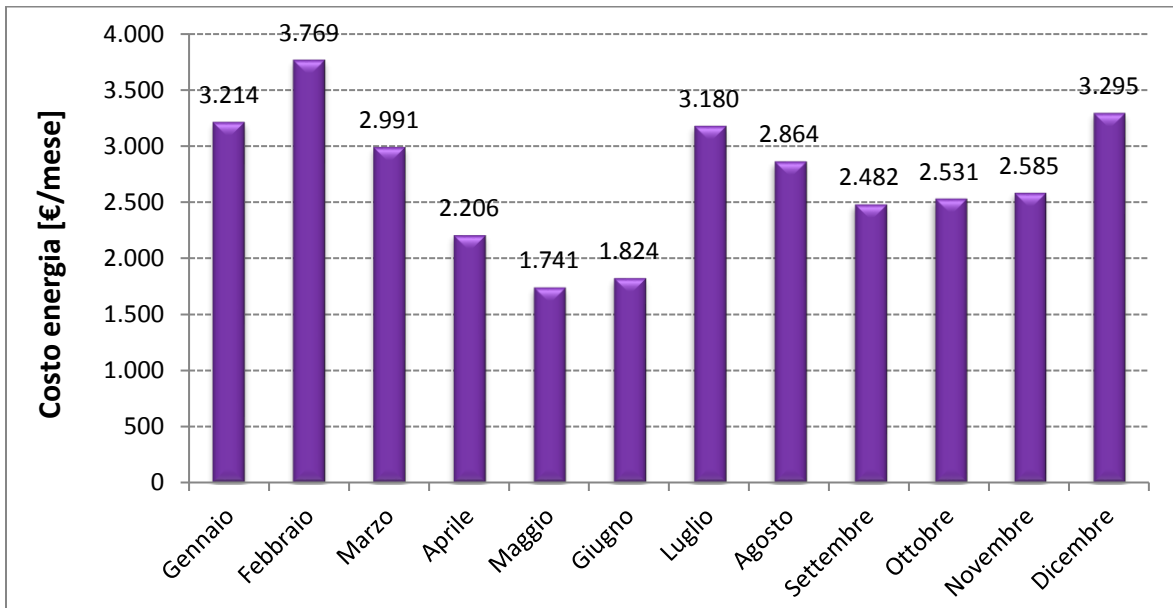


Figura 3.2.1.1.4. Costi totali.

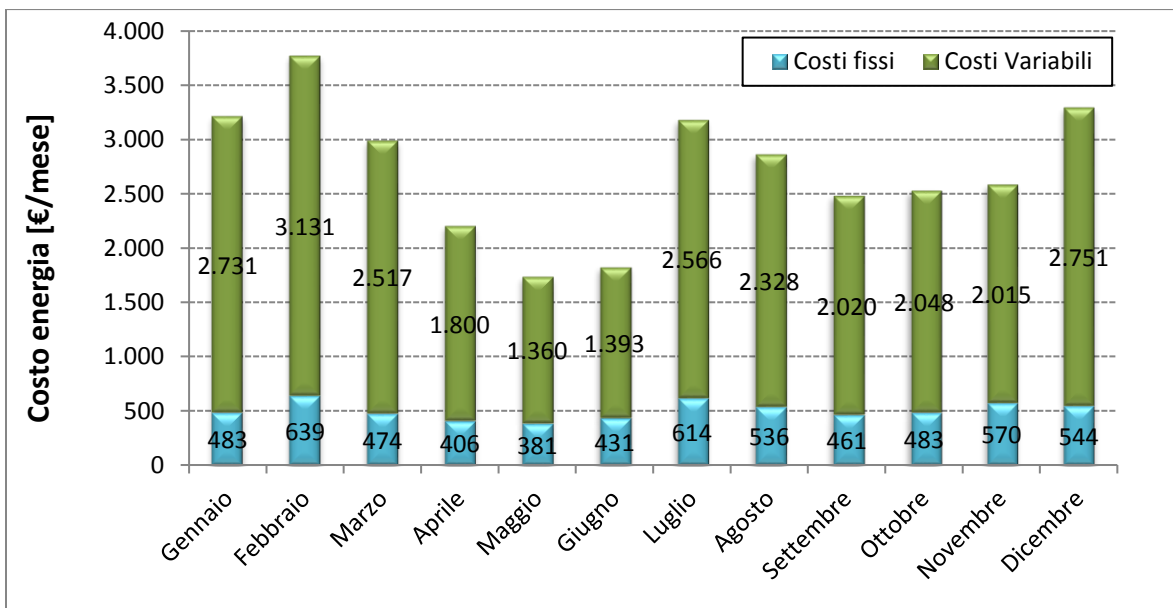


Figura 3.2.1.1.5. Consumi totali e ripartizione tra fissi e variabili.

RELAZIONE FINALE

3.2.1.2. Anno 2014

Consumi [kWh/mese]				
Mese	F1	F2	F3	Totale
Gennaio	11.196	1.639	3.127	15.962
Febbraio	8.654	1.881	2.636	13.171
Marzo	9.905	2.112	3.121	15.138
Aprile	5.623	1.530	3.109	10.262
Maggio	3.707	1.792	3.074	8.573
Giugno	4.797	1.616	3.079	9.492
Luglio	8.358	2.102	3.023	13.483
Agosto	6.896	1.289	2.484	10.669
Settembre	8.702	1.688	2.366	12.756
Ottobre	6.724	1.531	2.251	10.506
Novembre	6.253	1.703	3.002	10.958
Dicembre	9.517	1.967	3.945	15.429
TOTALE	90.332	20.850	35.217	146.399

Tabella 3.2.1.2.1. Consumi totali e ripartizione per fasce.

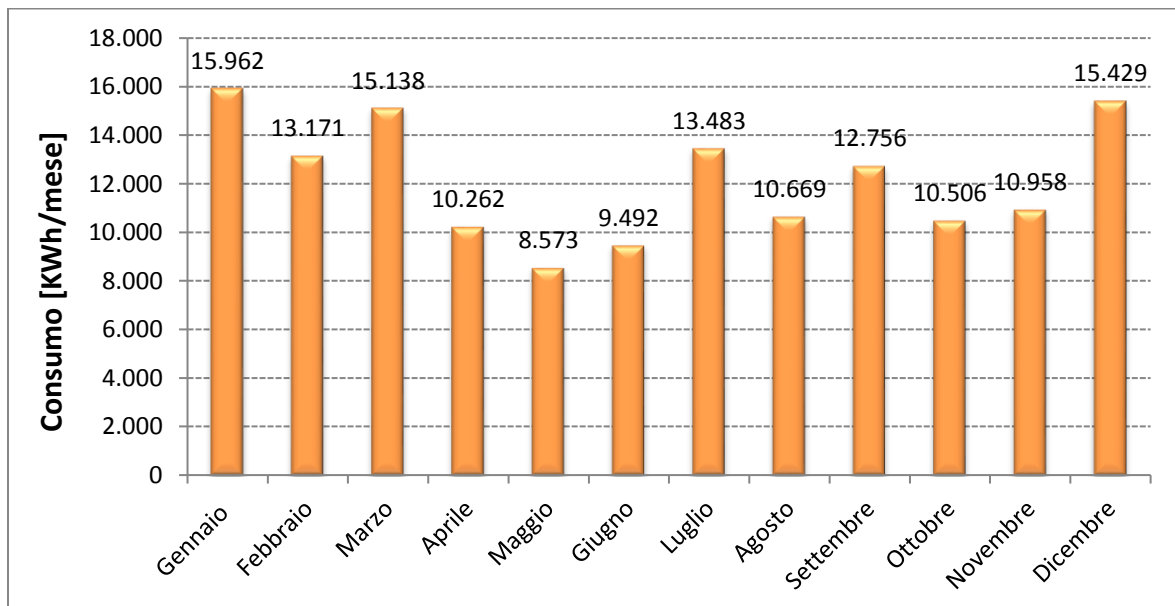


Figura 3.2.1.2.1. Consumi totali.

RELAZIONE FINALE

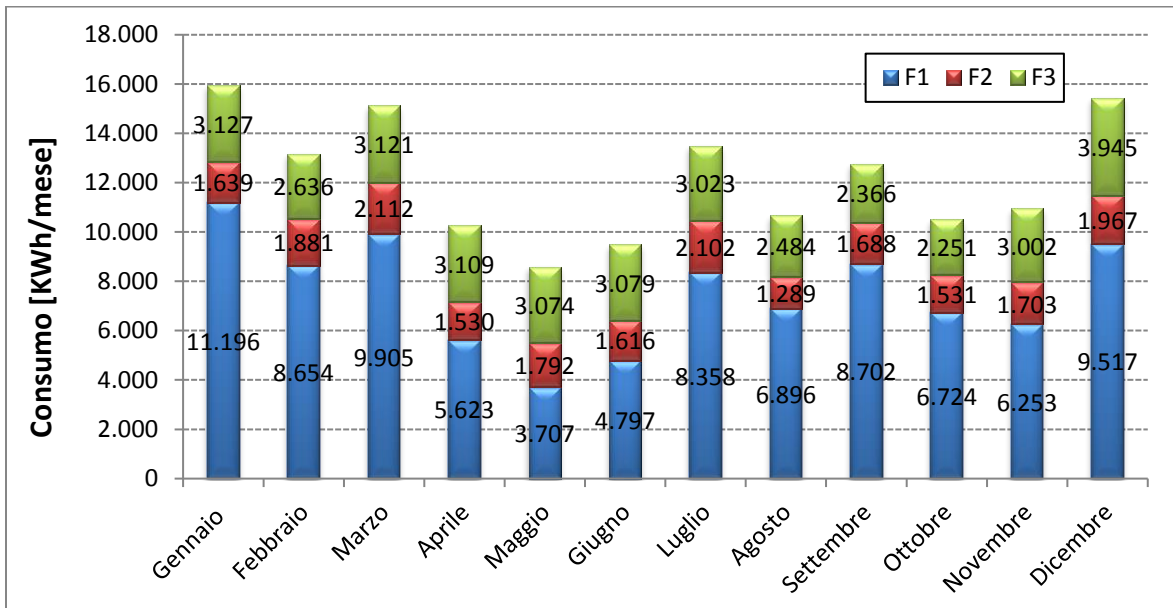


Figura 3.2.1.2.2. Consumi totali e ripartizione per fasce.

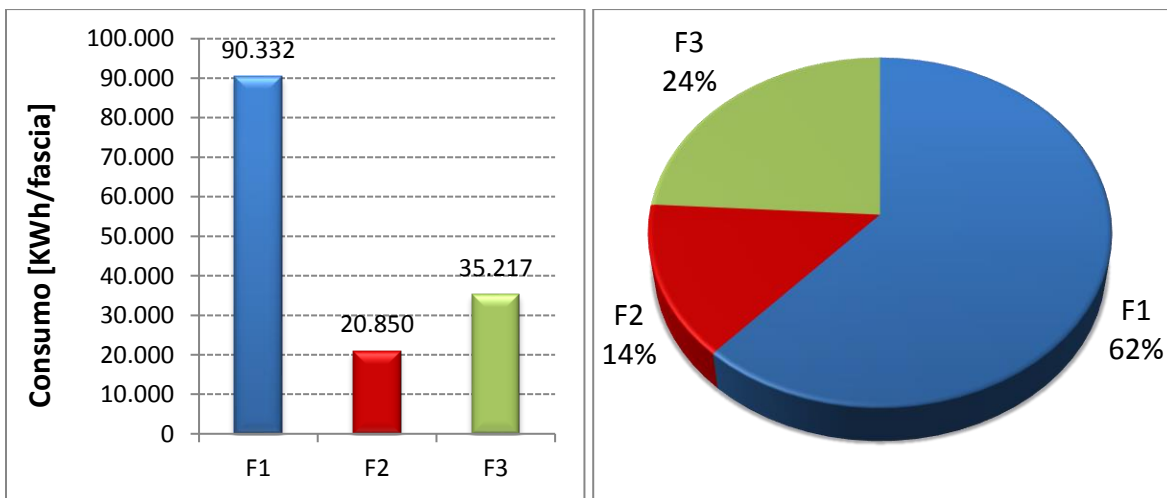


Figura 3.2.1.2.3. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

Mese	Costo [€/mese]		
	Variabile	Fisso	Totale
Gennaio	2.966	610	3.576
Febbraio	2.331	845	3.177
Marzo	2.646	743	3.388
Aprile	1.771	407	2.178

RELAZIONE FINALE

Mese	Costo [€/mese]		
	Variabile	Fisso	Totale
Maggio	1.540	427	1.968
Giugno	1.705	639	2.343
Luglio	2.398	702	3.100
Agosto	1.845	652	2.498
Settembre	2.384	683	3.067
Ottobre	2.038	594	2.632
Novembre	2.057	608	2.665
Dicembre	2.977	486	3.463
TOTALE	26.657	7.397	34.054
Costo unitario	0,1821	0,05053	0,2326
	[€/kWh]		

Tabella 3.2.1.2.2. Costi totali, fissi e variabili, costo unitario.

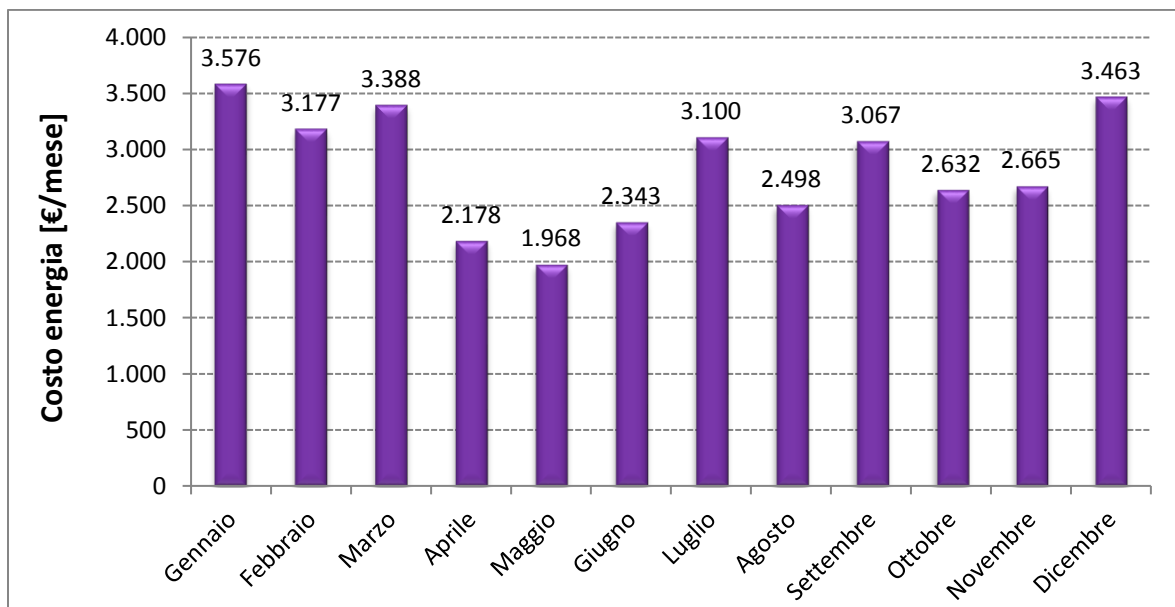


Figura 3.2.1.2.4. Costi totali.

RELAZIONE FINALE

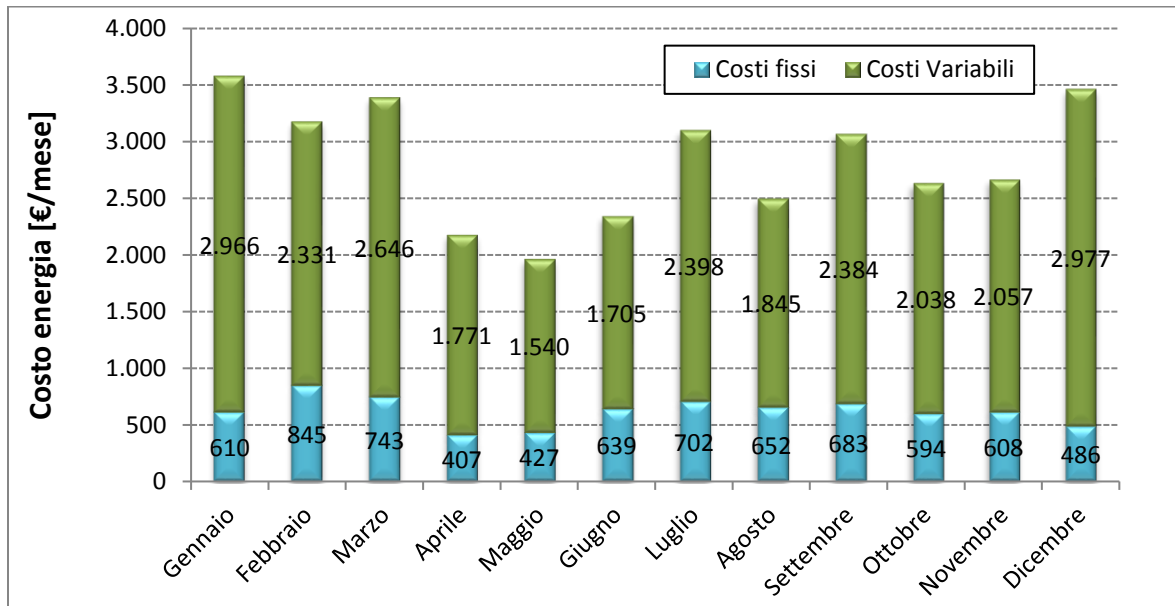


Figura 3.2.1.2.5. Consumi totali e ripartizione tra fissi e variabili.

3.2.1.3. Anno 2015

Consumi [kWh/mese]				
Mese	F1	F2	F3	Totale
Gennaio	11.099	1.699	3.061	15.859
Febbraio	13.937	2.371	3.314	19.622
Marzo	12.569	2.326	3.475	18.370
Aprile	6.217	1.743	3.785	11.745
Maggio	4.602	1.511	2.684	8.797
Giugno	7.424	1.655	2.559	11.638
Luglio	14.639	2.214	3.241	20.094
Agosto	9.906	1.405	2.563	13.874
Settembre	9.544	1.781	2.666	13.991
Ottobre	6.151	1.571	2.434	10.156
Novembre	8.145	1.253	1.918	11.316
Dicembre	10.429	1.313	3.081	14.823
TOTALE	114.662	20.842	34.781	170.285

Tabella 3.2.1.3.1. Consumi totali e ripartizione per fasce.

RELAZIONE FINALE

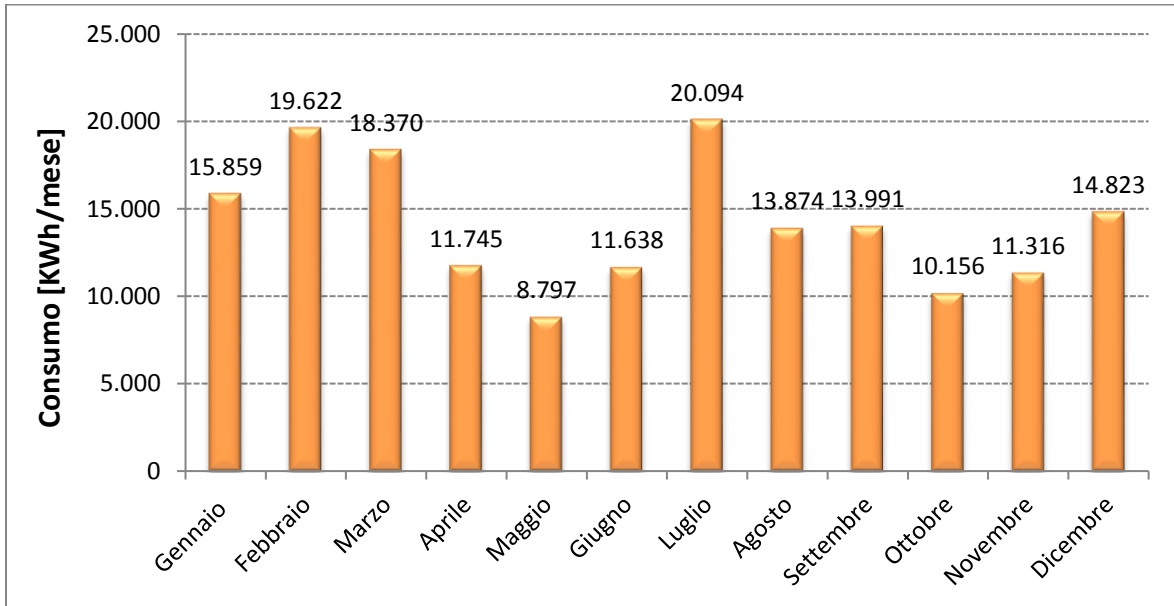


Figura 3.2.1.3.1. Consumi totali.

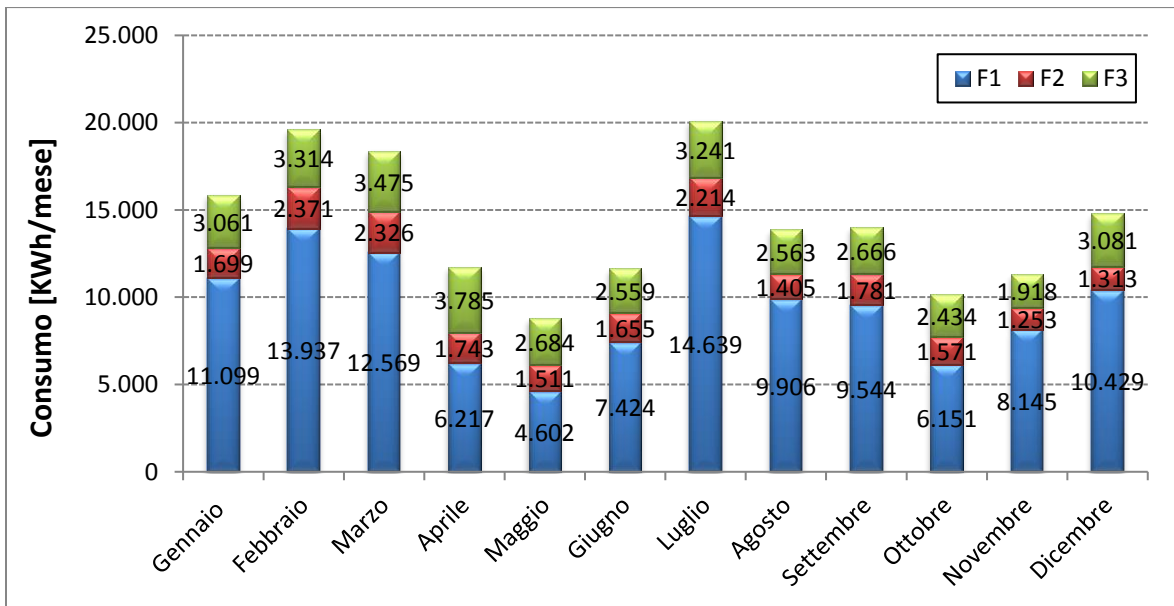


Figura 3.2.1.3.2. Consumi totali e ripartizione per fasce.

RELAZIONE FINALE

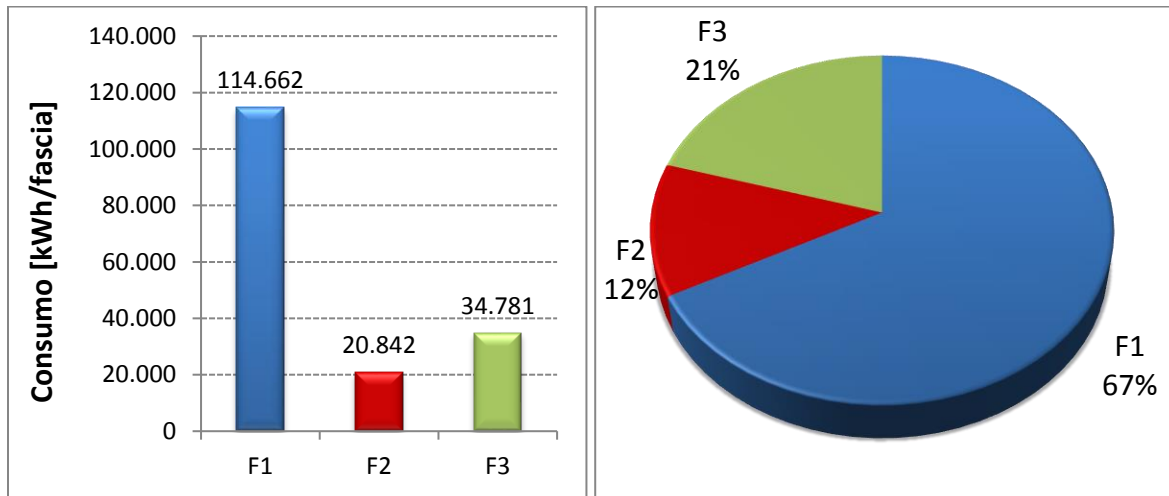


Figura 3.2.1.3.3. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

Mese	Costo [€/mese]		
	Variabile	Fisso	Totale
Gennaio	2.871	663	3.534
Febbraio	3.605	717	4.321
Marzo	3.267	667	3.933
Aprile	2.037	470	2.507
Maggio	1.534	555	2.088
Giugno	2.047	599	2.647
Luglio	3.683	708	4.390
Agosto	2.544	644	3.188
Settembre	2.508	626	3.135
Ottobre	1.836	508	2.345
Novembre	2.205	562	2.767
Dicembre	2.846	583	3.429
TOTALE	30.982	7.302	38.284
Costo unitario	0,1819	0,04288	0,2248
	[€/kWh]		

Tabella 3.2.1.3.2. Costi totali, fissi e variabili, costo unitario.

RELAZIONE FINALE

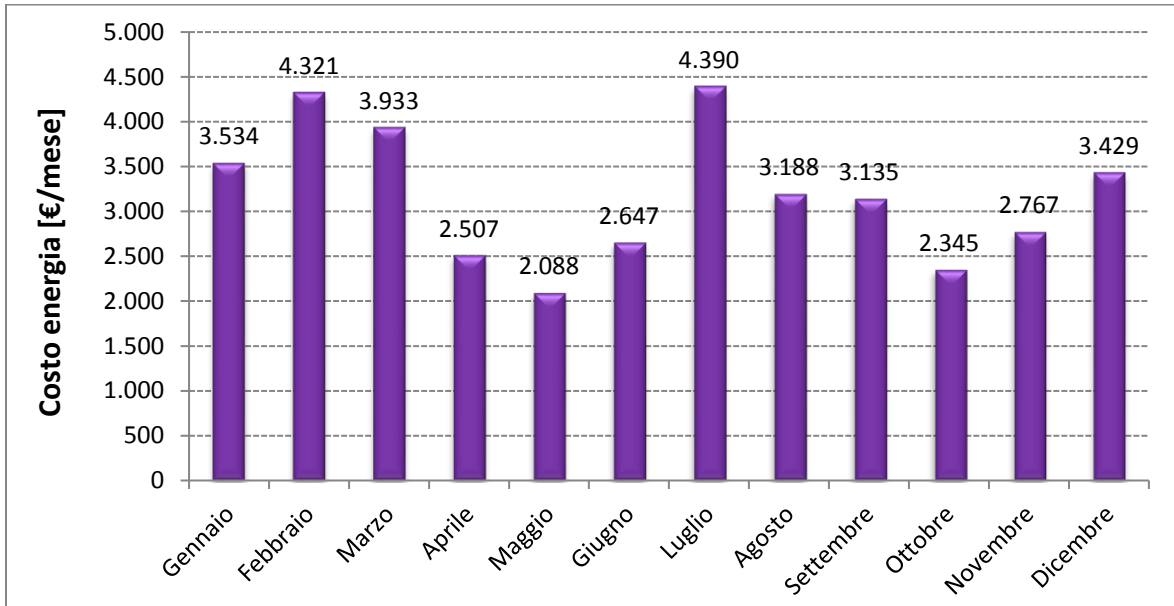


Figura 3.2.1.3.4. Costi totali.

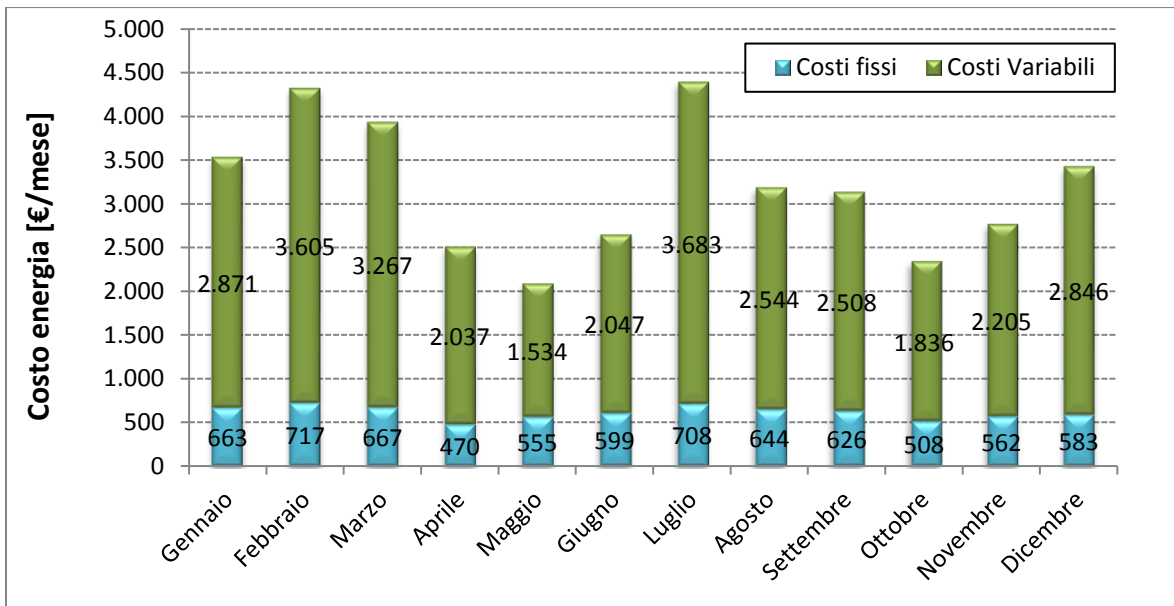


Figura 3.2.1.3.5. Consumi totali e ripartizione tra fissi e variabili.

RELAZIONE FINALE

3.2.1.4. Anno 2016

Consumi [kWh/mese]				
Mese	F1	F2	F3	Totale
Gennaio	12.191	1.691	3.329	17.211
Febbraio	12.678	1.172	2.479	16.329
Marzo	13.501	1.904	3.086	18.491
Aprile	7.271	1.879	3.228	12.378
Maggio	7.599	1.778	3.007	12.384
Giugno	9.828	1.808	3.397	15.033
Luglio	12.814	3.017	3.478	19.309
Agosto	11.786	2.599	3.415	17.800
Settembre	10.208	2.584	2.908	15.700
Ottobre	6.915	2.299	3.031	12.245
Novembre	8.705	2.404	3.677	14.786
Dicembre	11.021	2.443	4.232	17.696
TOTALE	124.517	25.578	39.267	189.362

Tabella 3.2.1.4.1. Consumi totali e ripartizione per fasce.

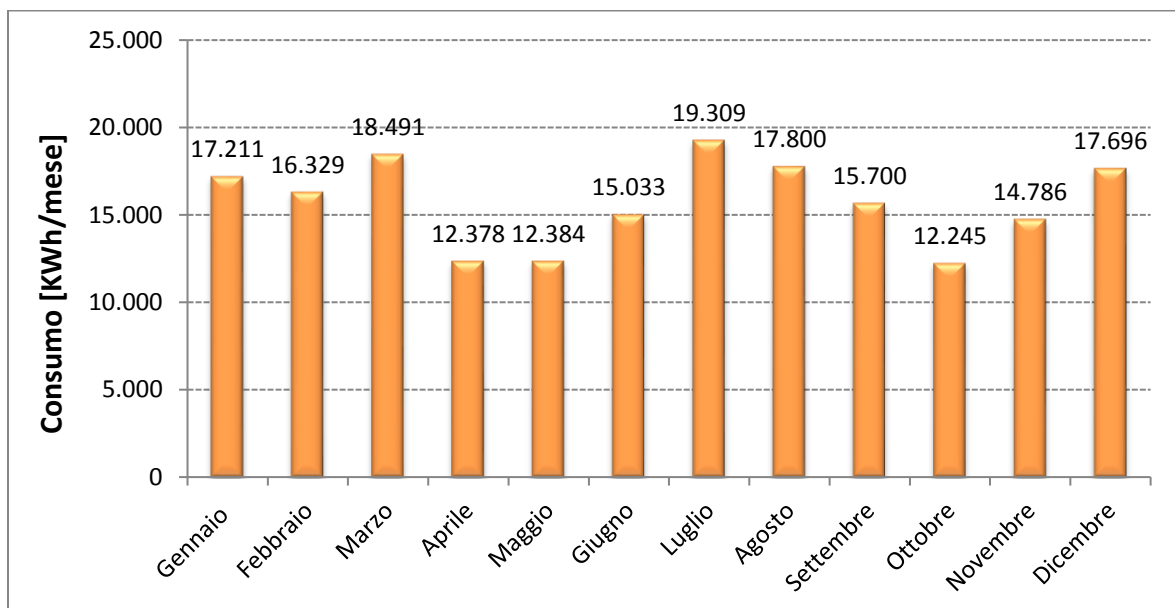


Figura 3.2.1.4.1. Consumi totali.

RELAZIONE FINALE

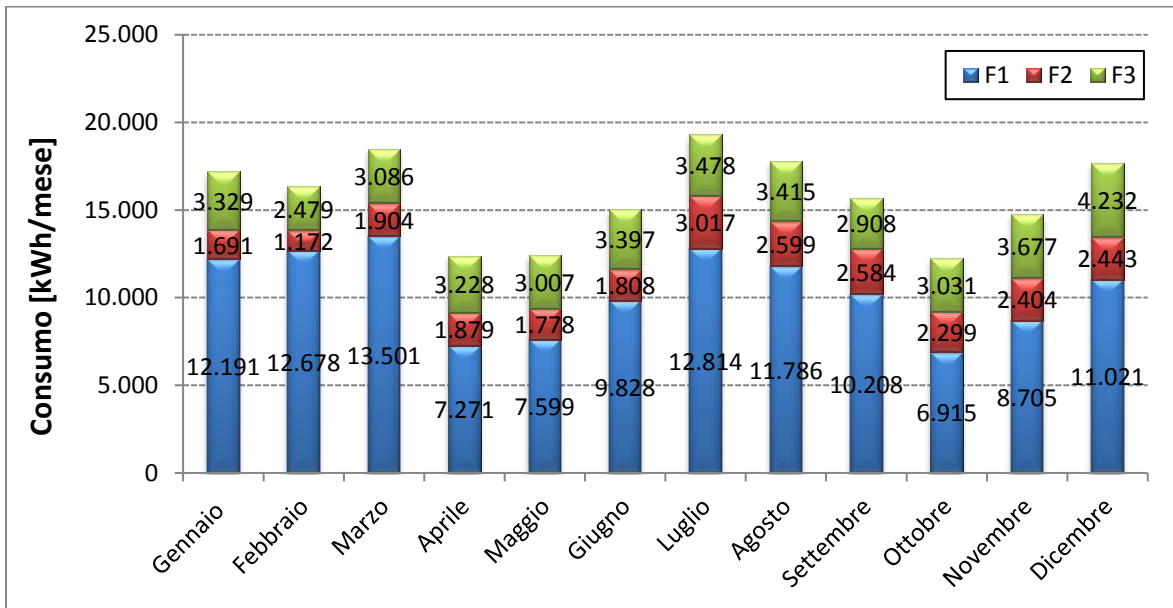


Figura 3.2.1.4.2. Consumi totali e ripartizione per fasce.

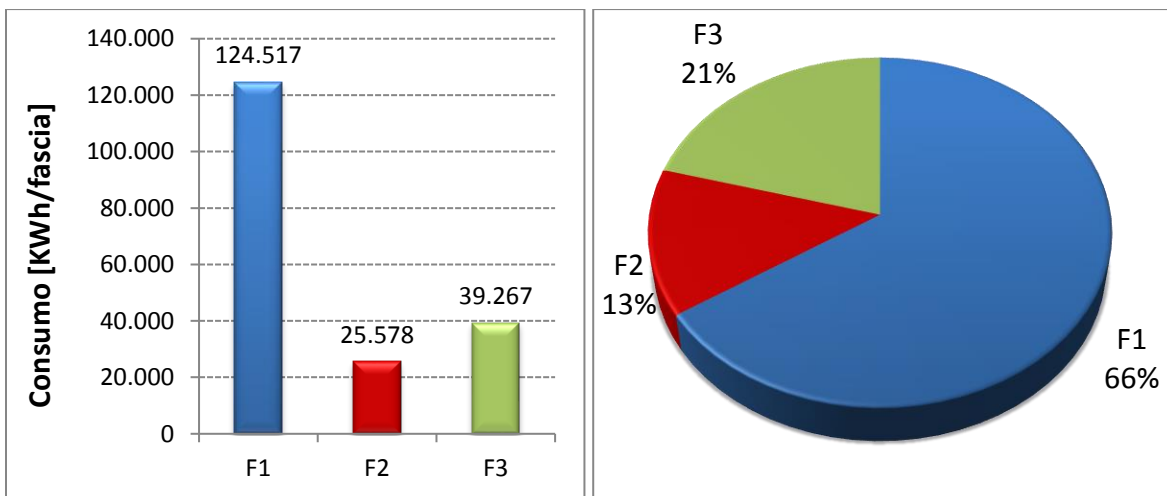


Figura 3.2.1.4.3. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

Mese	Costo [€/mese]		
	Variabile	Fisso	Totale
Gennaio	3.073	576	3.650
Febbraio	2.815	575	3.390
Marzo	3.010	551	3.561
Aprile	1.958	379	2.337

RELAZIONE FINALE

Mese	Costo [€/mese]		
	Variabile	Fisso	Totale
Maggio	2.008	441	2.449
Giugno	2.476	537	3.013
Luglio	3.329	742	4.071
Agosto	2.923	692	3.615
Settembre	2.717	639	3.356
Ottobre	2.251	440	2.692
Novembre	2.822	459	3.282
Dicembre	3.337	518	3.855
TOTALE	32.720	6.549	39.269
Costo unitario	0,1728	0,03458	0,2074
	[€/kWh]		

Tabella 3.2.1.4.2. Costi totali, fissi e variabili, costo unitario.

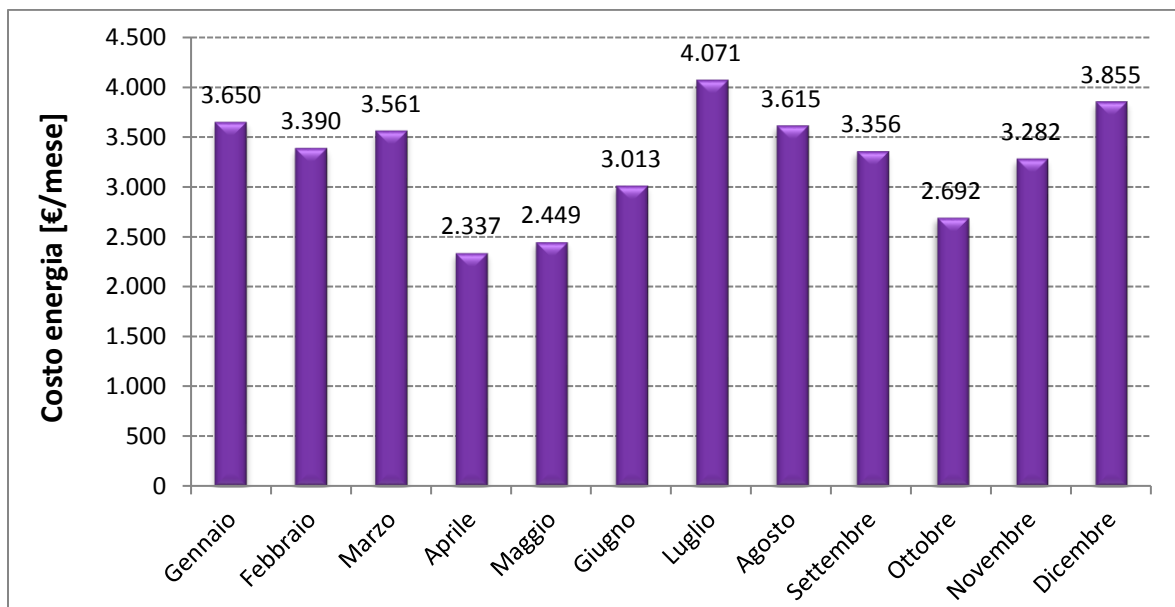


Figura 3.2.1.4.4. Costi totali.

RELAZIONE FINALE

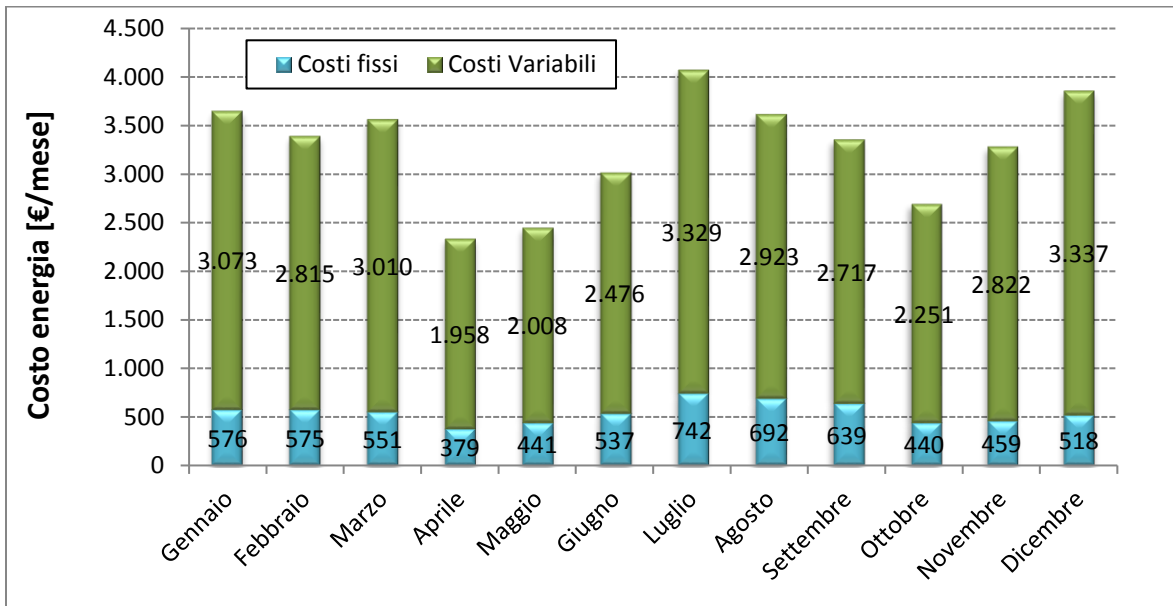


Figura 3.2.1.4.5. Consumi totali e ripartizione tra fissi e variabili.

3.2.1.5. Confronti

Di seguito (Fig. 3.2.1.5.1) si riporta l'andamento dei consumi totali annuali, dal 2013 al 2016.

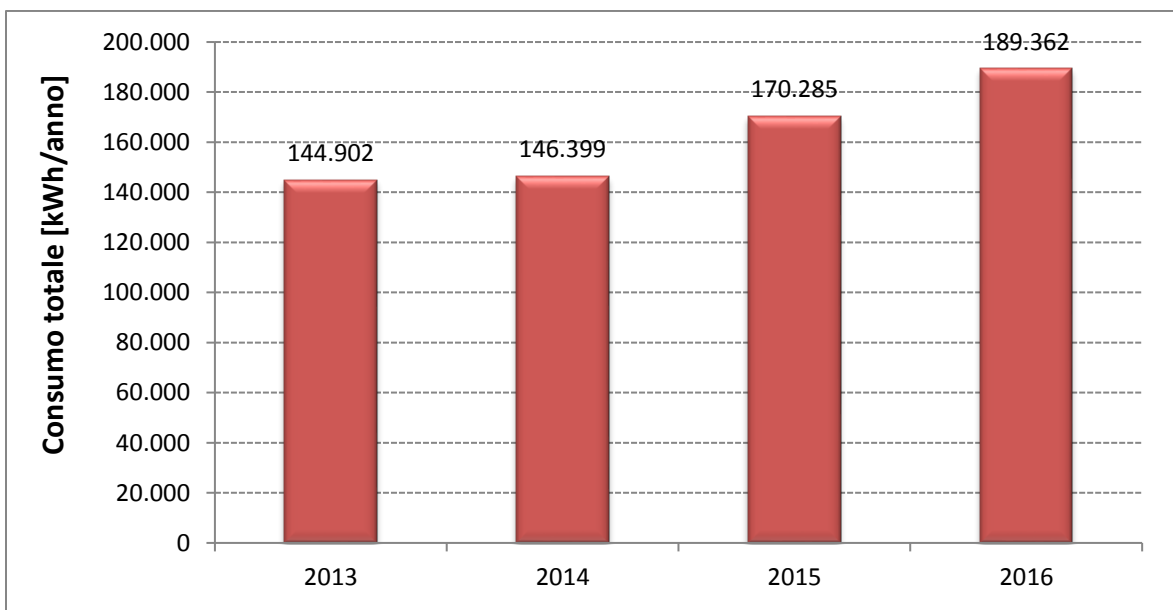


Figura 3.2.1.5.1. Consumo totale.

RELAZIONE FINALE

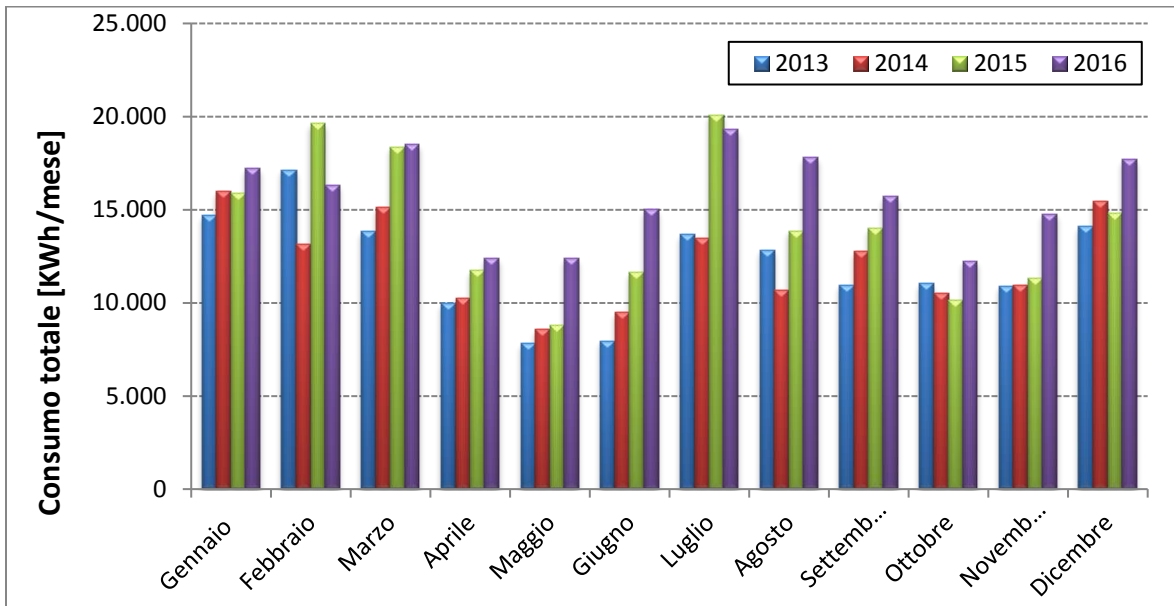


Figura 3.2.1.5.2. Consumi totali mensili.

I consumi totali mensili (Fig. 3.2.1.5.2) del 2016 sono costantemente più elevati rispetto agli altri anni considerati, ad esclusione dei mesi di febbraio e luglio, dove i consumi totali più elevati sono stati registrati nel 2015.

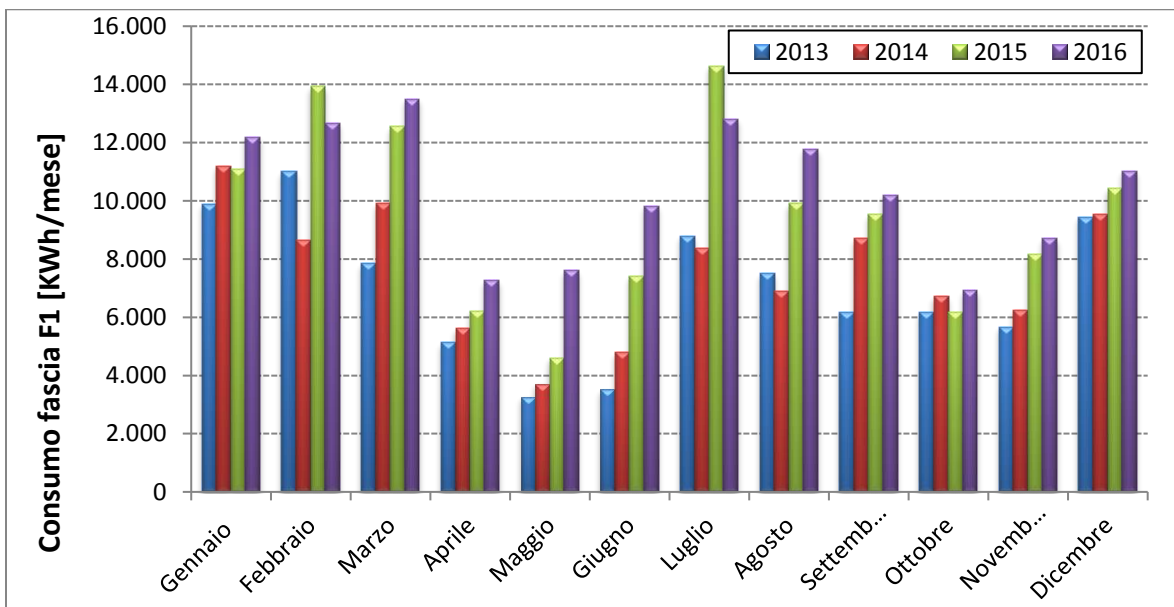


Figura 3.2.1.5.3. Consumi fascia F1 mensili.

RELAZIONE FINALE

Dall'analisi della precedente figura si nota che, nella maggior parte dei mesi del 2016, i consumi in fascia F1 sono stati più elevati rispetto agli altri anni, fatta eccezione per i mesi di febbraio e luglio (nel 2015 sono stati registrati valori superiori a quelli del 2016), probabilmente a causa di temperature più miti nel 2016, con conseguente minor utilizzo della climatizzazione. Nel 2013 i consumi mensili sono inferiori al 2014, tranne che nei mesi di febbraio, luglio e agosto 2013 e si può ipotizzare una variazione dovuta a temperature meno rigide a febbraio 2016 e meno elevate a luglio e agosto dello stesso anno, rispetto al 2013. I mesi di dicembre 2013 e 2014 presentano consumi simili.

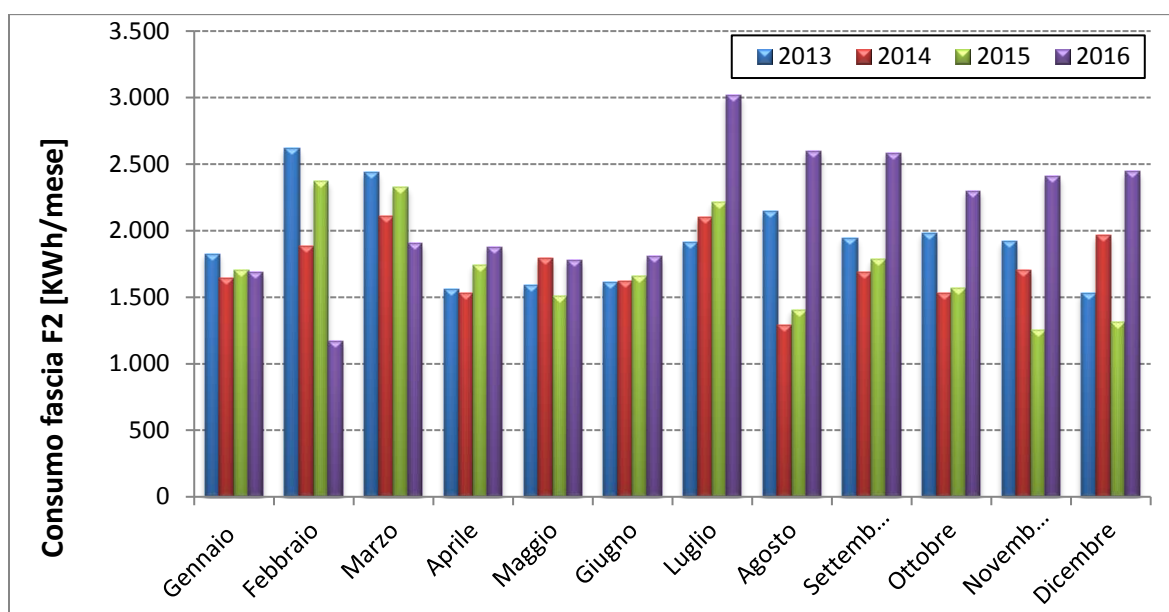


Figura 3.2.1.5.4. Consumi fascia F2 mensili.

L'andamento dei consumi mensili in fascia F2 non segue un andamento costante: i valori oscillano fra 1200 kWh nel mese di febbraio 2016 e 3000 kWh nel mese di luglio 2016. Nel mese di gennaio, i consumi del 2013 sono più elevati rispetto agli altri anni. Si può pensare che i consumi siano stati più elevati per maggiori consumi verificatisi tra le 7:00 e le 8:00, quando si attiva l'accensione della pompa di calore, oppure che l'azienda sia rimasta operativa oltre l'orario di lavoro standard. Da luglio a dicembre, i consumi del 2016 risultano notevolmente superiori a quelli registrati negli altri anni.

RELAZIONE FINALE

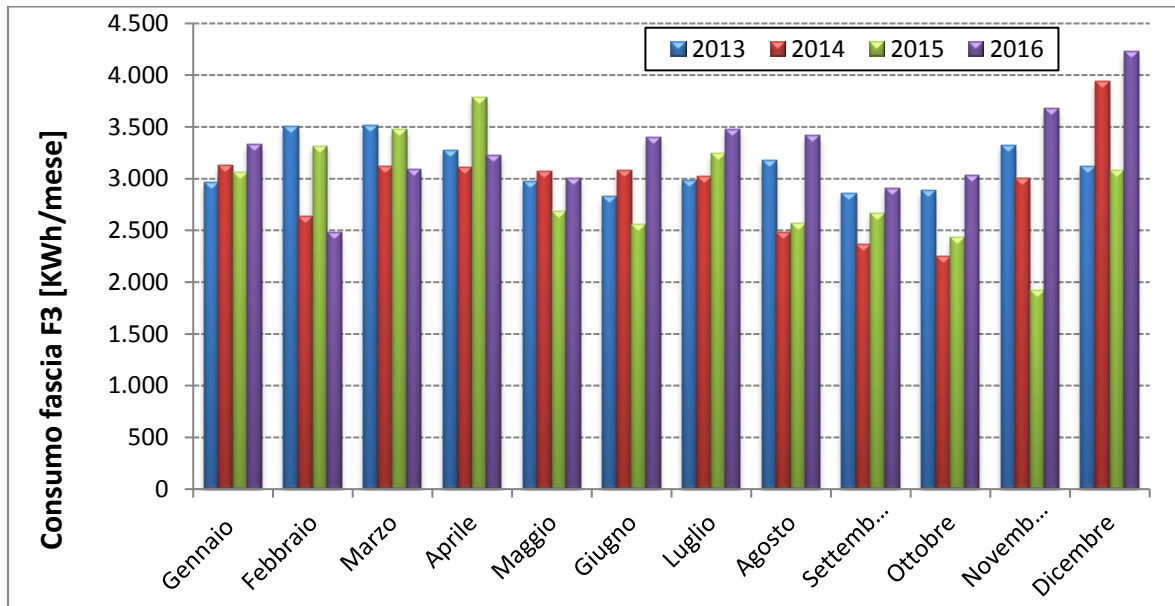


Figura 3.2.1.5.5. Consumi fascia F3 mensili.

Per quanto riguarda la fascia F3, si è verificato un andamento non costante dei consumi nel quadriennio, con un minimo nel mese di novembre 2015 (2000 kWh), e un massimo nel mese di dicembre 2016 (4300 kWh). Per quanto riguarda l'anno 2013, l'andamento dei consumi in fascia F3 è più lineare rispetto agli anni successivi. Nel 2014, da marzo a luglio il trend è quasi costante; si verifica un calo dei consumi nei mesi di agosto, settembre e ottobre. Si ha, poi, un incremento dei consumi nei mesi di novembre e dicembre. Nell'anno 2015, invece, si è verificato un calo dei consumi ad agosto, con aumento a settembre e un decremento fra ottobre e novembre. Il valore massimo del consumo per l'anno 2015 si ha nel mese di aprile. Nel 2016 si è verificato un incremento sostanziale nei mesi da settembre a dicembre e nei mesi estivi l'andamento dei consumi è stato abbastanza costante. I consumi mensili del 2016 sono maggiori rispetto a quelli del triennio precedente, tranne nei mesi da febbraio a maggio.

RELAZIONE FINALE

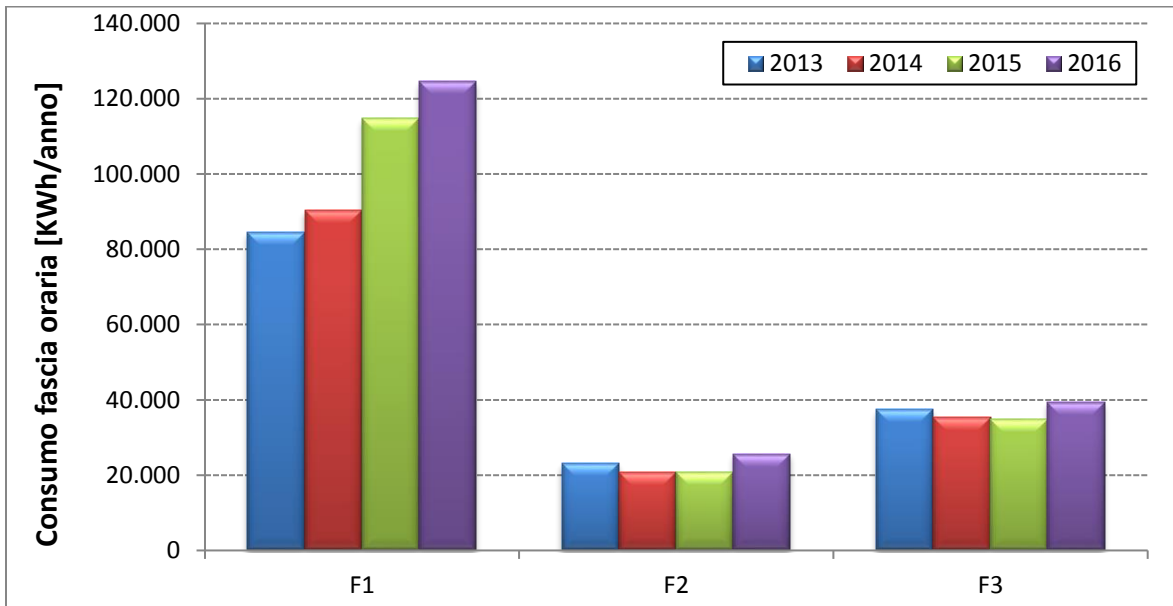


Figura 3.2.1.5.6. Consumi annuali suddivisi per fascia.

Dall'analisi dell'andamento dei consumi mensili durante l'arco dell'anno si nota un aumento dei consumi energetici invernali, a causa del riscaldamento degli ambienti, e di quelli estivi, a causa del raffrescamento. Gli altri consumi, che è possibile ritenere pressoché costanti durante l'anno, sono dovuti principalmente all'impianto di illuminazione e alle attività dei laboratori.

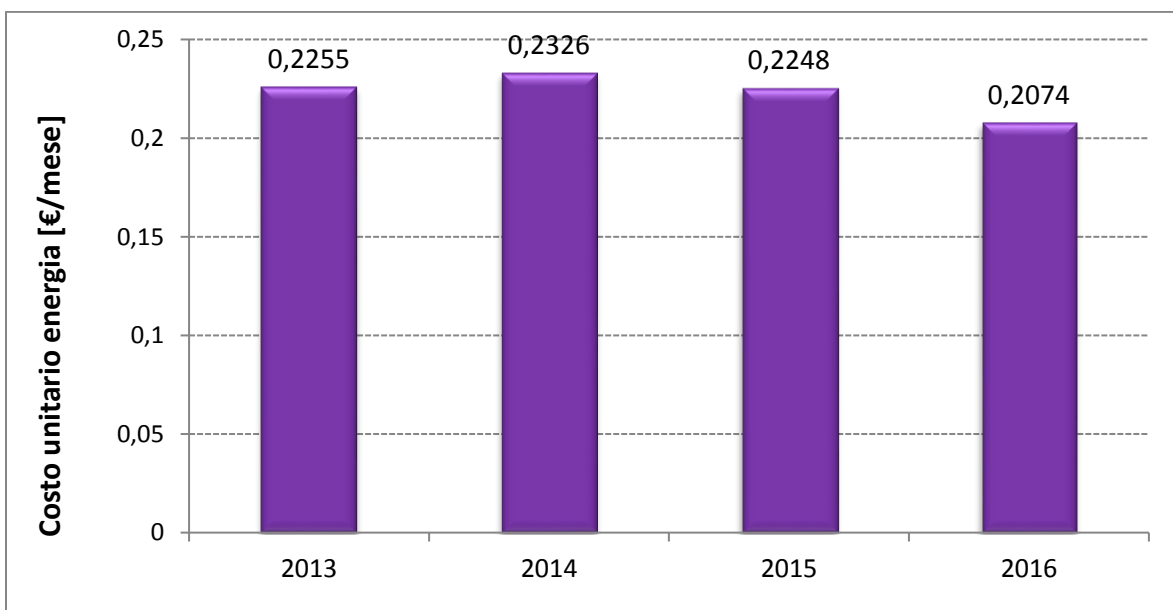


Figura 3.2.1.5.7. Costo unitario.

RELAZIONE FINALE

Dalla Figura 3.2.1.5.7 si rileva che il costo unitario dell'energia elettrica decresce negli anni. Questo comportamento è dovuto al fatto che con l'aumento dei consumi, i costi fissi unitari si riducono, determinando una riduzione del costo unitario finale.

Dal confronto dell'andamento dei consumi e dei costi unitari negli anni dal 2013 al 2016 si rileva che:

- Il consumo totale annuo è in costante crescita: questo è dovuto in parte all'aumento dell'attività di laboratorio e in parte all'aumento del numero di dipendenti, che ha ricevuto un incremento a partire da ottobre 2015;
- L'incremento dei consumi totali è da ascrivere principalmente all'aumento dei consumi in fascia F1, che cresce costantemente;
- I consumi nelle fasce F2 e F3 si mantengono pressoché costanti;
- Il costo unitario è in diminuzione, a seguito dell'aumento dei consumi complessivi.

3.2.2. Dati di consumo elettrico quart'orari

A partire dai dati dei consumi di energia elettrica su base quart'oraria di bolletta forniti dall'En.El. è stata effettuata l'analisi dei consumi orari giornalieri relativamente al periodo da luglio 2016 a giugno 2017. I consumi quart'orari sono stati sommati per ottenere il singolo dato orario, al fine di ricostruire i profili di consumo tipo dei giorni lavorativi e non lavorativi. Le elaborazioni sono state effettuate mediante l'ausilio di un foglio di calcolo. Sono stati calcolati i consumi medi orari giornalieri dei giorni lavorativi e non lavorativi, ottenuti come media aritmetica dei consumi orari di ciascun giorno lavorativo o non lavorativo del mese. Si riportano di seguito, i risultati ottenuti per ciascun mese considerato.

Luglio 2016

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di luglio 2016 sono riportati in Figura 3.2.2.1.

RELAZIONE FINALE

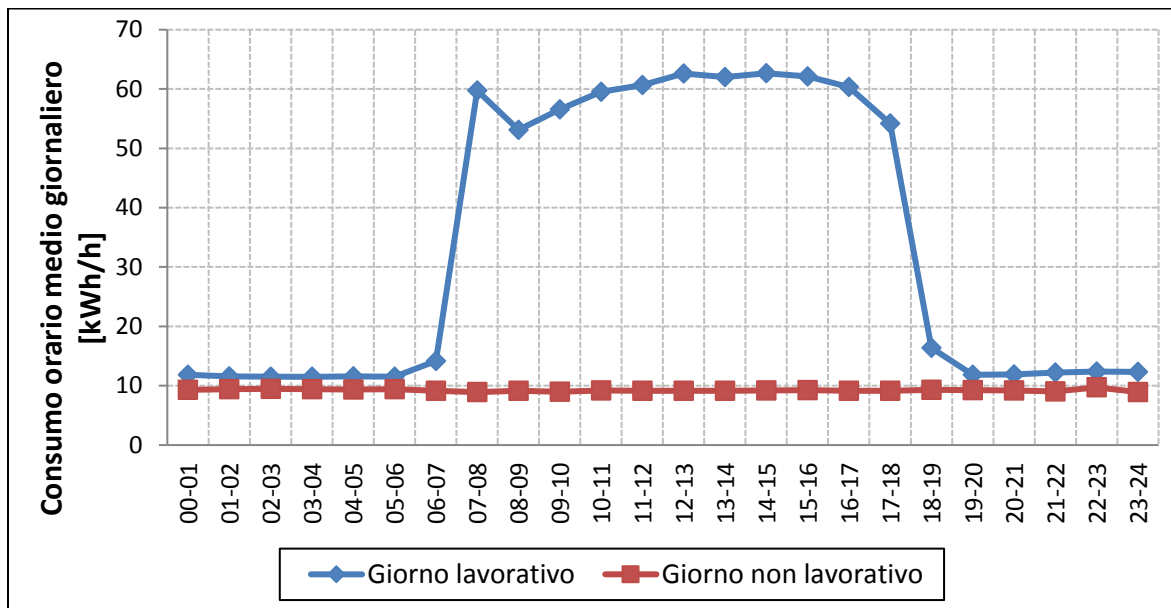


Figura 3.2.2.1. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (luglio 2016).

Il consumo orario medio dei giorni non lavorativi è pressoché costante ed è di circa 10 kWh/h. Nei giorni lavorativi, invece, i consumi orari medi hanno un andamento quasi costante e prossimo a 12 kWh/h nelle ore fra le 19:00 e le 6:00: tale fascia oraria corrisponde a quella in cui la struttura non è operativa. Dalle 6:00 alle 7:00 si nota un leggero incremento dei consumi, che arriva a circa 15 kWh/h; si verifica, poi, un sostanziale aumento tra le 7:00 e le 8:00, con un picco di circa 60 kWh/h nelle ore centrali. Tale aumento è dovuto all'accensione dell'impianto di climatizzazione, con uno spunto in accensione della pompa di calore all'inizio del turno lavorativo. Fra le 18:00 e le 19:00 il consumo orario scende, a causa dello spegnimento dell'impianto di climatizzazione e successiva chiusura della struttura.

Agosto 2016

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di agosto 2016 sono riportati in Figura 3.2.2.2.

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi di agosto 2016 sono molto simili a quelli del mese di luglio 2016, sia nella forma delle curve giornaliere sia sotto il profilo quantitativo.

RELAZIONE FINALE

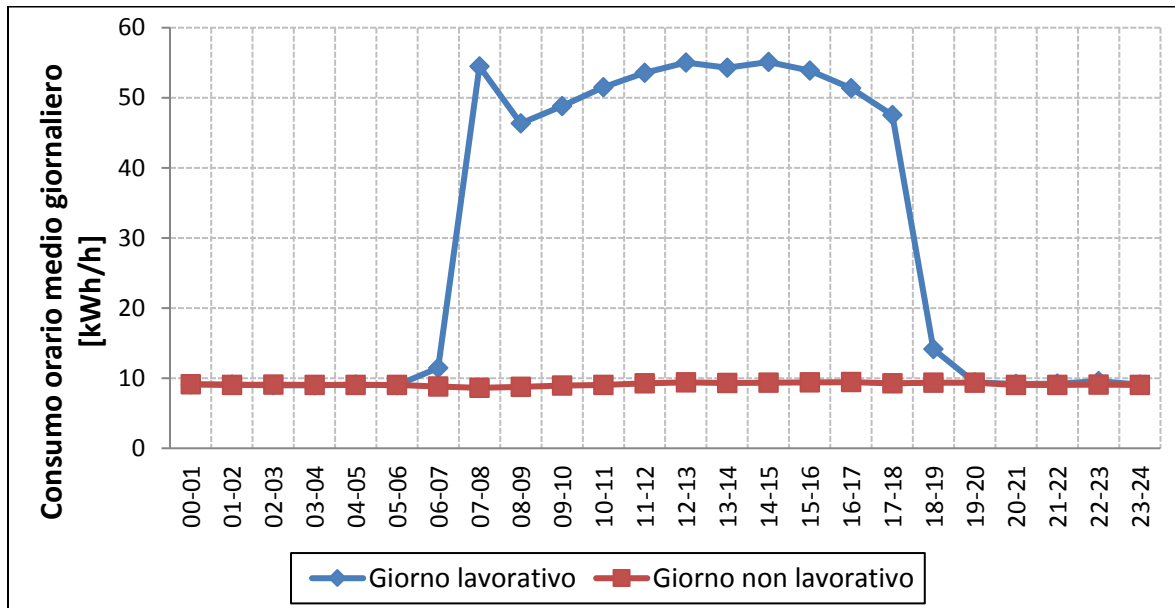


Figura 3.2.2.2. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (agosto 2016).

Settembre 2016

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di settembre 2016 sono riportati in Figura 3.2.2.3.

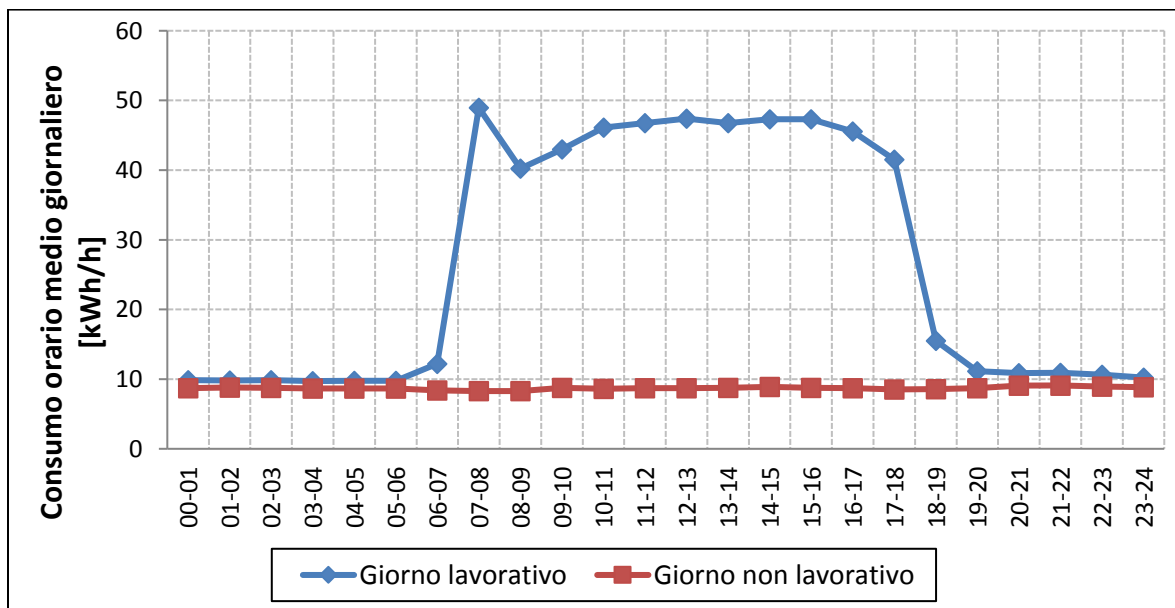


Figura 3.2.2.3. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (settembre 2016).

RELAZIONE FINALE

Anche nel mese di settembre 2016 i profili di consumo tipo dei giorni lavorativi e non lavorativi hanno andamenti molto simili a quelli dei due mesi precedenti; i valori di consumo medio orario nei giorni lavorativi mostrano, però, valori massimi inferiori a quelli dei mesi di luglio e agosto (valore massimo di 50 kWh/h fra le 7:00 e le 8:00, dovuto all'avvio dell'impianto di climatizzazione).

Il consumo fra le 10:00 e le 17:00 risulta inferiore rispetto al mese di luglio di circa 14 kWh/h.

Ottobre 2016

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di ottobre 2016 sono riportati in Figura 3.2.2.4.

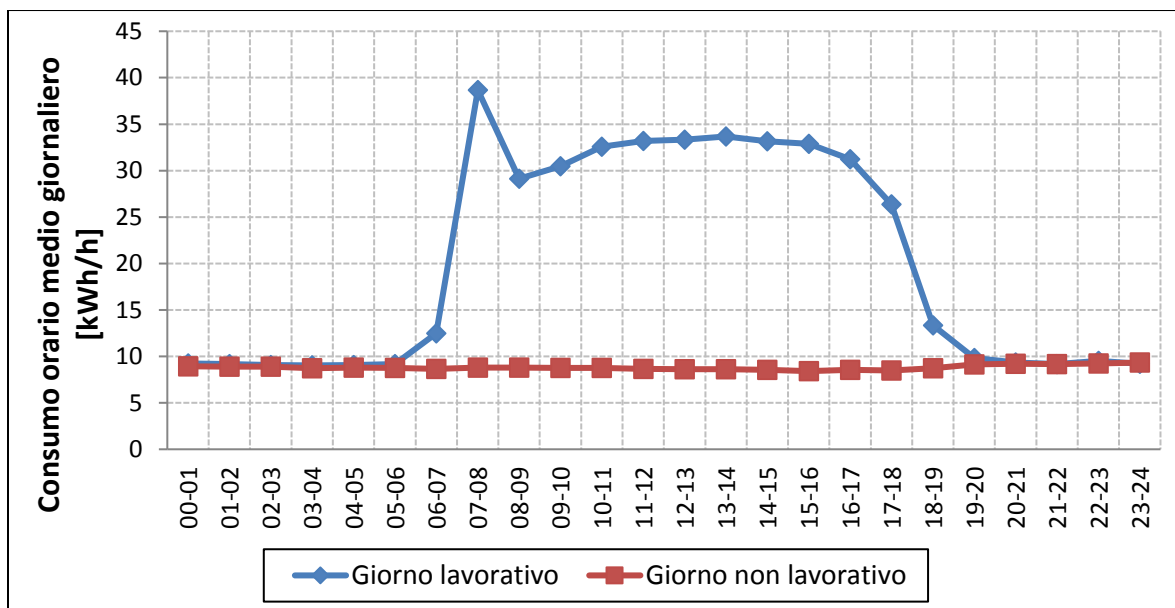


Figura 3.2.2.4. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (ottobre 2016).

L'andamento dei consumi orari medi dei giorni non lavorativi è simile a quello dei mesi precedenti. Per quanto riguarda i giorni lavorativi, i consumi medi hanno un andamento costante intorno a 10 kWh/h nella fascia oraria fra le 19:00 e le 6:00, in cui l'azienda non è operativa. Fra le 6:00 e le 7:00 si nota un leggero incremento dei consumi, cui segue un ulteriore aumento tra le ore 7:00 e le ore 8:00, in cui si registra

RELAZIONE FINALE

il picco di 38 kWh/h. I profili tipo sono simili a quelli dei mesi precedenti, ma si nota un decremento del consumo orario negli orari lavorativi (fra le 7:00 e le 19:00), dove il consumo rimane abbastanza costante intorno a valori prossimi a 33 kWh/h. Il consumo medio orario, in tali orari, si è ridotto di circa 11 kWh/h rispetto al mese di settembre 2016 e di 27 kWh/h rispetto a luglio 2016.

Novembre 2016

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di novembre 2016 sono riportati in Figura 3.2.2.5.

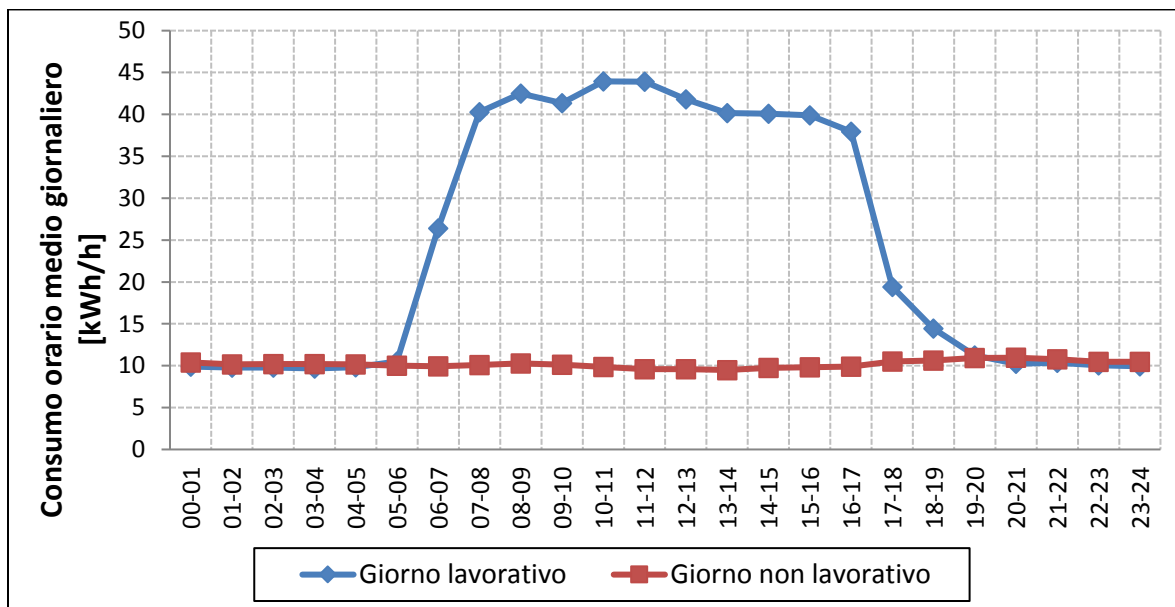


Figura 3.2.2.5. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (novembre 2016).

Il profilo di consumo tipo dei giorni non lavorativi è simile a quello dei mesi precedenti e si attesta su valori di consumo medio di 10 kWh/h. Si nota, invece, che per il profilo di consumo tipo dei giorni lavorativi l'andamento è parzialmente differente dai mesi precedenti: non si distingue, infatti, il picco iniziale fra le 7:00 e le 8:00 dovuto all'accensione della pompa di calore, mentre si verifica un incremento graduale sino a valori di 40÷43 kWh/h, che rimane circa costante sino all'orario di chiusura. Si riscontra un incremento dei consumi rispetto al mese di ottobre 2016: si passa da

RELAZIONE FINALE

valori di circa 33 kWh/h a valori di 43 kWh/h nella fascia oraria corrispondente a quella in cui la struttura è in attività.

Inoltre, dall'analisi dei profili di consumo orario giornalieri del mese di novembre, è emerso che il 1° novembre 2016, giorno festivo (Festività di Ognissanti), l'andamento è molto simile in termini di forma della curva e di valori di consumo a quello dei giorni lavorativi (Figura 3.2.2.6). È stato verificato, a seguito dell'analisi dei dati del sistema di monitoraggio dei consumi installato presso la struttura, che tale profilo è da imputare al funzionamento dell'impianto di climatizzazione, attivato comunque anche se l'azienda non era operativa.

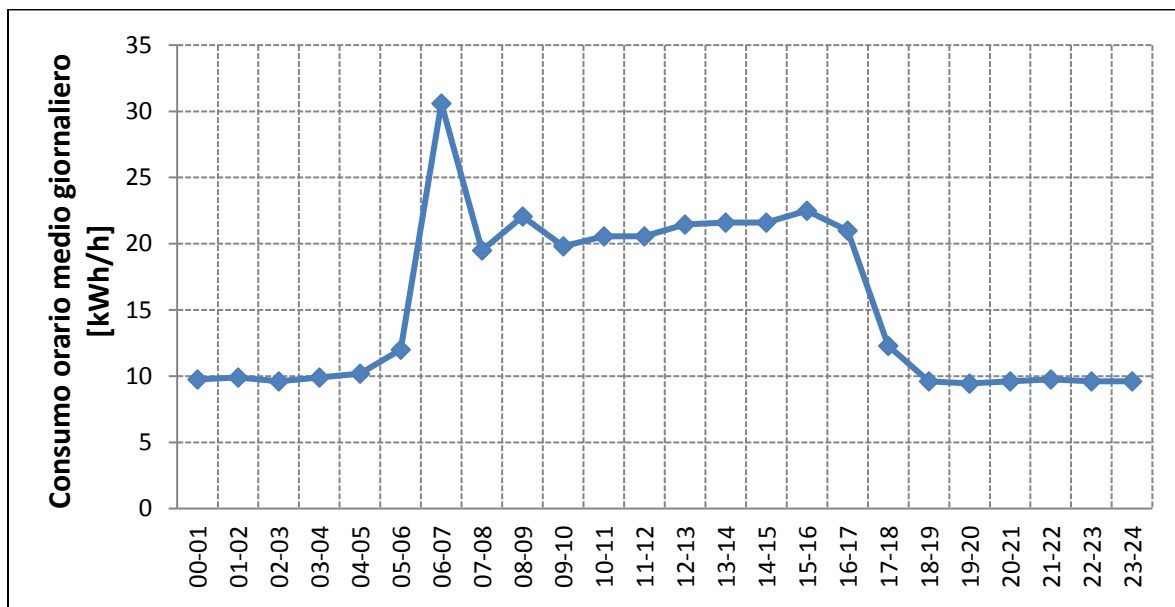


Figura 3.2.2.6. Profilo di consumo orario tipo della giornata del 1° novembre 2016.

Dicembre 2016

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di dicembre 2016 sono riportati in Figura 3.2.2.7.

RELAZIONE FINALE

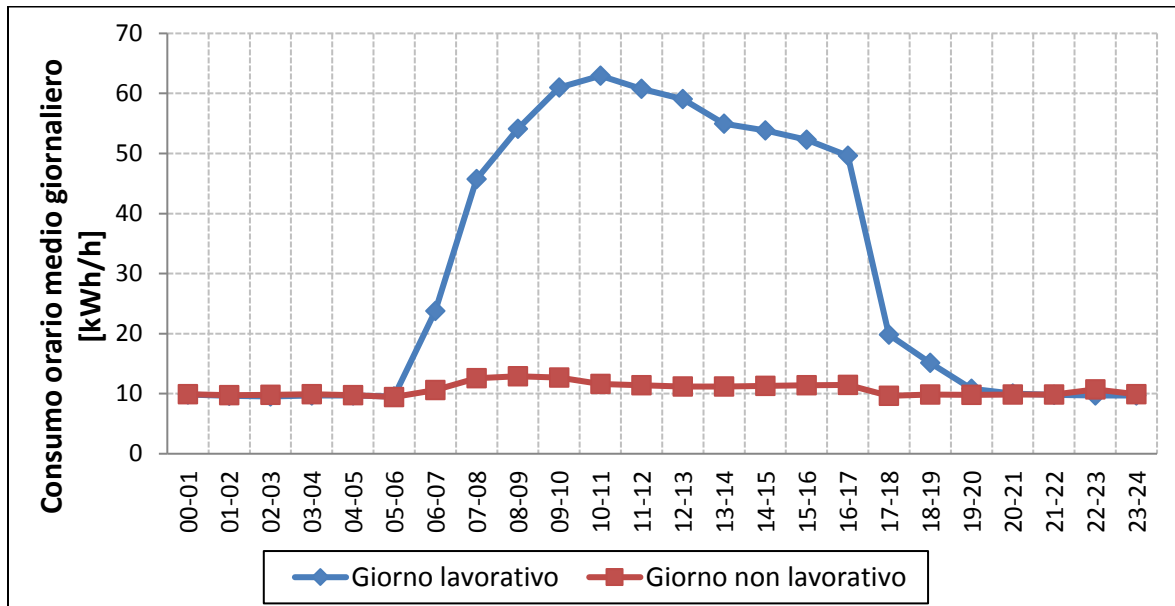


Figura 3.2.2.7. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (dicembre 2016).

L'andamento dei consumi orari medi dei giorni non lavorativi segue un andamento all'incirca costante e simile a quello dei mesi precedenti, con qualche minima variazione in aumento (+2÷3 kWh) nella fascia oraria che va dalle 8:00 alle 17:00. Per quanto riguarda, invece, i giorni lavorativi, si nota che, come per il mese di novembre, non si distingue un picco iniziale dovuto all'accensione della pompa di calore, ma si registra un incremento graduale sino a un picco di 63 kWh/h fra le 10:00 e le 11:00, cui segue un decremento graduale sino alle 17:00. Fra le 17:00 e le 19:00 si ha un calo rapido del consumo orario, sino a valori simili a quelli dei giorni non lavorativi per chiusura delle attività. Si sono verificati incrementi rispetto al mese di novembre 2016, da 43 kWh/h a valori prossimi a 55 kWh/h, in quanto dicembre è un mese caratterizzato da temperature esterne più basse e la richiesta di energia per il riscaldamento è pertanto maggiore rispetto ai mesi autunnali.

Dall'analisi dei profili di consumo orario giornalieri di dicembre 2016, è emerso che l'8 dicembre, giornata festiva (Festività dell'Immacolata), il profilo di consumo è molto simile a un giorno lavorativo medio. Anche in questo caso, come per il 1° novembre 2016, il consumo è imputabile al funzionamento dell'impianto di climatizzazione (Figura 3.2.2.8).

RELAZIONE FINALE

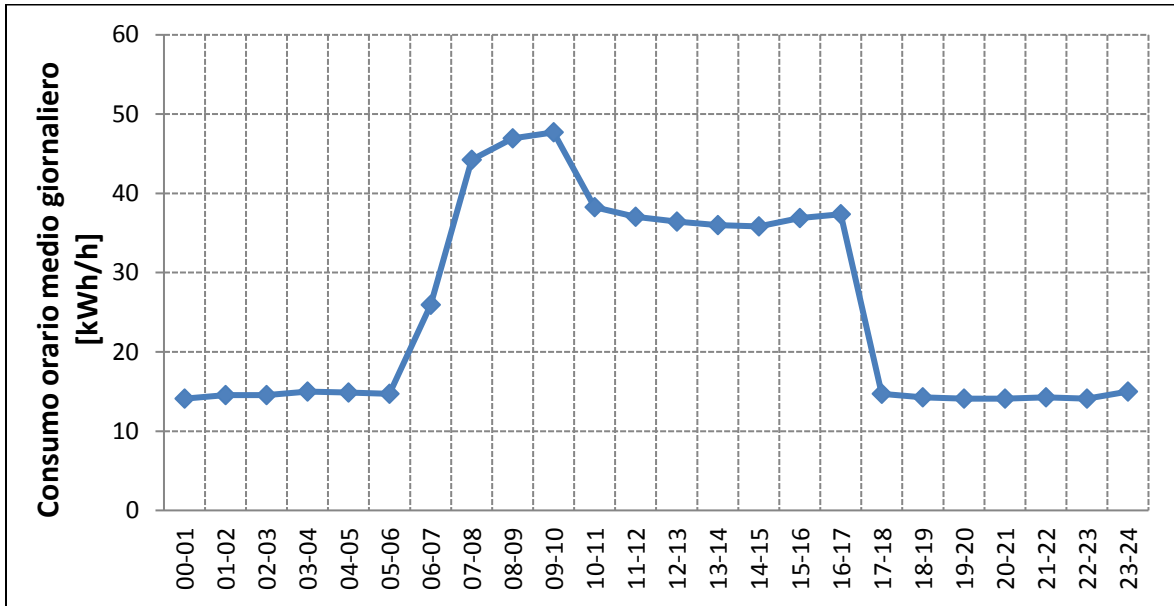


Figura 3.2.2.8. Profilo di consumo orario tipo della giornata dell'8 dicembre 2016.

Un altro caso particolare è quello del 26 dicembre 2016, anch'esso giorno tipicamente festivo (Festività di S. Stefano), nel quale si ripete un andamento analogo a quello dell'8 dicembre. Anche in questa giornata, il consumo è dovuto alla presenza in funzione dell'impianto di climatizzazione (Figura 3.2.2.9).

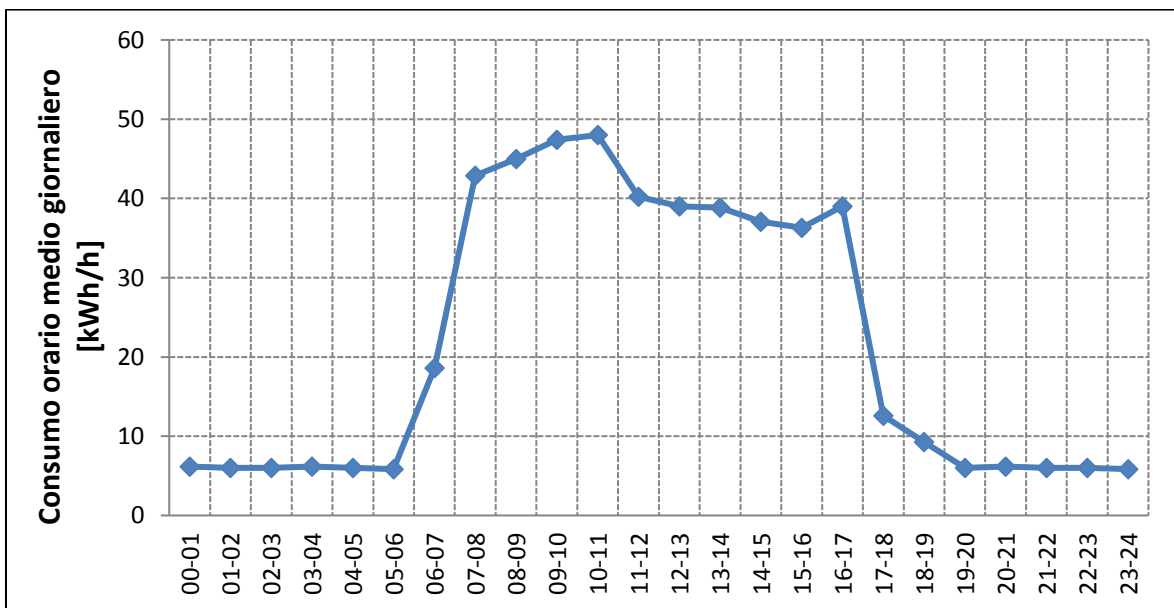


Figura 3.2.2.9. Profilo di consumo orario tipo della giornata del 26 dicembre 2016.

RELAZIONE FINALE

Gennaio 2017

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di gennaio 2017 sono riportati in Figura 3.2.2.10.

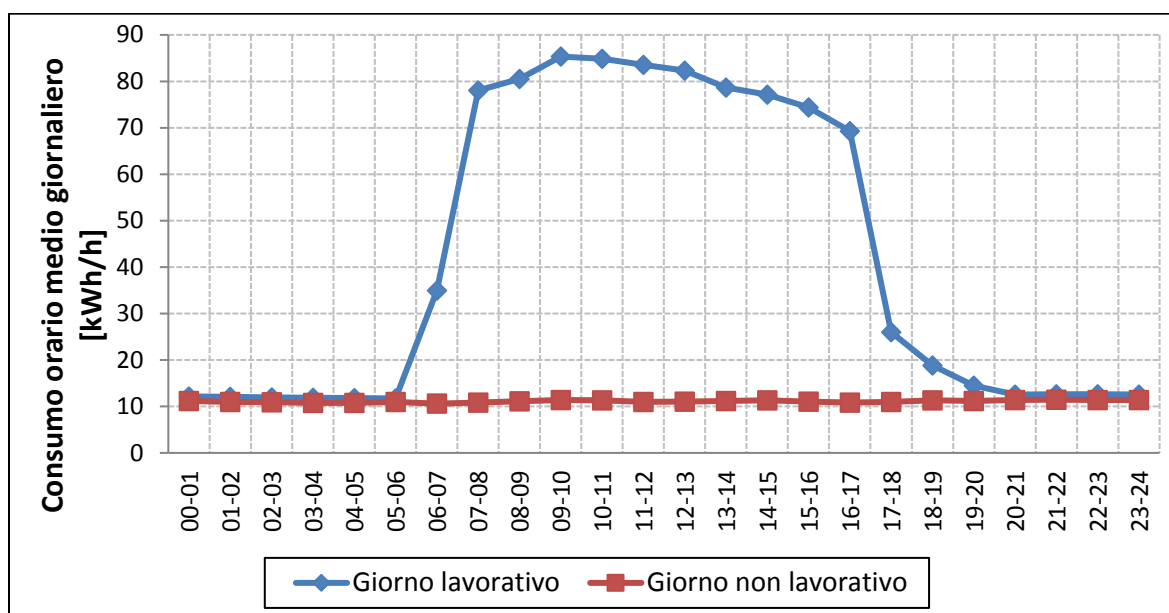


Figura 3.2.2.10. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (gennaio 2017).

Il profilo di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi di gennaio è analogo a quello dei mesi precedenti. Per quanto riguarda, invece, quello dei giorni lavorativi, la curva ha una forma simile a quella del mese di dicembre 2016, ma i valori di consumo orario nella fascia 8:00÷17:00 sono superiori a quelli del mese di dicembre e superano gli 80 kWh/h. Ciò è dovuto, soprattutto, all'impianto di condizionamento, in quanto gennaio è un mese particolarmente freddo. Il consumo di base che si registra negli orari di chiusura della struttura confermano il fatto che il consumo orario è quello dei macchinari in stand-by, come accade nei giorni non lavorativi.

Un caso particolare si è verificato il 6 gennaio 2017, giornata tipicamente festiva (Festività dell'Epifania), nella quale, però, la struttura era in attività e, pertanto, tale giornata è stata considerata fra i giorni lavorativi ai fini dell'ottenimento dei profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi di gennaio (Figura 3.2.2.11).

RELAZIONE FINALE

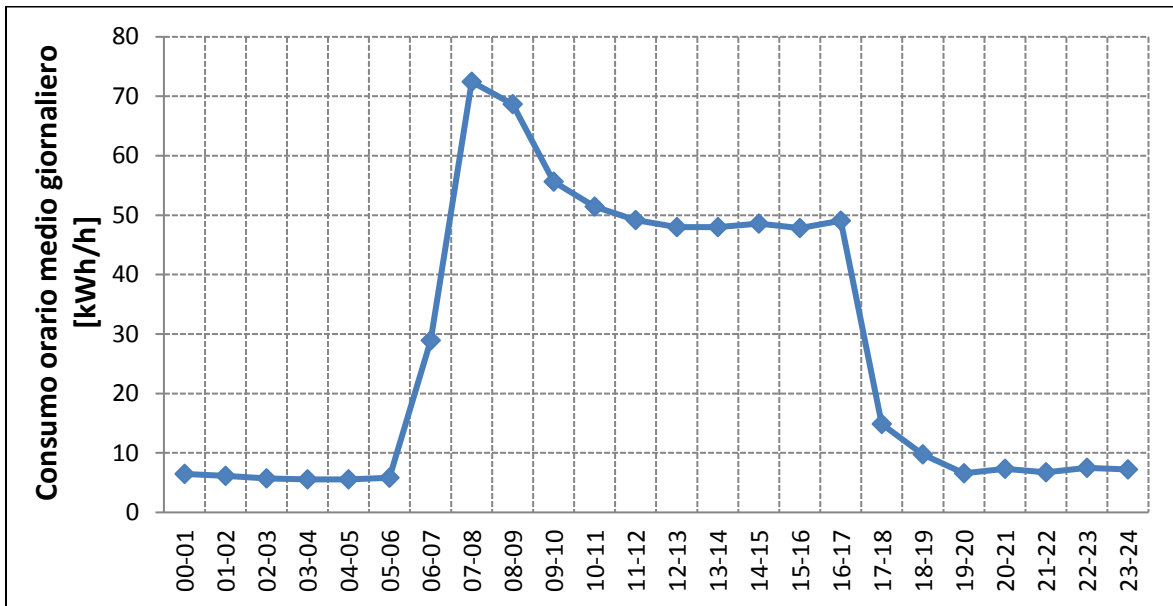


Figura 3.2.2.11. Profilo di consumo orario tipo della giornata del 6 gennaio 2017.

Febbraio 2017

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di febbraio 2017 sono riportati in Figura 3.2.2.12.

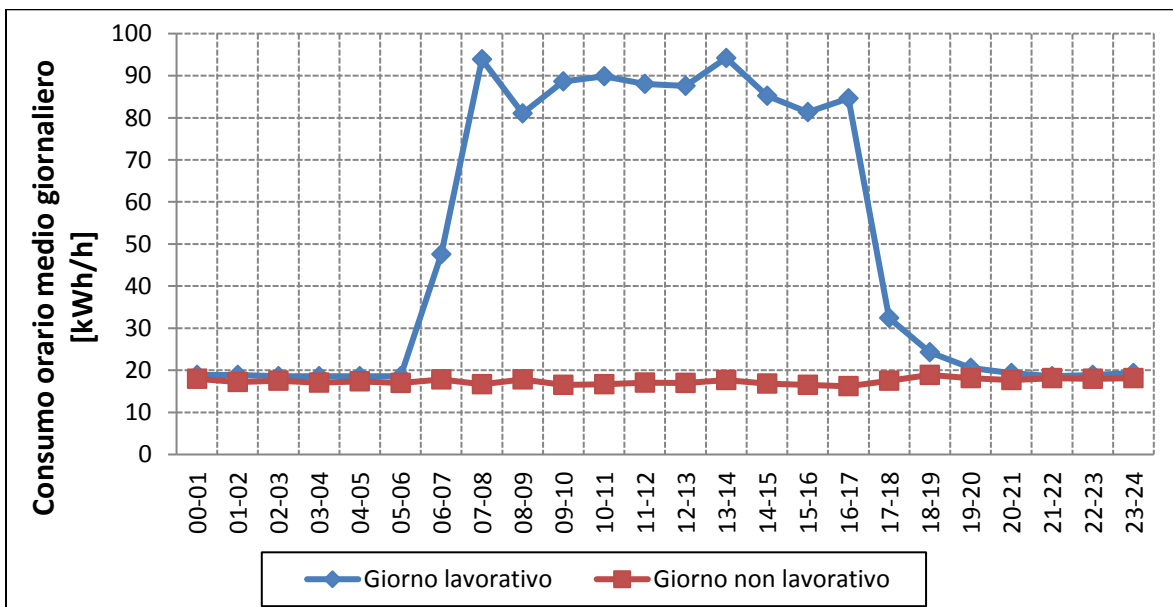


Figura 3.2.2.12. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (febbraio 2017).

RELAZIONE FINALE

Nel mese di febbraio 2017 il consumo orario medio del giorno non lavorativo tipo è maggiore rispetto ai mesi precedenti, ma segue, comunque, un andamento abbastanza costante di circa $17 \div 18$ kWh/h (+7 kWh/h rispetto al periodo precedente). Il giorno tipo lavorativo, invece, mostra un profilo di consumo orario molto simile a quello del mese di gennaio.

Marzo 2017

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di marzo 2017 sono riportati in Figura 3.2.2.13.

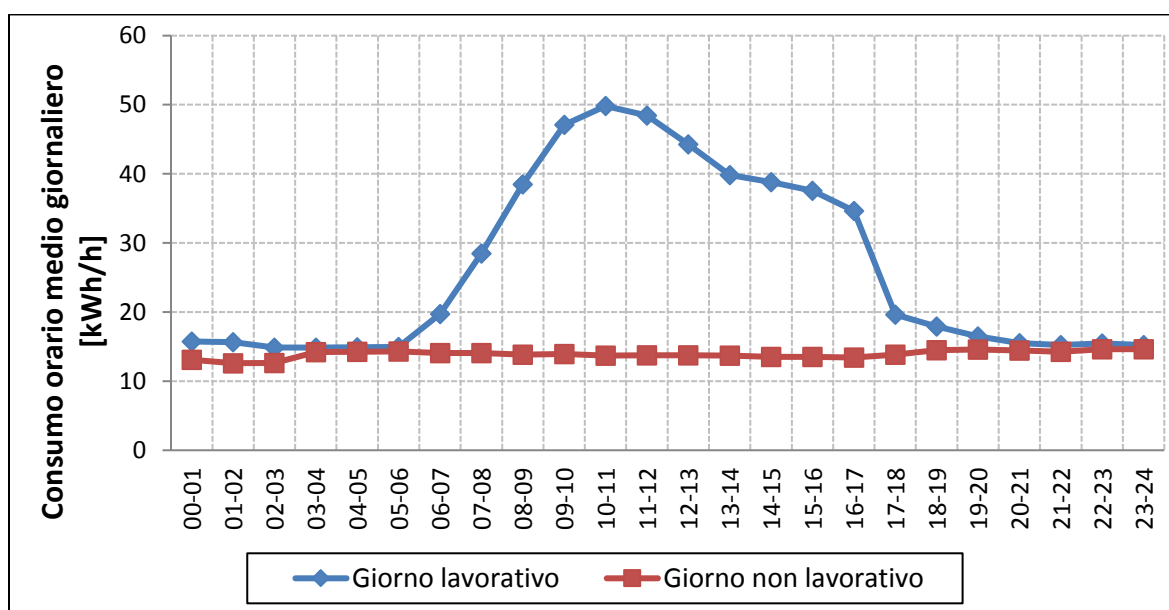


Figura 3.2.2.13. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (marzo 2017).

Nel mese di marzo 2017 il profilo di consumo tipo per i giorni non lavorativi si mantiene all'incirca costante su valori ($12 \div 15$ kWh/h) inferiori a quelli del mese di febbraio, ma superiori a quelli dei mesi precedenti.

Il giorno lavorativo tipo ha un profilo di consumo orario simile a quello dei mesi precedenti, ma con alcune differenze: la forma della curva mostra un incremento del consumo orario fra le 6:00 e le 11:00 e un decremento più marcato sino alle 14:00 e più graduale sino alle 17:00. Fra le 18:00 e le 19:00 si nota un calo del consumo verso

RELAZIONE FINALE

valori simili a quello dei giorni non lavorativi, a causa dello spegnimento della pompa di calore. Nel mese di marzo si nota che il valore massimo del consumo orario medio è notevolmente diminuito, attestandosi sui 50 kWh/h.

Aprile 2017

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di aprile 2017 sono riportati in Figura 3.2.2.14.

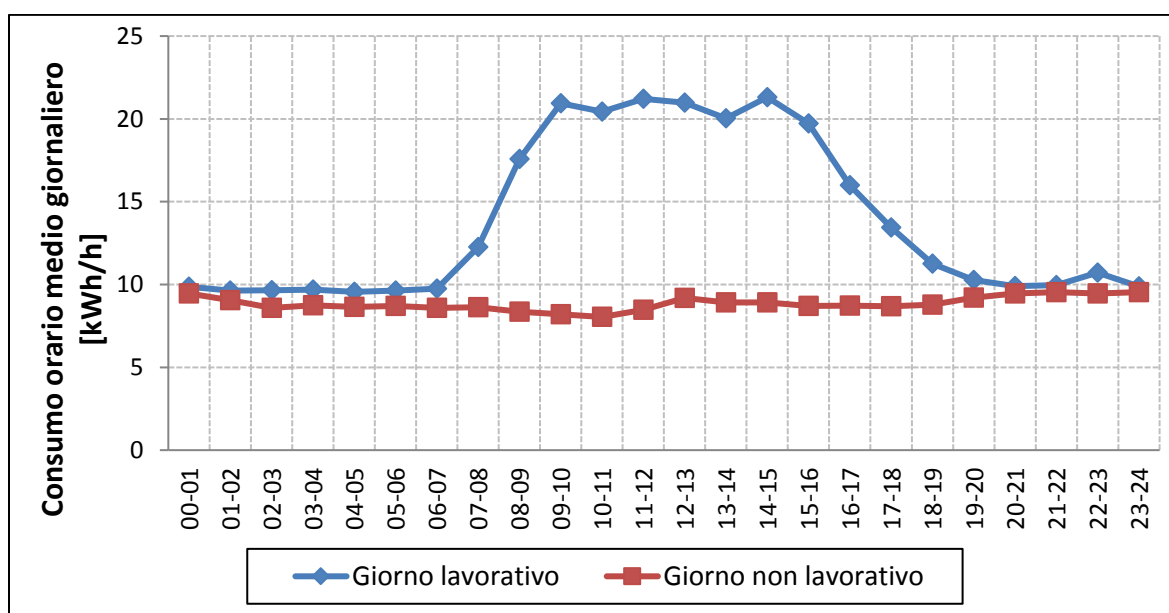


Figura 3.2.2.14. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (aprile 2017).

Nel mese di aprile 2017 il profilo di consumo del giorno non lavorativo tipo mostra un andamento costante attorno a valori di 7÷10 kWh/h (il consumo in giorni non lavorativi è simile ai mesi da luglio a gennaio).

Nei giorni lavorativi, il profilo di consumo è simile al mese precedente, ma con valori massimi molto minori rispetto al mese di marzo: i valori maggiori si ritrovano fra le 9:00 e le 16:00 (20÷22 kWh/h).

Maggio 2017

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di maggio 2017 sono riportati in Figura 3.2.2.15.

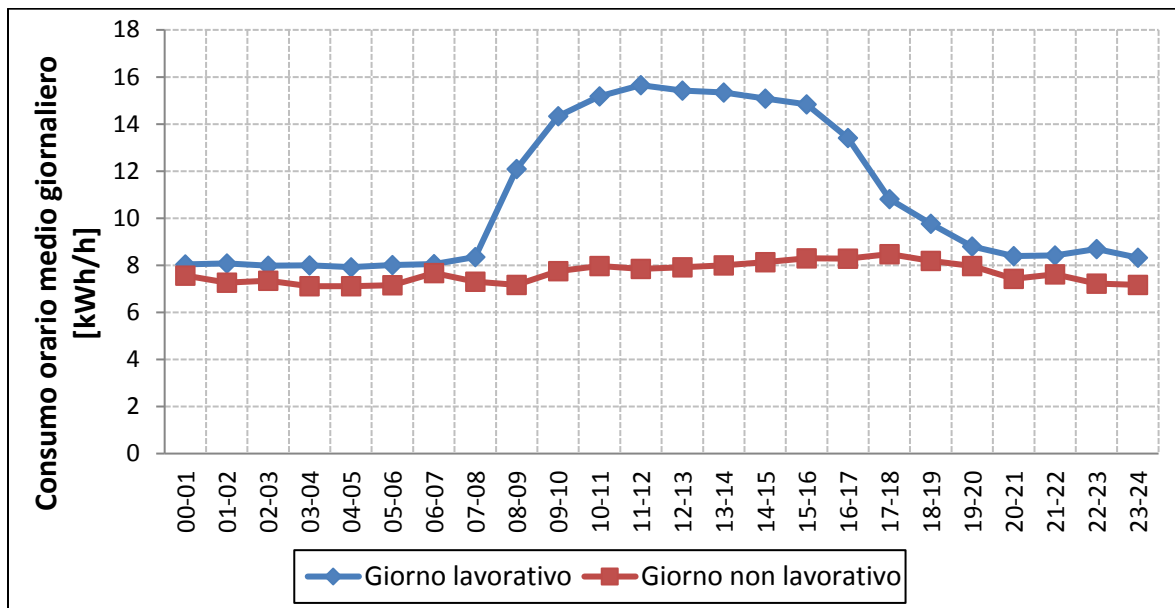


Figura 3.2.2.15. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (maggio 2017).

Il profilo di consumo orario di un giorno non lavorativo del mese di maggio 2017 è pressoché costante attorno a valori di 7÷8 kWh/h e, pertanto, si nota una riduzione dei consumi rispetto al mese precedente.

Nei giorni lavorativi, il profilo di consumo orario ha una forma simile a quella degli altri mesi, con un aumento graduale dei consumi fra le 8:00 (8 kWh/h) e le 12:00 (15 kWh/h), un andamento circa costante sino alle 17:00 e un graduale decremento sino alle 19:00, con la chiusura delle attività e lo spegnimento della pompa di calore. Si registra un calo dei consumi orari rispetto al mese di aprile, con valori massimi del consumo orario medio da 20÷22 kWh/h a 14÷15 kWh/h.

Si riscontrano dei cali dei consumi rispetto al mese di aprile 2017, passando da valori di 20÷22 kWh di media a valori di 14÷15 kWh.

Dall'analisi dei profili giornalieri di maggio è emerso che l'andamento dei consumi orari del 18 maggio 2017 risulta essere anomalo rispetto a quello della giornata

RELAZIONE FINALE

lavorativa tipo dello stesso mese: infatti, si nota che l'andamento si mantiene all'incirca costante, attorno a valori di 7÷8 kWh/h. In tale giornata l'azienda era operativa e, a seguito dell'analisi dei dati di monitoraggio dei consumi, si è evinto che tale andamento è da imputare all'utilizzo dei laboratori (alcuni strumenti di laboratorio sono rimasti accesi per l'esecuzione di prove ed hanno prodotto un consumo quasi costante durante la giornata, di circa 3,2÷3,3 kWh/h) e in misura minore ai consumi delle attrezzature d'ufficio (Figura 3.2.2.16).

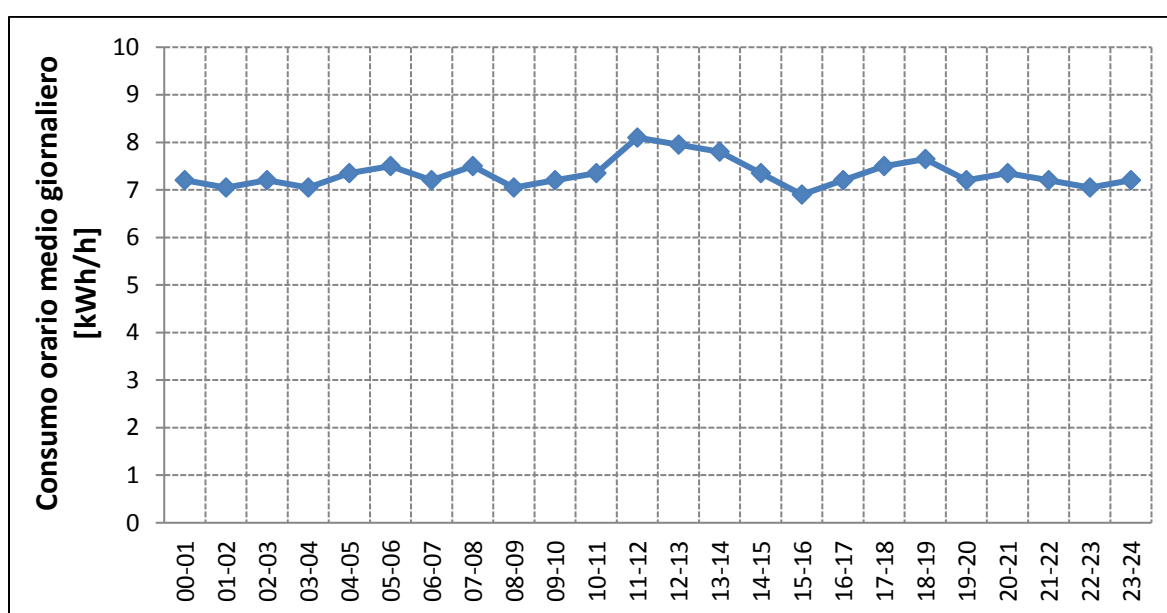


Figura 3.2.2.16. Profilo di consumo orario tipo della giornata del 18 maggio 2017.

Giugno 2017

I profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi del mese di giugno 2017 sono riportati in Figura 3.2.2.17.

Nel mese di giugno 2017 il profilo di consumo orario di un giorno non lavorativo è pressoché costante nell'arco della giornata, con valori inferiori rispetto al mese di maggio (5÷6 kWh/h).

Nei giorni lavorativi il profilo di consumo è molto simile nella forma e nei valori al mese di settembre 2016. I due mesi, infatti, hanno caratteristiche climatiche comparabili e ne consegue un'analogha richiesta di energia per la climatizzazione estiva.

RELAZIONE FINALE

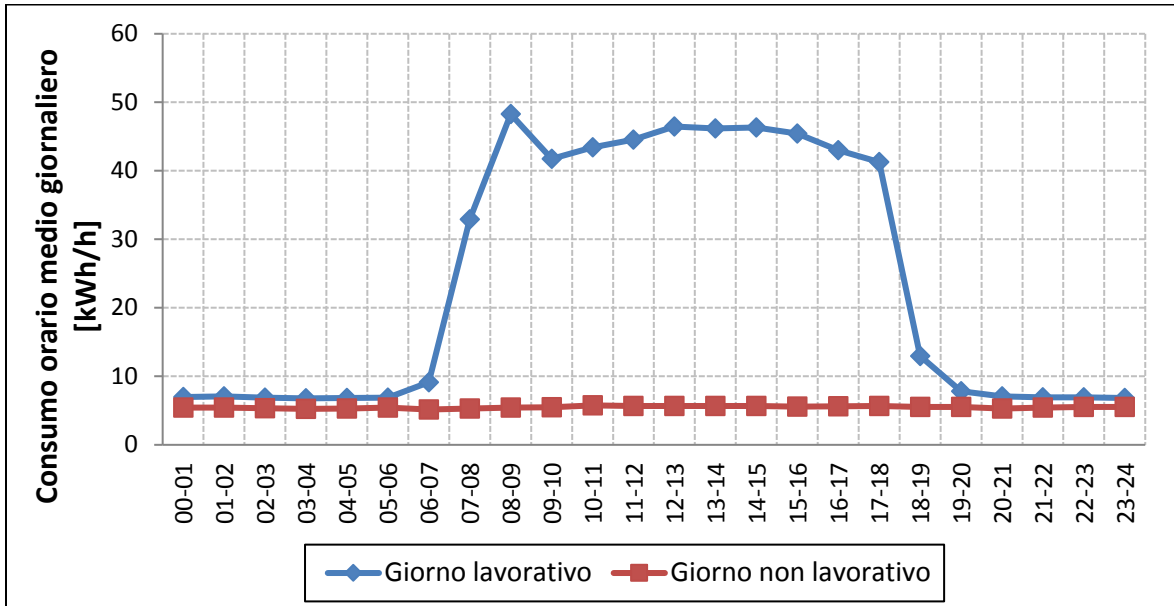


Figura 3.2.2.17. Profili di consumo tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi (giugno 2017).

Consumo annuale

Sulla base delle suddette rilevazioni è stato costruito il diagramma dei consumi orari giornalieri su scala annuale (Fig. 3.2.2.18).

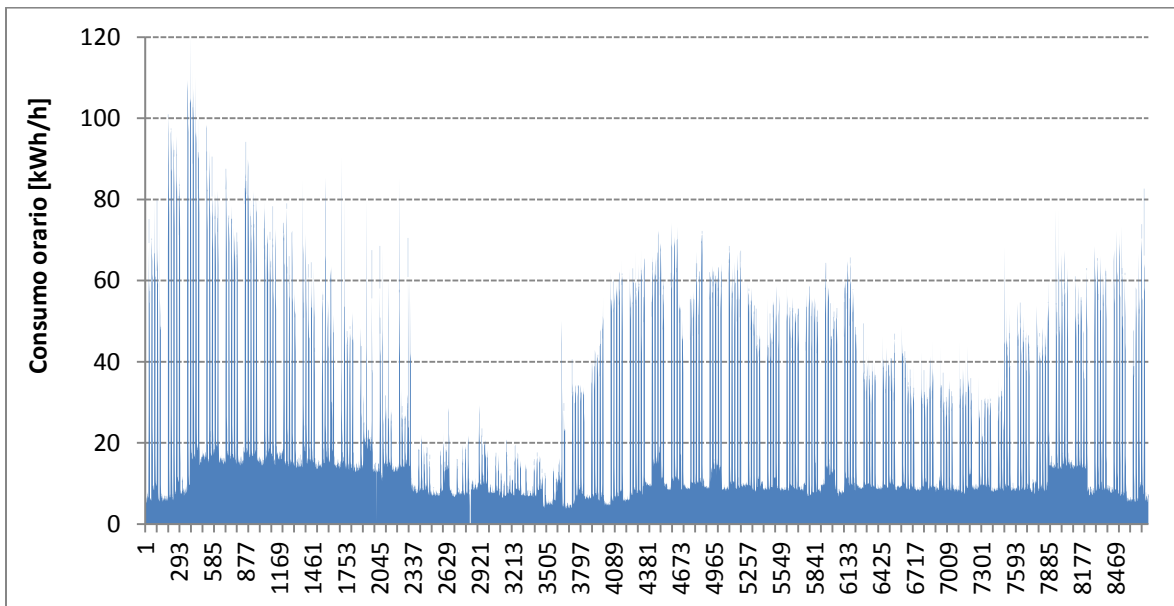


Figura 3.2.2.18. Consumi orari giornalieri su scala annuale.

Su scala mensile si è, inoltre, rilevato che fra i dati di consumo riportati nelle bollette e quelli quart'orari aggregati esiste una coincidenza pressoché perfetta.

3.2.3. Dati sistema di monitoraggio

Il monitoraggio della struttura in esame è stato effettuato attraverso il sistema di rilevazione installato presso la sede della Sotacarbo, il quale è prodotto e commercializzato dalla ditta Acotel (www.acotel.com) e che è in grado di fornire i dati di consumo di diverse sezioni dell'impianto:

- Cabina elettrica (dall'11.04.2017);
- Ufficio tipo (dal 18.10.2016);
- Generale uffici (dal 18.10.2016);
- Pompa di calore (dal 18.10.2016);
- Generale laboratori (dal 18.10.2016).

I dati del monitoraggio sono stati utilizzati per analizzare i consumi disaggregati per singole zone (Ufficio tipo, Generale uffici, Generale laboratori). Il consumo dell'Officina è stato ottenuto per differenza tra il complessivo (dati di bolletta) e quello delle sezioni indicate in precedenza. Poiché il rilevamento dei dati della cabina è stato avviato in data 11.04.2017, è stato possibile analizzare i dati relativi ai soli mesi da maggio ad agosto 2017, che però hanno evidenziato malfunzionamenti (valori anomali).

Sono stati costruiti i profili di consumo orario tipo per i giorni lavorativi e non lavorativi di ciascuna sezione monitorata, come per i dati quart'orari di bolletta (riportati su base oraria).

Inoltre, è stato effettuato un confronto fra i dati di consumo dei mesi compresi fra novembre 2016 e giugno 2017, ai fini di un confronto con i dati di bolletta discussi in precedenza, ed un confronto fra i dati mensili di cabina e quelli di bolletta.

Sono stati ricostruiti e analizzati i profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi e non lavorativi per la sezione Condizionamento, la sezione Generale Uffici, quella dell'Ufficio Tipo e la sezione Generale Laboratori.

RELAZIONE FINALE

Si riportano di seguito i profili ottenuti e i principali risultati, che prendono in considerazione anche le curve dei consumi derivate dai dati quart'orari di bolletta (indicate nei grafici come "Complessivo"), che includono anche altre sezioni non monitorate (officina).

Novembre 2016

In Figura 3.2.3.1 si riportano i profili di consumo orario dei giorni lavorativi per le tre sezioni Condizionamento, Generale Uffici e Generale Laboratori.

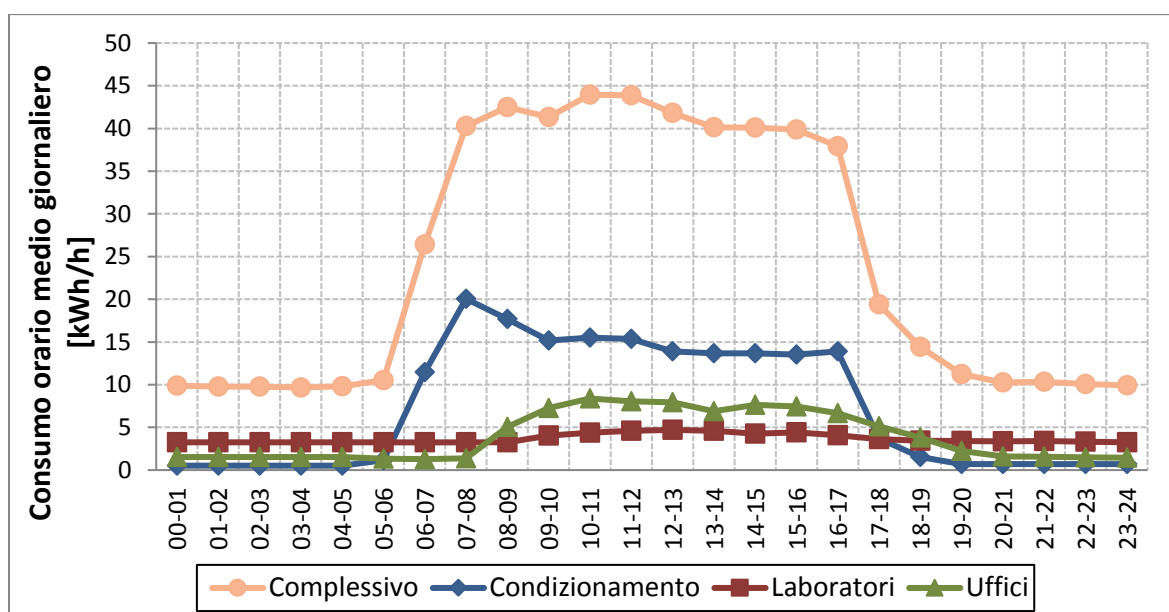


Figura 3.2.3.1. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (novembre 2016).

Il consumo orario medio è dato in misura preponderante dall'impianto di climatizzazione, con valori di consumo orario prossimi a 0 kWh/h durante le ore di chiusura della struttura e un incremento dalle 6:00, a causa dell'avvio della pompa di calore, con valori di consumo pressoché costanti, e prossimi a 15 kWh/h, sino alle 17:00. Fra le 17:00 e le 19:00 si ha un graduale calo del consumo, con la chiusura delle attività e lo spegnimento dell'impianto.

Per quanto riguarda gli uffici, si nota un consumo circa costante di 2÷3 kWh/h dalle ore 20:00 alle ore 8:00 (non attività): tale consumo può essere imputato a macchinari in stand-by. Dalle 8:00 (inizio attività) si nota un aumento del consumo sino alle 11:00,

RELAZIONE FINALE

che poi si mantiene quasi costante sino alle 17:00 e decresce sino alle 19:00÷20:00. I valori medi sono prossimi a 8 kWh/h.

Per quando riguarda i laboratori, essi mostrano un profilo di consumo orario quasi costante nell'arco della giornata, di circa 4 kWh/h, con un leggero aumento del consumo dalle ore 10:00 alle 17:00 (5 kWh/h), a causa, probabilmente, di un maggiore utilizzo di alcuni macchinari nelle ore centrali del turno lavorativo. Gli uffici e i laboratori mostrano, comunque, consumi non nulli anche nelle fasce orarie di chiusura dell'ente e ciò può essere dovuto a macchinari in stand-by e a strumenti di laboratorio che devono rimanere accesi per mantenere adeguate condizioni operative per la continuazione delle prove il giorno successivo (ad esempio, macchinari che devono mantenere elevate temperature, raggiungibili solo dopo alcune ore dal loro riavvio, qualora gli stessi venissero spenti a fine turno).

Il profilo di consumo complessivo da dati quart'orari di bolletta mostra un andamento tipico del giorno lavorativo, con valori massimi prossimi a 45 kWh/h. La differenza fra i tre profili delle sezioni monitorate e tale profilo è relativo al consumo dell'officina in una giornata lavorativa tipo.

In Figura 3.2.3.2 si riportano i profili di consumo orario dei giorni non lavorativi.

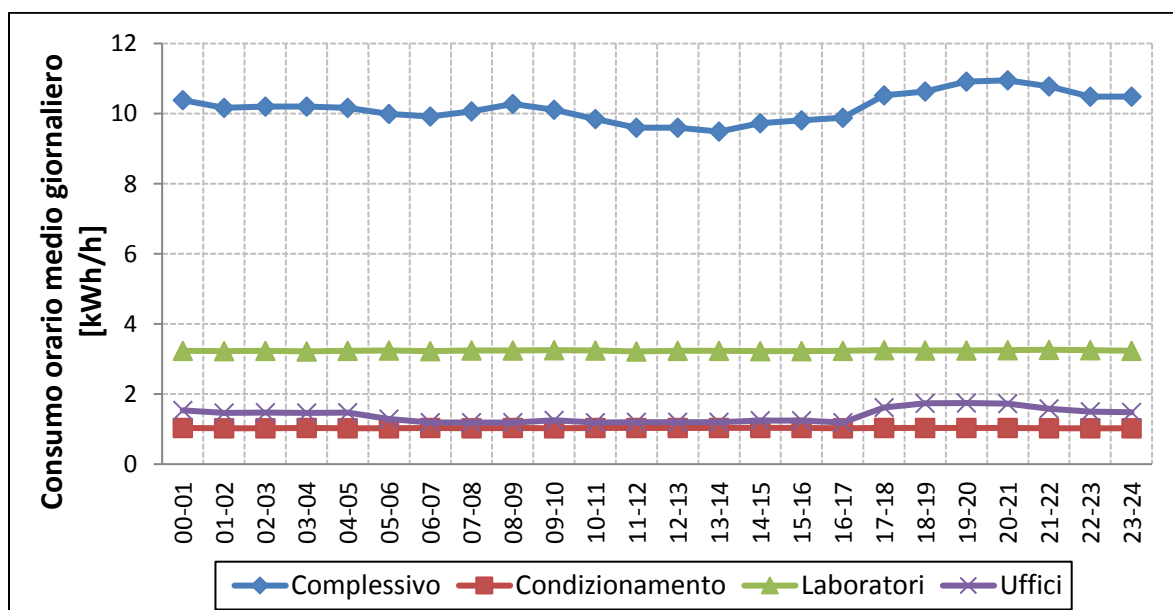


Figura 3.2.3.2. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (novembre 2016).

RELAZIONE FINALE

Nei giorni non lavorativi di novembre 2016 l'impianto di climatizzazione mostra consumi costanti di circa 1 kWh/h. Anche i laboratori hanno un profilo costante, di circa 3,6 kWh/h, causato, come si è detto per il caso della giornata lavorativa, da macchinari da laboratorio che devono rimanere accesi. Per quanto riguarda gli uffici, si nota che dalle 6:00 alle 17:00 il consumo è costante e di circa 1 kWh/h (dovuto probabilmente a macchinari in stand-by) e dalle 17:00 alle 6:00 il consumo aumenta lievemente (2 kWh/h).

Dicembre 2016

In Figura 3.2.3.3 si riportano i profili di consumo orario dei giorni lavorativi per le tre sezioni Condizionamento, Generale Uffici e Generale Laboratori del mese di dicembre 2016.

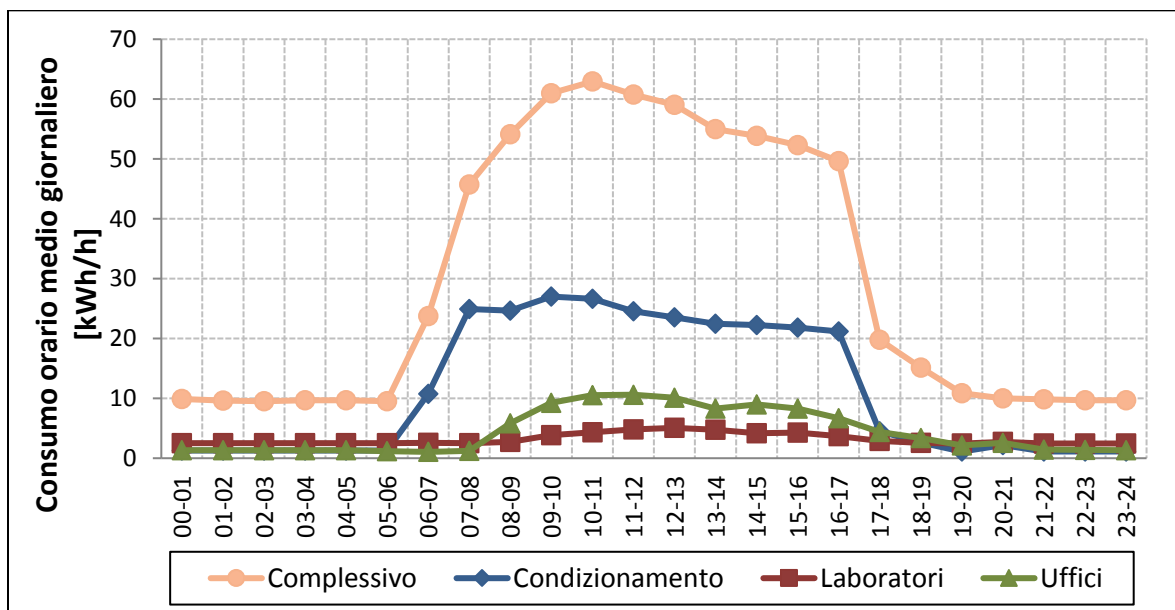


Figura 3.2.3.3. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (dicembre 2016).

La climatizzazione della struttura rappresenta la quota di consumo maggiore in un giorno lavorativo tipo di dicembre 2016. Fra le 6:00 e le 10:00 il consumo ha un andamento crescente, per poi mantenersi abbastanza costante sino alle 17:00 e decrescere sino alle 18:00. I consumi orari nella fascia 19:00÷6:00 sono di circa 1÷2

RELAZIONE FINALE

kWh/h. I valori di consumo orario della climatizzazione durante gli orari di apertura della struttura sono di circa 22÷26 kWh/h.

Il profilo di consumo orario degli uffici presenta un andamento costante fra le 19:00 e le 8:00, con valori di circa 1÷2 kWh/h, dovuto probabilmente al consumo di macchinari in stand-by. Fra le 8:00 e le 11:00 il consumo orario è crescente (10 kWh/h) per poi mantenersi abbastanza costante intorno a 8 kWh/h sino alle 17:00. Fra le 17:00 e le 19:00 si ha un calo dei consumi.

I laboratori presentano un profilo di consumo quasi costante, intorno a 4 kWh/h, con piccoli incrementi durante il turno lavorativo. Tale consumo può essere attribuito a macchine accese per l'esecuzione di prove su più giornate lavorative.

I profili di consumo orario dei giorni non lavorativi della climatizzazione, degli uffici e dei laboratori nel mese di dicembre 2016 sono riportati in Figura 3.2.3.4.

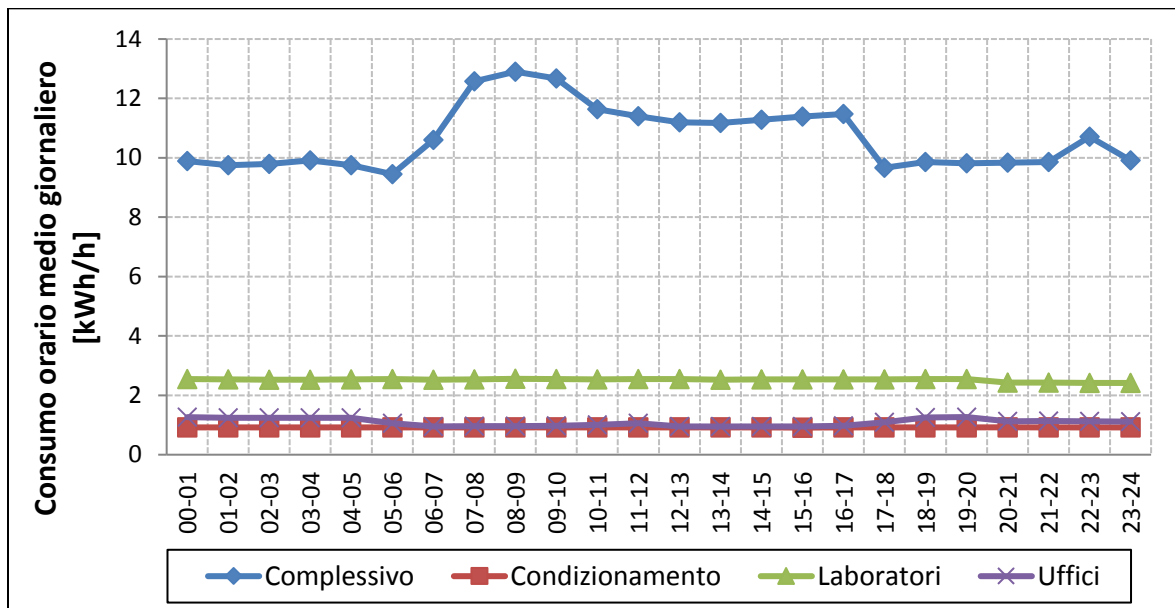


Figura 3.2.3.4. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (dicembre 2016).

I consumi orari dei giorni non lavorativi della sezione dell'impianto di climatizzazione sono abbastanza costanti (1 kWh/h circa), analogamente a quanto accade per i laboratori, il consumo dei quali si mantiene costante attorno a 3 kWh/h, e per gli uffici, il cui valore orario di consumo si attesta intorno a 1÷1,5 kWh/h.

RELAZIONE FINALE

Gennaio 2017

In Figura 3.2.3.5 si riportano i profili di consumo orario dei giorni lavorativi per le tre sezioni Condizionamento, Generale Uffici e Generale Laboratori del mese di gennaio 2017.

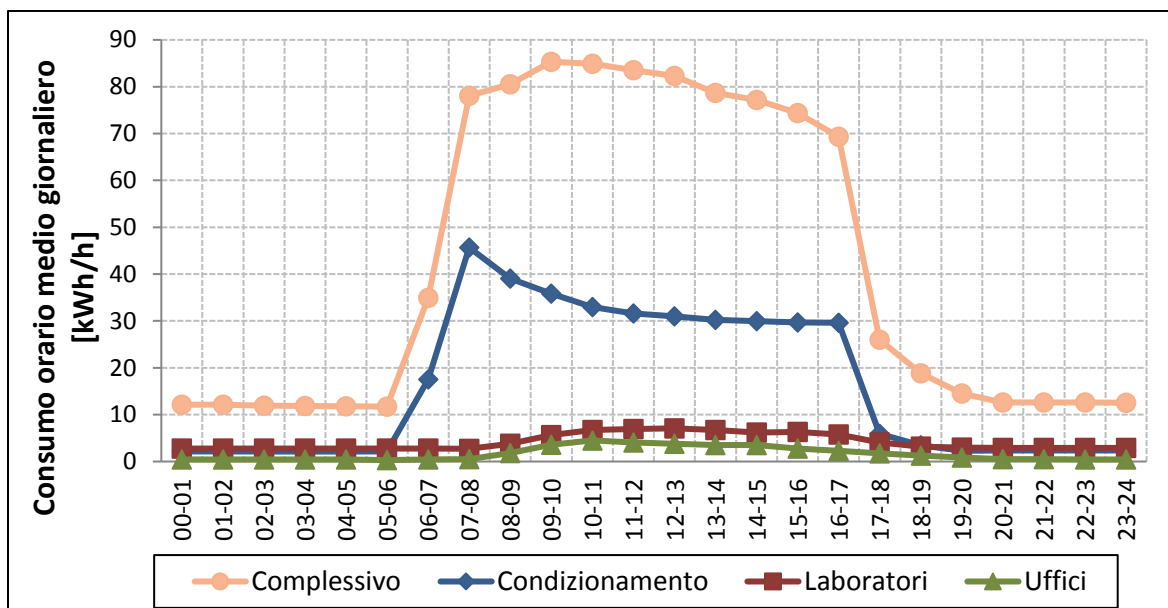


Figura 3.2.3.5. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (gennaio 2017).

Il mese di gennaio 2017 mostra un profilo di consumo orario medio dei giorni lavorativi per l'impianto di climatizzazione con valori circa costanti di 2÷3 kWh/h nella fascia 19:00÷6:00, valori crescenti di consumo fra le 6:00 e le 8:00 e poi un decremento graduale sino alle 19:00, con un valore massimo di 48 kWh/h fra le 7:00 e le 8:00 e 30 kWh/h alle 17:00. I consumi elevati della climatizzazione negli orari di apertura della struttura sono dettati dal fatto che gennaio è un mese particolarmente freddo e i consumi sono maggiori rispetto al mese di dicembre.

Gli uffici hanno un profilo di consumo tipo della giornata lavorativa circa costante (1÷2 kWh/h) nella fascia 21:00÷8:00, a causa della chiusura delle attività. I consumi durante le ore di lavoro sono di circa 7÷8 kWh/h.

Per quando riguarda i laboratori, questi seguono l'andamento degli uffici, mantenendo un andamento costante durante le ore di apertura della struttura, pari a circa 9 kWh/h. Uffici e impianto di climatizzazione hanno consumi anche quando l'azienda non è

RELAZIONE FINALE

operativa, dovuti essenzialmente a macchinari in stand-by; nei laboratori, invece, sono presenti alcuni macchinari che funzionano continuamente, dunque anche oltre il turno di lavoro.

Nei giorni non lavorativi, invece, i profili di consumo sono riportati in Figura 3.2.3.6.

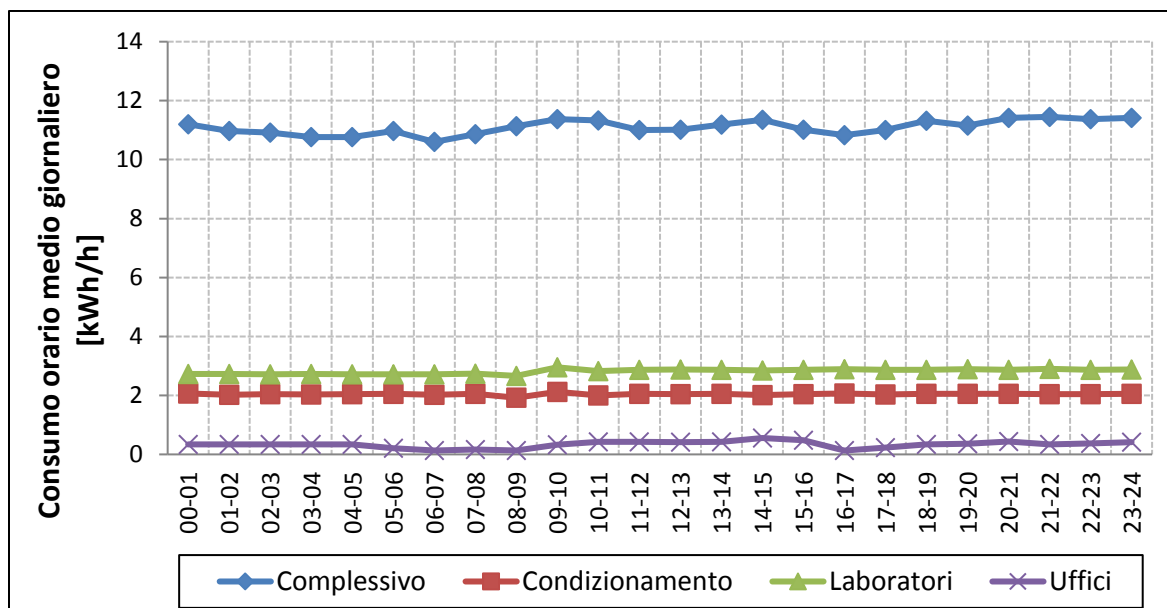


Figura 3.2.3.6. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (gennaio 2017).

I profili delle tre sezioni sono pressoché costanti: l'impianto di climatizzazione ha consumi orari medi di circa 2 kWh/h, i laboratori di circa 2,5 kWh/h e gli uffici di circa 0,5÷0,9 kWh/h. Si può, quindi, ipotizzare che l'impianto di climatizzazione non sia stato spento e che nei laboratori qualche strumento sia rimasto acceso per motivi legati alle attività ad essi correlate. Negli uffici, invece, il basso consumo complessivo della categoria porta ad affermare che qualche apparecchiatura sia rimasta accesa o sia stata messa in stand-by.

Nel mese di gennaio, il giorno 6, tipicamente festivo, in base all'andamento dei consumi è stato identificato come lavorativo. Infatti, in base a quanto riportato in Figura 3.2.3.7, si nota che l'impianto di climatizzazione ha funzionato come in un normale giorno lavorativo, ma le attività non si possono ricondurre né a quelle di laboratorio, né agli uffici (i consumi orari medi dei quali sono simili a quelli di un giorno non lavorativo). La motivazione di tale funzionamento singolare viene trovata nella logica di

RELAZIONE FINALE

funzionamento dell'impianto di climatizzazione, nella quale i giorni feriali non distinguono eventuali festività infrasettimanali.

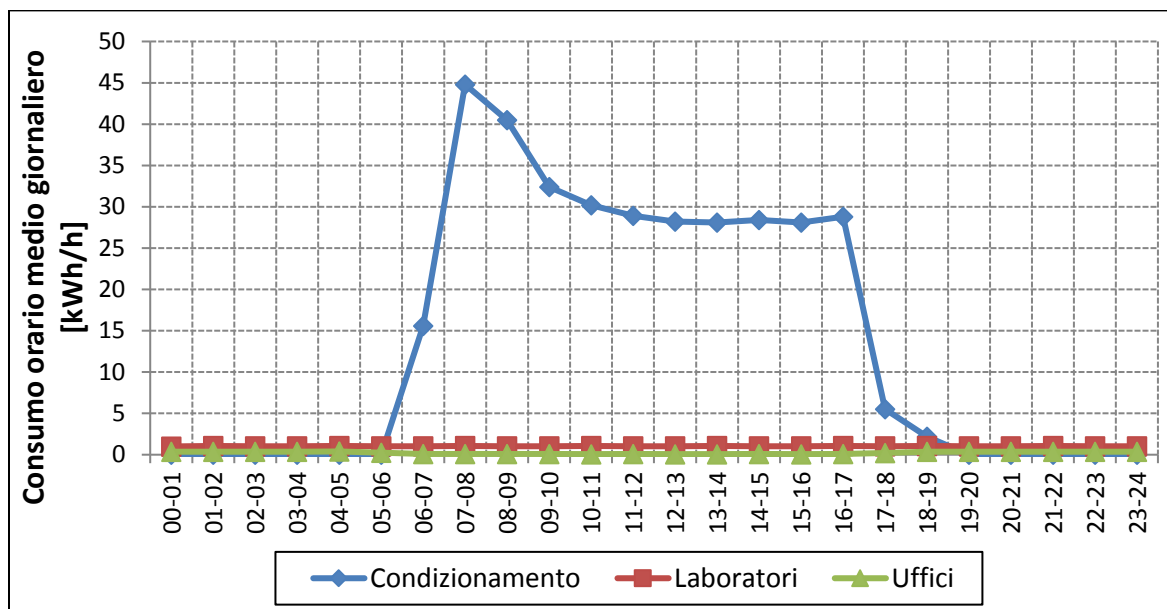


Figura 3.2.3.7. Profili di consumo orario medio giornaliero del 6 gennaio 2017.

Febbraio 2017

In Figura 3.2.3.8 sono riportati i profili di consumo orario dei giorni lavorativi per le diverse sezioni Condizionamento, Generale Uffici e Generale Laboratori del mese di febbraio 2017.

I consumi orari medi dell'impianto di climatizzazione di un giorno lavorativo sono di circa 5 kWh/h dalle 19:00 alle 6:00 (orari di inattività della struttura), mentre fra le 6:00 e le 19:00, quando l'impianto è acceso, i consumi orari arrivano inizialmente a 38 kWh/h, per poi stabilizzarsi a circa 25 kWh/h. Il profilo è simile per forma e valori a quello di gennaio, in quanto anche febbraio è un mese caratterizzato da temperature esterne basse.

Per quanto riguarda gli uffici, si ha un andamento pressoché costante dei consumi, intorno a 1÷2 kWh/h, fra le 21:00 e le 8:00 (assenza dei dipendenti negli uffici); dalle 8:00 si registra un incremento rapido (sino a 15 kWh/h), mentre, a partire dalle 10:00 fino alle 17:00, si registra un andamento pressoché costante, pari a circa 12 kWh/h,

RELAZIONE FINALE

che decresce rapidamente nelle ore successive. Il consumo orario medio dei giorni lavorativi degli uffici ha registrato un incremento da gennaio a febbraio 2017.

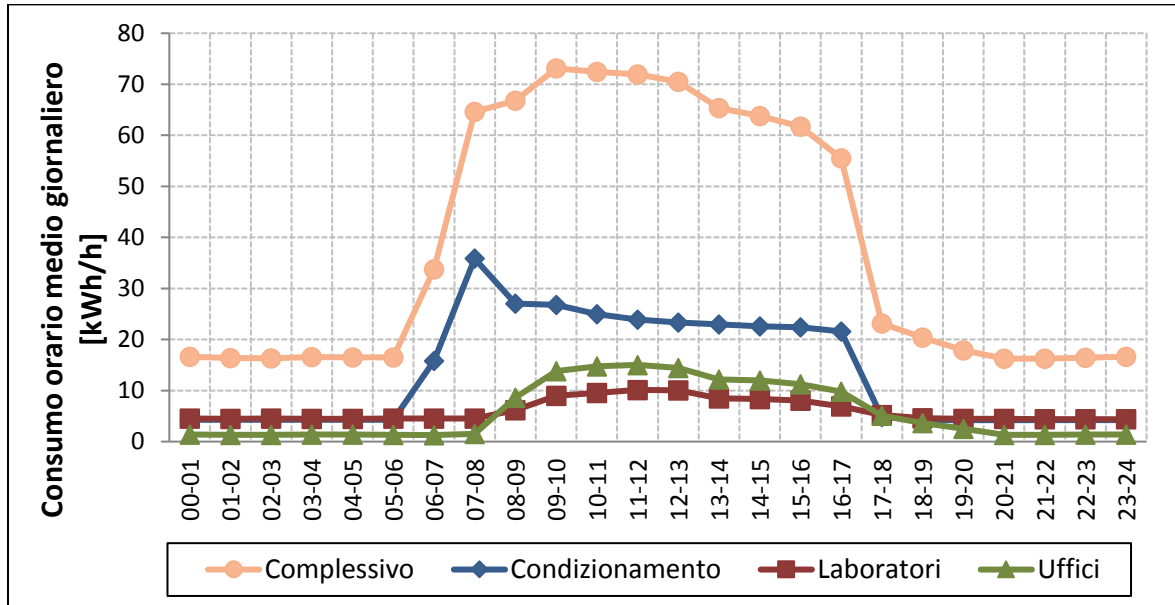


Figura 3.2.3.8. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (febbraio 2017).

Per quanto riguarda i laboratori, essi mostrano il medesimo andamento dei consumi degli uffici, ma con valori più simili fra loro: andamento costante fra le 19:00 e le 8:00, di circa 5 kWh/h, dovuto a macchinari accesi continuamente nelle 24 h, consumi crescenti dalle 8:00 alle 12:00 e decrescenti dalle 12:00 alle 19:00, con valori massimi di 10 kWh/h. È da segnalare la presenza di consumi anche in orari non lavorativi, dovuti a macchinari in stand-by o apparecchi rimasti accesi.

I profili di consumo di un giorno non lavorativo tipo del mese di febbraio 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.9.

I consumi mostrano andamenti costanti nell'arco della giornata non lavorativa, con valori dell'impianto di condizionamento di circa 4,2 kWh/h, per i laboratori di circa 3,9 kWh/h e per gli uffici di 2 kWh/h. I consumi del giorno non lavorativo sono dovuti essenzialmente ad alcuni macchinari e strumenti in stand-by o rimasti accesi.

RELAZIONE FINALE

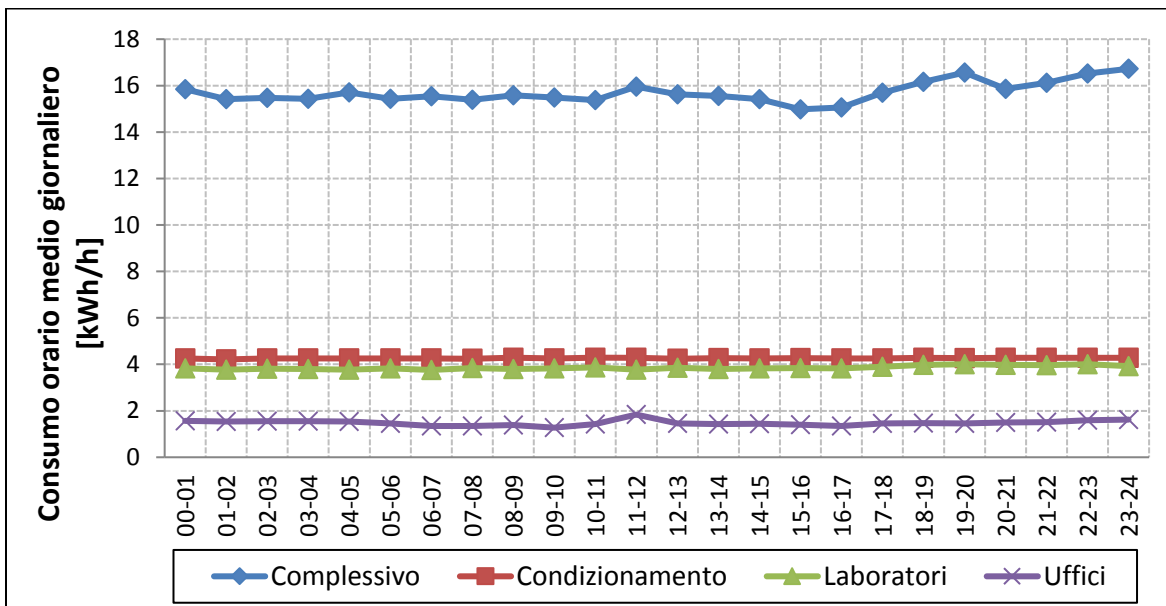


Figura 3.2.3.9. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (febbraio 2017).

Marzo 2017

In Figura 3.2.3.10 sono mostrati i profili di consumo orario dei giorni lavorativi per le tre sezioni Condizionamento, Generale Uffici e Generale Laboratori del mese di marzo 2017.

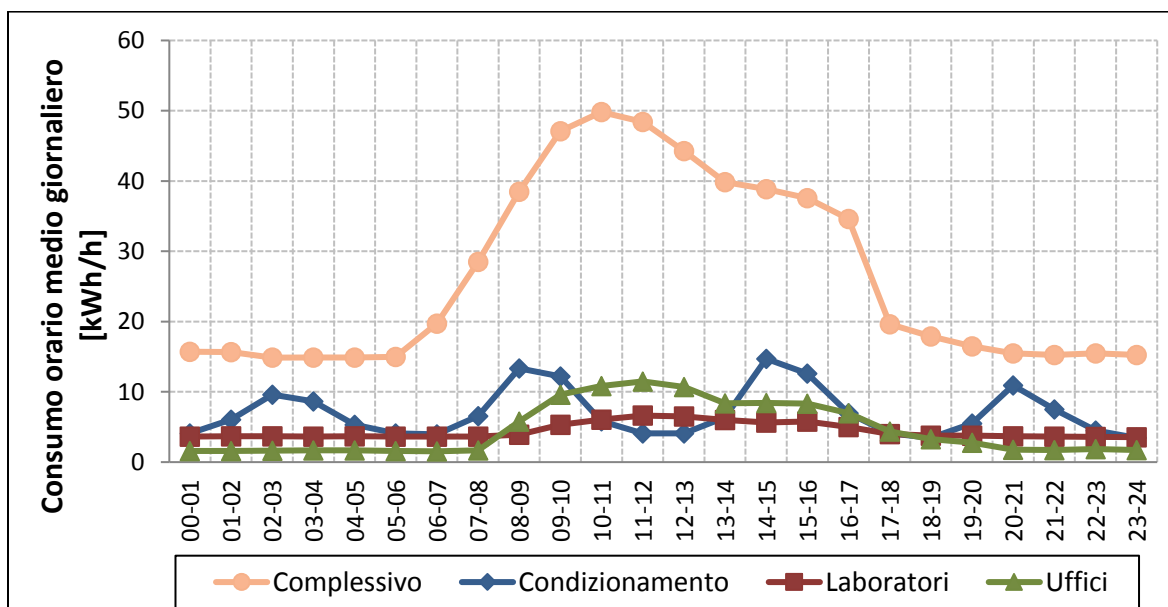


Figura 3.2.3.10. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (marzo 2017).

RELAZIONE FINALE

Il profilo di consumo orario dell'impianto di climatizzazione è differente da quelli dei mesi precedentemente discussi: ha un andamento ondulato, con consumi che variano fra 5 e 10 kWh/h con picchi di 15 kWh/h. I consumi sono presenti anche nella fascia oraria in cui la struttura non è operativa. Dall'analisi dei dati originari si è notato che il sistema di monitoraggio ha funzionato fra il 1° e l'8 marzo, mentre nei giorni successivi non ha rilevato. Pertanto, non è da escludere che il sistema non abbia funzionato correttamente nel periodo di rilevazione.

Per quanto riguarda gli uffici e i laboratori, questi mostrano andamenti abbastanza simili ai mesi precedenti, con valori di consumo che arrivano ad un massimo di 12 kWh/h alle ore 12:00 per gli uffici, e di 8 kWh/h per i laboratori.

I profili di consumo di un giorno non lavorativo tipo del mese di marzo 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.11.

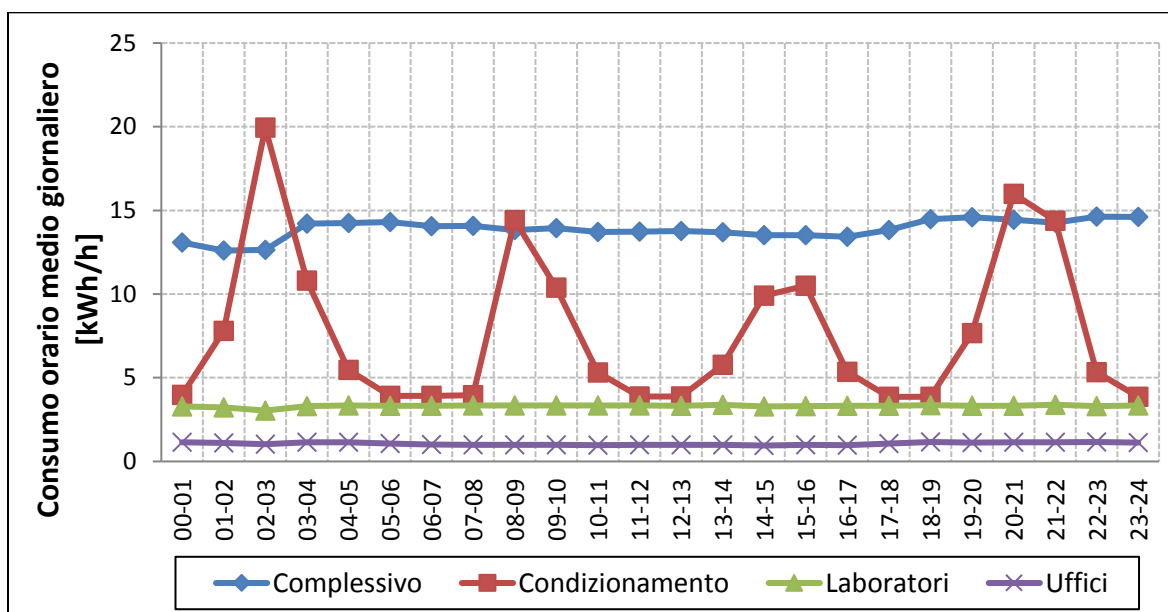


Figura 3.2.3.11. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (marzo 2017).

Analogamente a quanto rilevato per i giorni lavorativi, anche in questo caso si nota un andamento ondulato del profilo di consumo orario per quanto riguarda la climatizzazione, probabilmente dovuto ad un malfunzionamento del sistema di monitoraggio.

RELAZIONE FINALE

Per quanto riguarda i laboratori, la curva si mantiene pressoché costante e attorno a 4 kWh/h; il profilo degli uffici è anch'esso costante, con valori prossimi a 2 kWh/h. Pertanto, si può affermare che il consumo registrato nei giorni non lavorativi è coerente con l'assenza di attività nella struttura e che il consumo non nullo è dettato da macchinari in stand-by.

Aprile 2017

I profili di consumo di un giorno lavorativo tipo del mese di aprile 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.12.

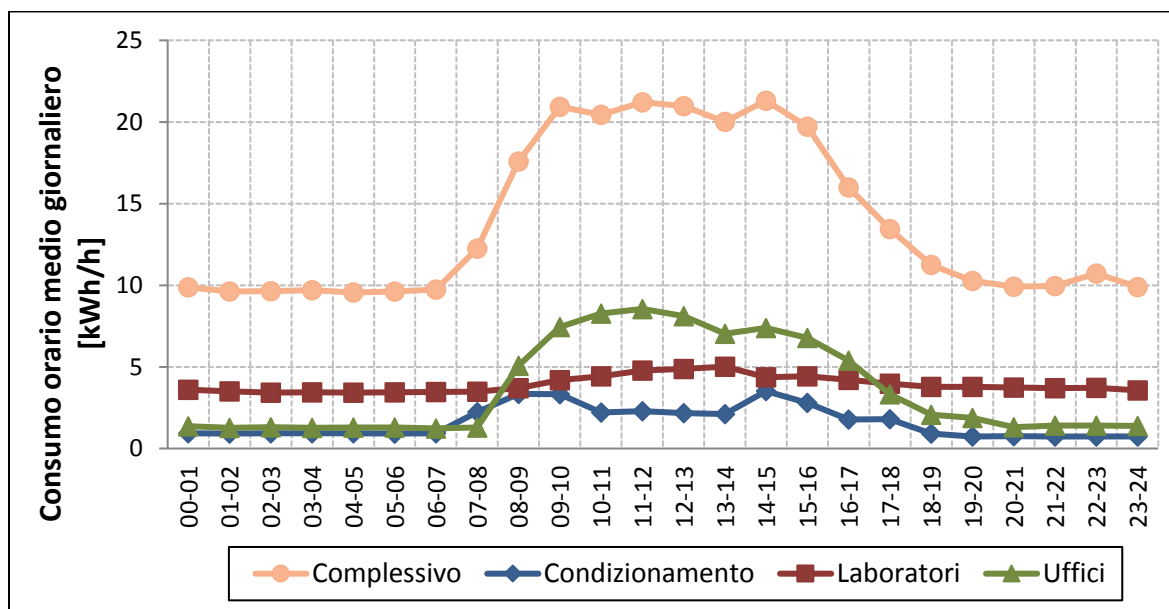


Figura 3.2.3.12. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (aprile 2017).

Il profilo di consumo orario per la climatizzazione presenta valori abbastanza bassi rispetto ad altri mesi analizzati in precedenza, coerentemente con la chiusura del periodo di riscaldamento dovuto alle maggiori temperature esterne. Dall'esame dei dati del sistema di monitoraggio si nota che in alcuni giorni del mese i consumi sono nulli, in conseguenza dello spegnimento dell'impianto dovuto a operazioni di manutenzione sullo stesso.

Per quanto riguarda gli uffici e i laboratori, questi mostrano profili di consumo orario molto simili ai mesi precedenti, ma con valori generalmente inferiori, che arrivano a 8

RELAZIONE FINALE

kWh/h alle ore 12:00 per gli uffici e a 5 kWh/h per i laboratori. Il valore di 5 kWh/h dei laboratori fa presumere l'utilizzo di uno o più strumenti di laboratorio che hanno necessità di rimanere accesi a fine turno lavorativo, in quanto i consumi fra le 19:00 e le 8:00 si attestano su 4 kWh/h.

I profili di consumo di un giorno non lavorativo tipo del mese di aprile 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.13.

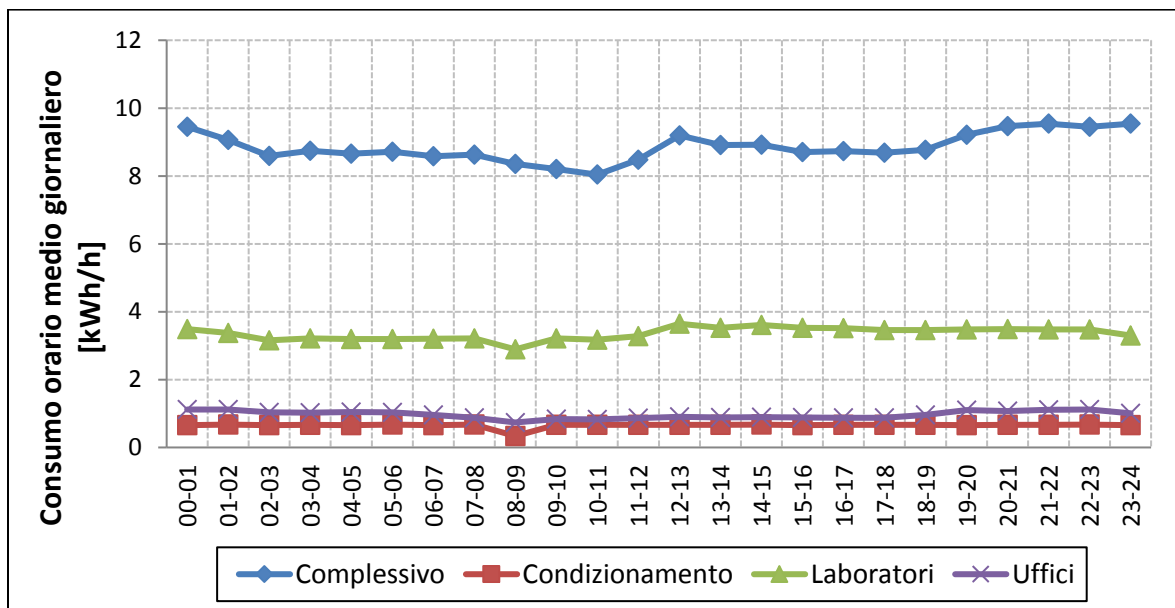


Figura 3.2.3.13. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (aprile 2017).

Nel giorno tipo non lavorativo di aprile 2017 si nota un andamento pressoché costante del consumo orario per le tre sezioni considerate, con valori prossimi a 0,7 kWh/h per quanto riguarda la climatizzazione, a 3,7 kWh/h per i laboratori (consumo dato da qualche macchina tenuta accesa) e a 1 kWh/h per gli uffici.

Maggio 2017

I profili di consumo di un giorno lavorativo tipo del mese di maggio 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.14.

RELAZIONE FINALE

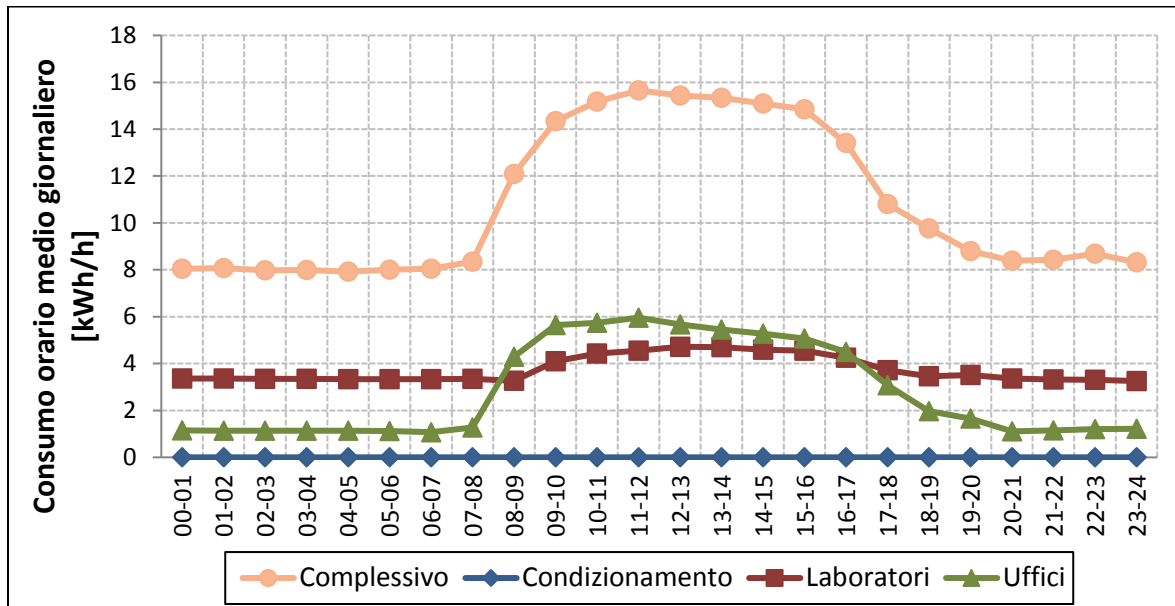


Figura 3.2.3.14. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (maggio 2017).

I consumi per la climatizzazione mostrano un andamento costante, con valori nulli. Il mese di maggio ha temperature miti e non vi è, pertanto, necessità di climatizzare gli ambienti di lavoro.

I profili di consumo di uffici e laboratori hanno un andamento simile ai mesi precedenti, con valori costanti fra le 18:00÷20:00 e le 8:00 a causa della non operatività della struttura e con consumi dettati da macchine in stand-by (negli uffici) o accese per le finalità di laboratorio; nelle altre ore i consumi mostrano un primo tratto crescente a inizio turno (8:00-13:00), ed un decremento sino alla chiusura delle attività.

I profili di consumo del giorno non lavorativo tipo del mese di maggio 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.15.

Come per i giorni lavorativi, l'impianto di climatizzazione non è stato acceso (consumi nulli). Per quanto riguarda i laboratori, questi mantengono un consumo orario medio costante intorno a 3 kWh/h, a causa di apparecchiature che devono rimanere accese per poter essere adoperate a inizio turno nel giorno lavorativo successivo. I consumi orari degli uffici sono pressoché costanti attorno a 1 kWh/h e ciò può essere dovuto a macchinari in stand-by.

RELAZIONE FINALE

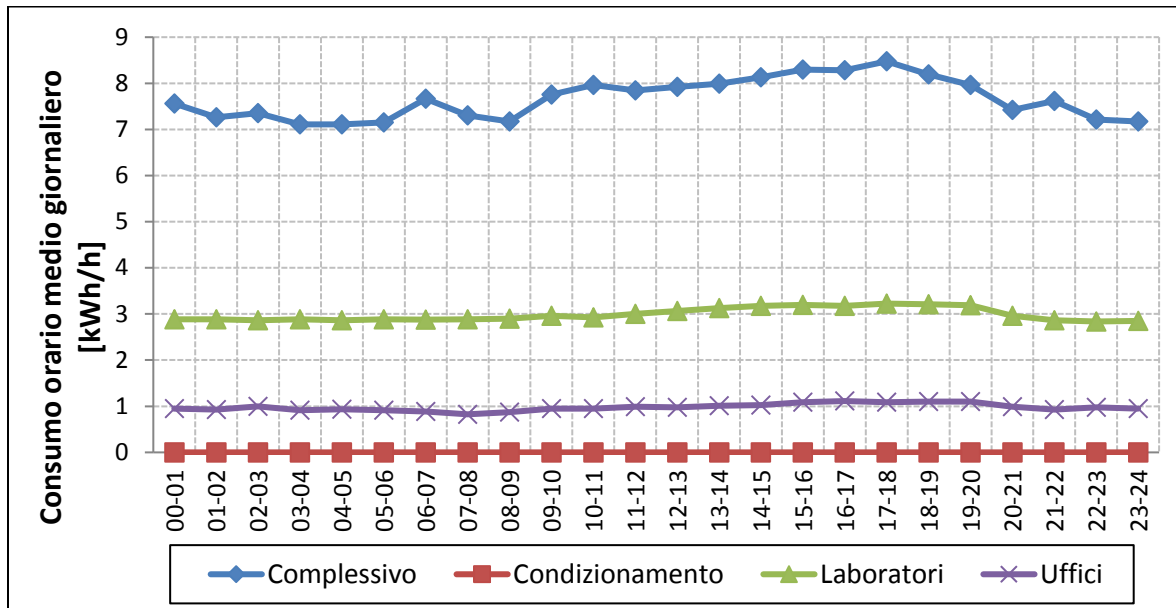


Figura 3.2.3.15. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (maggio 2017).

Giugno 2017

I profili di consumo di un giorno lavorativo tipo del mese di giugno 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.16.

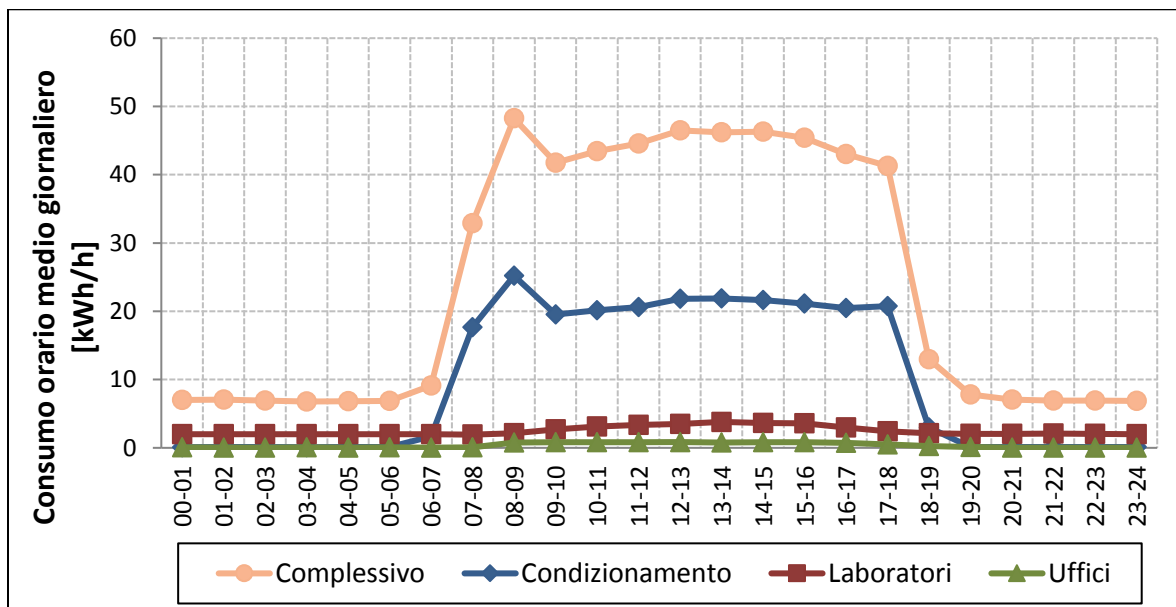


Figura 3.2.3.16. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (giugno 2017).

RELAZIONE FINALE

L'incremento delle temperature che si realizza ordinariamente nel passaggio da maggio a giugno giustifica l'utilizzo dell'impianto di climatizzazione per il raffrescamento nei giorni lavorativi tipo di giugno 2017. Si nota, infatti, un consumo nullo fra le 20:00 e le 7:00 e un consumo crescente nelle prime ore della mattina, la costanza dei consumi nelle ore centrali del turno lavorativo e un decremento del consumo fra le 17:00 e le 20:00. I consumi sono prossimi a 20 kWh/h con un picco dovuto allo spunto fra le 8:00 e le 9:00.

Per quanto riguarda gli uffici e i laboratori, questi mostrano profili di consumo quasi costanti, con consumi quasi nulli negli uffici e valori di consumo dovuti a macchine accese nei laboratori. Ciò porta a presumere che le attività siano state svolte essenzialmente presso l'officina.

I profili di consumo di un giorno non lavorativo tipo del mese di giugno 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.17.

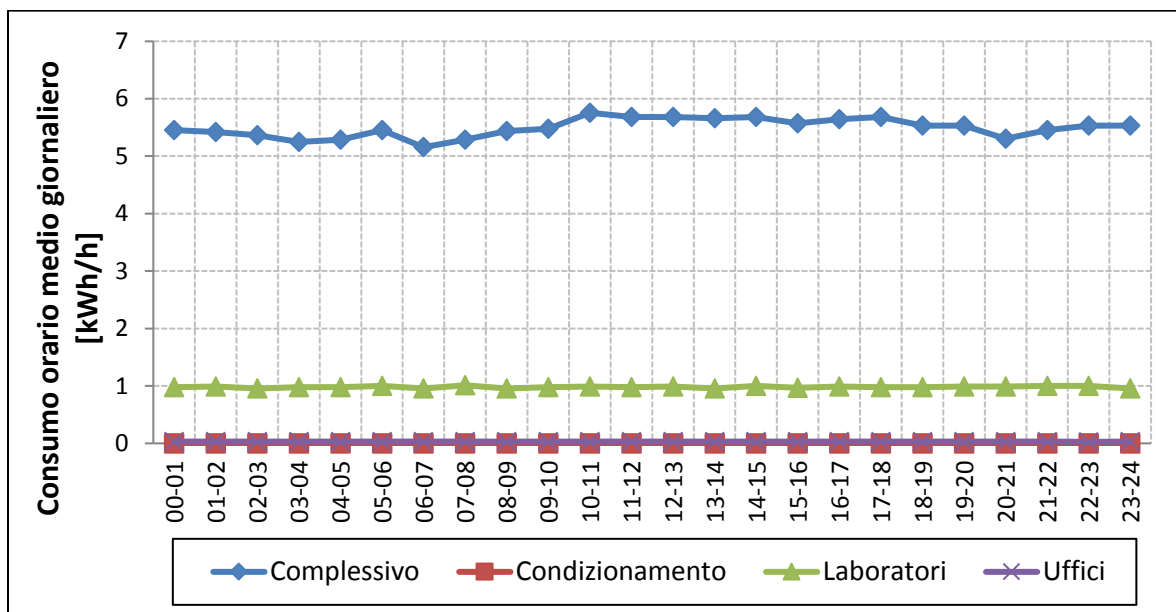


Figura 3.2.3.17. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (giugno 2017).

Nel giorno tipo non lavorativo si ha l'assenza di consumo della climatizzazione e degli uffici nell'arco della giornata e un consumo costante di circa 1 kWh/h nei laboratori.

Luglio 2017

I profili di consumo di un giorno lavorativo tipo del mese di luglio 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.18.

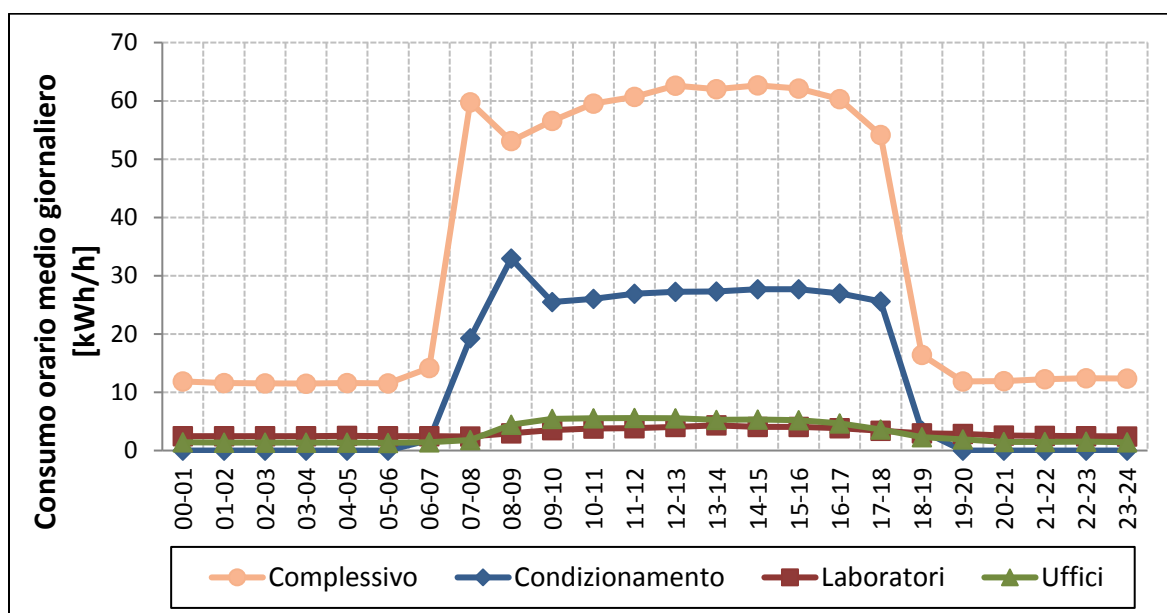


Figura 3.2.3.18. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (luglio 2017).

Il profilo di consumo dell'impianto di climatizzazione è quello tipico di un giorno lavorativo estivo: i consumi sono nulli fra le 6:00 e le 20:00, e raggiungono un range da 28 a 30 kWh/h durante le ore lavorative. Per quanto riguarda gli uffici e i laboratori, questi mostrano un andamento quasi costante con consumi orari molto bassi, legati presumibilmente a macchine in stand-by; le attività maggiori sono state svolte probabilmente presso l'officina.

I profili di consumo di un giorno non lavorativo tipo del mese di luglio 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.19.

Il profilo di consumo orario dell'impianto di climatizzazione è nullo. I laboratori e gli uffici hanno profili di consumo anch'essi costante e pari, rispettivamente, a 2 kWh/h e 1 kWh/h, dovuti essenzialmente a strumentazione accesa in continuo e a macchine uso ufficio in stand-by.

RELAZIONE FINALE

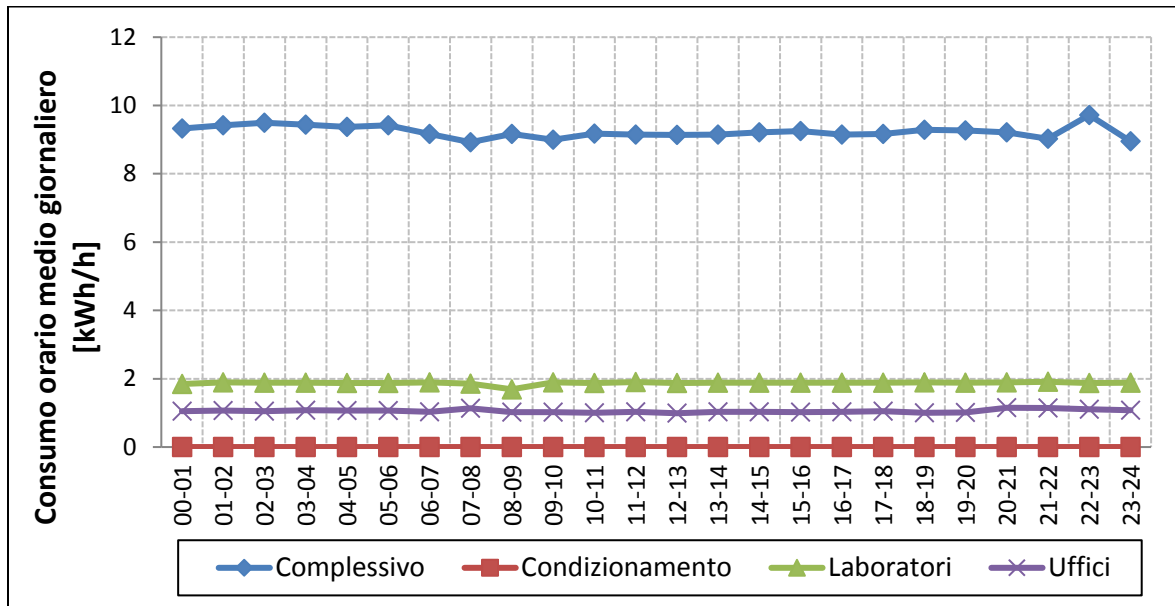


Figura 3.2.3.19. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (luglio 2017).

Agosto 2017

I profili di consumo di un giorno lavorativo tipo del mese di agosto 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.20.

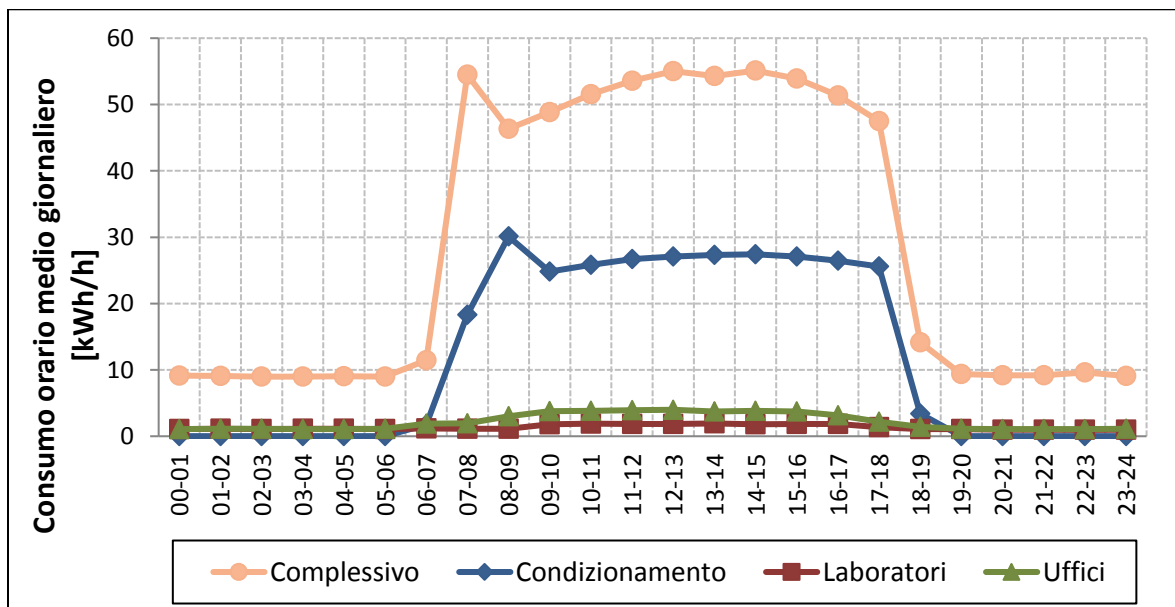


Figura 3.2.3.20. Profili di consumo orario tipo dei giorni lavorativi (agosto 2017).

RELAZIONE FINALE

Il profilo di consumo orario medio dell'impianto di climatizzazione nel giorno lavorativo di agosto 2017 è legato alla necessità di raffrescamento della struttura nelle ore lavorative; infatti, i consumi sono nulli fra le 20:00 e le 6:00 e si attestano su valori prossimi a 28 kWh/h durante il turno di lavoro. Negli uffici e nei laboratori i consumi sono di entità limitata, con valori di consumo prossimi a 2 kWh/h nei laboratori e di 4÷5 kWh/h negli uffici durante l'orario di lavoro.

I profili di consumo di un giorno non lavorativo tipo del mese di agosto 2017 sono riportati in Figura 3.2.3.21.

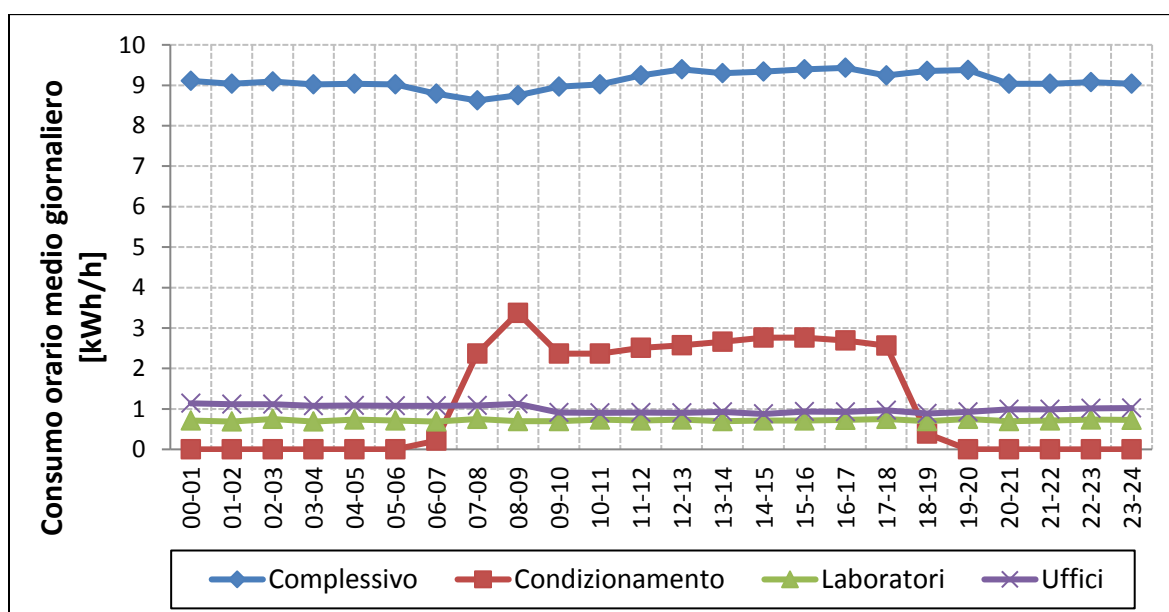


Figura 3.2.3.21. Profili di consumo orario tipo dei giorni non lavorativi (agosto 2017).

L'andamento dei consumi dell'impianto di climatizzazione mostra un profilo anomalo e simile a quello del giorno lavorativo: i consumi sono nulli fra le 6:00 e le 20:00 e prossimi a 3 kWh/h durante le ore lavorative. Questo può essere spiegato con la logica di accensione dell'impianto di climatizzazione che non riesce a distinguere se in un giorno dal lunedì al venerdì capiti una festività.

I laboratori e gli uffici, invece, non mostrano consumi rilevanti (0,7 kWh/h circa costanti nelle 24 ore per i primi e 1 kWh/h per i secondi), perciò non si sono verificate attività lavorative nei giorni non lavorativi di agosto. Ciò avvalora la tesi avanzata per giustificare i consumi anomali dell'impianto di climatizzazione.

RELAZIONE FINALE

Dati cabina elettrica

Per quanto riguarda la cabina elettrica generale, il sistema di monitoraggio ha rilevato consumi notevolmente superiori a quelli mensili ottenuti dai dati quart'orari di bolletta nei mesi di maggio e giugno 2017 (mesi per i quali si ha la contemporanea disponibilità dei dati quart'orari di bolletta e di quelli della cabina).

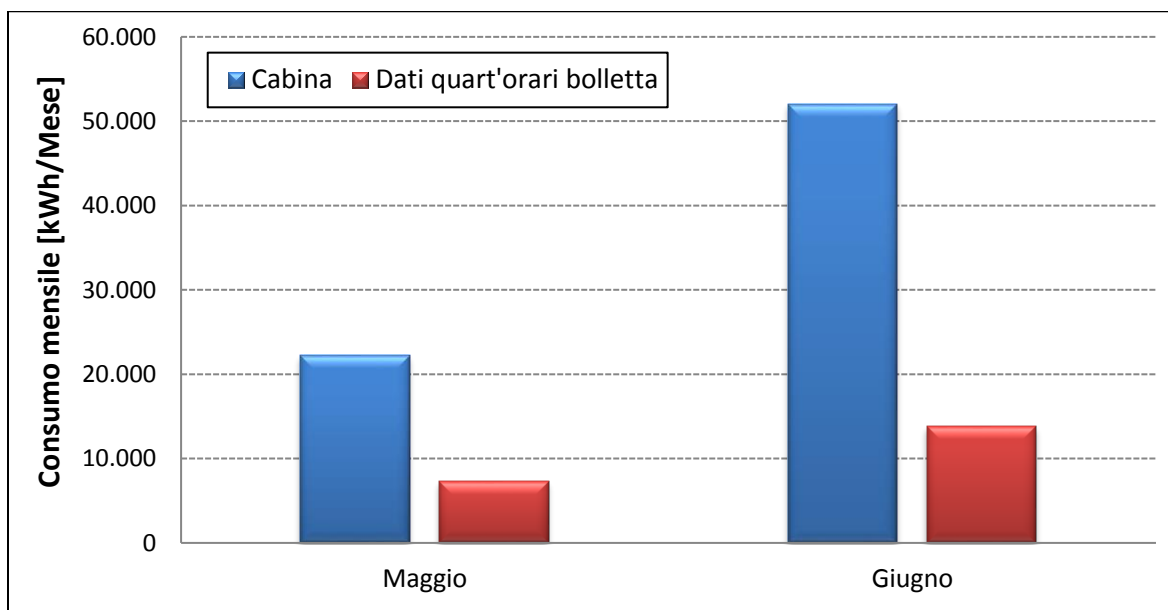


Figura 3.2.3.22. Confronto dei dati mensili rilevati sulla cabina con dati mensili di bolletta (su base quart'oraria).

Dall'analisi del grafico di Figura 3.2.3.22 si può notare che i consumi registrati nella cabina sono notevolmente maggiori di quelli dei dati di bolletta per i due mesi considerati. I consumi della cabina non possono, pertanto, essere considerati corretti e attendibili, perciò la differenza con i dati di bolletta è ascrivibile ad un malfunzionamento del sistema di monitoraggio.

Un confronto effettuato fra i dati della cabina e il totale mensile registrato sulle sezioni Laboratori, Uffici e Climatizzazione (Figura 3.2.3.23) nei mesi da maggio ad agosto 2017 ha consentito di verificare se la differenza esistente fra il valore complessivo del consumo, dato dalla cabina (che ricomprende anche i consumi dell'officina) e il totale delle tre sezioni possa essere realisticamente attribuibile ai consumi dell'officina.

RELAZIONE FINALE

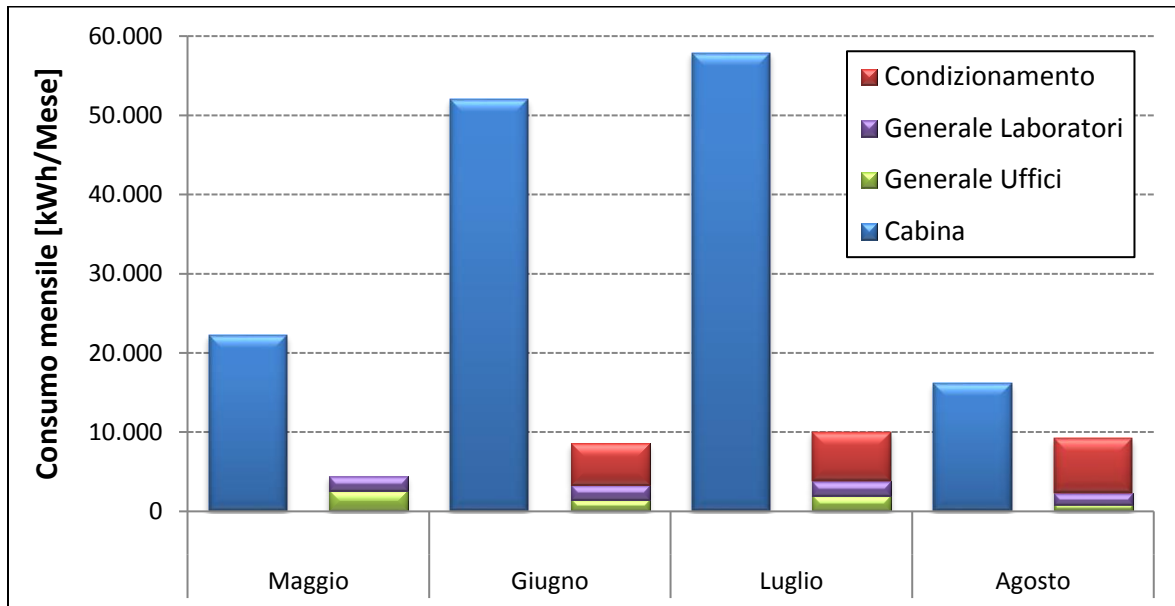


Figura 2.2.3.23. Confronto dei dati mensili rilevati sulla cabina con dati mensili di delle sezioni dell'impianto di climatizzazione, degli uffici e dei laboratori.

Si nota che nei mesi da maggio a luglio 2017 la differenza è notevole e non può essere attribuita al consumo dell'officina, ma è più corretto pensare che sia perdurato un problema nella centralina di rilevamento dei consumi sulla cabina. Viceversa, nel mese di agosto i consumi della cabina risultano essere maggiormente affidabili: pertanto, la differenza tra il consumo complessivo e quello delle altre sezioni può essere verosimilmente attribuita dell'officina.

Estrapolazione consumi officina

L'entità dei consumi dell'officina è stata ricavata per differenza tra i dati quart'orari di bolletta e quelli del sistema di monitoraggio sulle sezioni Generale Uffici, Condizionamento e Generale Laboratori (Figura 3.2.3.24), ipotizzando che le rilevazioni dei consumi su queste tre sezioni non siano state affette da errori dovuti a malfunzionamenti del sistema di monitoraggio. Il periodo di sovrapposizione dei suddetti dati va da novembre 2016 a giugno 2017.

RELAZIONE FINALE

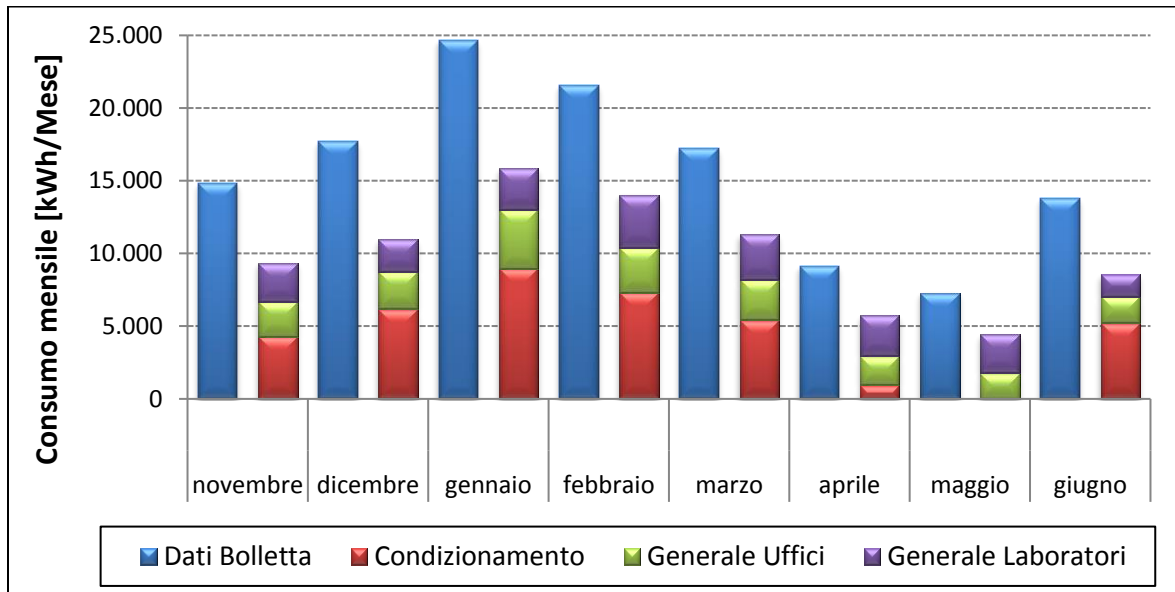


Figura 3.2.3.24. Confronto dei consumi mensili da dati quart'orari di bolletta e consumi mensili delle sezioni Generale Uffici, Generale Laboratori e Condizionamento.

Dall'analisi del suddetto grafico si può notare che il consumo dell'officina non è trascurabile, e comparabile con quello dei laboratori. In Figura 3.2.3.25 si riporta il dettaglio dei consumi mensili dell'officina, derivati per differenza dal grafico precedente, che variano, nel periodo considerato, fra circa 3.000 e 9.000 kWh/mese.

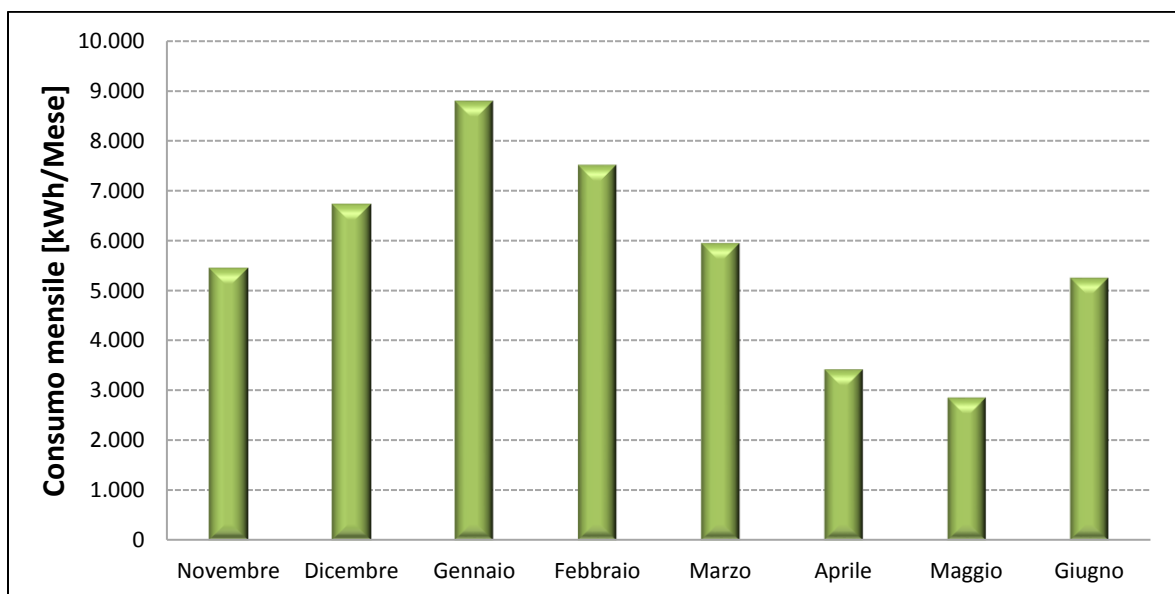


Figura 3.2.3.25. Consumi mensili stimati per l'officina.

RELAZIONE FINALE

Ufficio tipo

L'attività di monitoraggio dei consumi è stata effettuata su un ufficio identificato come rappresentativo dei consumi di tutti gli uffici. Si riportano, di seguito, i principali risultati dell'analisi dei dati del sistema di monitoraggio.

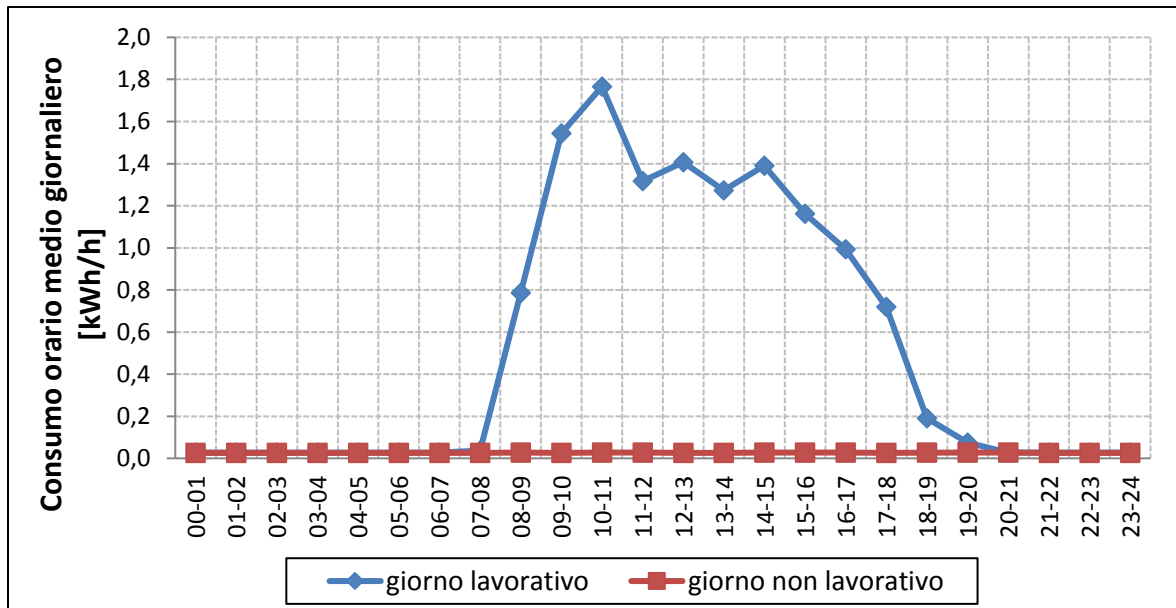


Figura 3.2.3.26. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (novembre 2016).

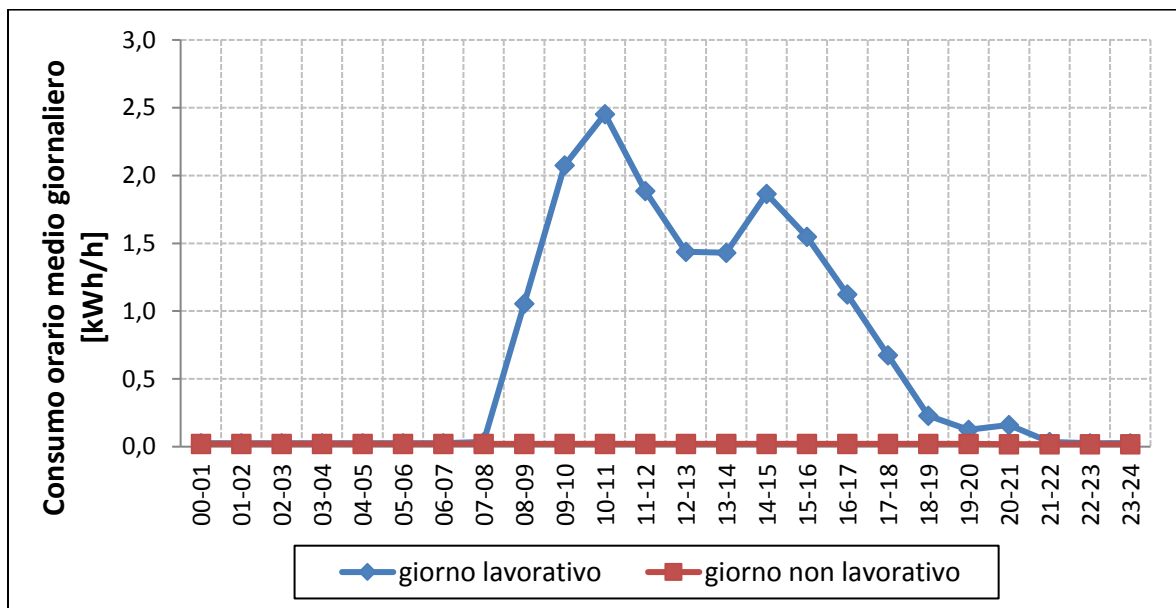


Figura 3.2.3.27. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (dicembre 2016).

RELAZIONE FINALE

I profili di novembre e dicembre 2016 sono coerenti con l'operatività (non operatività) della struttura nei giorni lavorativi (non lavorativi) di tale periodo.

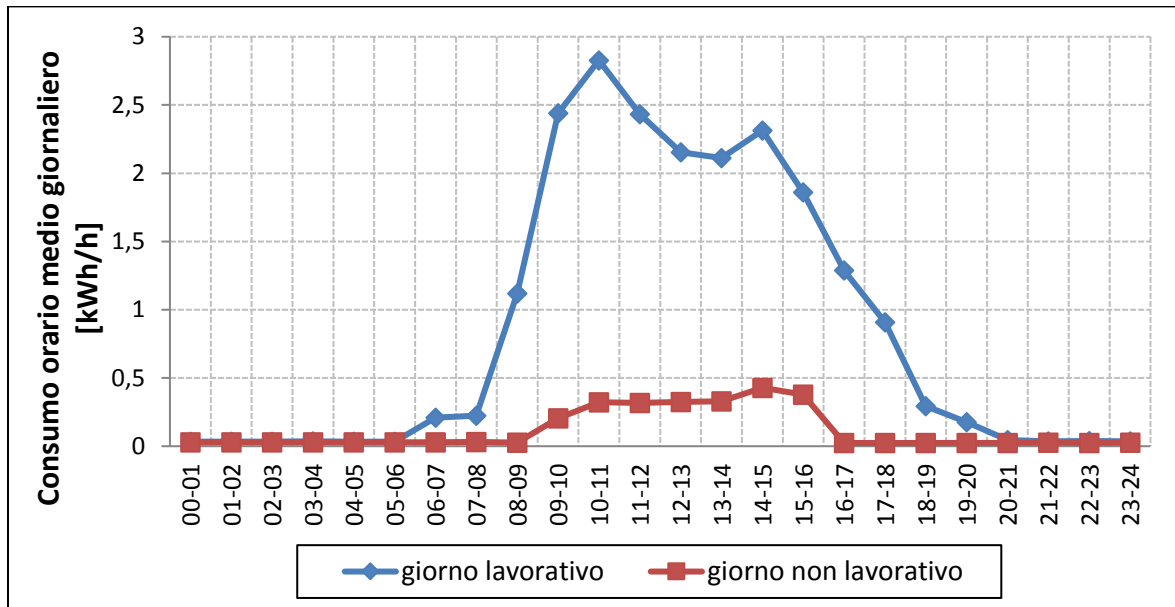


Figura 3.2.3.28. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (gennaio 2017).

Il monitoraggio rivela che nel mese di gennaio alcuni dipendenti hanno lavorato nell'ufficio tipo anche in giorni non lavorativi, dove si registra un consumo orario medio non nullo fra le 9:00 e le 17:00, probabilmente legato a particolari circostanze di necessità e urgenza.

RELAZIONE FINALE

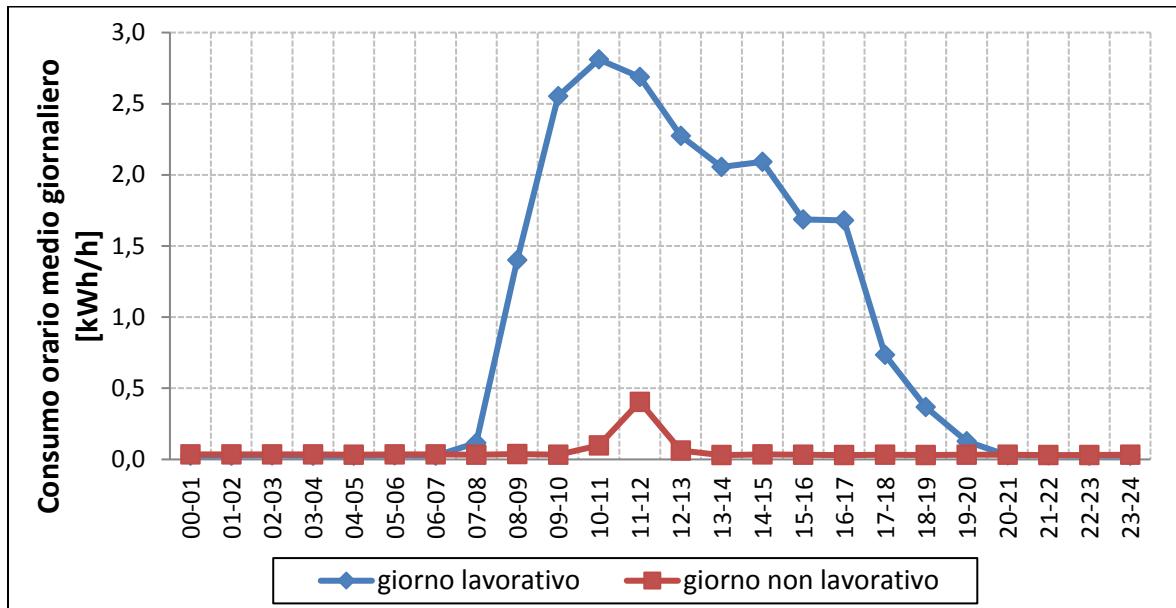


Figura 3.2.3.29. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (febbraio 2017).

A febbraio si rileva un anomalo picco di consumo nella fascia 11:00÷14:00 nel giorno non lavorativo tipo.

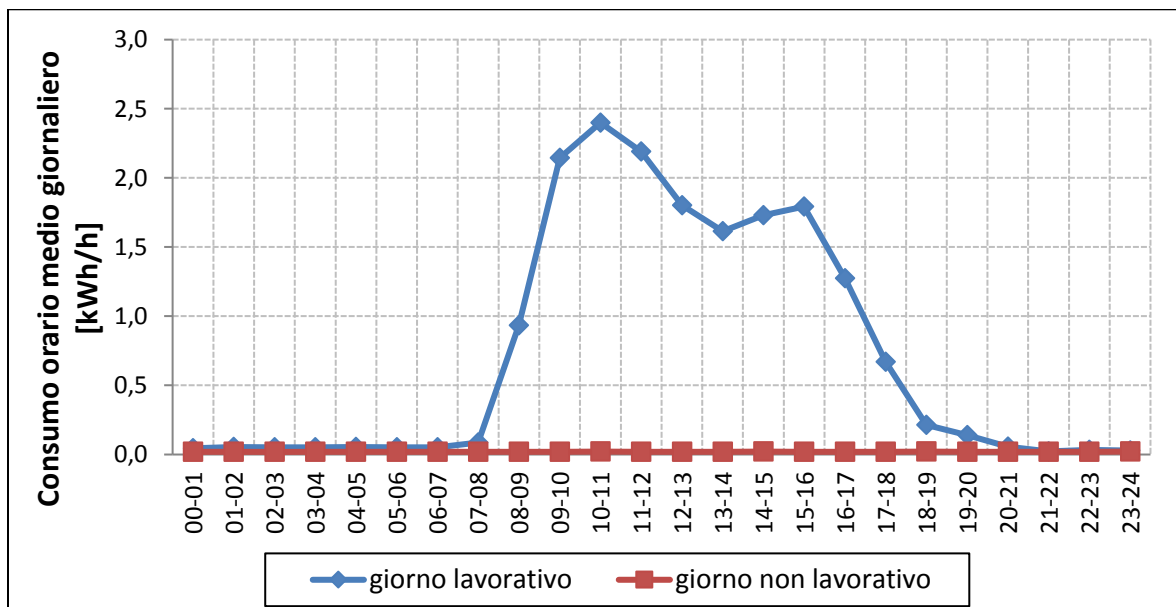


Figura 3.2.3.30. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (marzo 2017).

RELAZIONE FINALE

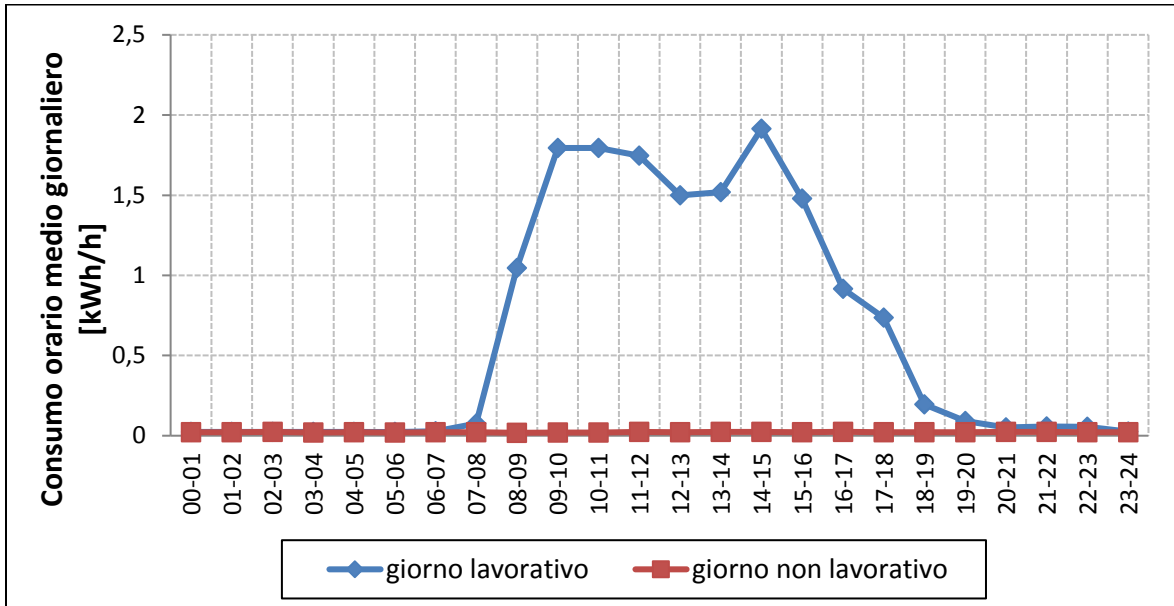


Figura 3.2.3.31. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (aprile 2017).

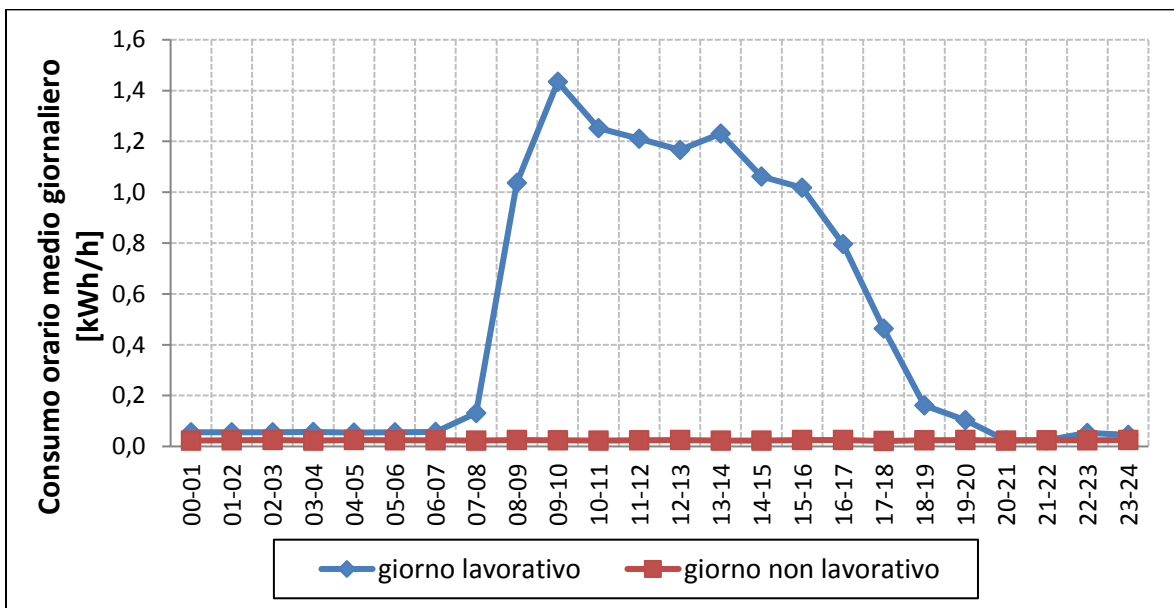


Figura 3.2.3.32. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (maggio 2017).

RELAZIONE FINALE

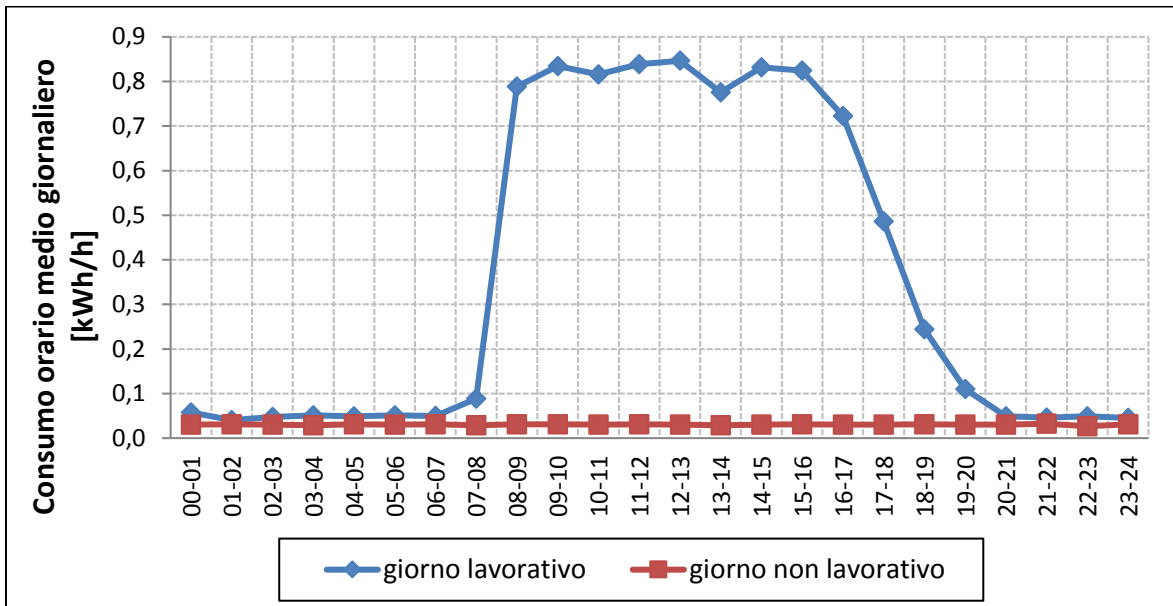


Figura 3.2.3.33. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (giugno 2017).

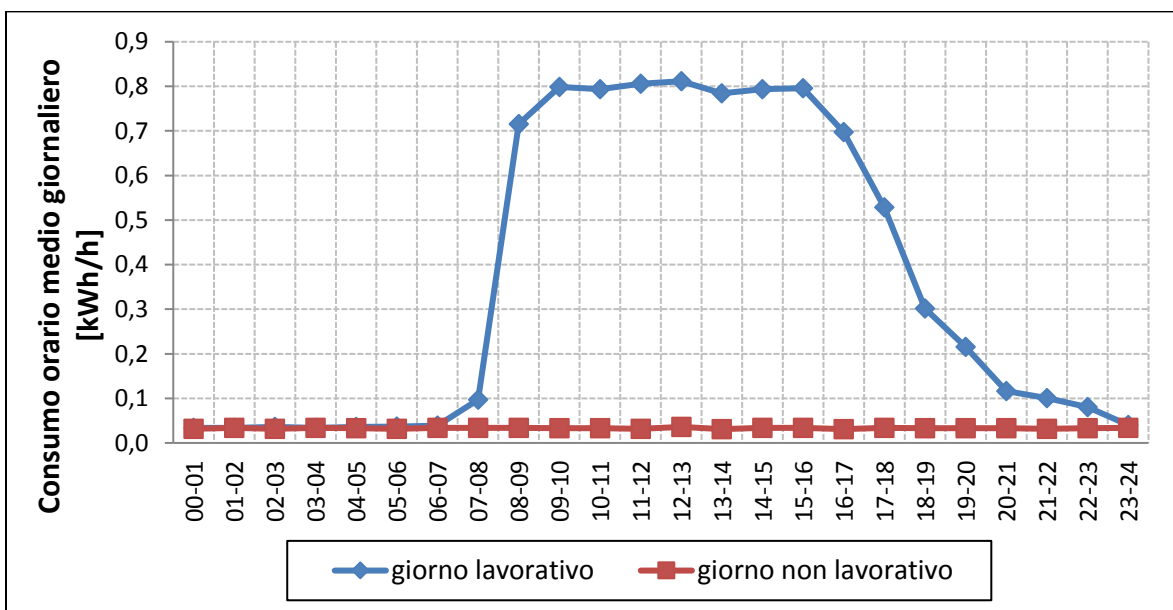


Figura 3.2.3.34. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (luglio 2017).

Nei mesi da marzo a luglio 2017 i profili sono coerenti con la tipologia di giorno (lavorativo-non lavorativo). I consumi sono nulli o molto bassi nei giorni non

RELAZIONE FINALE

lavorativi: il consumo minimo può essere spiegato con macchine uso ufficio in stand-by.

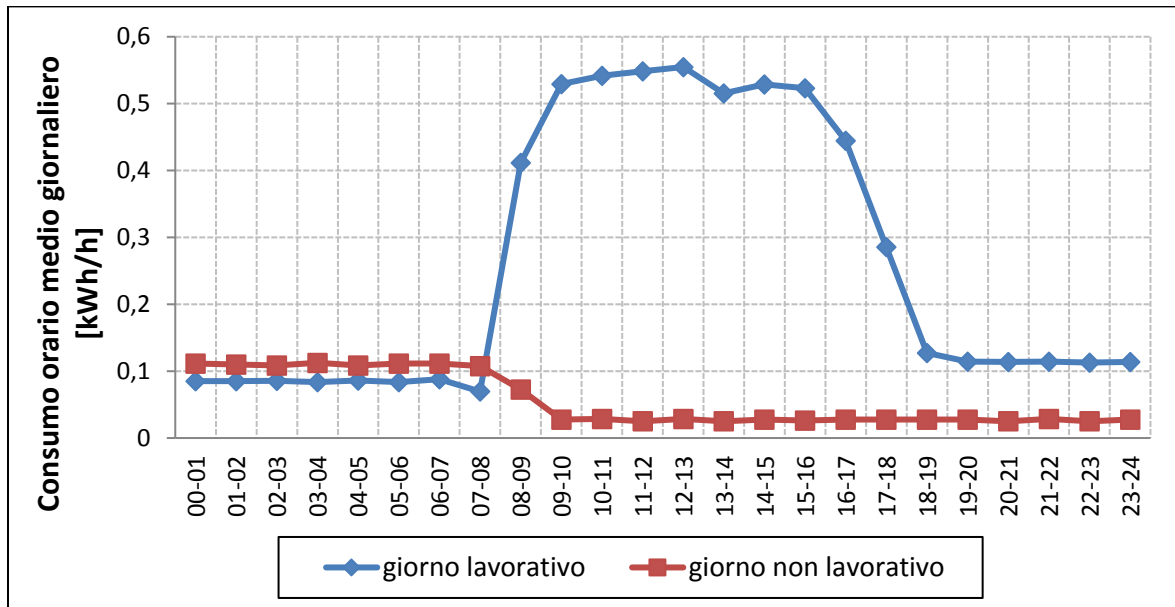


Figura 3.2.3.35. Profili di consumo orario medio dei giorni lavorativi e non lavorativi dell'ufficio tipo (agosto 2017).

Il mese di agosto 2017 mostra un andamento anomalo del profilo di consumo dei giorni non lavorativi: fra la mezzanotte e le 8:00 si registra un consumo costante, pari a circa 0,1 KWh/h, che poi decresce fra le 8:00 e le 10:00 per attestarsi su valori pressoché nulli. Questo andamento può essere dovuto all'utilizzo in giorni lavorativi di apparecchi uso ufficio che rimangono accesi dopo l'orario di lavoro e vanno in stand-by in maniera programmata dopo un certo numero di ore. Ciò trova conferma nel profilo di consumo del giorno lavorativo tipo di agosto, dove si nota che a fine turno lavorativo (19:00) si registra un consumo costante sino alle 8:00, dal valore molto vicino a quello fra mezzanotte e le 8:00 del giorno non lavorativo. In sostanza, a fine turno, è rimasto acceso nel mese di agosto qualche apparecchio nell'ufficio tipo che va in stand-by dopo 12 ore, quindi il giorno non lavorativo successivo a esso registra un certo consumo, che va a esaurirsi con l'entrata in stand-by dell'apparecchio stesso.

3.3. Valutazione della prestazione energetica

Per la valutazione della prestazione energetica sono stati compiuti i seguenti step:

- Determinazione degli indicatori di prestazione energetica;
- Calcolo per la struttura in esame;
- Individuazione dei valori di riferimento (*benchmark*);
- Confronto degli indicatori calcolati con i benchmark.

3.3.1. Indicatori di prestazione energetica

Per la valutazione delle prestazioni del sistema edificio-impianto sono stati utilizzati i seguenti indicatori di prestazione energetica:

- Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie [kWh/m²];
- Consumo di energia elettrica annua per operatore [kWh/operatore].

3.3.2. Calcolo indicatori

Per il calcolo degli indicatori di consumo sono stati presi in considerazione i consumi energetici annuali da luglio 2016 a giugno 2017 (12 mesi), ricavati dal monitoraggio strumentale e dalle bollette elettriche (Tab. 3.3.2.1). Il numero degli operatori della società è attualmente pari a 36.

Struttura	Consumo [kWh/anno]	Consumo specifico [kWh/m ²]	Consumo specifico [kWh/operatore]
Uffici	27.273	21,8	758
Laboratori	28.766	40,6	799
Ufficio tipo	3.540	70,8	708
Totale bollette	191.225	82,5	5.312

Tabella 3.3.2.1. Consumi specifici suddivisi per zone.

Da un'analisi dei risultati ottenuti si rileva che l'edificio tipo presenta un consumo per unità di superficie molto maggiore di quello complessivo. Tale differenza va ricercata

nel fatto che l'area complessiva degli uffici considera anche zone che non sono sempre occupate o che, in alcuni casi, lo sono raramente (es. sala riunioni).

Il valore di consumo specifico maggiore risulta essere quello complessivo; questo è dovuto all'elevato contributo fornito dall'officina, nella quale sono presenti macchine caratterizzate da elevati valori di potenza.

3.3.3. Benchmark

I valori di riferimento (*benchmark*) degli indicatori di prestazione energetica sono stati ricavati da un'analisi effettuata a livello nazionale che ha valutato i consumi di edifici a destinazione d'uso "uffici" con riferimento alle singole zone climatiche. In bibliografia non sono stati trovati riferimenti per le altre tipologie di attività (laboratori e officina). I valori di riferimento in funzione della zona climatica dell'indicatore di consumo annuo per unità di superficie di edifici a destinazione d'uso di ufficio sono riportati nella seguente Tabella 3.3.3.1.

Zona climatica	Indicatore [KWh/(m ² anno)]
A	156
B	159
C	139
D	125
E	90
F	52

Tabella 1. Valori di riferimento dell'indicatore di consumo di energia elettrica annua per unità di superficie (Santini et al., 2009).

Nel caso di specie, Carbonia si trova in zona climatica C, per cui il valore di riferimento per il consumo di energia elettrica annua per unità di superficie 139 KWh/(m² anno). Per quanto riguarda, invece, l'indicatore nazionale di consumo per addetto, nella Figura 3.3.3.1 si riporta l'andamento per zona climatica.

RELAZIONE FINALE

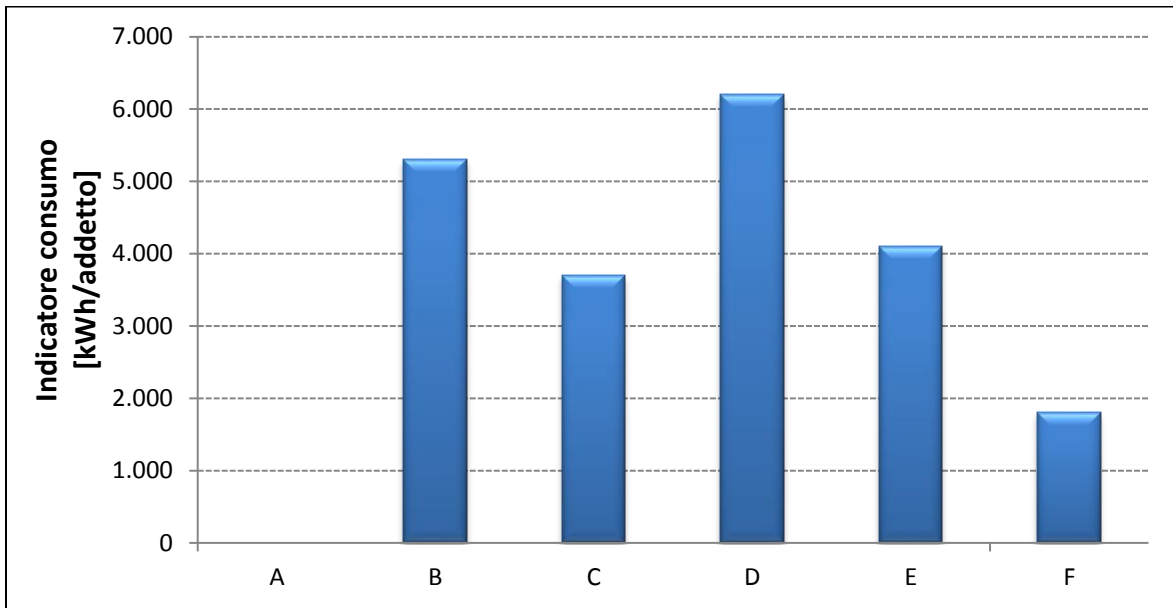


Figura 3.3.3.1. Indicatore di consumo per addetto per zona climatica.

3.3.4. Confronto indicatori-benchmark

I valori degli indicatori energetici per la struttura in esame sono stati confrontati con i benchmark corrispondenti (Tab. 3.3.4.1).

Struttura	Consumo specifico [kWh/m ²]		Consumo specifico [kWh/operatore]	
	Attuale	Benchmark	Attuale	Benchmark
Uffici	21,8	139	758	3.700
Laboratori	40,6	-	799	-
Ufficio tipo	70,8	139	98	3.700
Totale	82,5	139	5.312	3.700

Figura 3.3.4.1. Confronto consumi specifici struttura-benchmark.

Dall'analisi dei risultati ottenuti si ricava che i consumi specifici degli uffici risultano essere inferiori rispetto ai benchmark, mentre, al contrario, quello complessivo per operatore supera i valori di riferimento. La motivazione di tale comportamento è dovuta al fatto che durante la loro normale attività gli operatori svolgono non solo

RELAZIONE FINALE

lavoro d'ufficio (il che spiega il valore di consumo specifico attuale inferiore al benchmark), bensì sono anche occupati in attività di laboratorio e di officina (che motiva il valore totale di consumo specifico superiore al benchmark).

3.4. Produzione impianto fotovoltaico

In vista della prossima realizzazione nella struttura in esame di un impianto fotovoltaico *grid-connected* di potenza nominale di 87,48 kWp, è stato valutato l'andamento della produzione oraria dell'impianto. Questo è stato determinato attraverso un apposito software commerciale che, in base alle caratteristiche del sito (temperatura, irraggiamento solare, etc.) e quelle delle diverse sezioni dell'impianto (orientazione, potenza pannelli, rendimento di produzione, etc.), è in grado di fornire il valore di produzione oraria dell'impianto durante l'anno solare (Fig. 3.4.1).

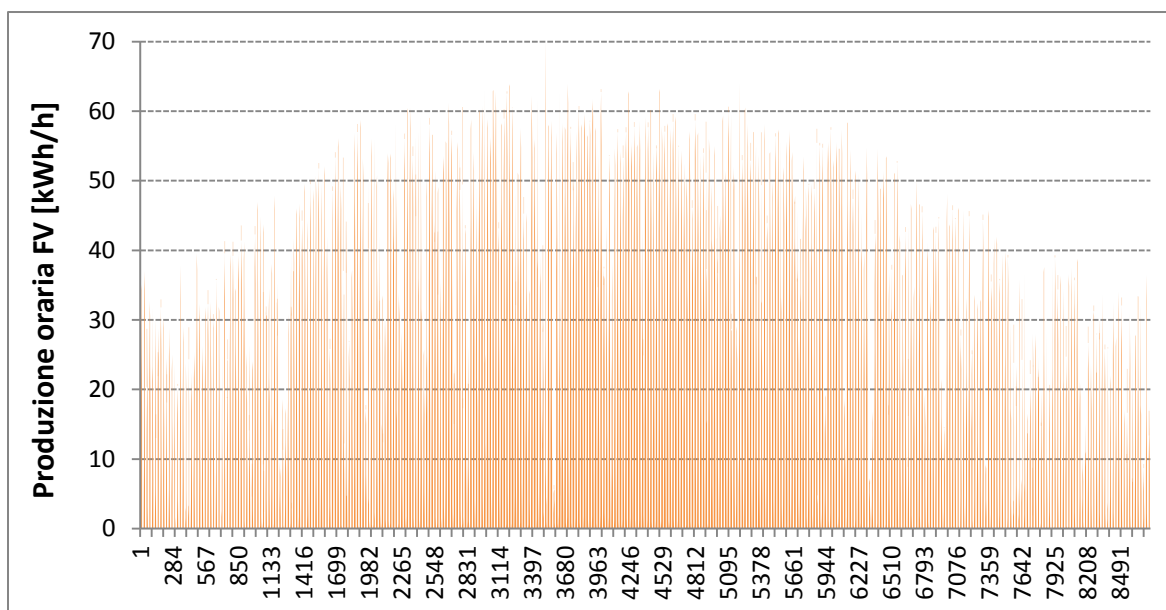


Figura. 3.4.1. Andamento della produzione oraria dell'impianto fotovoltaico.

4. Pompa di calore accoppiata con sonda geotermica

4.1. Introduzione

In questa sezione sarà analizzata la fattibilità tecnica dell'utilizzo di un sistema a pompa di calore del tipo acqua-acqua accoppiata con una sonda geotermica a bassa entalpia per la climatizzazione degli ambienti. Sarà, inoltre, valutata la possibilità di utilizzare un sistema di accumulo dell'energia elettrica in esubero prodotta dall'impianto fotovoltaico che sarà successivamente autoconsumata nella struttura considerata.

4.2. Accumulo elettrico

Nel caso in esame, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà principalmente destinata a soddisfare i fabbisogni della struttura. Poiché esso sarà del tipo grid-connected, l'eventuale eccesso temporaneo di produzione sarà immesso in rete (Fig. 4.2.1).

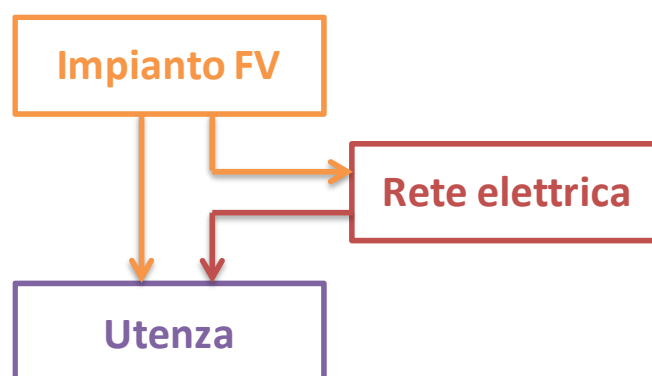


Figura. 4.2.1. Schema di funzionamento impianto fotovoltaico grid-connected.

L'utilizzo di un accumulo elettrico consente di limitare il *mismatching* tra produzione dell'impianto fotovoltaico e la richiesta da parte delle utenze, aumentando la quotaparte di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene

RELAZIONE FINALE

autoconsumata.

Nei due successivi grafici (Figg. 4.2.2-3) sono riportati gli andamenti orari dei consumi di energia elettrica dell'edificio e la produzione dell'impianto fotovoltaico.

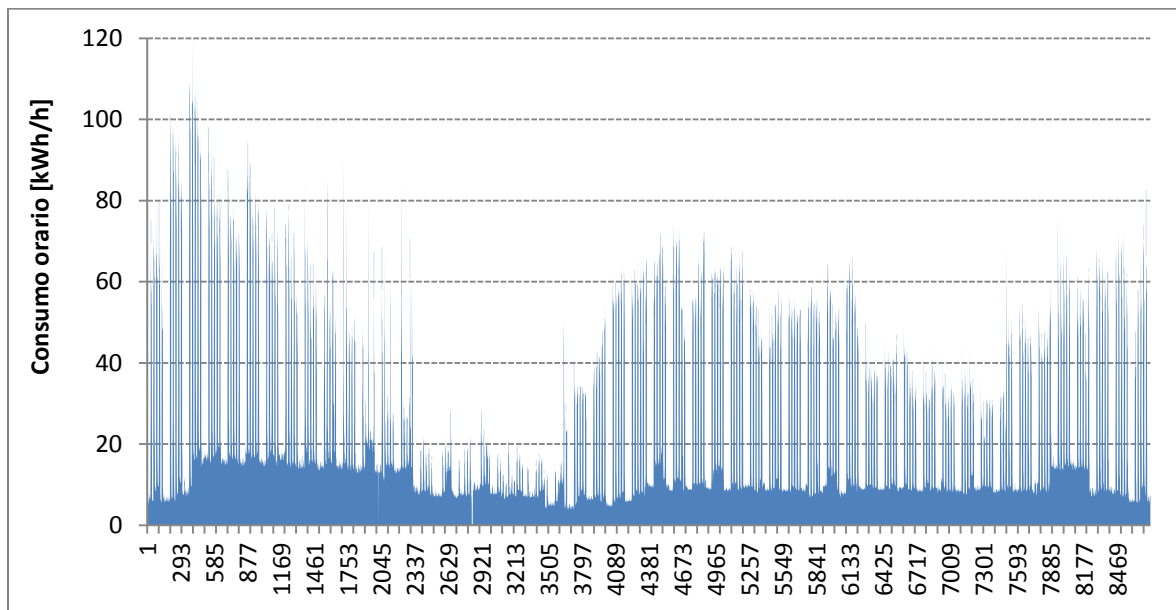


Figura 4.2.2. Consumi orari energia elettrica.

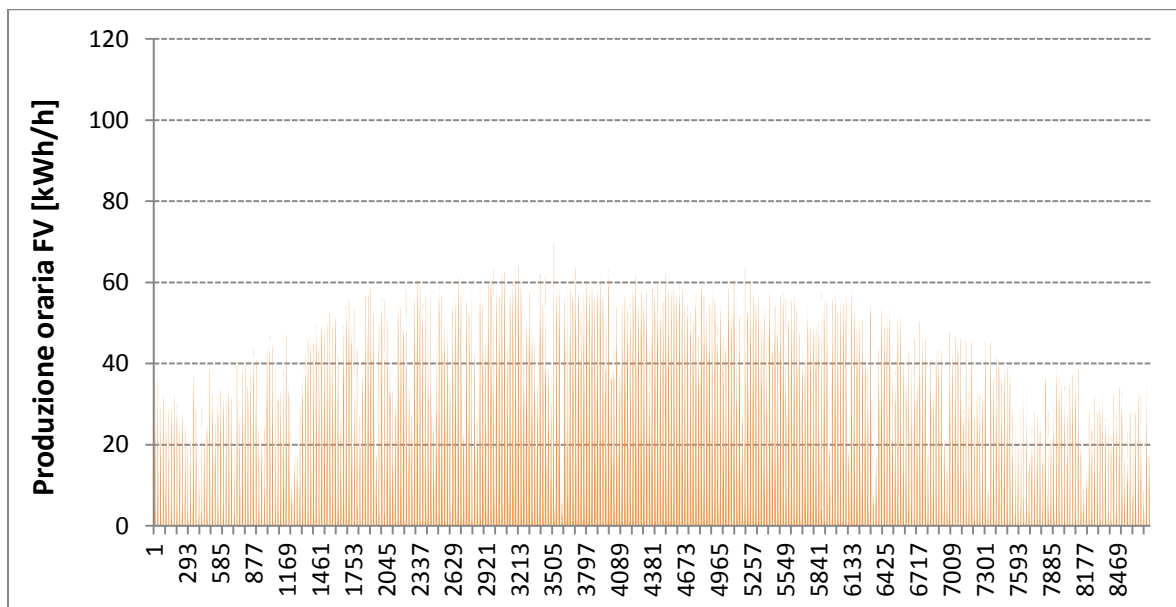


Figura 4.2.3. Produzione orari energia elettrica dell'impianto fotovoltaico.

RELAZIONE FINALE

Dal confronto tra i grafici precedenti si evince la non perfetta sovrapposibilità degli andamenti della produzione oraria dell'impianto fotovoltaico con quella dei consumi elettrici. Su scala annuale, i consumi della struttura sono pari a 191.604 kWh, mentre la produzione del fotovoltaico è di 115.777 kWh/anno. Analizzando i consumi mensili (Fig. 4.2.4), si nota che l'impianto fotovoltaico non è in grado di sostenere la richiesta energetica soprattutto nei mesi invernali, mentre sovrapproduce nei mesi di aprile e maggio, quando non è necessaria la climatizzazione degli ambienti.

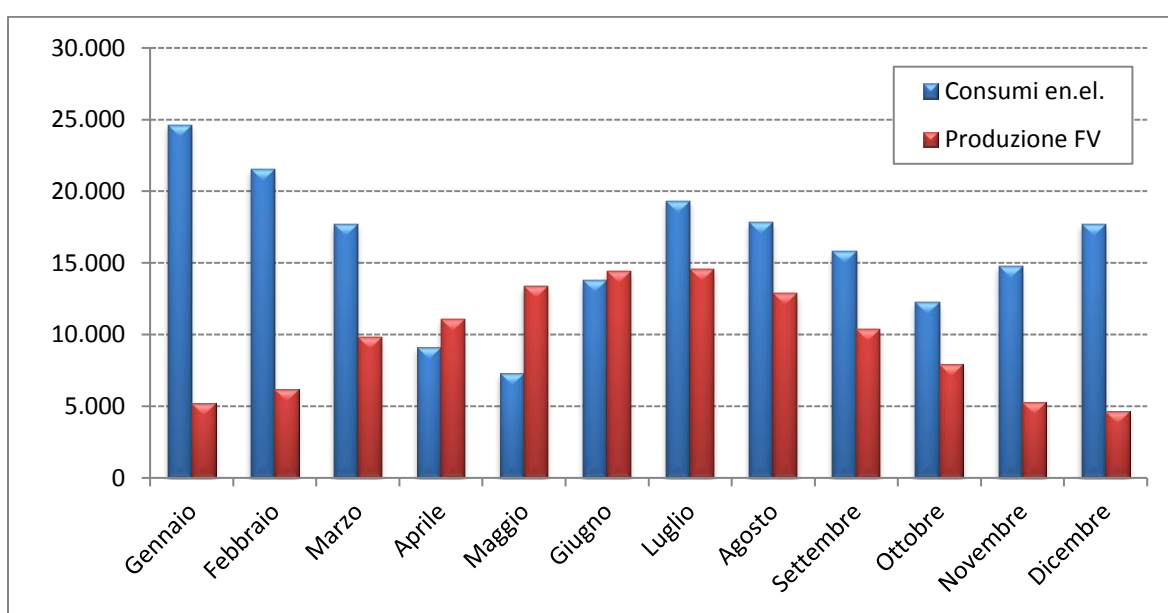


Figura 4.2.4. Andamento della produzione del fotovoltaico e dei consumi mensili.

Dall'analisi dei risultati ottenuti (Tab. 4.2.6.1) si nota che la copertura lorda dei consumi elettrici da parte dell'impianto fotovoltaico è pari al 60,4%. Considerando la contemporaneità tra consumi e produzione fotovoltaica, la copertura in assenza di accumulo elettrico si riduce al 40,8%. Questo è dovuto principalmente alla sovrapproduzione di energia che si verifica nei mesi di aprile e maggio, oltreché nei fine settimana tutto l'anno. Analizzando la contemporaneità tra produzione e consumo, si rileva che la percentuale di energia fotovoltaica autoconsumata è pari al 67,5% (Fig. 4.2.6), mentre la restante parte viene immessa in rete (Fig. 4.2.7).

RELAZIONE FINALE

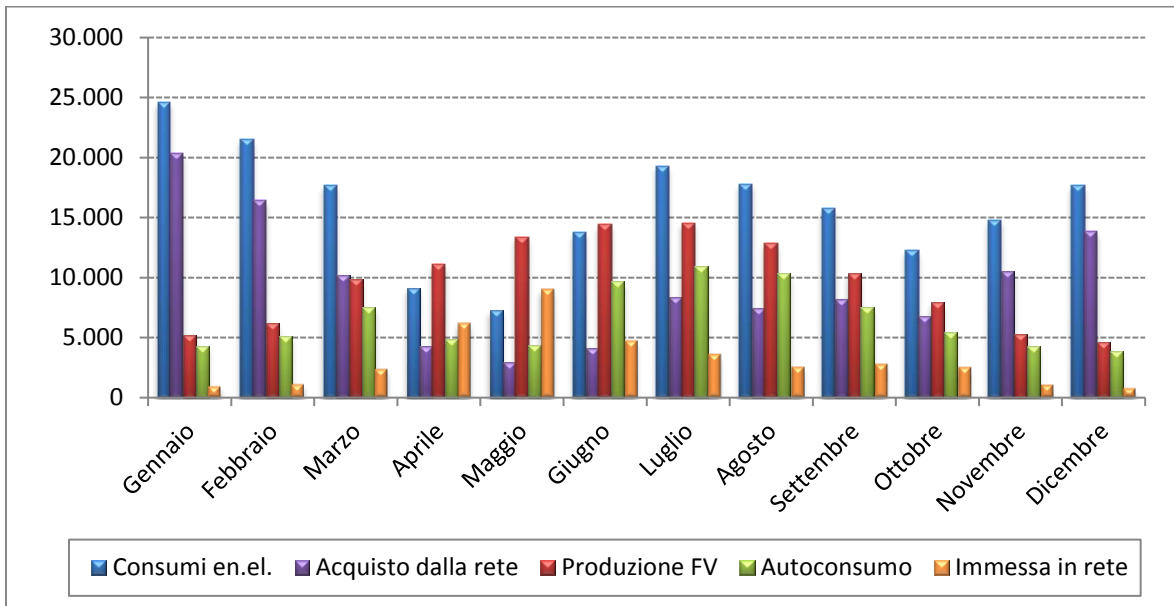


Figura 4.2.5. Flussi energetici in assenza di accumulo elettrico.

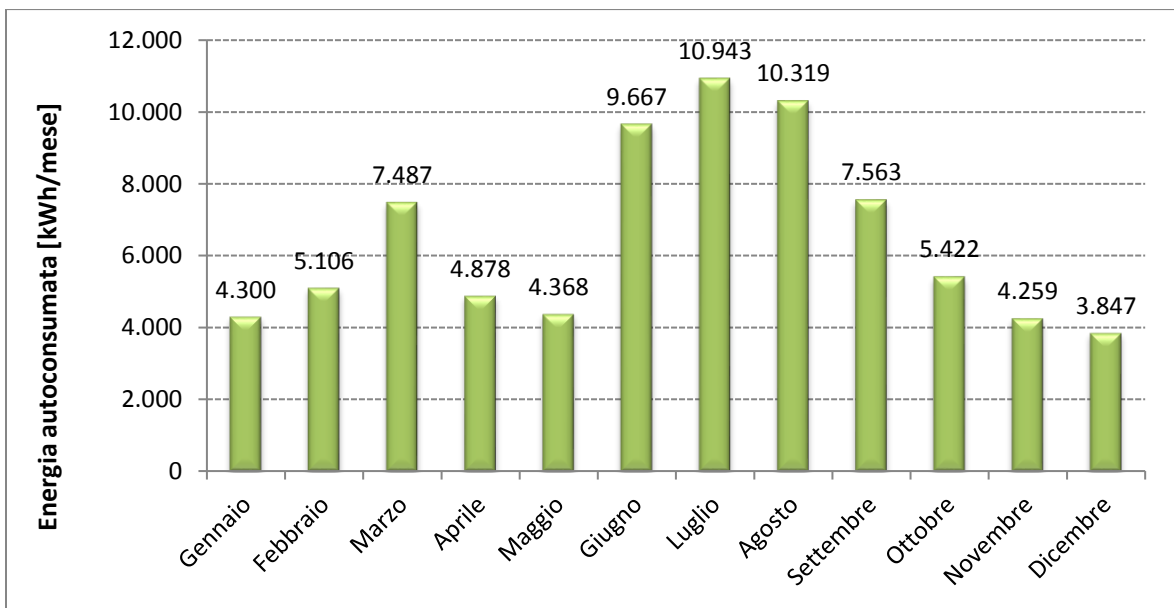


Figura 4.2.6. Energia autoconsumata.

RELAZIONE FINALE

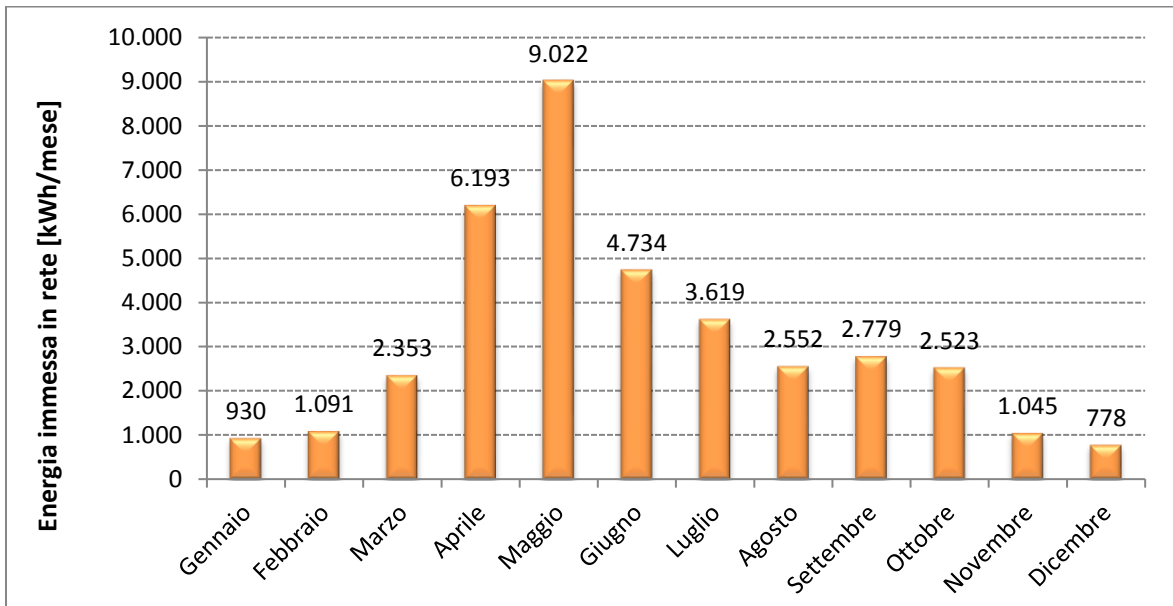


Figura 4.2.7. Energia immessa in rete.

In linea di principio, qualora si volesse ottenere un autoconsumo del 100% dell'energia prodotta dal fotovoltaico (non si avrebbe, dunque, immissione in rete) (Fig. 4.2.8), le dimensioni dell'accumulo elettrico dovrebbero essere di 11.302 kWh (Fig. 4.2.9), dimensione insostenibile sia dal punto di vista tecnico, sia da quello economico.

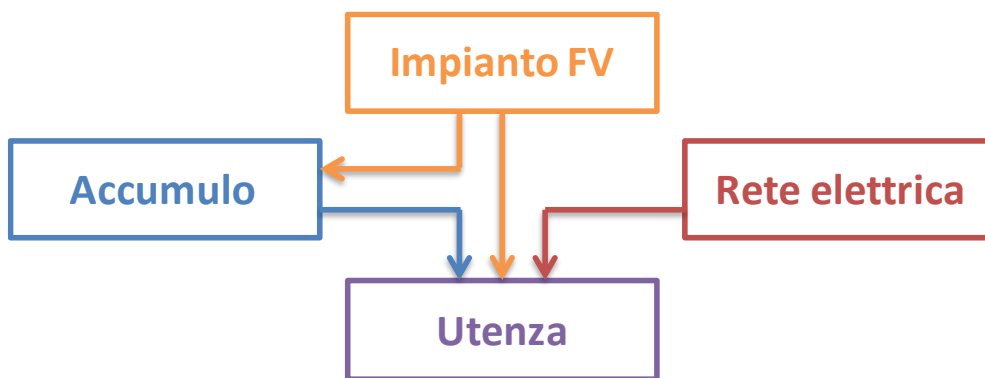


Figura 4.2.8. Flussi di energia per autoconsumo del 100%.

L'ottenimento di tale dimensione è da ascrivere principalmente alla sovrapproduzione dell'impianto fotovoltaico nei mesi da aprile a giugno, nei quali l'energia prodotta non viene adeguatamente utilizzata, in quanto l'impianto di climatizzazione non è in funzione.

RELAZIONE FINALE

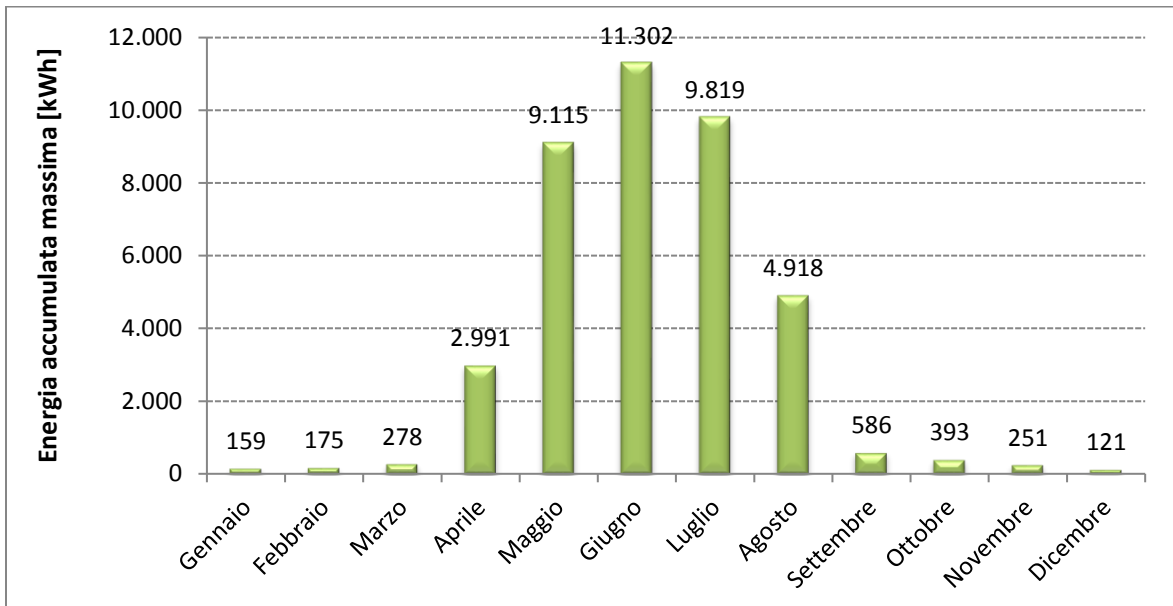


Figura. 4.2.9. Energia accumulata.

Sulla base di quanto sopra determinato e secondo gli spazi a disposizione nella struttura ospitante, si è deciso di optare per un accumulo di dimensione finita di 100 kWh (Fig. 4.2.10).

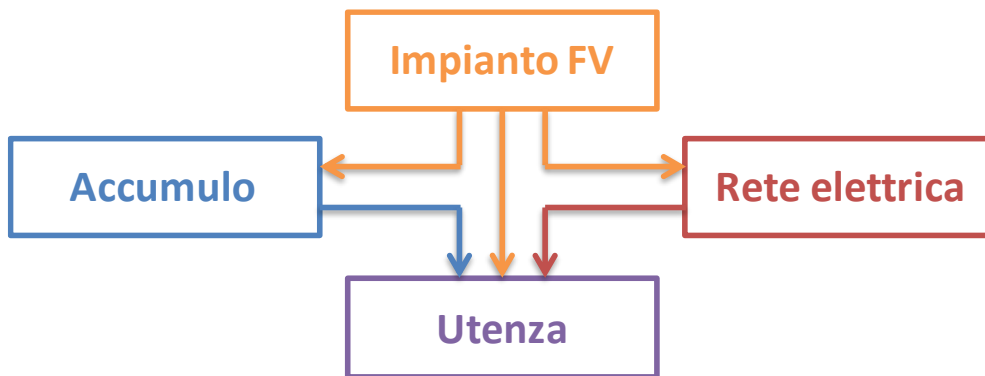


Figura. 4.2.10. Configurazione con accumulo.

Con queste soluzione impiantistica (Fig. 4.2.11) è possibile aumentare la quotaparte di energia autoconsumata (Fig. 4.2.12), a discapito di quella immessa in rete (Fig. 4.2.13). In definitiva, con un accumulo di 100 kWh si riesce a raggiungere una copertura netta del 49,0%, con una percentuale di autoconsumo dell'81,0%.

RELAZIONE FINALE

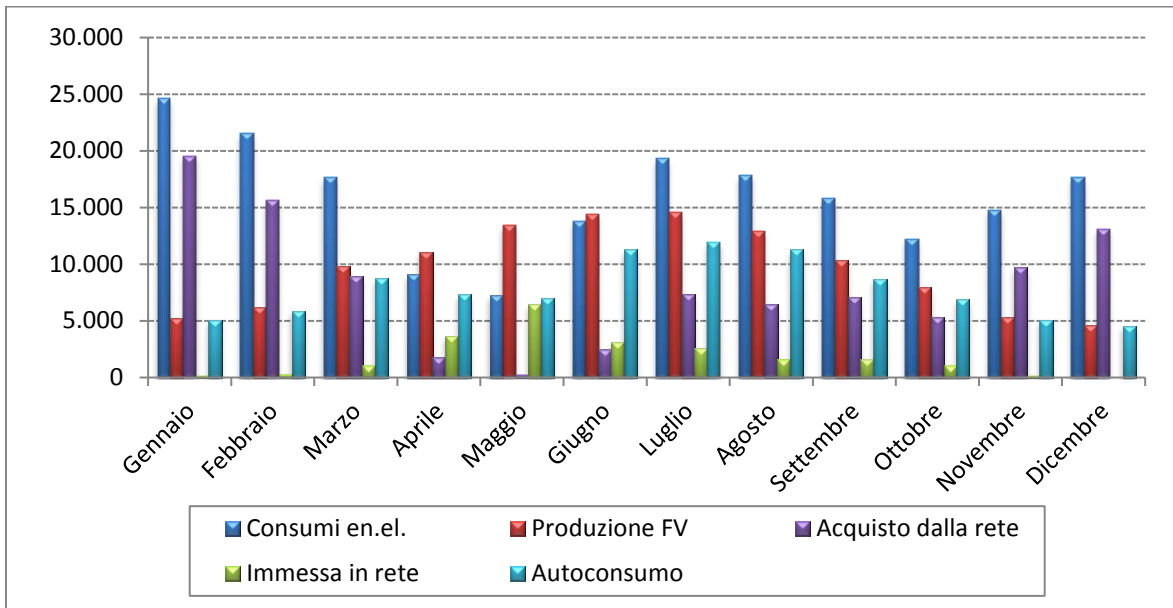


Figura. 4.2.11. Flussi energetici in assenza di accumulo elettrico di 100 kWh.

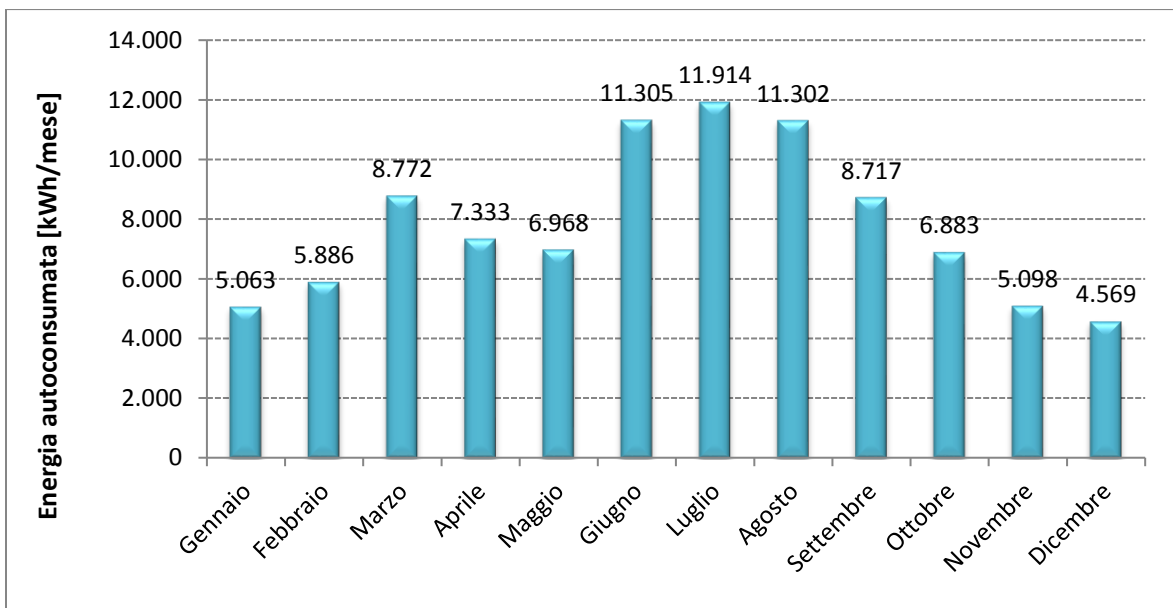


Figura. 4.2.12. Energia autoconsumata.

RELAZIONE FINALE

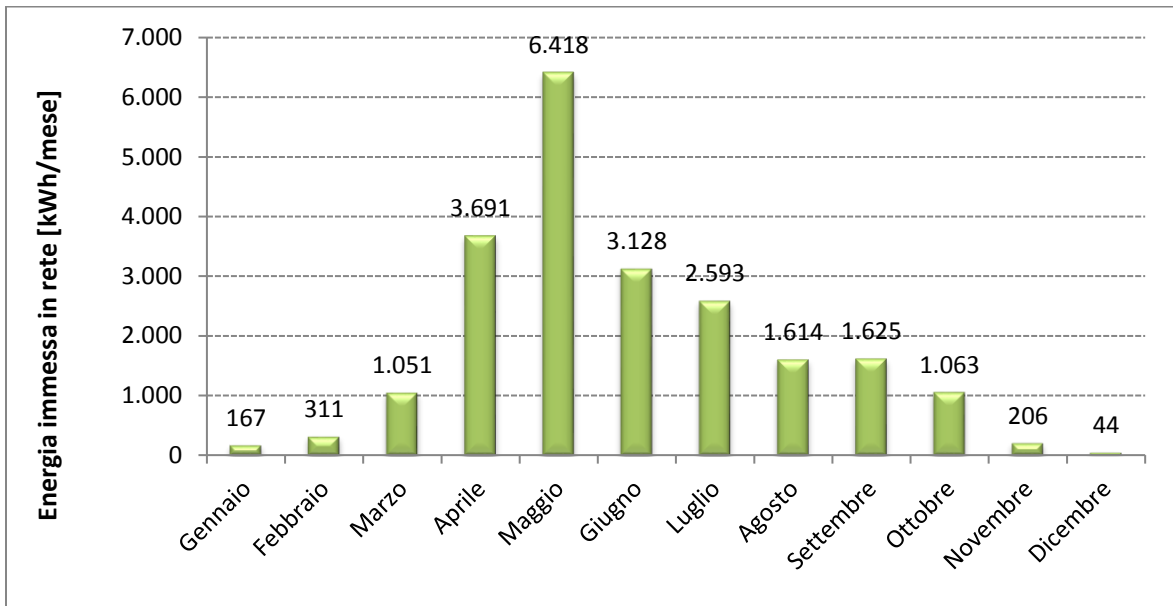


Figura. 4.2.13. Energia immessa in rete.

Nella Tabella 4.2.1. sono riportati i risultati ottenibili con le diverse configurazioni d'impianto in termini di energia autoconsumata, immessa in rete e di copertura.

Grandezza	Senza accumulo	Con accumulo (100 kWh)
Copertura FV (lorda)	60,4%	
Copertura FV (netta)	40,8%	49,0%
Immessa in rete	32,5%	19,0%
Autoconsumo	67,5%	81,0%

Tabella. 4.2.1. Confronto risultati scenari.

Dall'analisi del precedente prospetto risulta che:

- La copertura lorda (senza considerare le contemporaneità tra consumi e produzione) dei consumi di energia elettrica con la produzione dell'impianto fotovoltaico è pari al 60,4%;
- In assenza di accumulo, la copertura netta si attesta al 40,8%, mentre circa 2/3

RELAZIONE FINALE

dell'energia vengono autoconsumati e la parte restante immessa in rete;

- In presenza di un accumulo di elettrico di capacità pari a 100 kW, l'energia immessa in rete passa dal 32,5 al 18,9% e l'autoconsumo dal 67,5 all'81,1%; in questo caso, la copertura netta dei consumi sale al 49,0%.

La realizzazione della quota di accumulo sarà effettuata principalmente mediante batterie, ma una quotaparte dei 100 kWh possono essere realizzati anche tramite un veicolo elettrico. In tal caso, sarà necessario realizzare almeno una colonnina di carica/cessione cui la macchina dovrà essere collegata quando è in sosta. In questa condizione il veicolo, a seconda delle condizioni, può ricaricarsi oppure cedere una parte dell'energia immagazzinata al sistema.

4.3. Pompa di calore acqua-acqua

Per la sostituzione della pompa di calore esistente, marca Uniflair, modello ARAC - F 0744A, le cui caratteristiche sono riportate nella Tabella 2.3.2.1, è stata effettuata una valutazione preliminare delle caratteristiche tecniche e prestazionali delle pompe di calore acqua-acqua accoppiabili con una sonda geotermica a bassa entalpia presenti sul mercato nazionale. Sulla base della richiesta energetica degli ambienti e delle condizioni di funzionamento richieste, è stata scelta la pompa di calore modello WRL650 prodotta dall'azienda AERMEC (Fig. 4.3.1). Poiché le attuali pompe di calore, in numero pari a due, sono sovradimensionate rispetto alla richiesta termica, si prevede solo l'installazione di una nuova pompa di calore. La parte restante dell'impianto (rete idronica e terminali) rimarrà inalterata.

La pompa funziona con liquido refrigerante R410A. Questo è una miscela zeotropica (quasi azeotropica) composta da R32 (difluorometano, CH_2F_2) ed R125 (pentafluoroetano, C_2HF_5), entrambi idrocarburi fluorurati, ed è caratterizzato da bassi valori di Global Warming Potential (GWP) e Ozone Depletion Potential (ODP).

La pompa in esame è risultata essere quella con le migliori prestazioni in termini di E.E.R. in raffrescamento e fra le migliori in riscaldamento.

RELAZIONE FINALE



Figura 4.3.1. Pompa di calore acqua-acqua AERMEC WRL650.

Le principali caratteristiche prestazionali della pompa di calore AERMEC WRL650 sono le seguenti:

- Riscaldamento (i valori si riferiscono a una temperatura dell'acqua in uscita nell'evaporatore di 5 °C e ad una temperatura dell'acqua in uscita nel condensatore di 45 °C):
 - Potenza termica nominale: 179,02 kW;
 - Potenza assorbita in riscaldamento: 40,04 kW;
 - C.O.P.: 4,43;
 - Portata in riscaldamento: 24.540 l/h;
- Raffrescamento (i valori si riferiscono a una temperatura dell'acqua in uscita nell'evaporatore di 7 °C e ad una temperatura dell'acqua in uscita nel condensatore di 35 °C):
 - Potenza frigorifera nominale: 169,34 kW;
 - Potenza assorbita in raffrescamento: 33,5 kW;
 - E.E.R.: 5,05;
 - Portata in raffrescamento: 29.130 l/h.

RELAZIONE FINALE

La macchina ha, inoltre, dimensioni ridotte (2,06 m x 0,845 m x 1,38 m) e bassa rumorosità. I motori dotati di inverter consentono un funzionamento modulante, che permette di adeguare le temperature in funzione delle condizioni climatiche esterne, con un incremento conseguente dell'efficienza della pompa di calore.

L'accoppiamento con le sonde geotermiche prevede che la pompa di calore sia direttamente collegata con il circuito primario (chiuso), nel quale scorre una miscela di acqua e glicole, nel caso di sonda geotermica verticale immersa nel terreno. Viceversa, nel caso di accoppiamento con sonda ad acqua di falda, al fine di preservare gli organi interni della pompa di calore dall'azione aggressiva (chimica e fisica) dell'acqua di pozzo, tra i due circuiti (della macchina e primario) verrà interposto uno scambiatore di calore intermedio in acciaio inox.

4.4. Sonda geotermica a bassa entalpia

Definita la pompa di calore acqua-acqua per la climatizzazione della struttura della Sotacarbo, è stato effettuato il dimensionamento della sonda geotermica a bassa entalpia ad essa accoppiata.

La nuova configurazione dell'impianto (Fig. 4.4.1) si differenzierà da quella attuale esclusivamente per il tipo di pompa di calore utilizzata, mentre il circuito a valle rimarrà inalterato.

Preliminarmente, sono stati analizzati i principali metodi per il dimensionamento delle sonde, al fine di determinare quello più idoneo al caso in esame:

- Metodo relativo alle normative tedesche VDI 4640;
- Metodo IGSHPA (International Ground Source Heat Pump Association);
- Metodo ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers).

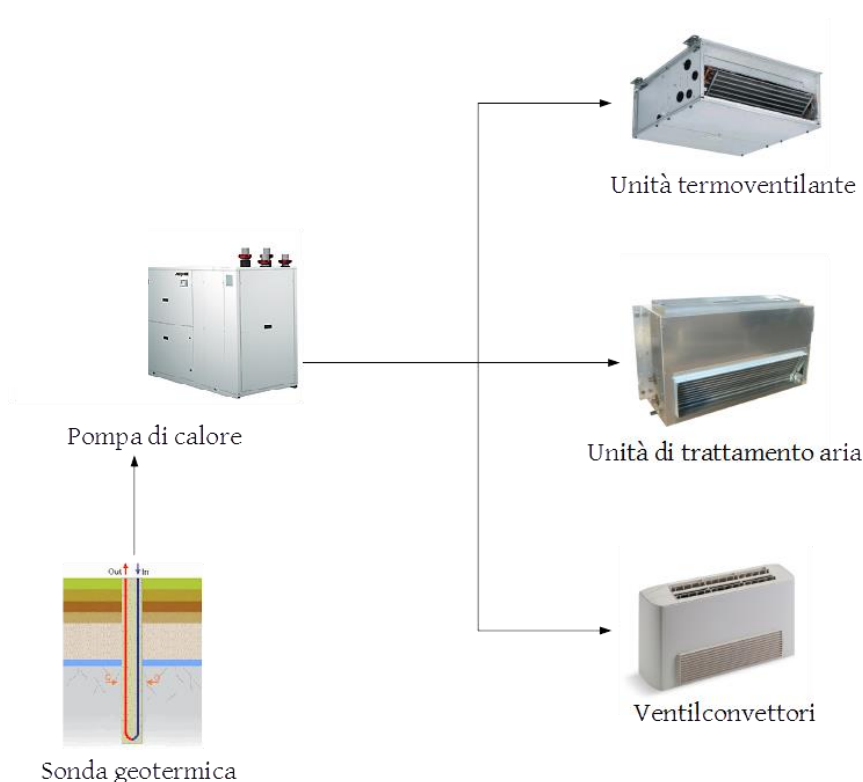


Figura 4.4.1. Configurazione modificata impianto di climatizzazione.

4.4.1. Metodi di dimensionamento SGV

Il metodo VDI 4640 è un metodo semplificato, in quanto richiede come dato di calcolo la sola potenza termica che è possibile estrarre dal sottosuolo, ma presenta diverse limitazioni di utilizzo, in quanto è valido solo per impianti con potenza termica inferiore a 30 kW e per processi di solo riscaldamento (Macrì, 2011).

La formulazione del calcolo della lunghezza è descritta dall'equazione seguente (Eq. 4.4.1.1):

$$L = \frac{\left(\frac{COP-1}{COP}\right) \cdot P_t}{P_{ter}} \quad (4.4.1.1)$$

dove:

- L = lunghezza complessiva delle sonde geotermiche [m];
- COP = Coefficient of Performance (Coefficiente di Prestazione Energetica), posto pari a 4 secondo il Decreto 7 Aprile 2008 (Disposizioni in materia di detrazione per

RELAZIONE FINALE

le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'art. 1, comma 349, della legge 27 Dicembre 2006, n. 296);

- P_t = potenza termica [W], che corrisponde alla potenza termica di progetto in caso di riscaldamento;
- P_{ter} = potenza di estrazione suolo [W/m], tabellata in funzione della tipologia di terreno.

Il metodo dell'International Ground Source Heat Pump Association (IGSHPA) si basa sul modello della sorgente di calore di Kelvin (irreversibilità di un evento termodinamico). Con tale metodo si può calcolare la lunghezza L della sonda geotermica, definita come la lunghezza massima fra quella invernale e quella estiva, (calcolate, dunque, per il riscaldamento e il raffrescamento), come riportato nelle due equazioni 4.4.1.2-3 (Macrì, 2011):

$$L_h = \frac{(Capacity_{heating} \frac{(COP_h - 1)}{COP_h})(R_p + R_s \cdot PLF_h)}{(T_{S.min} - T_{min})} \quad (4.4.1.2)$$

$$L_c = \frac{(Capacity_{cooling} \frac{(COP_c - 1)}{COP_c})(R_p + R_s \cdot PLF_c)}{(T_{max} - T_{S.max})} \quad (4.4.1.3)$$

dove:

- L_h, L_c = lunghezza complessiva delle sonde geotermiche [m], rispettivamente L_h per il riscaldamento (heating) e L_c per il raffrescamento (cooling);
- $Capacity_{heating,cooling}$ = potenza [W] di progetto dell'impianto, nel caso di riscaldamento con il pedice "heating" e nel caso di raffrescamento con il pedice "cooling";
- COP = Coefficient of Performance (Coefficiente di Prestazione Energetica), con il pedice "c" per il processo di raffrescamento (corrispondente all'EER) e con il pedice "h" per il processo di riscaldamento;
- PLF = fattore di parzializzazione mensile (ore equivalenti mensili / ore totali mese), corrispondente alle ore di funzionamento nelle quali il carico viene

RELAZIONE FINALE

parzializzato (secondo la normativa UNI/TS 11300-1:2008, che determina il fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione sia estiva che invernale, nel periodo dal 15 novembre al 31 marzo, per il processo di riscaldamento, si hanno 10 ore al giorno di funzionamento per la zona climatica C), con il pedice "h" per il riscaldamento e il pedice "c" per il raffrescamento;

- $T_{S,min}, T_{S,max}$ = temperature minime e massime che raggiunge il suolo nell'arco di un anno;
- T_{min}, T_{max} = temperature minime e massime del fluido geotermico all'interno delle sonde;
- R_p = resistenza della sonda [$m \cdot K \cdot W^{-1}$];
- R_s = resistenza del suolo [$m \cdot K \cdot W^{-1}$].

La resistenza della sonda (R_p) e la resistenza del suolo (R_s) si possono esprimere come:

$$R_p = \frac{(\ln \frac{r_o}{r_i})}{(2\pi k_p)} \quad (4.4.1.4) \quad R_s(X) = \frac{I(X_{r0})}{(2\pi k_s)} \quad (4.4.1.5)$$

dove:

- r_o = raggio esterno delle tubazioni della sonda [m];
- r_i = raggio interno delle tubazioni della sonda [m];
- k_p = conduttività termica del materiale della sonda [$W \cdot (m \cdot K)^{-1}$];
- k_s = conduttività termica del suolo [$W \cdot (m \cdot K)^{-1}$] in funzione della tipologia del suolo;
- X_{r0} = parametro adimensionale pari a:

$$X_{r0} = \frac{r_o}{(2\sqrt{(\alpha_s t)})} \quad (4.4.1.6)$$

- α_s = diffusività termica del suolo [$m^2 \cdot h^{-1}$] in funzione della sua tipologia;
- t = tempo di funzionamento dell'impianto [h];
- $I(X_{r0})$ = integrale esponenziale; per calcolarlo, si utilizzano le formule di approssimazione:

RELAZIONE FINALE

se $0 < X < 1$

$$I(X_{r0}) = \frac{-\ln X^2}{2} - \frac{0,57721566}{2} + 0,99999193 \frac{X^2}{2} - 0,24991055 \frac{X^4}{2} + 0,05519968 \frac{X^6}{2} - 0,00976004 \frac{X^8}{2} \quad (4.4.1.7)$$

se $1 < X < \infty$

$$I(X_{r0}) = \frac{1}{(2X^2 e^{(X^2)})} \cdot \frac{A}{B} \quad (4.4.1.8)$$

dove:

$$A = X^8 + 8,5733287X^6 + 18,059017X^4 + 8,637609X^2 + 0,2677737 \quad (4.4.1.9)$$

$$B = X^8 + 9,5733223X^6 + 2506329561X^4 + 21,0996531X^2 + 3,9684969$$

Il metodo ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers) è basato sul metodo sviluppato da Ingersoll et al. (1954), che utilizzarono una semplice equazione per il trasferimento del calore (4.4.1.10), successivamente ripresa e implementata da Kavanaugh e Rafferty (1997) che, partendo dal modello della sorgente cilindrica di Carslaw e Jaeger, tennero conto della resistenza del terreno (Lund, 2001):

$$q = L \frac{(t_g - t_w)}{R} \quad (4.4.1.10)$$

dove:

- q = flusso termico tra il fluido termovettore di ogni singola sonda e il terreno [W];
- L = lunghezza complessiva della sonda [m];
- t_g, t_w = temperatura media del suolo prima dell'installazione della sonda [K] e temperatura media del fluido nella sonda [K];
- R = resistenza termica del terreno per unità di lunghezza della sonda [$m \cdot K \cdot W^{-1}$];

Fra le due lunghezze calcolate, rispettivamente per il riscaldamento e il raffrescamento, si considera la lunghezza maggiore.

RELAZIONE FINALE

Le equazioni per il calcolo delle lunghezze complessive degli scambiatori a terreno sono (Macrì, 2011):

$$L_h = \frac{(q_a R_{ga} + q_{lh} (1 - \frac{1}{COP_h}) (R_b + PLF_h R_{gm} + R_{gd} F_{sc}))}{(t_g - \frac{(t_{wi} + t_{wo})}{2} - t_p)} \quad (4.4.1.11)$$

$$L_c = \frac{(q_a R_{ga} + q_{lc} (1 - \frac{1}{COP_c}) (R_b + PLF_c R_{gm} + R_{gd} F_{sc}))}{(t_g - \frac{(t_{wi} + t_{wo})}{2} - t_p)} \quad (4.4.1.12)$$

dove:

$$q_a = \frac{(q_h (1 - \frac{1}{COP_h}) h_h + q_c (1 + \frac{1}{COP_c}) h_c)}{8760} \quad (4.4.1.13)$$

- q_a = flusso termico [W] scambiato con il sottosuolo in un anno;
- $q_{c,h}$ = carichi di progetto (di picco) [W] necessari per raffrescare (c) e riscaldare (h);
- COP = Coefficient of Performance (Coefficiente di Prestazione Energetica), con il pedice “c” per il processo di raffrescamento (corrispondente all’EER) e con il pedice “h” per il processo di riscaldamento;
- PLF = fattore di parzializzazione mensile (ore equivalenti mensili / ore totali mese), corrispondente alle ore di funzionamento nelle quali il carico viene parzializzato (secondo la normativa UNI/TS 11300-1:2008, che determina il fabbisogno di energia termica dell’edificio per la climatizzazione sia estiva che invernale, nel periodo dal 15 novembre al 31 marzo, per il processo di riscaldamento, si hanno 10 ore al giorno di funzionamento per la zona climatica C), con il pedice “h” per il riscaldamento e il pedice “c” per il raffrescamento;
- h_c, h_h = ore equivalenti di funzionamento annuale a pieno carico della pompa di calore, pari al numero di giorni di funzionamento dell’impianto (per riscaldamento e raffrescamento) per il numero di ore giornaliere di accensione dello stesso;
- F_{sc} = fattore di perdita legato al possibile corto circuito termico all’interno della sonda tra il tubo di mandata e quello di ritorno, dipendente dalla portata del fluido

RELAZIONE FINALE

(ad esempio, il fattore di perdita varia da 1,05 a 1,06 nella configurazione a singola U per portate tra 0,054 l/s/kW e 0,036 l/s/kW);

- t_g = temperatura del suolo senza la presenza dell'impianto geotermico [K];
- t_{wi}, t_{wo} = temperatura del fluido in entrata ed in uscita dalla pompa di calore [K];
- t_p = temperatura di penalizzazione ($t_p > 0$ in inverno; $t_p < 0$ in estate), che indica l'influenza termica tra le sonde attraverso il terreno [K];
- R_b = resistenza termica per unità di lunghezza [$m \cdot K \cdot W^{-1}$] tra fluido e terreno in corrispondenza della superficie esterna della sonda a contatto con il terreno, pari a:

$$R_b = R_{pp} + R_{gr} \quad (4.4.1.14)$$

- R_{pp} = resistenza termica complessiva dei tubi ove scorre il fluido [$m \cdot K \cdot W^{-1}$];
- R_{gr} = resistenza termica del getto di riempimento [$m \cdot K \cdot W^{-1}$], che viene calcolata tenendo conto della conduttività termica del materiale di riempimento e del fattore di corto circuito (dipendente dalla sezione geometrica della sonda);
- R_{ga}, R_{gm}, R_{gd} = resistenze termiche per unità di lunghezza [$m \cdot K \cdot W^{-1}$] riferite a periodi di tempo di dieci anni (a), un mese (m) e un giorno (g), calcolate mediante le seguenti formule (4.4.1.15):

$$\begin{aligned} R_{ga} &= \frac{(G_f - G_1)}{k_s} \\ R_{gm} &= \frac{(G_1 - G_2)}{k_s} \\ R_{gd} &= \frac{G_2}{k_s} \end{aligned} \quad (4.4.1.15)$$

dove:

- k_s = conduttività termica del terreno [$W \cdot (m \cdot K)^{-1}$];
- G_f, G_1, G_2 = fattori adimensionali, ricavabili tramite abaco in funzione dei numeri di Fourier (4.4.1.16)

RELAZIONE FINALE

$$Fo_f = 4\alpha_s \frac{\tau_f}{d^2}$$
$$Fo_1 = \frac{(4\alpha_s(\tau_f - \tau_1))}{d^2} \quad (4.4.1.16)$$
$$Fo_2 = \frac{(4\alpha_s(\tau_f - \tau_2))}{d^2}$$

dove:

- α_s = diffusività termica del suolo [$m^2 \cdot h^{-1}$], funzione della tipologia del suolo;
- d = diametro esterno della sonda [m];
- τ_f, τ_1, τ_2 = impulsi termici riferiti ad un determinato periodo di tempo come riportato nelle equazioni (4.4.1.17)

$$\tau_1 = 3650 * 86400[s]$$
$$\tau_2 = (3650 + 30) * 86400[s] \quad (4.4.1.17)$$
$$\tau_f = (3650 + 30 + 0,25) * 86400[s]$$

4.4.2. Dimensionamento SGV

Analizzati i metodi di dimensionamento delle sonde geotermiche, si è proceduto alla scelta di quello più idoneo al caso di specie.

Il metodo VDI 4640 non è applicabile perché, come si è già detto, considera solo impianti con potenza termica <30 kW e processi di solo riscaldamento. Per utilizzare il metodo ASHRAE occorrono dati non disponibili per il caso in esame. È stato, pertanto, applicato il metodo IGSHPA.

Per il dimensionamento si è partiti dai consumi di energia elettrica rilevati dal sistema di monitoraggio dell'energia assorbita dalla pompa di calore aria-acqua attualmente installata. I periodi esaminati sono giugno-settembre per il raffrescamento e novembre-marzo per il riscaldamento. Sono stati utilizzati, inoltre, i dati di temperatura dell'ambiente esterno rilevati da una centralina ubicata nella zona prossima all'edificio. Anche questi dati sono stati rilevati con cadenza oraria.

Assunto il valore della temperatura dell'acqua in uscita per ciascuna delle due condizioni (7 °C in condizioni di raffrescamento e 45 °C in condizioni di riscaldamento), è stato determinato il valore del Coefficient Of Performance (COP) e dell'Energy Efficiency Ratio (EER) in funzione della temperatura esterna.

RELAZIONE FINALE

A partire dal COP è stata ricavata (con cadenza oraria) l'energia termica scambiata con l'edificio in riscaldamento:

$$Energia_{utile}[kWh] = COP * Energia_{elettrica_{assorbita}}[kWh]$$

Analogo procedimento è stato seguito a partire dall'EER per ricavare l'energia termica scambiata con l'edificio in raffreddamento.

Sono stati pertanto ricavati i valori orari (Fig. 4.4.2.1) e mensili (Fig. 4.4.2.2) di energia termica scambiata.

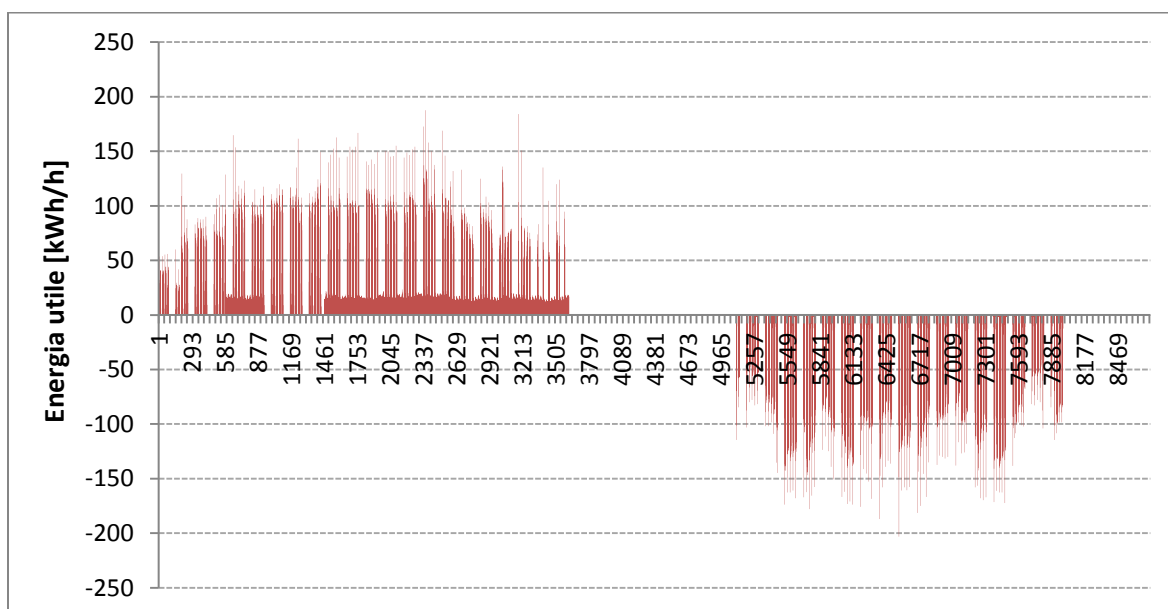


Figura 4.4.2.1. Energia termica oraria.

RELAZIONE FINALE

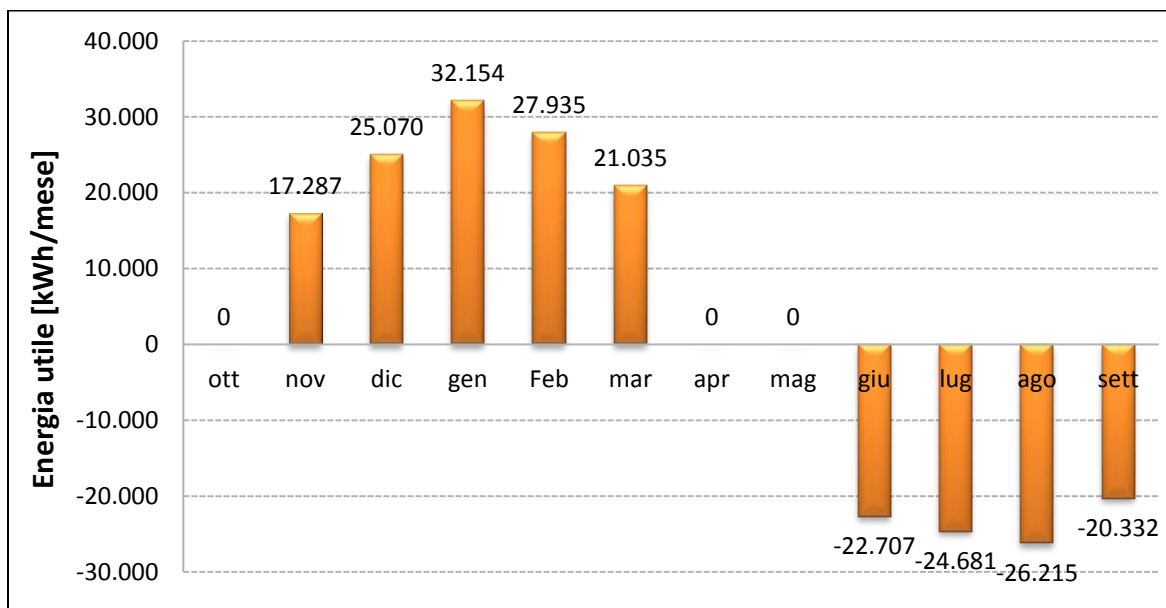


Figura 4.4.2.2. Energia termica mensile.

È stata fatta l'assunzione che il campo di N sonde sia a doppia U e utilizzi tubazioni in poliuretano con diametro esterno di 40 mm e spessore di 3,7 mm.

Per il calcolo della lunghezza totale della tubazione, sono state risolte l'equazione (4.4.1.2) per il riscaldamento e l'equazione (4.4.1.3) per il raffrescamento, scegliendo la lunghezza maggiore tra le due calcolate.

Nell'equazione (4.4.1.2) si assumono i seguenti valori, determinati in funzione della temperatura del terreno:

- $Capacity_{heating} = 187,4 * 10^3 \text{ W}$;
- COP = 5,9;
- $r_0 = 0,02 \text{ m}$;
- $r_i = 0,0326 \text{ m}$;
- $k_p = 0,4 \text{ W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$ (conduttività termica del polietilene, materiale della tubazione);
- $T_{S,min} = -5 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperatura della superficie del suolo assimilata pari alla temperatura minima dell'ambiente nell'arco dell'anno);
- $T_{min} = 1 \text{ }^\circ\text{C}$ (Basta, 2007);
- $PLF_h = 0,34$ (differenza tra ore di utilizzo dell'impianto in un mese (253 h) e le ore presenti in un mese (744 h));

RELAZIONE FINALE

Richiamando l'equazione (4.4.1.4), è possibile calcolare la resistenza della sonda:

$$R_p = \frac{(\ln(\frac{0,02}{0,0326}))}{(2\pi 0,4)} = -0,1944 \text{ m K/W}$$

Richiamando l'equazione (4.4.1.6) e prendendo la diffusività termica del suolo α_s pari a $2,33 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2 \cdot \text{h}^{-1}$ (il terreno nel quale implementare il sistema geotermico risulta, infatti, composto prevalentemente da sabbie, da fini a grossolane, sulla base dell'inquadramento geologico dell'area di indagine, già presentato precedentemente) e il tempo di funzionamento dell'impianto t pari a 11 h, si ottiene:

$$X_{r0} = \frac{0,02}{(2\sqrt{(2,33 * 10^{-3} * 11)})} = 0,062$$

Il valore è interno all'intervallo $0 < X < 1$, dunque il calcolo dell'integrale esponenziale è dato dall'equazione (4.4.1.7):

$$I(X_{r0}) = -\ln \frac{(0,062)^2}{2} - \frac{0,57721566}{2} + 0,99999193 \frac{(0,062)^2}{2} - 0,24991055 \frac{(0,062)^4}{2} + 0,05519968 \frac{(0,062)^6}{2} - 0,00976004 \frac{(0,062)^8}{2} = 2,49$$

Inoltre, richiamando l'equazione (4.4.1.5) e ponendo la conduttività termica del suolo k_s pari a $1,5 \text{ [W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}]$, si calcola la resistenza del suolo:

$$R_s(X) = \frac{(2,49)}{(2 * \pi * 1,5)} = 0,264 \text{ m K/W}$$

È stata, successivamente, calcolata la lunghezza della sonda, mediante l'applicazione dell'equazione (4.4.1.2):

$$L_h = \frac{(187,4 * 10^3 \frac{(5,9 - 1)}{5,9}) (-0,1944 + 0,264 * 0,34)}{(-5 - 1)} = 2715 \text{ m}$$

RELAZIONE FINALE

La lunghezza della tubazione per il soddisfacimento della richiesta energetica per il processo di riscaldamento è pari a 2.714 m; occorre, poi, calcolare la lunghezza per il processo di raffreddamento e scegliere, infine, la lunghezza maggiore tra le due.

Per il calcolo della lunghezza in condizioni di raffreddamento si utilizza l'equazione (4.4.1.2), dove sono stati assunti i seguenti valori:

- Capacity_{cooling} = 203,25 * 10³ W;
- COP = 6,7;
- r₀ = 0,02 m;
- r_i = 0,0326 m;
- k_p = 0,4 W·(m·K)⁻¹ (conduttività termica del polietilene, scelto per la tubazione);
- T_{S,max} = 43 °C (temperatura della superficie del suolo assimilata pari alla temperatura massima dell'ambiente nell'arco dell'anno);
- T_{max} = 36 °C (Basta, 2007);
- PLF_c = 0,34 (differenza tra le ore di utilizzo dell'impianto in un mese (253 h) e le ore presenti in un mese (744 h)).

Richiamando l'equazione (4.4.1.4), è stata calcolata la resistenza della sonda:

$$R_p = \frac{\ln\left(\frac{0,02}{0,0326}\right)}{(2\pi 0,4)} = -0,1944 \text{ m K/W}$$

Richiamando l'equazione (4.4.1.6) e assumendo la diffusività termica del suolo α_s pari a 2,33·10⁻³ m²·h⁻¹ (il terreno nel quale implementare il sistema geotermico risulta, come già detto, composto prevalentemente da sabbie, da fini a grossolane) e il tempo di funzionamento dell'impianto t pari a 11 h, si ottiene:

$$X_{r0} = \frac{0,02}{(2\sqrt{(2,33 * 10^{-3} * 11)})} = 0,062$$

Il valore ottenuto è compreso nell'intervallo 0 < X < 1; dunque, il calcolo dell'integrale

RELAZIONE FINALE

esponenziale è dato dall'equazione (4.4.1.7):

$$I(X_{r0}) = -\ln \frac{(0,062)^2}{2} - \frac{0,57721566}{2} + 0,99999193 \frac{(0,062)^2}{2} - 0,24991055 \frac{(0,062)^4}{2} + 0,05519968 \frac{(0,062)^6}{2} - 0,00976004 \frac{(0,062)^8}{2} = 2,49$$

Inoltre, richiamando l'equazione (4.4.1.5) e ponendo la conduttività termica del suolo ks pari a $1,5 \text{ W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$, è stata calcolata la resistenza del suolo:

$$R_s(X) = \frac{(2,49)}{(2 * \pi * 1,5)} = 0,264 \text{ m K/W}$$

La lunghezza della sonda è stata determinata mediante l'equazione (4.4.1.2), nella quale sono noti tutti i termini:

$$L_c = \frac{(203,25 * 10^3 \frac{(6,7 - 1)}{6,7} (-0,1944 + 0,264 * 0,34))}{(36 - 43)} = 2585 \text{ m}$$

La lunghezza maggiore è quella relativa al processo di riscaldamento, necessaria per la climatizzazione nel periodo invernale, ed è pari a 2'715 m. Pertanto il campo delle sonde geotermiche sarà uguale a:

- Numero delle sonde, $N = 7$;
- Tipologia di tubazione = doppia U;
- Altezza = 97 m;
- Diametro = 40 mm;
- Spessore = 3,7 mm.

4.4.3. Dimensionamento sonda ad acqua di falda

Per la progettazione della sonda geotermica ad acqua di falda occorre tenere in considerazione diversi fattori legati, fra l'altro, alle caratteristiche dell'acquifero intercettato, non solo dal punto di vista idraulico, ma anche sotto il profilo termico e chimico, alla fattibilità di reimmissione delle acque emunte all'interno dell'acquifero considerato o, comunque, di scarico dell'acqua di processo nel rispetto della legislazione e della normativa in materia.

Con le sonde geotermiche ad acqua di falda (GWHP), l'acqua emunta da un pozzo può trovare utilizzo nei processi di scambio termico secondo due diverse modalità:

- Sistema diretto: lo scambio termico fra l'acqua sotterranea e lo scambiatore della pompa di calore avviene direttamente. Tale tipologia di scambio termico è adoperata soprattutto nelle applicazioni di piccola taglia e quando la composizione chimica dell'acqua di falda presenta concentrazioni basse di sali disciolti, così da evitare fenomeni di incrostazione e corrosione delle parti a contatto con l'acqua (scambiatore della pompa di calore) e conseguenti malfunzionamenti dell'impianto;
- Sistema indiretto: lo scambio termico con l'acqua di falda avviene mediante uno scambiatore a piastre che va a interporre fra la sonda e lo scambiatore della pompa di calore. Tale configurazione si verifica quando le acque sotterranee emunte non presentano un chimismo favorevole al contatto diretto fra l'acqua e lo scambiatore della pompa di calore (concentrazioni di sali disciolti elevata, pH non prossimo alla neutralità, etc.). In questa configurazione, maggiormente diffusa rispetto alla precedente, lo scambiatore a piastre isola idraulicamente la pompa di calore dall'acqua di falda e ne previene il deterioramento legato al chimismo idrico, consentendo, però, allo stesso tempo, lo scambio termico.

In base a quanto riportato in letteratura (Kavanaugh & Rafferty, 1997) esistono particolari condizioni che risultano essere sfavorevoli al sistema diretto e che, pertanto, conducono all'adozione del sistema indiretto di scambio termico (Tab. 4.4.3.1).

RELAZIONE FINALE

Parametro	Valori normali	Problematiche
pH	6÷8,5	pH acido: corrosioni pH basico: incrostazioni
Solidi totali disciolti	200÷1000 ppm	Problemi d'esercizio nel pozzo
Fe ²⁺ , Fe ³⁺ , Mn	Fe ≤ 0,5 ppm Mn ≤ 0,25 ppm	Fe > 0,5 ppm e Mn > 0,25 ppm possono condurre a deposizione di ossidi
Ca, Mg, SO ₄	variabili	Possono avere luogo incrostazioni
Cloro	6÷20 ppm	Effetto catalitico sul fenomeno della corrosione dell'acciaio
HCO ₃	variabili	Dipendente da CO ₂ e pH, per valori > 100 ppm ad un pH<8 occorre mantenere il sistema in pressione per evitare che la CO ₂ non resti in soluzione
CO ₂	< 50 ppm	Dipendente da CO ₂ e pH, per valori > 100 ppm ad un pH<8 occorre mantenere il sistema in pressione per evitare che la CO ₂ non resti in soluzione
H ₂ S	< 0,5 ppm	Effetti aggressivi su Cu, Ni e loro leghe
O ₂	< 2 ppm	Acceleratore dei fenomeni di precipitazione di Fe e Mn e di corrosione dell'acciaio

Tabella 4.4.3.1. Valori normali dei principali parametri chimici delle acque sotterranee per l'utilizzo nella climatizzazione a sonda geotermica a bassa entalpia e problematiche a essi connesse (Da Kavanaugh e Rafferty, 1997).

Per ciascuna delle due configurazioni, il sistema sarà dotato di almeno un'elettropompa che serve a distribuire il fluido vettore nel circuito primario.

La prevalenza della pompa dovrà essere in grado di vincere le perdite di carico, distribuite e concentrate, ed eventuali dislivelli, nel circuito idrico.

Inoltre, la pompa deve essere in grado di elaborare la portata d'acqua richiesta dalla pompa di calore a cui è collegata, in modo da garantire lo scambio termico necessario.

RELAZIONE FINALE

Inoltre, la pompa deve essere in grado di elaborare la portata d'acqua richiesta dalla pompa di calore cui è collegata, in modo da garantire lo scambio termico necessario. Tale portata dipende dalla temperatura dell'acqua sotterranea, dal salto di temperatura tra ingresso e uscita dalla pompa di calore e, eventualmente, dalle caratteristiche dello scambiatore intermedio. Sulla base di quanto indicato in letteratura (Kavanaugh e Rafferty, 1997), il dimensionamento ottimale si realizza nella maggior parte delle applicazioni con portate variabili nel range $0,018 \div 0,045 \text{ l} \cdot (\text{s kW})^{-1}$ nell'acqua di falda e nel range $0,045 \div 0,054 \text{ l} \cdot (\text{s kW})^{-1}$ al lato dello scambiatore intermedio.

Le equazioni che governano la portata richiesta sono:

- Riscaldamento:

$$\begin{aligned}
 P_{PH} &= P_{GEOH} + P_{EL} = C_p \cdot Q_H \cdot \Delta T + P_{EL} = C_p \cdot Q_H \cdot (T_{H_2O_{in}} - T_{H_2O_{out}}) + \frac{P_{PH}}{COP} \\
 &\Rightarrow \\
 \Rightarrow P_{PH} - \frac{P_{PH}}{COP} &= C_p \cdot Q_H \cdot (T_{H_2O_{in}} - T_{H_2O_{out}}) \Rightarrow \\
 \Rightarrow \frac{COP-1}{COP} \cdot P_{PH} &= C_p \cdot Q_H \cdot (T_{H_2O_{in}} - T_{H_2O_{out}}) \Rightarrow \\
 \Rightarrow Q_H &= \frac{P_{PH}}{C_p \cdot (T_{H_2O_{in}} - T_{H_2O_{out}})} \cdot \frac{COP-1}{COP}
 \end{aligned}$$

- Raffrescamento:

$$\begin{aligned}
 P_{PC} &= P_{GEOC} + P_{EL} = C_p \cdot Q_C \cdot \Delta T + P_{EL} = C_p \cdot Q_C \cdot (T_{H_2O_{out}} - T_{H_2O_{in}}) + \frac{P_{PC}}{COP} \\
 &\Rightarrow \\
 \Rightarrow P_{PC} - \frac{P_{PC}}{COP} &= C_p \cdot Q_C \cdot (T_{H_2O_{out}} - T_{H_2O_{in}}) \Rightarrow \\
 \Rightarrow \frac{COP-1}{COP} \cdot P_{PC} &= C_p \cdot Q_C \cdot (T_{H_2O_{out}} - T_{H_2O_{in}}) \Rightarrow \\
 \Rightarrow Q_C &= \frac{P_{PC}}{C_p \cdot (T_{H_2O_{out}} - T_{H_2O_{in}})} \cdot \frac{COP-1}{COP}
 \end{aligned}$$

RELAZIONE FINALE

dove:

- P_{PH}, P_{PC} = potenze di picco per riscaldamento e raffrescamento [W]
- P_{GEOH}, P_{GEOC} = potenze prelevate o immesse tramite acqua di falda [W]
- P_{EL} = potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore [W]
- C_p = calore specifico dell'acqua di falda a pressione costante [$\text{kJ} \cdot (\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})^{-1}$]
- Q_H, Q_C = portata dell'acqua di falda necessaria in riscaldamento e raffrescamento [$\text{l} \cdot \text{h}^{-1}$]
- $T_{H_2O_{in}}$ = temperatura dell'acqua di falda in input alla pompa di calore [$^\circ\text{C}$]
- $T_{H_2O_{out}}$ = temperatura dell'acqua di falda in output dalla pompa di calore [$^\circ\text{C}$]
- COP, EER = coefficienti di performance in riscaldamento e raffrescamento

Nel caso in esame le portate di acqua richieste dalla pompa di calore sono, rispettivamente, pari a:

- In riscaldamento: 24.540 l/h;
- In raffrescamento: 29.130 l/h.

La pompa a servizio del circuito dovrà essere in grado di fornire la portata massima tra le precedenti, vale a dire 29.130 l/h.

4.5. Micro-grid

Una *micro-grid* è definibile come un gruppo localizzato di fonti di produzione energetica e di accumulo, che normalmente opera connesso ed in sincronia con la rete elettrica, ma che può essere funzionare autonomamente, in base a determinate condizioni fisiche ed economiche.

Caratteristica principale di una *micro-grid* è quella di integrare diverse risorse di generazione distribuita, in particolare quelle derivanti da fonti di energie rinnovabili.

Nel caso di specie il sistema di produzione e di utilizzazione dell'energia sarà costituito dai seguenti componenti:

RELAZIONE FINALE

- Impianto fotovoltaico;
- Pompa di calore;
- Utilities (impianto di illuminazione, ACS, etc.);
- Accumulo elettrico;
- Rete elettrica.

Tale *micro-grid* avrà un sistema di gestione *smart* che ne governerà il funzionamento dal punto di vista energetico, al fine di ottimizzare produzione e consumi, privilegiando l'autoconsumo di energia elettrica.

In particolare la logica di funzionamento sarà la seguente:

- Privilegiare l'utilizzo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico;
- Massimizzare l'utilizzo dell'energia autoprodotta (autoconsumo);
- Minimizzare l'energia prelevata dalla rete;
- In caso di sovrapproduzione del fotovoltaico, l'energia deve essere inviata all'accumulo elettrico;
- Precedenza all'accumulo delle batterie rispetto alla ricarica dei veicoli;
- L'energia sovrapprodotta deve essere immessa in rete solo dopo la saturazione del sistema di accumulo (batterie e veicoli);
- In caso di consumi maggiori rispetto alla produzione da FER, deve essere privilegiata l'energia accumulata e, solo poi, quella proveniente dalla rete;
- Gestione delle utilities, al fine di spostare il funzionamento di determinati componenti nelle ore in cui si prevede di avere sovrapproduzione dell'impianto fotovoltaico.

5. Analisi economica ed ambientale

5.1. Introduzione

Effettuata la valutazione tecnica delle soluzioni impiantistiche proposte, si procederà allo studio della loro sostenibilità dal punto di vista sia economico sia ambientale, valutando, infine, la soluzione ottimale come quella che presenta le migliori prestazioni sotto tutti i suddetti punti di vista.

5.2. Analisi economica

Per verificare la convenienza economica degli interventi proposti è stata effettuata un'analisi economica del tipo costi-ricavi di ciascuno di essi.

Per definizione, i costi di un impianto possono essere classificati in base al tempo in cui si manifestano, e pertanto possono sostanzialmente appartenere alle seguenti tipologie:

- **impianto:** sono i costi che bisogna sostenere per la realizzazione di un'opera, sono posizionati all'anno 0;
- **esercizio:** sono i costi che annualmente bisogna sopportare per il funzionamento ed il mantenimento (es. costi di manutenzione) dell'impianto;
- **dismissione:** sono necessari per lo smaltimento dell'impianto, si verificano alla fine della sua vita utile.

Di segno opposto saranno i ricavi, che, a partire dall'anno 1, sono percepiti da chi ha gestisce l'impianto.

La presente analisi è stata effettuata al lordo delle tasse, analizzando solamente i flussi di cassa, e considerando costi e ricavi complessivi posizionati alla fine di ciascun anno. Per confrontare i flussi che si verificano in anni differenti, questi verranno attualizzati all'anno 0 tramite il tasso di attualizzazione.

RELAZIONE FINALE

Le analisi verranno effettuate sia in assenza di eventuali incentivazioni pubbliche sia, quando possibile, considerando il regime incentivante migliore applicabile al caso specifico.

Saranno valutati i seguenti parametri economici:

- Valore Attuale Netto (VAN);
- Pay Back Time (PBT).

Nella seguente Tabella 5.2.1 sono riportati i parametri utilizzati per la presente analisi economica.

Grandezza	Valore
Costo energia [€/kWh]	0,18
Prezzo energia immessa in rete [€/kWh]	0,12
Tasso di attualizzazione [%]	2,0

Tabella 5.2.1. Parametri analisi economica.

5.2.1. Impianto fotovoltaico

I costi di esercizio per l'impianto in oggetto sono i seguenti:

- manutenzione ordinaria (annuale);
- assicurazione contro mancata produzione (annuale);
- manutenzione straordinaria: al 10° anno si effettuerà la sostituzione degli inverter;
- dismissione e smaltimento alla fine della sua vita utile (20° anno).

In questo caso bisognerà inoltre calcolare i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica immessa in rete.

Nella seguente Tabella 5.2.1.1 si riportano i parametri utilizzati per l'analisi economica dell'intervento.

RELAZIONE FINALE

Grandezza	Valore
Costo unitario energia – autoconsumo [€/kWh]	0,18
Risparmio energia autoconsumo [€/anno]	14.069
Costo unitario energia – immessa in rete [€/kWh]	0,12
Ricavo energia immessa in rete [€/anno]	4.426
Costo acquisto energia – immessa in rete [€/anno]	6.771
Costo impianto [€]	110.000
Costo manutenzione ordinaria [€/anno]	550
Costo manutenzione straordinaria – 10° anno [€/anno]	20.000
Costo assicurazione [€/anno]	550
Costo dismissione [€]	8.250

Tabella 5.2.1.1. Parametri analisi economica.

Dall'analisi del seguente grafico (Fig. 5.2.1.1) si ricava che il VAN dell'investimento è pari a circa € 42.000, con un PBT tra i 13 e i 14 anni.

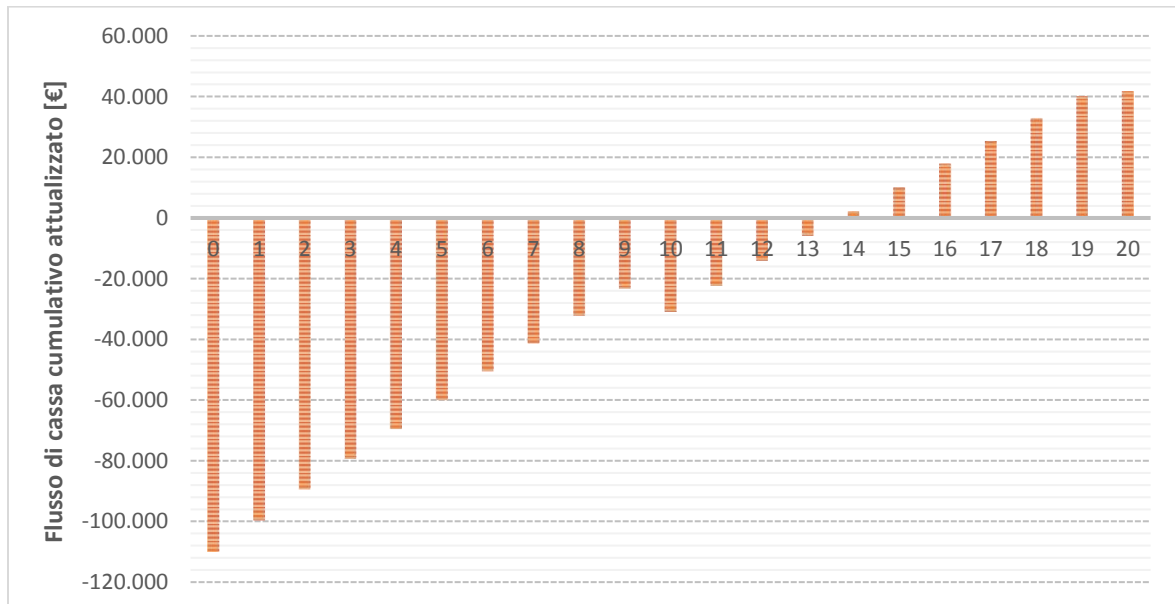


Figura 5.2.1.1. Diagramma dei flussi di cassa attualizzati.

5.2.2. Accumulo

Verrà analizzata la soluzione in cui l'accumulo di capacità pari a 100 kWh viene effettuato tramite batterie.

La presenza dell'accumulo elettrico determina un aumento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene autoconsumata. Questo determina una riduzione dei costi conseguenti all'acquisto di energia dalla rete, ma anche una riduzione dei ricavi dovuti alla vendita dell'energia immessa in rete. Poiché il prezzo di acquisto dell'energia dalla rete risulta essere maggiore rispetto al prezzo unitario di quella venduta, l'utilizzo dell'accumulo elettrico determina un effetto economicamente positivo.

In merito ai costi, bisognerà valutare:

- manutenzione straordinaria: al 10° anno si effettuerà la sostituzione delle batterie;
- dismissione e smaltimento alla fine della sua vita utile (20° anno).

Nella seguente Tabella 5.2.2.1 sono riportati i parametri utilizzati per l'analisi tecnico-economica.

Grandezza	Valore
Costo energia – autoconsumo [€/kWh]	0,18
Ricavo energia immessa in rete – senza accumulo [€/anno]	4.426
Ricavo energia immessa in rete – con accumulo [€/anno]	2.578
Costo acquisto energia dalla rete- senza accumulo [€/anno]	20.420
Costo acquisto energia dalla rete- senza accumulo [€/anno]	17.595
Costo intervento [€]	50.000
Costo manutenzione straordinaria [€/anno]	12.500

Tabella 5.2.2.1. Parametri analisi tecnico-economica.

Dall'analisi effettuata risulta che l'investimento per l'intervento proposto presenta un VAN negativo (Fig. 5.2.2.1).

RELAZIONE FINALE

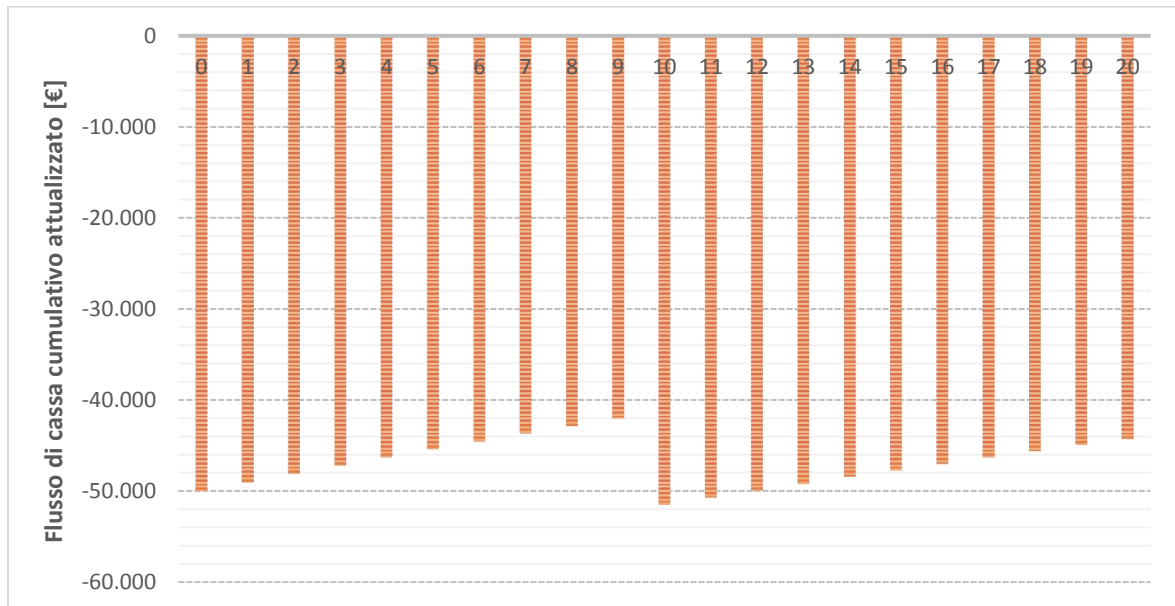


Figura 5.2.2.1. Risultato analisi economica.

5.2.3. Pompa di calore acqua-acqua e sonda geotermica

L'attuale pompa di calore del tipo aria-acqua può essere sostituita con una pompa di calore del tipo acqua-acqua accoppiata con una sonda geotermica, del tipo verticale immersa nel terreno oppure ad acqua di falda.

I costi dell'investimento saranno i seguenti:

- impianto: costo della sonda geotermica, del sistema di pompaggio e della pompa di calore;
- esercizio: costi di manutenzione dell'impianto e di energia elettrica per la circolazione della miscela di acqua e glicole nel circuito primario.

I costi d'impianto nel caso di sonda verticale immersa nel terreno saranno da imputare alla trivellazione del terreno, mentre nel caso di sonda ad acqua di falda, essendo il pozzo disponibile, sarà considerato il solo costo dello scambiatore di calore intermedio tra sonda e pompa di calore.

RELAZIONE FINALE

L'analisi economica è stata condotta sia in assenza di incentivi sia in presenza della detrazione del 65% dovuta per interventi di efficientamento energetico. In tal caso, il 65% del costo d'impianto viene restituito in 10 rate annuali di pari importo ciascuna. Nella seguente Tabella 5.2.3.1 sono riportati i parametri utilizzati per l'analisi tecnico-economica.

Grandezza	Valore
Costo energia - senza sonda geotermica [€/anno]	10.291
Costo energia - con sonda geotermica [€/anno]	6.872
Costo trivellazione [€/m]	50
Costo impianto [€]	166.750
Costo esercizio [€/anno]	417
Percentuale detrazione [%]	65
Anni rata detrazione [anni]	10
Rata annua [€/anno]	10.839

Tabella 5.2.3.1. Parametri analisi tecnico-economica.

Dall'analisi effettuata risulta che per la sonda geotermica verticale immersa nel terreno, senza e con incentivo, l'investimento per l'intervento proposto presenta un VAN negativo (Fig. 5.2.3.1-2). In questo caso la trivellazione incide in maniera negativa sul ritorno dell'investimento a causa del suo elevato costo.

RELAZIONE FINALE

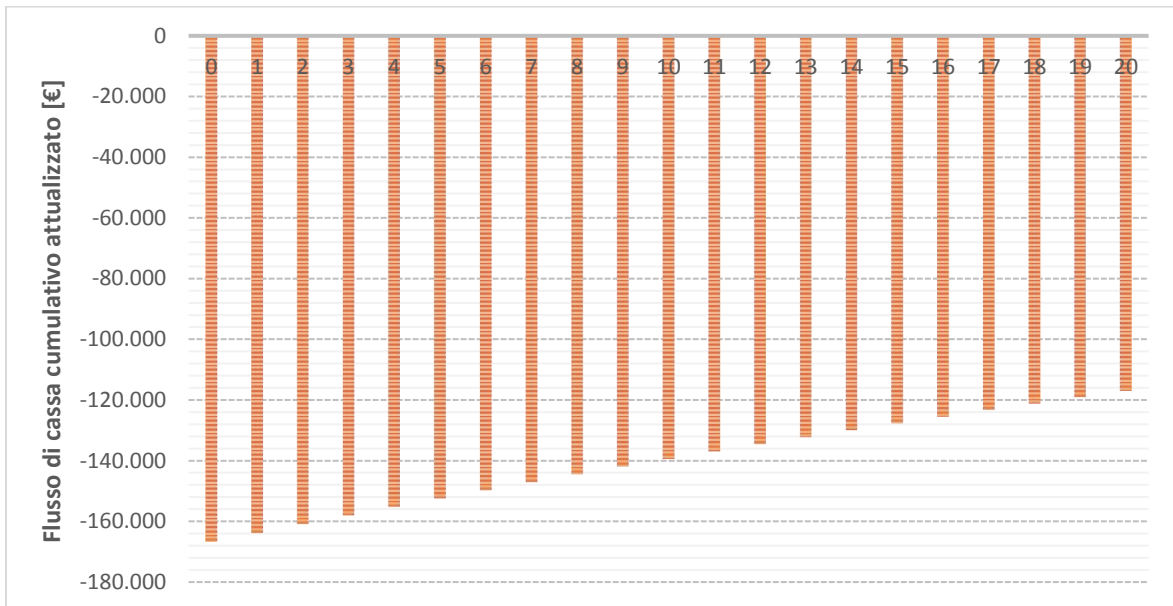


Figura 5.2.3.1. Risultato analisi economica (SGV – senza incentivi).

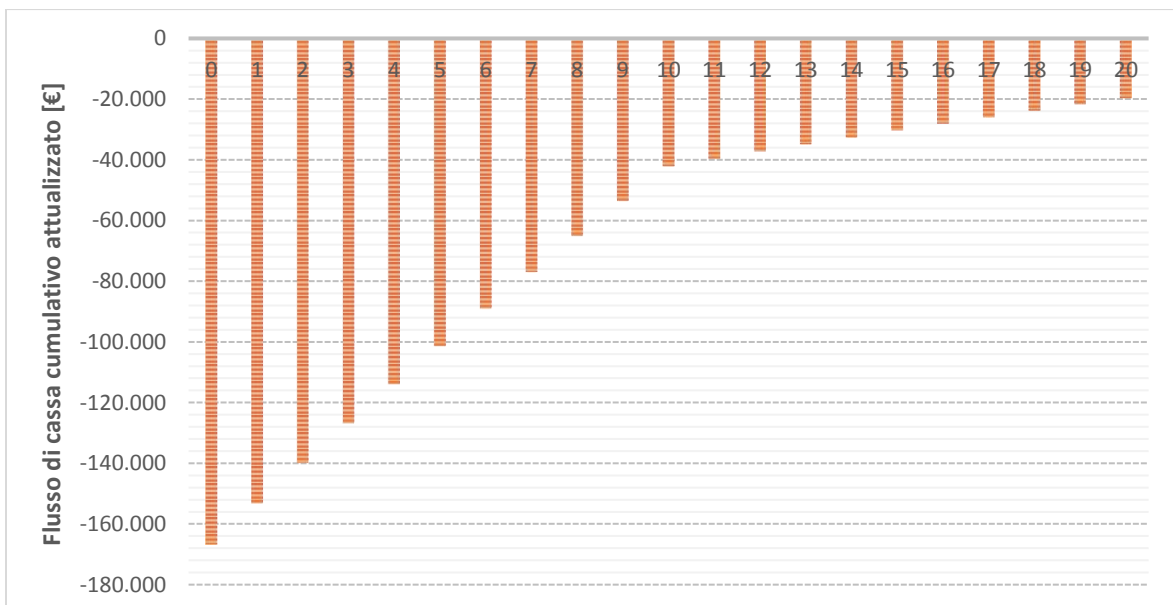


Figura 5.2.3.2. Risultato analisi economica (SGV – con incentivi).

Analogamente al caso precedente, è stata effettuata un'analisi economica anche per la soluzione con sonda ad acqua di falda, con e senza incentivo (Tab. 5.2.3.2). In questo caso si nota che pur in assenza di incentivo l'intervento risulta avere un VAN di circa € 33.700 e un PBT di 9 anni (Fig. 5.2.3.4). Le prestazioni economiche in caso di incentivo migliorano, portando il VAN a € 55.000, con un PBT di circa 6 anni (Fig. 5.2.3.4). A

RELAZIONE FINALE

differenza del caso di sonda immersa nel terreno, in questo caso è assente il costo di trivellazione. Inoltre, è da rilevare che i valori di COP ed EER risultano essere maggiori rispetto al caso precedente.

Grandezza	Valore
Costo energia – senza sonda geotermica [€/anno]	10.291
Costo energia – con sonda geotermica [€/anno]	5.908
Costo impianto [€]	37.000
Costo esercizio [€/anno]	93
Percentuale detrazione [%]	65
Anni rata detrazione [anni]	10
Rata annua [€/anno]	2.405

Tabella 5.2.3.2. Parametri analisi tecnico-economica.

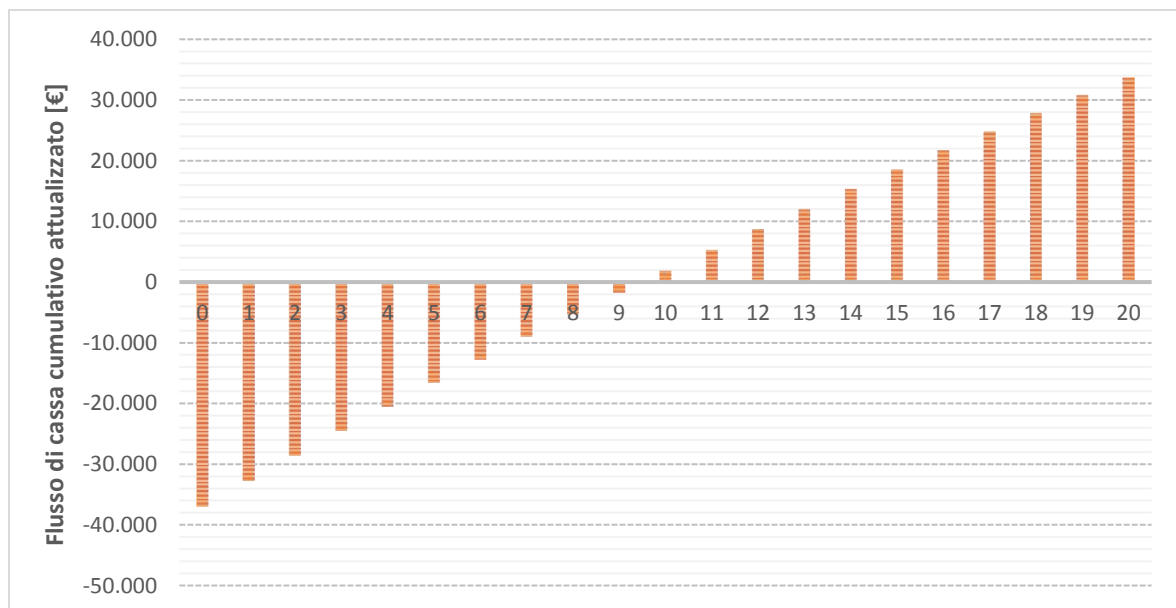


Figura 5.2.3.3. Risultato analisi economica (SG ad acqua di falda – senza incentivi).

RELAZIONE FINALE

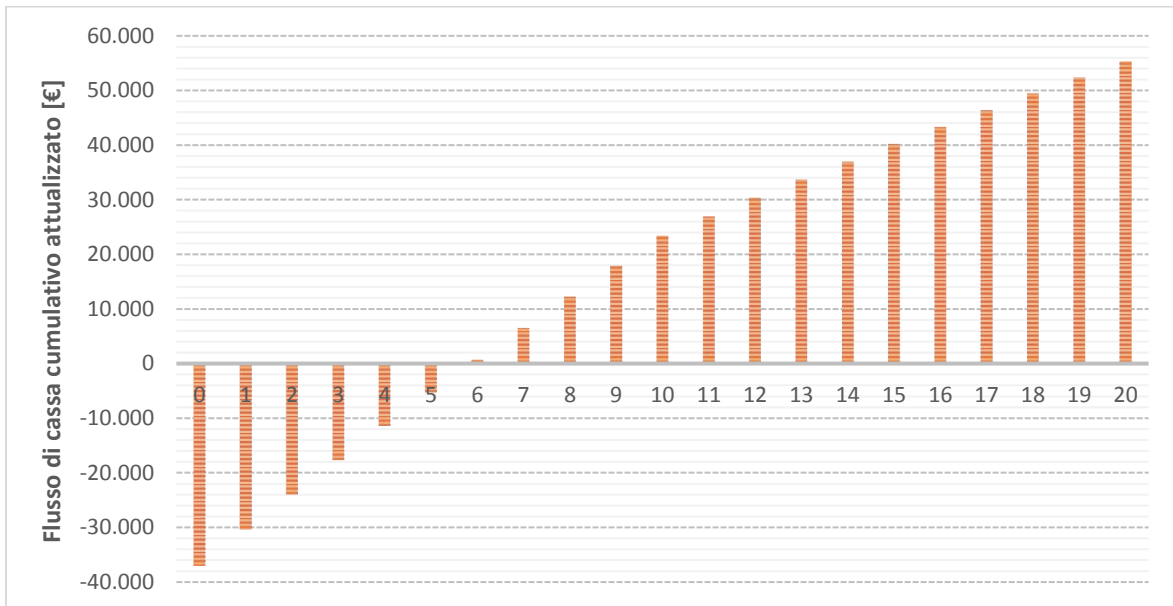


Figura 5.2.3.4. Risultato analisi economica (SG ad acqua di falda – con incentivi).

5.3. Life Cycle Analysis

L'analisi degli impatti ambientali del sistema di climatizzazione dato da una pompa di calore accoppiata a una sonda geotermica proposto è stata condotta mediante applicazione dell'approccio LCA, già descritto in precedenza (Capitolo 1). In particolare, le valutazioni sono state effettuate su configurazioni diverse:

- configurazione attuale, rappresentata da una pompa di calore aria-acqua;
- configurazione con pompa di calore acqua-acqua accoppiata con una sonda geotermica ad acqua di falda;
- configurazione con pompa di calore acqua-acqua accoppiata con una sonda geotermica immersa nel terreno.

L'unità funzionale prescelta per la LCA di tipo "cradle to grave" (dalla culla alla tomba) è 1 kWh di energia termica utile.

L'inventario dei flussi di materia ed energia ha incluso la produzione, l'utilizzo e il fine vita del sistema, la produzione, l'utilizzo e il fine vita del materiale usato per il riempimento del foro nel quale alloggiare la sonda geotermica e lo smaltimento dei

RELAZIONE FINALE

rifiuti generati in tutte le varie fasi. Sono stati inclusi anche i processi relativi alla produzione dei combustibili usati in tutte le fasi summenzionate.

I parametri relativi alla pompa di calore sono i dati di dimensionamento del sistema geotermico rispetto al caso in esame, già presentati precedentemente (potenza, numero di ore di funzionamento annuo, vita utile dell'impianto, produzione annua, etc.).

L'obiettivo dell'analisi consiste sia nella quantificazione dell'entità degli impatti sull'ambiente generati nel ciclo di vita dell'impianto di climatizzazione geotermico, sia nella definizione della configurazione più sostenibile dal punto di vista ambientale fra i tre scenari sopra menzionati.

L'inventario dei flussi di materia ed energia (LCI, fase 2 di LCA) è stato realizzato con l'ausilio del software GEMIS v.4.9, contenente prodotti e processi relativi a sistemi energetici.

I dati di inventario, relativi agli input (materiali ed energetici) e agli output (emissioni in aria, acqua e suolo, produzione di rifiuti di varia natura) sono stati importati nel software di analisi degli impatti OpenLCA v. 1.3, al fine di effettuare l'analisi degli impatti (LCIA, fase 3 di LCA). Sotto il profilo del consumo di energia elettrica proveniente dalla rete, è stato considerato il mix energetico italiano con proiezione al 2020.

Sono stati utilizzati i seguenti metodi di analisi degli impatti:

- ReCiPe (livello di midpoint, approccio gerarchico H);
- Eco-indicator 99 H;
- CML Baseline.

Di seguito sono riportati i risultati dei tre metodi LCIA considerati, per ciascuno dei tre scenari di climatizzazione. Successivamente, saranno discusse le principali differenze fra i tre sistemi rispetto alle categorie di impatto ritenute maggiormente significative.

5.3.1. Scenario attuale

Gli impatti ambientali sulle categorie di impatto considerate nel metodo ReCiPe sono riportati in Tabella 5.3.1.1.

RELAZIONE FINALE

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Cambiamento Climatico	kg CO ₂ eq	0,51
Consumo di risorse fossili	kg petrolio eq	0,08
Ecotossicità delle acque dolci	kg 1,4-DB eq	6,08E-09
Eutrofizzazione delle acque dolci	kg P eq	3,55E-09
Tossicità per l'uomo	kg 1,4-DB eq	2,58E-04
Ecotossicità marina	kg 1,4-DB eq	6,92E-07
Eutrofizzazione marina	kg N eq	2,64E-05
Formazione di particolato solido	kg PM ₁₀ eq	1,82E-04
Formazione di smog fotochimico	kg NMVOC	7,40E-04
Acidificazione terrestre	kg SO ₂ eq	5,59E-04
Ecotossicità terrestre	kg 1,4-DB eq	4,53E-08
Esaurimento della risorsa idrica	m ³	1,14E-03

Tabella 5.3.1.1. Impatti ambientali sulle categorie di impatto del metodo ReCiPe (scenario attuale di climatizzazione).

Per quanto riguarda la categoria di Cambiamento Climatico, l'impatto ambientale è di circa 0,5 kg di CO₂ eq per kWh_t prodotto.

Il flusso che contribuisce maggiormente a tale categoria di impatto è la CO₂ (95,3%), seguito dal metano (3,64%).

La categoria Consumo di Risorse Fossili presenta un impatto di circa 0,08 kg di petrolio equivalente, al quale contribuisce principalmente l'utilizzo di gas naturale nei processi produttivi a monte delle fasi operative del sistema (96,22%), mentre l'utilizzo del petrolio rappresenta il 3,12%.

L'impatto sulla categoria Ecotossicità delle acque dolci è dato per il 76,88% dalle emissioni di Nichel, per il 19,59% da quelle di Mercurio, per il 2,36% residuo da emissioni di Arsenico e Piombo e la quota residua da emissioni irrilevanti.

L'impatto sulla categoria Eutrofizzazione delle acque dolci è dovuto per la totalità dalle emissioni di Fosforo in acque superficiali.

La categoria di impatto Tossicità per l'uomo presenta un impatto di 1,64E-4 kg 1,4-DB eq ed è dovuto per il 71,97% alle emissioni di Piombo, per il 10,37% al Mercurio, per il

RELAZIONE FINALE

9,53% alle emissioni di Arsenico e per il 4,55% al Cadmio (sono tutte emissioni in aria). La quota residua è data soprattutto HF, diossine e Nichel emessi in aria.

L'impatto prodotto sulla categoria Ecotossicità Marina è determinato da emissioni di Nichel (47,83%) e Mercurio (44,97%) in aria; l'impatto residuo è dato da varie emissioni in aria e in acqua.

La categoria Eutrofizzazione Marina mostra un impatto generato quasi esclusivamente dagli NO_x (97,12%) in aria, con un piccolo contributo di emissioni di ammoniaca in aria e Azoto in acqua.

L'impatto sulla categoria Formazione di particolato solido è prodotto per il 79,75% dalle emissioni di NO_x, per il 18,81% da SO₂, e per l'1,44% dall'ammoniaca (emissioni in aria).

L'impatto generato sulla categoria Formazione di Smog Fotochimico è dovuto principalmente alle emissioni di NO_x; la quota rimanente dell'impatto su tale categoria è data da NMVOC, CO, SO₂, metano.

La categoria Acidificazione terrestre mostra un impatto prodotto per il 65,88% dagli NO_x, per il 30,53% dall'SO₂ e per il 3,59% dall'ammoniaca.

Gli impatti sulla categoria Ecotossicità terrestre sono dovuti per l'82,03% alle emissioni di Mercurio in aria, per il 14,69% alle emissioni di Nichel in aria e per la quota rimanente ad altre emissioni in aria e in acqua.

L'esaurimento della risorsa idrica è correlato all'acqua usata nei processi.

Il metodo Eco-indicator 99 è di tipo endpoint, pertanto valuta il danno potenziale generato su tre Aree di protezione (AoP, *Areas of Protection*): Salute Umana, Ecosistemi e Risorse. I risultati principali sono riassunti in Tabella 5.3.1.2.

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Ecosistemi - totale	PDF*m ² *anno ⁵	4.06E-03
Qualità degli Ecosistemi – Acidificazione ed Eutrofizzazione	PDF*m ² *anno	4.06E-03

⁵ PDF (Potentially Disappeared Fraction) è la frazione che potenzialmente scompare ogni anno per unità di superficie ed è riferita alla perdita di biodiversità, identificata come danno agli ecosistemi da impatti ambientali come l'eutrofizzazione o l'acidificazione.

RELAZIONE FINALE

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Qualità degli Ecosistemi - Ecotossicità	PDF*m ² *anno	1.56E-09
Salute Umana - totale	DALY	1.75E-07
Salute Umana - Cancerogeni	DALY ⁶	2.11E-12
Salute Umana - Cambiamento Climatico	DALY	1.06E-07
Salute Umana - Effetti respiratori causati da sostanze inorganiche	DALY	6.84E-08
Salute Umana - Effetti respiratori causati da sostanze organiche	DALY	6.42E-11

Tabella 5.3.1.2. Impatti del metodo LCIA Eco-indicator 99 H (scenario attuale di climatizzazione).

Il danno sulla Salute Umana è generato prioritariamente dalla categoria Cambiamento climatico, causato quasi esclusivamente dalle emissioni di CO₂ (95,76%). La ripartizione fra i flussi contribuenti al danno sulla salute umana è: 58,28% CO₂, 33,37% NO_x, 5,33% SO₂, 1,87% metano.

Il danno sulla salute umana legato agli effetti respiratori da sostanze inorganiche è dovuto per l'85,35% agli NO_x, al 13,63% all'SO₂ e all'1,02% all'ammoniaca (emissioni in aria). Per quanto riguarda, invece, gli effetti respiratori da sostanze organiche, il danno sulla salute umana è dato per l'85,24% agli NMVOC (idrocarburi non metanici) e per il 14,76% dal metano.

Il danno generato da emissioni di cancerogeni è dovuto quasi totalmente all'emissione di diossine in aria (99,94%).

Nella categoria Ecosistemi, invece, la ripartizione dei danni potenziali è la seguente: 92,49% NO_x, 4,37% SO₂, 3,14% emissioni di ammoniaca in acqua; il danno di entità maggiore generato sugli ecosistemi è quello dovuto ad acidificazione ed

⁶ DALY (Disability Adjusted Life Year) è il numero di anni potenzialmente persi a causa di una malattia, disabilità o morte prematura, dovute a danni sulla salute umana generati da impatti ambientali come l'emissione nell'ambiente di sostanze cancerogene.

RELAZIONE FINALE

eutrofizzazione delle acque. L'impatto correlato all'ecotossicità dipende quasi esclusivamente dalle emissioni di diossine in aria (99,66%).

Gli impatti sulle categorie del metodo CML Baseline sono riportati in Tabella 5.3.1.3.

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Acidificazione potenziale	kg SO ₂ eq.	5.47E-04
Cambiamento Climatico - GWP100	kg CO ₂ eq.	0.51
Riduzione di risorse abiotiche – combustibili fossili	MJ	3.73
Eutrofizzazione	kg PO ₄ --- eq.	9.54E-05
Ecotossicità delle acque dolci	kg 1,4-diclorobenzene eq.	6.36E-06
Tossicità per l'uomo	kg 1,4-diclorobenzene eq.	3.80E-03
Ecotossicità marina	kg 1,4-diclorobenzene eq.	38.69
Ossidazione fotochimica	kg etilene eq.	2.3E-05
Ecotossicità terrestre	kg 1,4-diclorobenzene eq.	1.84E-05

Tabella 5.3.1.3. Impatti ambientali sulle categorie del metodo CML Baseline (scenario attuale di climatizzazione).

L'impatto sulla categoria Acidificazione potenziale è generato per il 60,15% dalle emissioni di NO_x, per il 37,45% da quelle di SO₂ e per il 2,40% dall'ammoniaca (emissioni in aria).

L'impatto sulla categoria Cambiamento Climatico è numericamente identico a quello del metodo ReCiPe, ma i flussi che contribuiscono a tale impatto nel metodo CML Baseline sono: CO₂ (95,16%), metano (3,63%), N₂O (1,04%) e CO (0,14%).

L'impatto sulla categoria "Riduzione di risorse abiotiche – combustibili fossili" è generato da estrazione, trattamento e utilizzo di gas naturale (97,17%) e petrolio (2,83%) in tutte le fasi del ciclo di vita dell'impianto. Quello sulla categoria "Eutrofizzazione" è prodotto in misura preponderante dagli NO_x (89,66%).

Il contributo maggiore all'impatto sulla categoria Ecotossicità delle acque dolci è dato da HF (69,22%), seguito dal Nichel (26,11%), con contributi di minore entità dovuti a diversi tipi di emissioni in aria e in acqua.

RELAZIONE FINALE

L'impatto sulla categoria Tossicità per l'uomo è dato da HF (71,23%) e NO_x (20,78%), con contributi minori dovuti ad altre emissioni in aria e in acqua.

La categoria Ecotossicità marina presenta un valore abbastanza elevato dell'impatto, dovuto quasi esclusivamente a emissioni in aria di HF.

Nella categoria Ossidazione fotochimica l'impatto è generato principalmente da monossido di Carbonio (44,99%) e SO₂ (35,67%), seguiti dal metano (19,35%).

L'impatto sulla categoria Ecotossicità terrestre è generato per il 72,67% dal Mercurio per il 21,58% dal Cromo (emissioni in aria), e per la quota rimanente da altre emissioni in aria e in acqua.

5.3.2. Scenario con pompa di calore accoppiata con sonda geotermica ad acqua di falda

Gli impatti col metodo Recipe dello scenario geotermico con acqua di falda sono riportati in Tabella 5.3.2.1.

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Cambiamento Climatico	kg CO ₂ eq	0,13
Consumo di risorse fossili	kg oil eq	0,02
Ecotossicità delle acque dolci	kg 1,4-DB eq	5,51E-09
Eutrofizzazione delle acque dolci	kg P eq	8,92E-10
Tossicità per l'uomo	kg 1,4-DB eq	1,64E-04
Ecotossicità marina	kg 1,4-DB eq	6,43E-07
Eutrofizzazione marina	kg N eq	7,08E-06
Formazione di particolato solido	kg PM ₁₀ eq	5,01E-05
Formazione di ossidanti fotochimici	kg NMVOC	1,99E-04
Acidificazione terrestre	kg SO ₂ eq	1,58E-04
Ecotossicità terrestre	kg 1,4-DB eq	4,47E-08
Esaurimento della risorsa idrica	m ³	4,73E-04

Tabella 5.3.2.1. Impatti ambientali sulle categorie del metodo ReCiPe (scenario geotermico con acqua di falda).

RELAZIONE FINALE

L'impatto generato dalla climatizzazione a sonda geotermica con acqua di falda sul Cambiamento Climatico è pari a 0,13 kg CO₂ eq e i flussi che contribuiscono all'impatto sono: CO₂ (95,3%), metano (3,64%), N₂O (1,03%), tetrafluorometano (0,02%) e una quota trascurabile dovuta all'esafluoroetano.

Per quanto riguarda, invece, l'impatto sul Consumo di risorse fossili, esso è dato per il 92,01% dall'utilizzo di gas naturale e per il 7,99% dall'utilizzo di petrolio.

L'impatto generato sulla categoria Ecotossicità delle acque dolci è causato per il 74,99% dal Nichel, per il 21,91% dal Mercurio (emissioni in aria) e per la quota residua da varie emissioni in aria e in acqua.

La categoria Eutrofizzazione delle acque dolci presenta un impatto dovuto alle sole emissioni di Fosforo in acque superficiali.

Nella categoria Tossicità per l'uomo l'impatto è causato dalle emissioni di Piombo (60,56%), Mercurio (16,53%), Arsenico (15,34%) e da altre emissioni in aria e in acqua.

L'impatto sulla categoria Ecotossicità marina è generato per il 49,10% dal Mercurio, per il 45,55% dal Nichel e per la quota residua da vari tipi di emissioni.

La categoria Eutrofizzazione marina mostra un impatto dovuto quasi esclusivamente agli NO_x (96,61%).

Nella categoria Formazione di particolato solido l'impatto è dovuto in misura preponderante agli NO_x (76,99%), seguiti dall'SO₂ (21,38%) e dall'ammoniaca (1,63%).

L'impatto sulla categoria Formazione di ossidanti fotochimici è prodotto dagli NO_x (88,35%), dagli idrocarburi non metanici (5,49%) e per la quota rimanente da CO, SO₂ e metano.

La categoria Acidificazione terrestre presenta un impatto dovuto per il 62,15% agli NO_x, per il 33,90% all'SO₂ e per il 3,95% all'ammoniaca.

Invece, l'impatto sulla categoria Ecotossicità terrestre è generato per l'84,23% dalle emissioni in aria di Mercurio, per il 13,16% da quelle di Nichel, e per la quota rimanente da altre emissioni di entità minore.

Gli impatti Eco-indicator 99 dello scenario geotermico con acqua di falda sono riportati in Tabella 5.3.2.2.

RELAZIONE FINALE

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Ecosistemi - totale	PDF*m ² *anno	1.098E-3
Qualità degli Ecosistemi – Acidificazione ed Eutrofizzazione	PDF*m ² *anno	1.098E-3
Qualità degli Ecosistemi - Ecotossicità	PDF*m ² *anno	1.04E-09
Salute Umana - totale	DALY	4.64E-08
Salute Umana - Cancerogeni	DALY	1.4E-12
Salute Umana – Cambiamento Climatico	DALY	2.77E-08
Salute Umana – Effetti respiratori causati da sostanze inorganiche	DALY	1.87E-08
Salute Umana - Effetti respiratori causati da sostanze organiche	DALY	1.64E-11

Tabella 5.3.2.2. Impatti ambientali sulle categorie del metodo Eco-indicator 99 (scenario geotermico con acqua di falda).

Il danno potenziale generato dallo scenario di climatizzazione con sonda geotermica ad acqua di falda sugli Ecosistemi è dovuto in misura preponderante agli impatti ambientali sulla categoria di impatto Acidificazione/Eutrofizzazione e in secondo luogo a quelli sull'Ecotossicità. In particolare, il danno agli ecosistemi per acidificazione ed eutrofizzazione è generato dagli NO_x (91,30%), dall'SO₂ (5,08%) e dall'ammoniaca (3,62%). Il danno agli ecosistemi per ecotossicità è dovuto quasi esclusivamente all'emissione di diossine (99,58%).

Per quanto riguarda, invece, i danni sulla Salute Umana, essi sono dovuti principalmente agli impatti sulla categoria Cambiamento Climatico e agli Effetti respiratori causati da sostanze inorganiche. Nella categoria Cambiamento Climatico, il danno sulla salute umana è causato quasi esclusivamente dalle emissioni di CO₂ (95,77%) e secondariamente da metano (3,07%), N₂O (1,15%) e da un piccolo contributo di tetrafluorometano ed esafluoroetano.

Il danno generato per effetti respiratori da sostanze inorganiche è dovuto soprattutto all'emissione di NO_x (83,20%) e SO₂ (15,64%).

RELAZIONE FINALE

Per quanto riguarda il danno sulla salute da effetti respiratori causati da sostanze organiche, invece, l'impatto maggiore è dato dall'emissione di NMVOC (84,98%), seguito dal metano (15,02%).

Infine, i danni da emissioni di sostanze cancerogene sono dovuti quasi totalmente all'emissione di diossine in aria (99,93%).

Gli impatti sulle categorie del metodo CML Baseline sono riportati in Tabella 5.3.2.3.

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Acidificazione potenziale	kg SO ₂ eq.	1,56E-4
Cambiamento Climatico - GWP100	kg CO ₂ eq.	0,13
Riduzione di risorse abiotiche – combustibili fossili	MJ	0,88
Eutrofizzazione	kg PO ₄ --- eq.	2,64E-05
Ecotossicità delle acque dolci	kg 1,4-diclorobenzene eq.	2,91E-06
Tossicità per l'uomo	kg 1,4-diclorobenzene eq.	1,19E-3
Ecotossicità marina	kg 1,4-diclorobenzene eq.	10,33
Ossidazione fotochimica	kg etilene eq.	7,24E-06
Ecotossicità terrestre	kg 1,4-diclorobenzene eq.	1,75E-05

Tabella 5.3.2.3. Impatti ambientali sulle categorie del metodo CML Baseline (scenario geotermico con acqua di falda).

Per quanto riguarda l'impatto generato sulla categoria Acidificazione potenziale dallo scenario geotermico ad acqua di falda, esso è causato dall'emissione di NO_x (56,19%), di SO₂ (41,19%) e di ammoniaca (2,61%) (emissioni in aria).

L'impatto sul Cambiamento climatico è dato dalle emissioni di CO₂ per il 95,12%, dal Metano per il 3,63%, dall'N₂O per l'1,03% e la quota residua è data da CO, tetrafluorometano ed esafluoroetano.

Nella categoria di impatto Riduzione di risorse abiotiche – combustibili fossili l'impatto è generato per il 94,32% dall'utilizzo di gas naturale e per la parte residua dall'uso di petrolio.

RELAZIONE FINALE

L'impatto sulla categoria Eutrofizzazione è causato soprattutto dall'emissione di NO_x (86,26%), seguita da COD (Chemical Oxygen Demand, domanda chimica di Ossigeno) (5,65%), N₂O (4,7%), ammoniaca (3,38%) e altre emissioni di entità minore.

La categoria Ecotossicità delle acque dolci presenta un impatto dovuto alle emissioni di Nichel (50,53%), di HF (40,46%) e di altre sostanze e composti in aria e in acqua.

Nella categoria Tossicità per l'uomo l'impatto è generato per il 60,48% dalle emissioni di HF, per il 17,63% dagli NO_x, per il 10,16% dall'Arsenico e la quota rimanente è data da altre emissioni in aria.

L'impatto sulla categoria Ecotossicità marina è generato quasi totalmente dall'emissione di HF (99,91%).

Quello sulla categoria Ossidazione Fotochimica, invece, è dato per il 48,48% dalle emissioni di CO, per il 35,53% dall'SO₂ e per il 15,99% dal metano.

Nella categoria Ecotossicità terrestre l'impatto è prodotto principalmente dal Mercurio (77,60%), seguito dal Cromo (16,98%) e da altre emissioni in aria e acqua.

5.3.3. Scenario con pompa di calore accoppiata con sonda geotermica immersa nel terreno

Gli impatti col metodo Recipe dello scenario geotermico con sonda immersa nel terreno sono riportati in Tabella 5.3.3.1.

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Cambiamento Climatico	kg CO ₂ eq	0.15
Consumo di risorse fossili	kg oil eq	2.17E-2
Ecotossicità delle acque dolci	kg 1,4-DB eq	5.46E-09
Eutrofizzazione delle acque dolci	kg P eq	1.01E-09
Tossicità per l'uomo	kg 1,4-DB eq	0.000147
Ecotossicità marina	kg 1,4-DB eq	6.16E-07
Eutrofizzazione marina	kg N eq	7.64E-06
Formazione di particolato solido	kg PM ₁₀ eq	5.36E-05
Formazione di ossidanti fotochimici	kg NMVOC	2.14E-4

RELAZIONE FINALE

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Acidificazione terrestre	kg SO ₂ eq	1.68E-4
Ecotossicità terrestre	kg 1,4-DB eq	4.13E-08
Esaurimento della risorsa idrica	m ³	5.74E-4

Tabella 5.3.3.1. Impatti ambientali sulle categorie del metodo ReCiPe (scenario geotermico con sonda immersa nel terreno).

L'impatto sul Cambiamento Climatico è pari a 0,15 kg CO₂ eq ed è dato per il 95,55% dalle emissioni di CO₂, per il 3,44% dal metano, per lo 0,99% dall'N₂O e per una percentuale esigua da tetrafluorometano ed esafluoroetano.

Nella categoria Consumo di risorse fossili l'impatto è prodotto quasi esclusivamente dall'utilizzo di gas naturale (93,95%) e in misura molto minore dal petrolio (6,04%).

L'impatto sulla categoria Ecotossicità delle acque dolci è dovuto primariamente alle emissioni di Nichel (77,04%), seguite da quelle del Mercurio (20,07%) e da contributi minori di altre emissioni in aria e acqua.

L'impatto sull'Eutrofizzazione delle acque dolci è dovuto totalmente alle emissioni di Fosforo.

La categoria Tossicità per l'uomo presenta un impatto causato per il 59,3% dal Piombo, per il 16,7% dal Mercurio, per il 15,85% dall'Arsenico, per il 6,06% dal Cadmio; altre emissioni contribuiscono in misura molto minore all'impatto.

Nella categoria Ecotossicità marina le emissioni che contribuiscono in misura maggiore sono il Nichel (48,41%) e il Mercurio (46,52%).

L'impatto sull'Eutrofizzazione marina è generato soprattutto dagli NO_x (96,64%). Quello sulla categoria Formazione di particolato solido è prodotto per il 77,78% dagli NO_x, per il 20,57% dall'SO₂ e per l'1,65% dall'ammoniaca (emissioni in aria).

Nella categoria Formazione di ossidanti fotochimici si ha un impatto dovuto per l'88,54% agli NO_x, per il 5,67% agli NMVOC e per minori percentuali ad altre emissioni.

La categoria Acidificazione terrestre presenta un impatto causato principalmente dagli NO_x (63,16%) seguiti dall'SO₂ (32,81%) e dall'ammoniaca in aria (4,03%).

L'impatto sull'Ecotossicità terrestre è dovuto per la maggior parte al Mercurio (82,80%), seguito dal Nichel (14,51%) e da emissioni di entità molto minore.

RELAZIONE FINALE

Gli impatti Eco-indicator 99 dello scenario geotermico con sonda immersa nel terreno sono riportati in Tabella 5.3.3.2.

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Ecosistemi - totale	PDF*m ² *anno	1,18E-3
Qualità degli Ecosistemi – Acidificazione ed Eutrofizzazione	PDF*m ² *anno	1,098E-3
Qualità degli Ecosistemi - Ecotossicità	PDF*m ² *anno	1,04E-09
Salute Umana - totale	DALY	4,64E-08
Salute Umana - Cancerogeni	DALY	1,4E-12
Salute Umana – Cambiamento Climatico	DALY	2,77E-08
Salute Umana – Effetti respiratori causati da sostanze inorganiche	DALY	1,87E-08
Salute Umana - Effetti respiratori causati da sostanze organiche	DALY	1,64E-11

Tabella 5.3.3.2. Impatti ambientali sulle categorie del metodo Eco-indicator 99 (scenario geotermico con sonda immersa nel terreno).

Il danno potenziale generato dallo scenario di climatizzazione con sonda geotermica immersa nel terreno sugli Ecosistemi è dovuto in misura preponderante agli impatti ambientali sulla categoria di impatto Acidificazione/Eutrofizzazione e in secondo luogo a quelli sull'Ecotossicità. In particolare, il danno agli ecosistemi per acidificazione ed eutrofizzazione è generato dagli NO_x (91,51%), dall'SO₂ (4,85%) e dall'ammoniaca (3,64%). Il danno agli ecosistemi per ecotossicità è dovuto quasi esclusivamente all'emissione di diossine (99,49%).

Per quanto riguarda, invece, i danni sulla Salute Umana, essi sono dovuti principalmente agli impatti sulla categoria Cambiamento Climatico e agli Effetti respiratori causati da sostanze inorganiche. Nella categoria Cambiamento Climatico, il danno sulla salute umana è causato quasi esclusivamente dalle emissioni di CO₂

RELAZIONE FINALE

(95,99%) e secondariamente da metano (2,89%), N₂O (1,09%) e da un piccolo contributo di tetrafluorometano ed esafluoroetano.

Il danno generato per effetti respiratori da sostanze inorganiche è dovuto soprattutto all'emissione di NO_x (83,82%) e SO₂ (15,01%).

Per quanto riguarda il danno sulla salute da effetti respiratori causati da sostanze organiche, invece, l'impatto maggiore è dato dall'emissione di NMVOC (85,28%), seguito dal metano (14,72%).

Infine, i danni da emissioni di sostanze cancerogene sono dovuti quasi totalmente all'emissione di diossine in aria (99,92%).

Gli impatti ambientali sulle categorie del metodo CML Baseline sono riportati in Tabella 5.3.3.3.

Categoria di Impatto	Unità di riferimento	Valore
Acidificazione potenziale	kg SO ₂ eq.	1,65E-04
Cambiamento Climatico - GWP100	kg CO ₂ eq.	0,15
Riduzione di risorse abiotiche – combustibili fossili	MJ	9,83E-01
Eutrofizzazione	kg PO ₄ --- eq.	2,81E-05
Ecotossicità delle acque dolci	kg 1,4-diclorobenzene eq.	2,99E-06
Tossicità per l'uomo	kg 1,4-diclorobenzene eq.	1,25E-03
Ecotossicità marina	kg 1,4-diclorobenzene eq.	1,10E+01
Ossidazione fotochimica	kg etilene eq.	7,33E-06
Ecotossicità terrestre	kg 1,4-diclorobenzene eq.	1,58E-05

Tabella 5.3.3.3. Impatti ambientali sulle categorie del metodo CML Baseline (scenario geotermico con sonda immersa nel terreno).

Per quanto riguarda l'impatto generato sulla categoria Acidificazione potenziale dallo scenario geotermico con sonda immersa nel terreno, esso è causato dall'emissione di NO_x (57,31%), di SO₂ (40,01%) e di ammoniaca (2,68%) (emissioni in aria).

RELAZIONE FINALE

L'impatto sul Cambiamento climatico è dato dalle emissioni di CO₂ per il 95,40%, dal metano per il 3,43%, dall'N₂O per lo 0,99% e la quota residua è data da CO, tetrafluorometano ed esafluoroetano.

Nella categoria di impatto Riduzione di risorse abiotiche – combustibili fossili l'impatto è generato per il 94,42% dall'utilizzo di gas naturale e per la parte residua dall'uso di petrolio.

L'impatto sulla categoria Eutrofizzazione è causato soprattutto dall'emissione di NO_x (87,48%), seguita da N₂O (4,84%), COD (Chemical Oxygen Demand, domanda chimica di Ossigeno) (4,23%), ammoniaca (3,44%) e altre emissioni di entità minore.

La metà degli impatti sulla categoria Ecotossicità delle acque dolci è dovuta alle emissioni di Nichel (50,00%), la restante metà è causata da HF (41,99%) e altre sostanze e composti in aria e in acqua.

Nella categoria Tossicità per l'uomo l'impatto è generato per il 61,79% dalle emissioni di HF, per il 18,19% dagli NO_x, per il 9,02% dall'Arsenico e la quota rimanente è data da altre emissioni in aria.

L'impatto sulla categoria Ecotossicità marina è generato quasi totalmente dall'emissione di HF (99,91%), come nello scenario con acqua di falda.

Quello sulla categoria Ossidazione Fotochimica, invece, è dato per il 46,83% dalle emissioni di CO, per il 36,06% dall'SO₂ e per il 17,11% dal metano.

Nella categoria Ecotossicità terrestre l'impatto è prodotto principalmente dal Mercurio (78,02%), seguito dal Cromo (16,28%) e da altre emissioni in aria e acqua.

5.3.4. Confronto scenari

Come si evince dal confronto fra gli scenari con il metodo ReCiPe (Figg. 5.3.4.1-12), quello più favorevole per quanto riguarda la categoria Cambiamento Climatico è la pompa di calore accoppiata a sonda geotermica con acqua di falda, ma l'impatto è molto simile a quello con la SGV installata nel terreno. Rispetto alla climatizzazione tradizionale, il risparmio di emissioni di CO₂ eq è pari al 74,5% per la SGV con acqua di falda e al 70,6% per la SGV nel terreno.

RELAZIONE FINALE

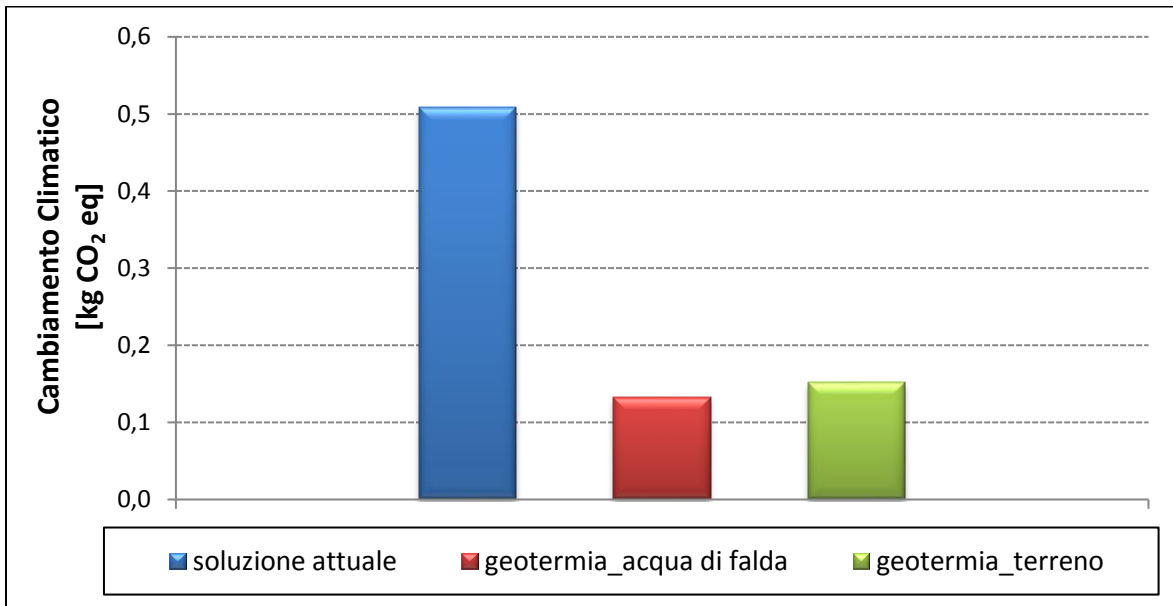


Figura 5.3.4.1. Impatto sulla categoria Cambiamento Climatico (confronto fra scenari).

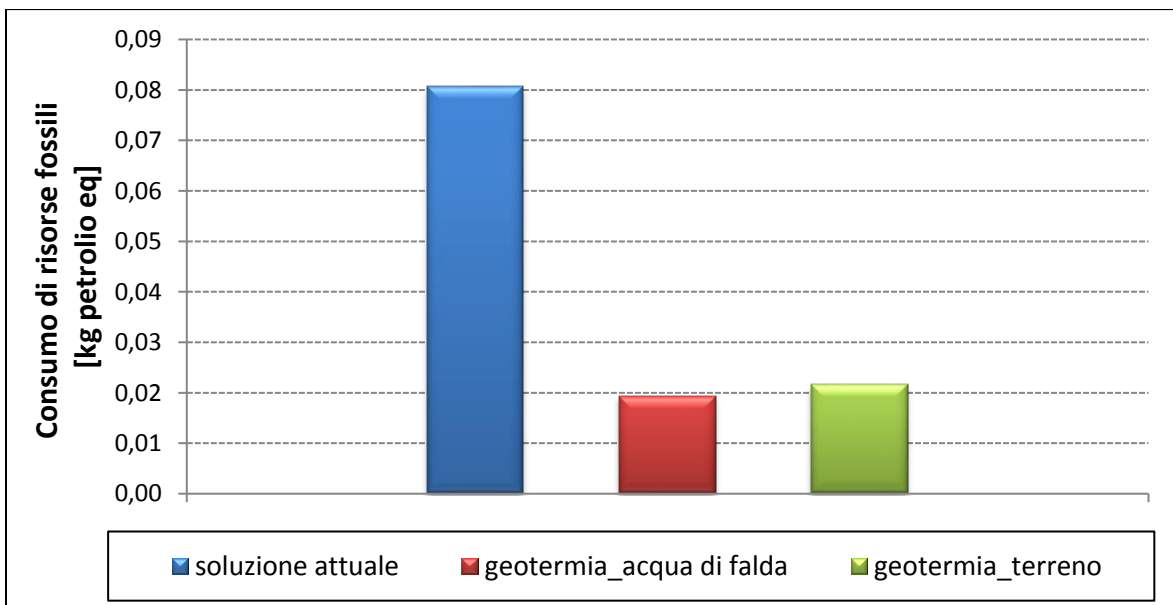


Figura 5.3.4.2. Impatto sulla categoria Consumo di risorse fossili (confronto fra scenari).

RELAZIONE FINALE

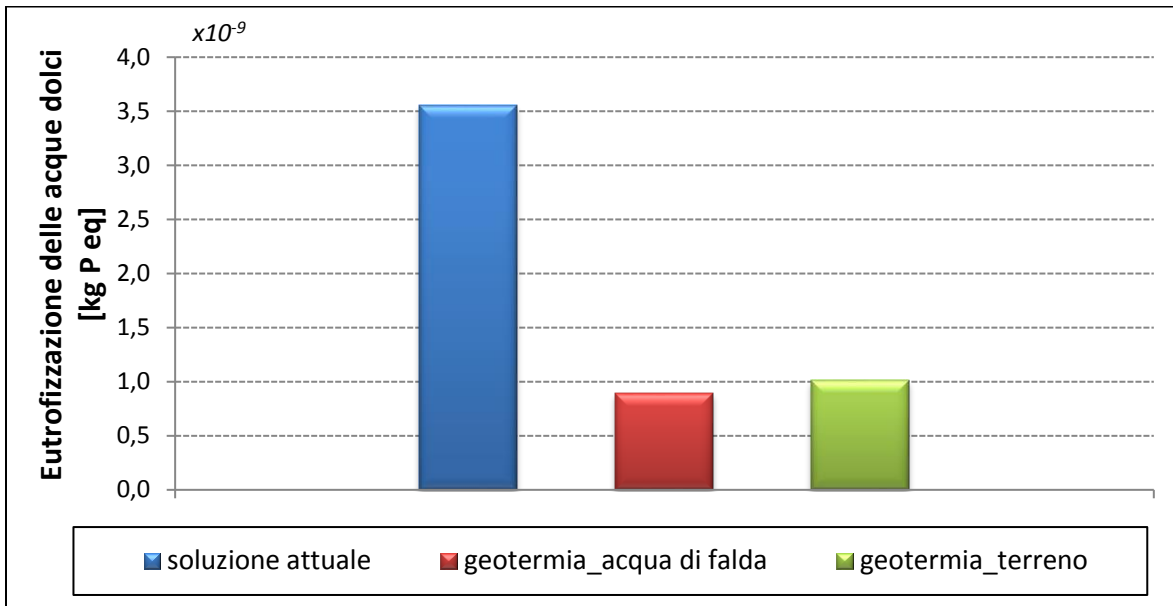


Figura 5.3.4.3. Impatto sulla categoria Eutrofizzazione delle acque dolci (confronto fra scenari).

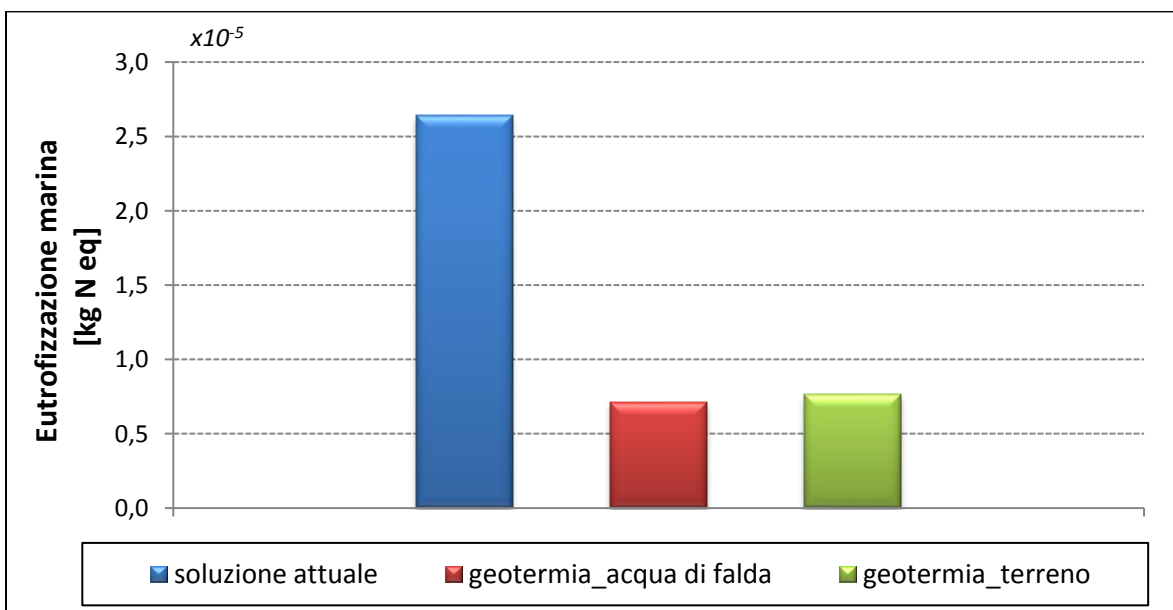


Figura 5.3.4.4. Impatto sulla categoria Eutrofizzazione marina (confronto fra scenari).

RELAZIONE FINALE

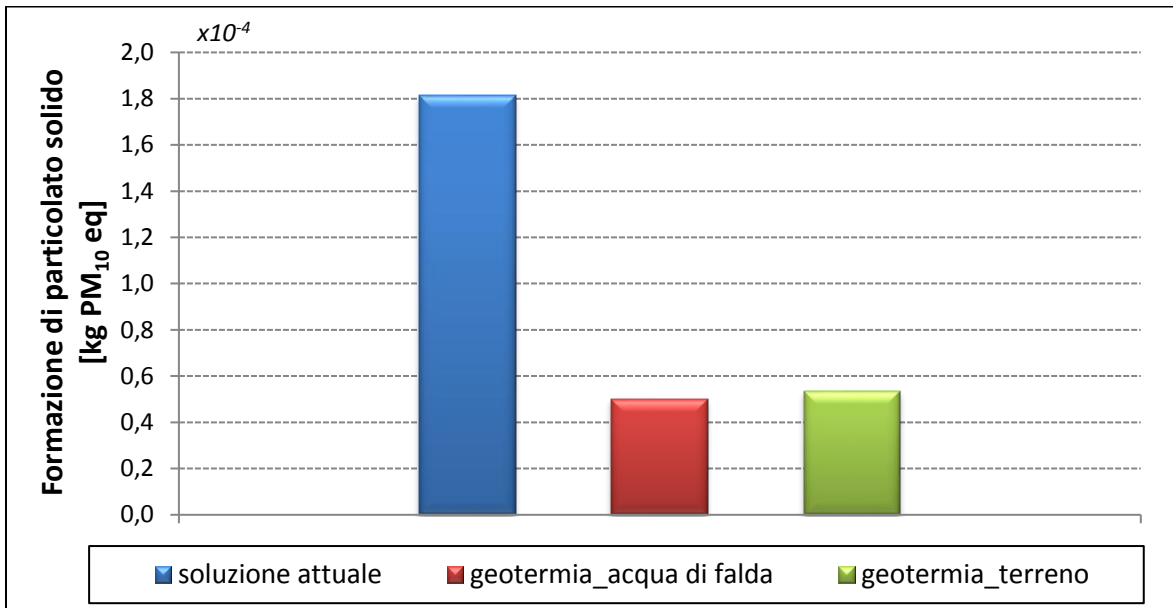


Figura 5.3.4.5. Impatto sulla categoria Formazione di particolato solido (confronto fra scenari).

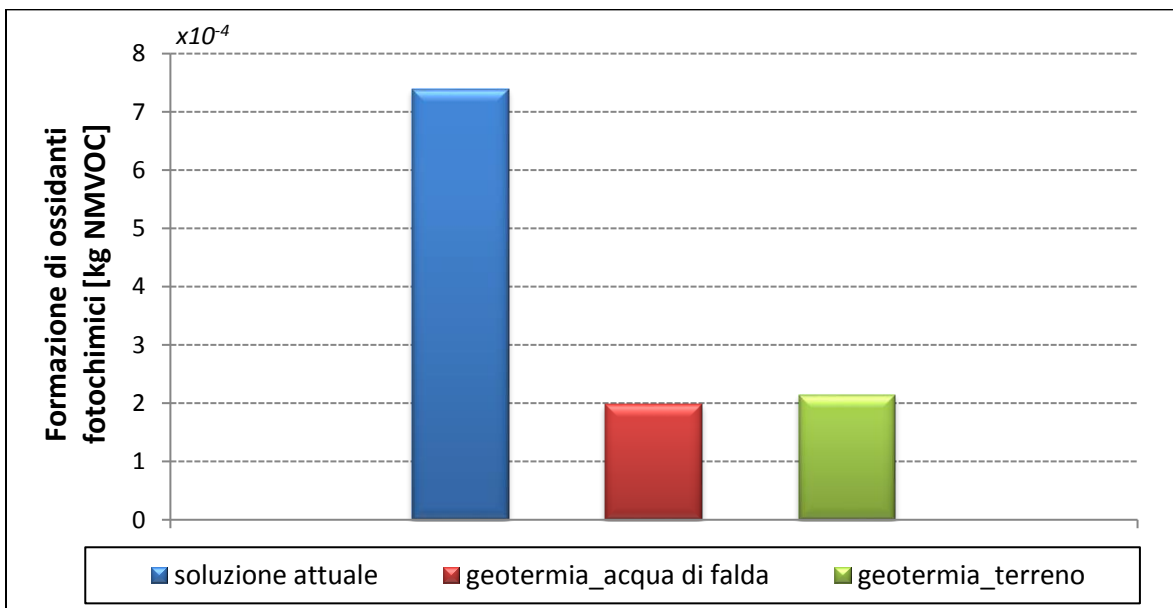


Figura 5.3.4.6. Impatto sulla categoria Formazione di ossidanti fotochimici (confronto fra scenari).

RELAZIONE FINALE

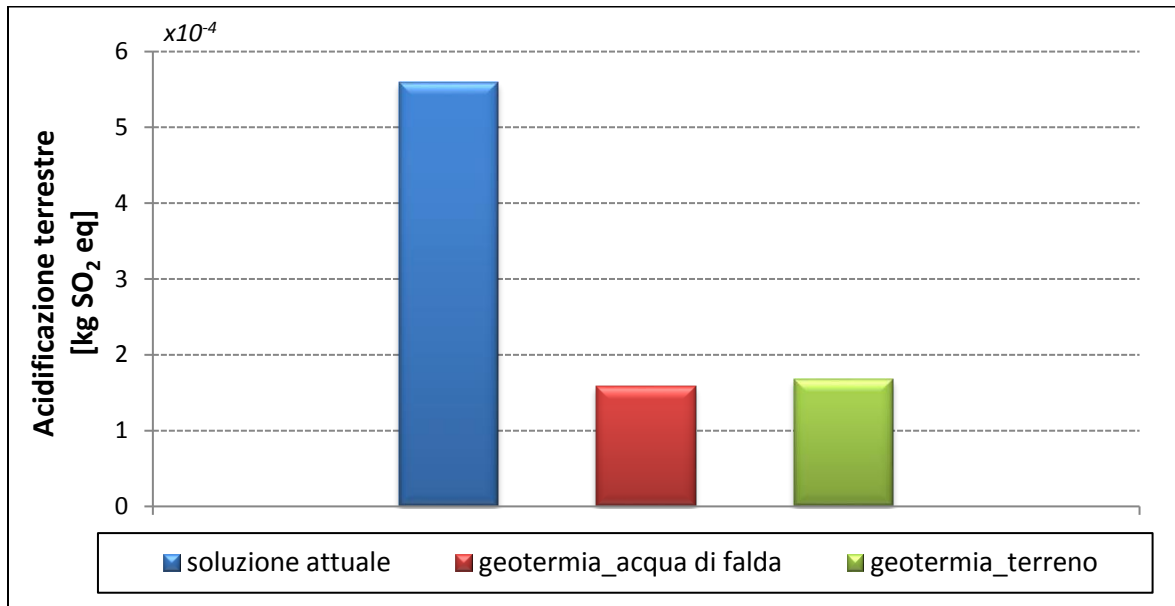


Figura 5.3.4.7. Impatto sulla categoria Acidificazione terrestre (confronto fra scenari).

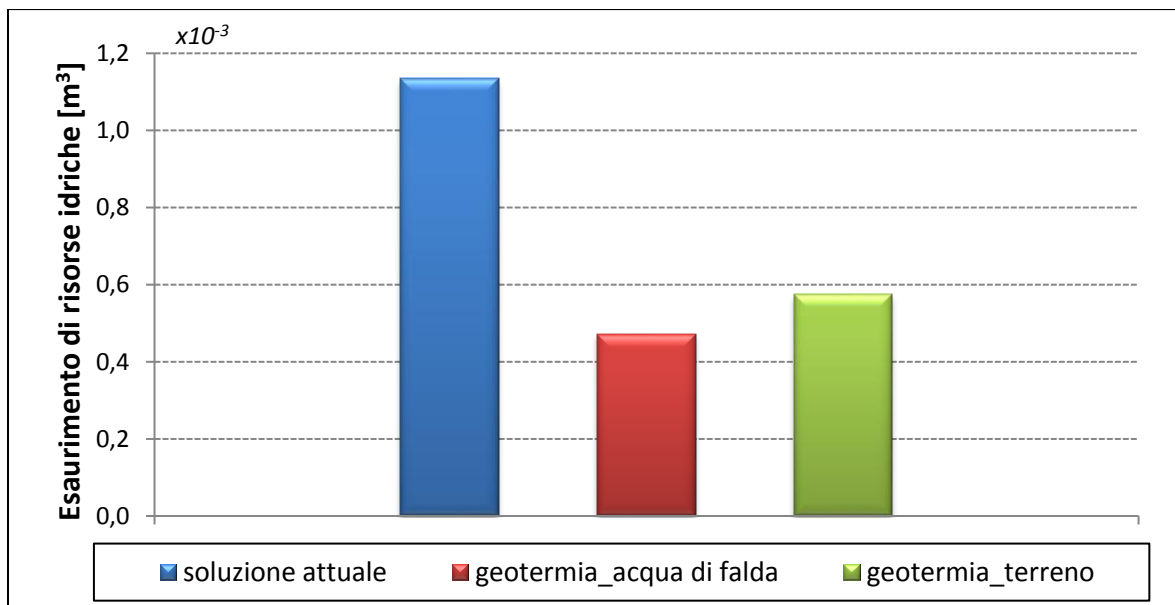


Figura 5.3.4.8. Impatto sulla categoria Esaurimento di risorse idriche (confronto fra scenari).

Anche per le categorie: Consumo di risorse fossili, Eutrofizzazione delle acque dolci, Eutrofizzazione marina, Formazione di particolato solido e Formazione di ossidanti fotochimici, Acidificazione terrestre e Esaurimento di risorse idriche, lo scenario più favorevole è quello della geotermia con acqua di falda, seguito dalla SGV.

RELAZIONE FINALE

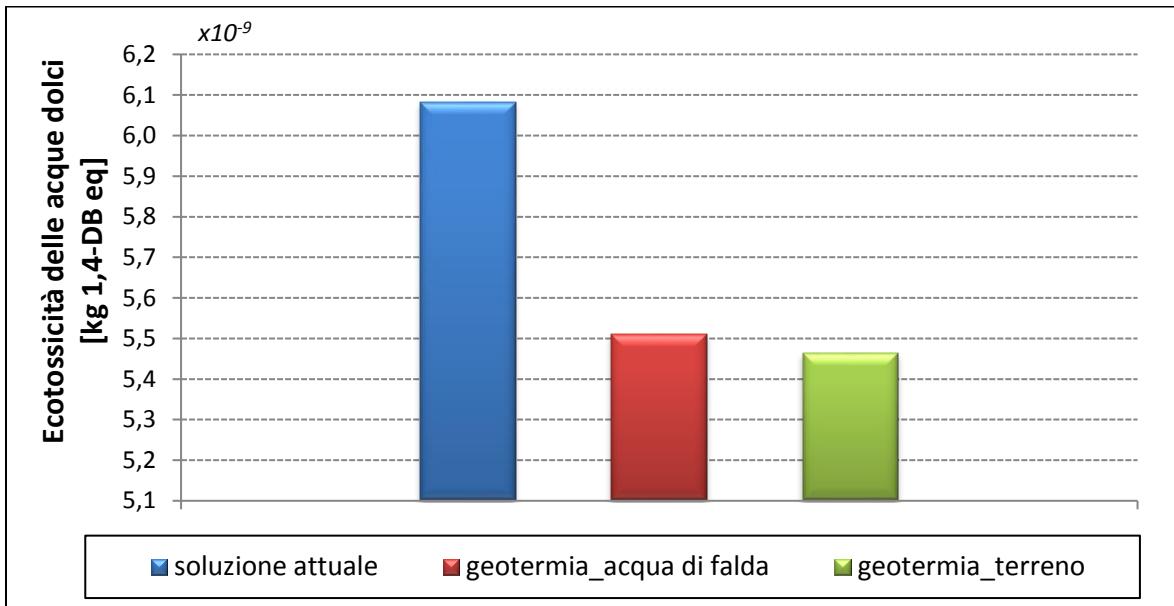


Figura 5.3.4.9. Impatto sulla categoria Ecotossicità delle acque dolci (confronto fra scenari).

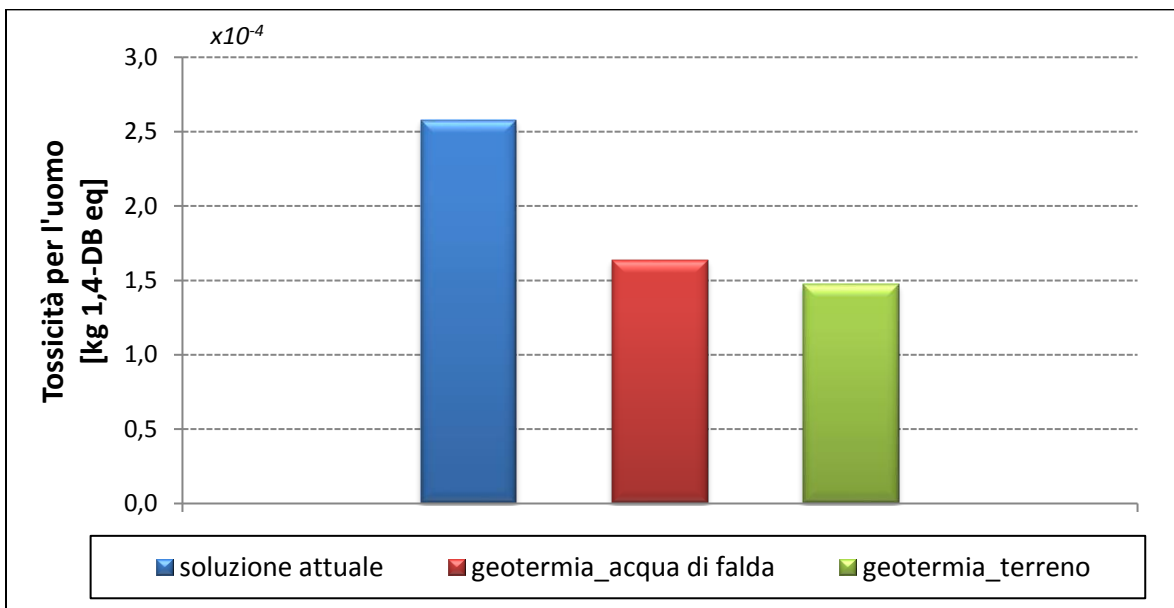


Figura 5.3.4.10. Impatto sulla categoria Tossicità per l'uomo (confronto fra scenari).

RELAZIONE FINALE

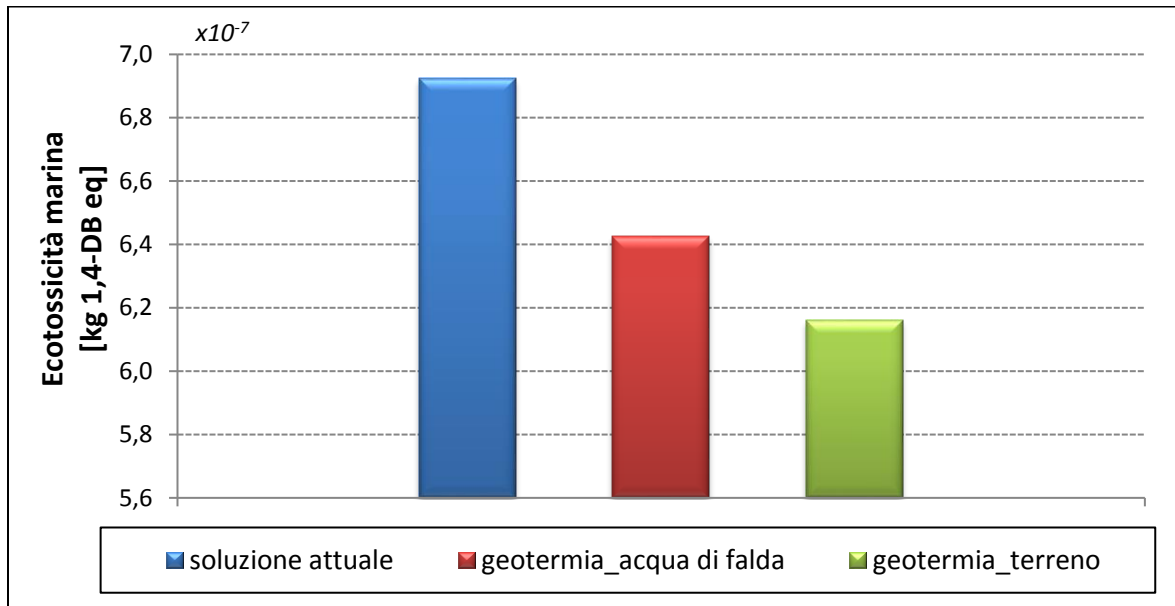


Figura 5.3.4.11. Impatto sulla categoria Ecotossicità marina (confronto fra scenari).

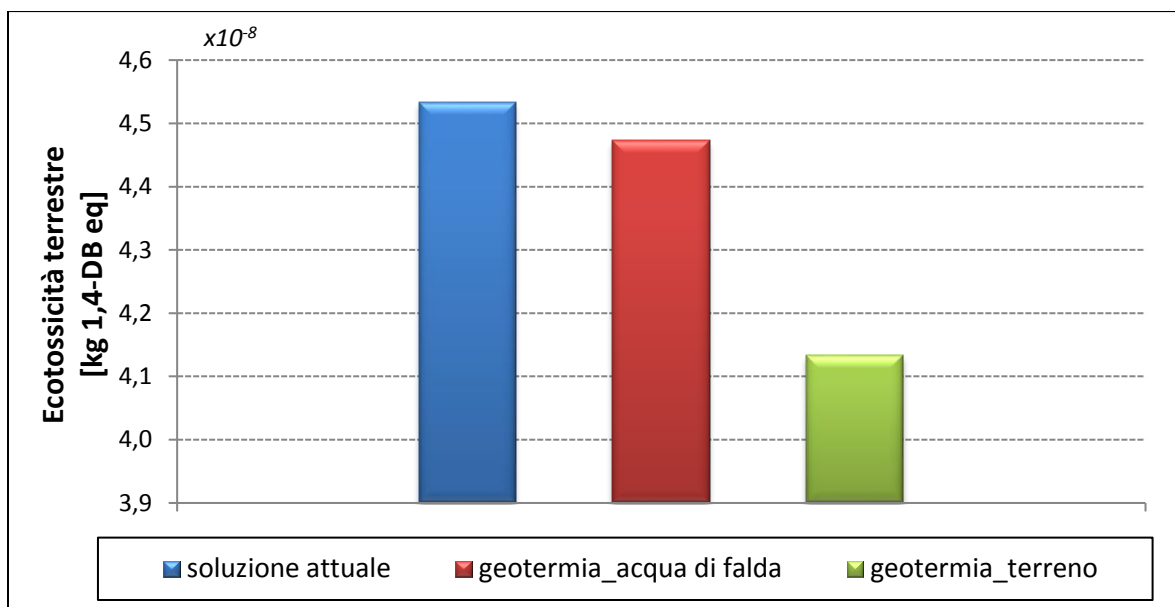


Figura 5.3.4.12. Impatto sulla categoria Ecotossicità terrestre (confronto fra scenari).

Rispetto alle categorie Ecotossicità delle acque dolci, Tossicità per l'uomo, Ecotossicità marina e Ecotossicità terrestre, lo scenario migliore è quello della SGV.

Lo scenario con sonda immersa nel terreno è, pertanto, il più sostenibile per 4 categorie su 12.

RELAZIONE FINALE

Nella categoria Consumo di risorsa idrica, lo scenario migliore è quello ad acqua di falda, ma solo nel caso in cui si ipotizzi una reimmissione in falda dell'acqua emunta dal pozzo. Lo scenario attuale è il peggiore su tutte le categorie di impatto.

Di seguito si riportano i grafici di confronto fra i tre scenari per le categorie di impatto del metodo Eco-indicator 99 (Figg. 5.3.4.13-14).

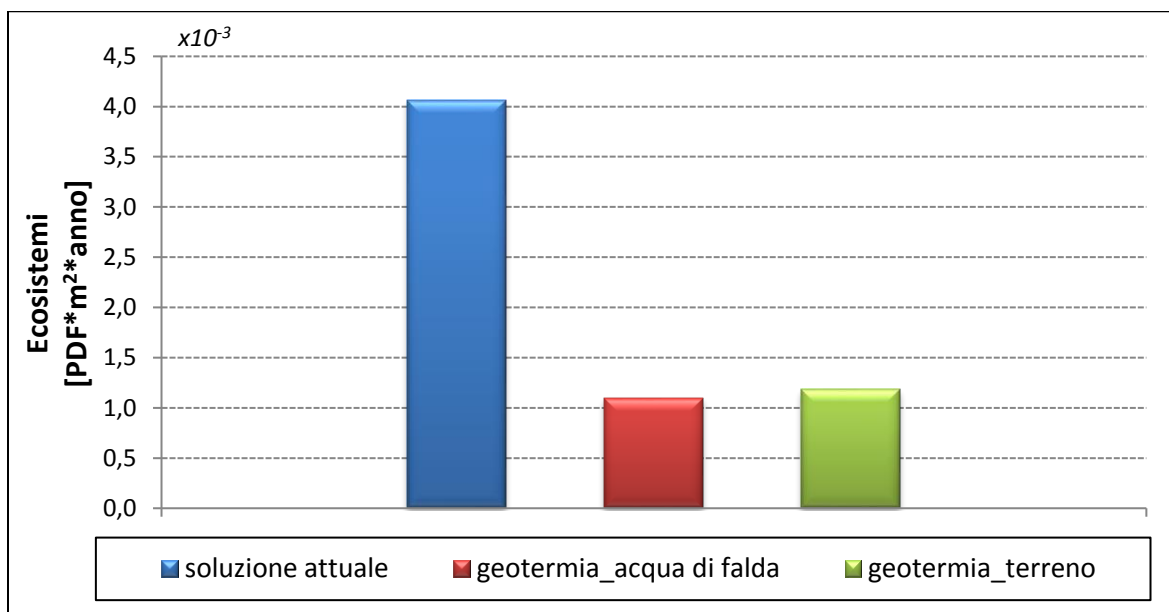


Figura 5.3.4.13. Danno potenziale sugli Ecosistemi (confronto fra scenari).

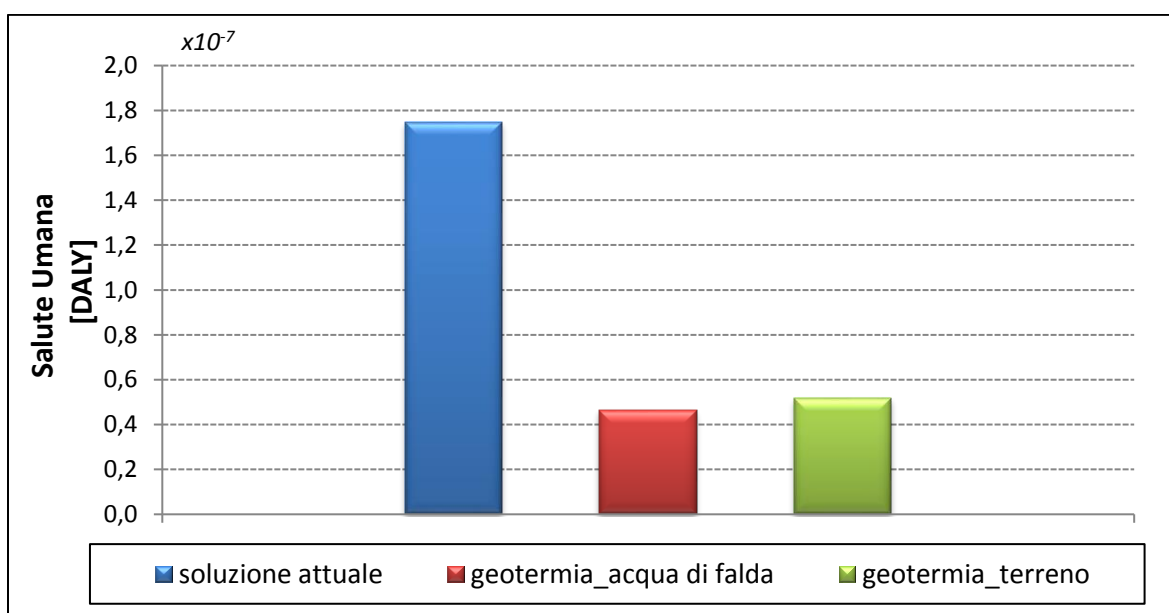


Figura 5.3.4.14. Danno potenziale sulla Salute Umana (confronto fra scenari).

RELAZIONE FINALE

I risultati ottenuti dall'applicazione del metodo Eco-indicator 99 portano ad una maggiore sostenibilità della soluzione impiantistica relativa alla pompa di calore accoppiata a sonda geotermica con acqua di falda. Lo scenario con SGV produce impatti di entità molto simile ad esso.

I risultati ottenuti mediante il metodo CML Baseline per i tre scenari sono riportati nelle figure seguenti (Figg. 5.3.4.15-22). Gli impatti sulla categoria Cambiamento Climatico sono gli stessi ottenuti col metodo ReCiPe.

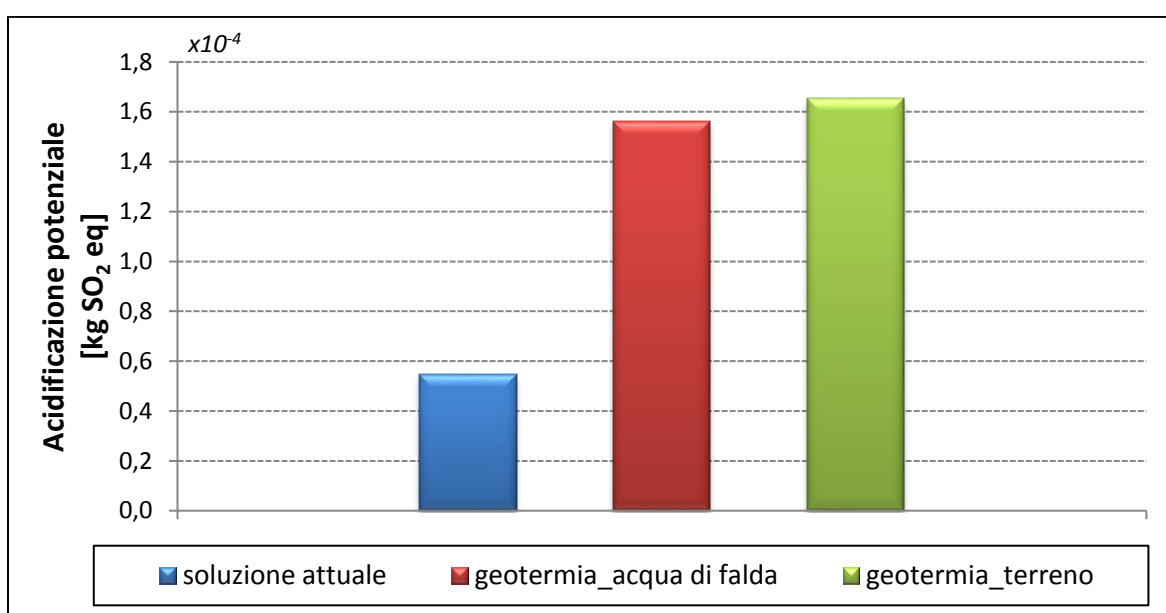


Figura 5.3.4.15. Impatto sulla categoria Acidificazione Potenziale (confronto fra scenari).

RELAZIONE FINALE

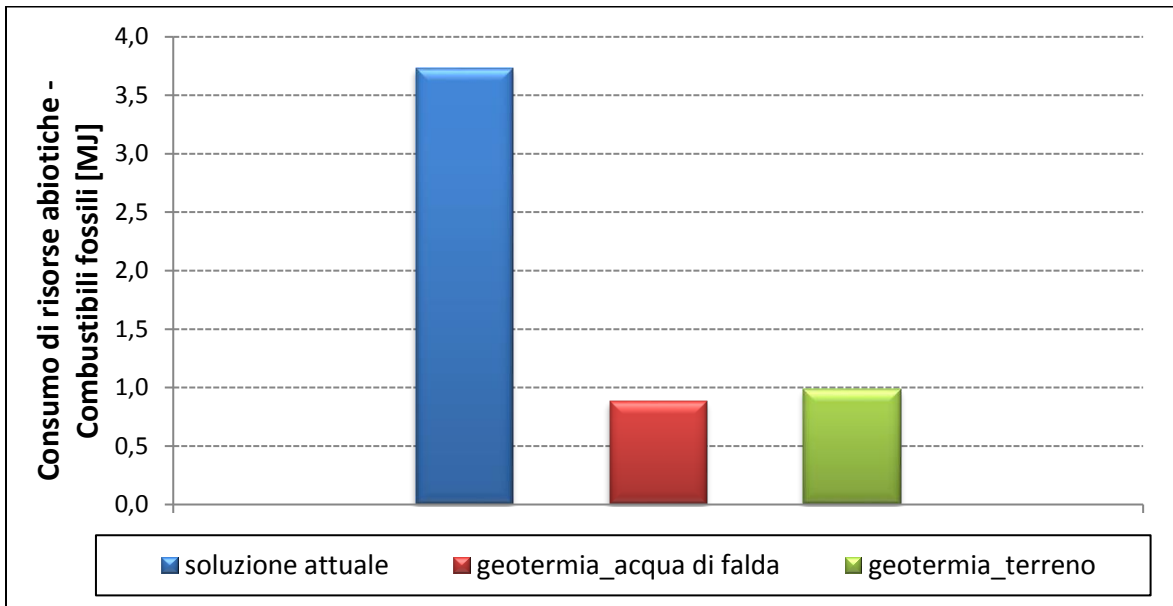


Figura 5.3.4.16. Impatto sulla categoria Consumo di risorse abiotiche-Combustibili fossili (confronto fra scenari).

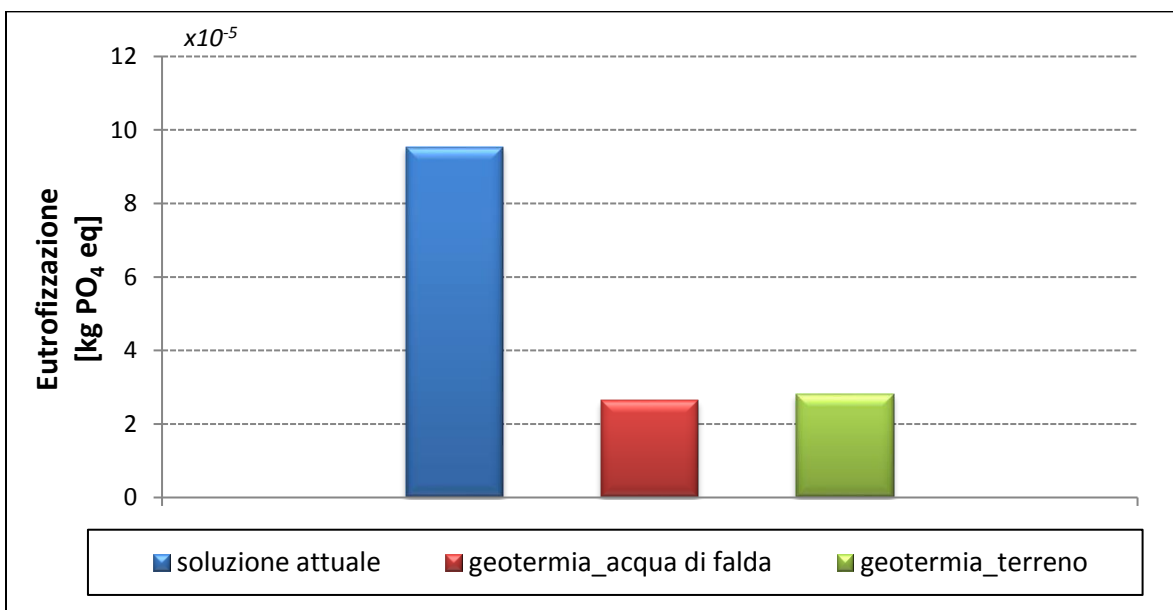


Figura 5.3.4.17. Impatto sulla categoria Eutrofizzazione (confronto fra scenari).

RELAZIONE FINALE

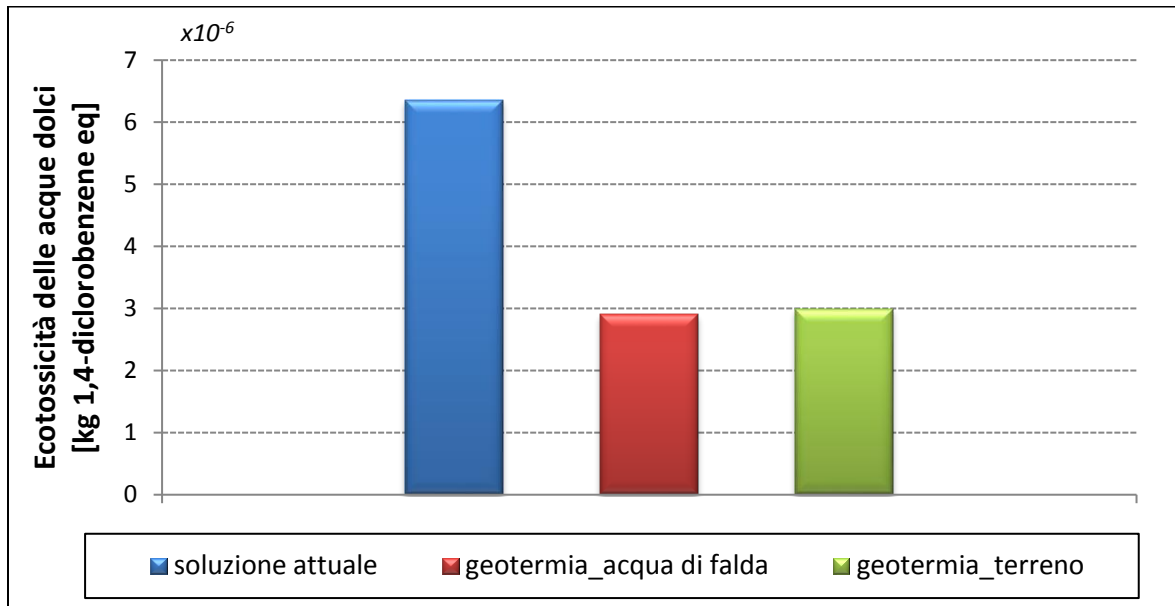


Figura 5.3.4.18. Impatto sulla categoria Ecotossicità acquatica-Acque dolci (confronto fra scenari).

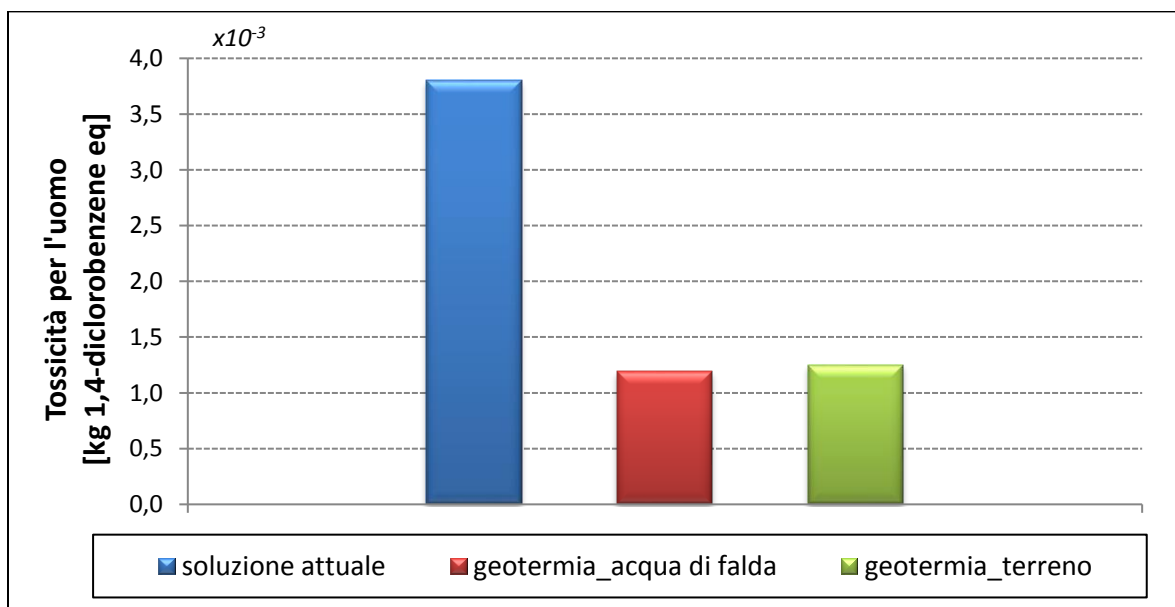


Figura 5.3.4.19. Impatto sulla categoria Tossicità per l'uomo (confronto fra scenari).

RELAZIONE FINALE

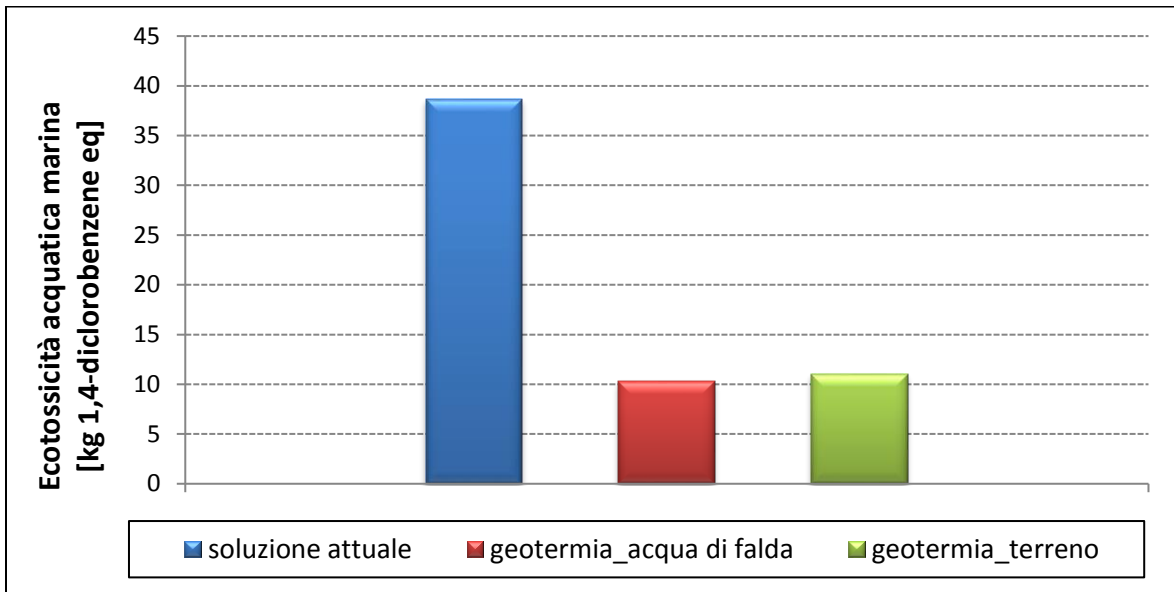


Figura 5.3.4.20. Impatto sulla categoria Ecotossicità acquatica marina (confronto fra scenari).

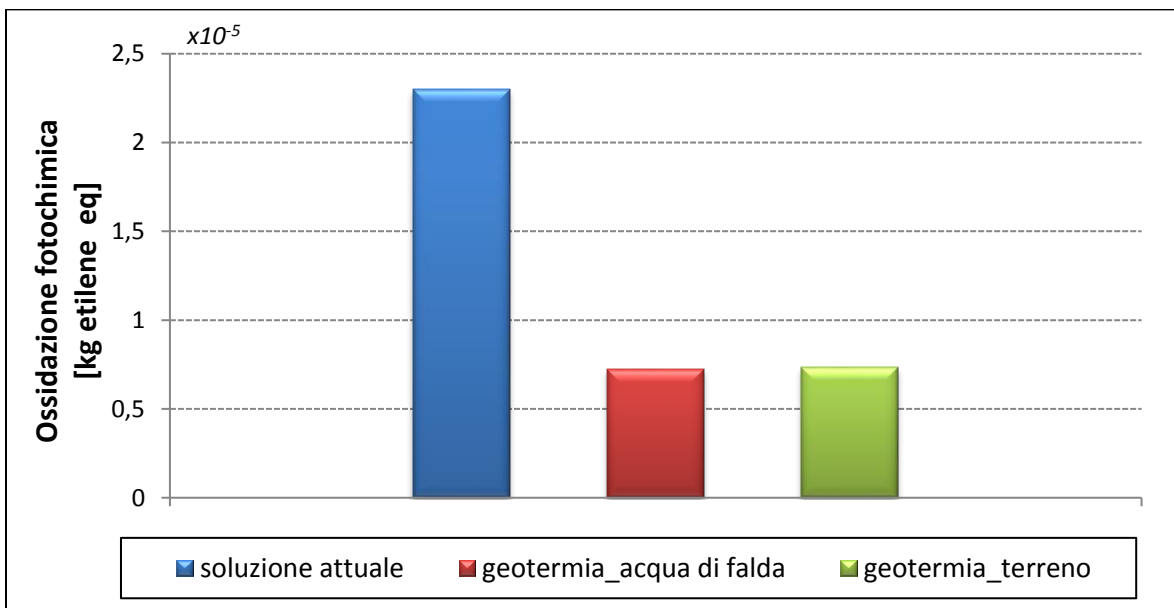


Figura 5.3.4.21. Impatto sulla categoria Ossidazione Fotochimica (confronto fra scenari).

Per le categorie Consumo di risorse abiotiche-Combustibili fossili, Eutrofizzazione, Ecotossicità acquatica-Acque dolci, Tossicità per l'uomo, Ecotossicità acquatica marina

RELAZIONE FINALE

e Ossidazione fotochimica, lo scenario più sostenibile è quello geotermico ad acqua di falda, seguito dalla SGV (gli impatti sono di entità molto simile).

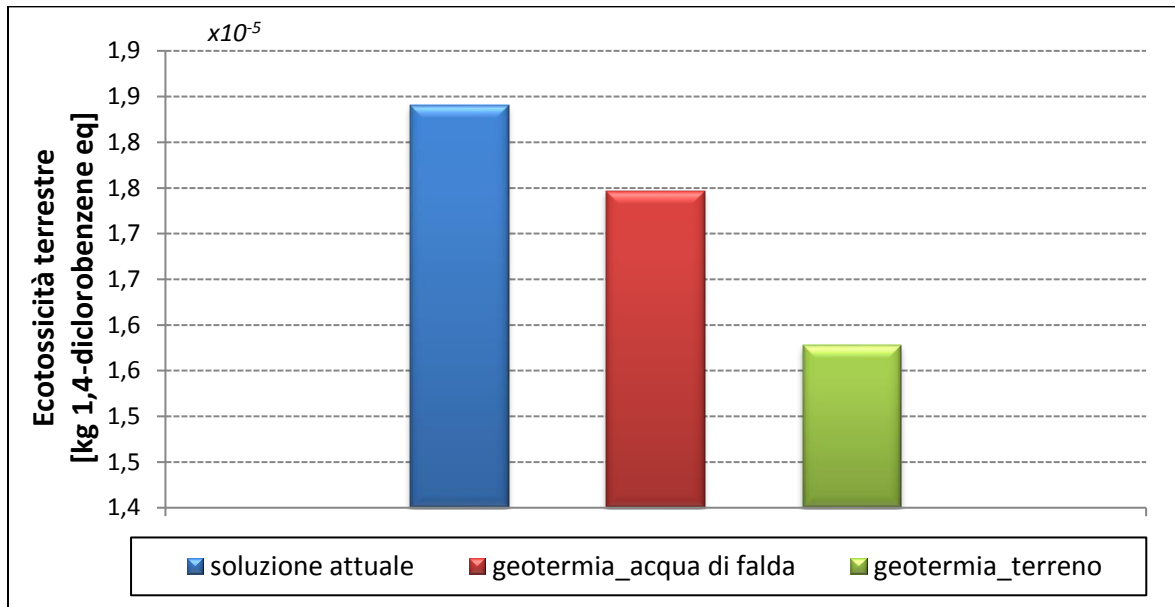


Figura 5.3.4.22. Impatto sulla categoria Ecotossicità Terrestre (confronto fra scenari).

Nella categoria Ecotossicità terrestre, invece, lo scenario attuale e quello geotermico ad acqua di falda presentano impatti di entità simile e la SGV è lo scenario più sostenibile.

Sulla base dei risultati ottenuti dal metodo CML Baseline sui tre scenari, si evince che, in generale, quello a minore impatto è relativo alla soluzione geotermica con acqua di falda e che lo scenario SGV produce impatti molto simili a questo. Lo scenario attuale rimane il peggiore sotto il profilo ambientale.

Dalle valutazioni ambientali effettuate, si può affermare che, nell'intero ciclo di vita dell'impianto (posto pari a 20 anni) e includendo tutti i processi a monte delle fasi operative dell'impianto e quelli di dismissione dello stesso a fine vita, nonché tutti i processi legati allo smaltimento dei rifiuti generati nelle varie fasi, lo scenario tecnologico a minore impatto ambientale generale è la pompa di calore a sonda geotermica con acqua di falda; l'alternativa con SGV mostra impatti ambientali di entità molto simile e può essere considerata una valida alternativa.

Invece, lo scenario attuale, relativo alla pompa di calore installata e funzionante, ha mostrato impatti ambientali non trascurabili, specie per quanto concerne le emissioni di CO₂ eq.

5.4. Water Footprint Assessment

La valutazione dell'impronta idrica è stata effettuata sui tre scenari considerati nella valutazione degli impatti ambientali secondo l'approccio LCA.

Tutta l'acqua di processo consumata è stata inclusa nella componente di *Blue Water Footprint*, in quanto considerata come derivante da percorsi artificiali. Inoltre è stato calcolato il volume idrico necessario a diluire gli effluenti inquinanti in un corpo idrico recettore (*Grey Water Footprint*). A tal fine, per le concentrazioni massime ammissibili in corpo idrico superficiale si è fatto riferimento al D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. e per il calcolo della componente Grey sono stati utilizzati i flussi relativi alle emissioni di inquinanti in acque superficiali, derivati dall'inventario di LCA.

I flussi considerati per il calcolo della *Grey Water Footprint* sono relativi a: fosfati, N, AOX, COD, BOD₅, As, Cd, Cr, Hg, e Pb in acqua.

Sono stati analizzati diversi scenari:

- Scenario attuale: l'impronta idrica è pari a 0,00114 m³/kWh per la componente *Blue*, mentre è pari a 150 m³/kWh per la componente *Grey* (volume idrico necessario ad assimilare il carico inquinante complessivo generato in un corpo idrico recettore per 1 kWh di energia termica prodotto);
- Scenario a sonda geotermica ad acqua di falda: per tale scenario, la componente *Blue* è di 0,000473 m³/kWh. La componente *Grey* è pari a 102 m³/kWh;
- Scenario a sonda geotermica nel terreno: la componente *Blue* è di 0,000574 m³/kWh, mentre la componente *Grey* è pari a 82,2 m³/kWh.

Dal confronto delle impronte idriche dei tre scenari, si rileva che l'impronta idrica relativa alla componente di inquinamento (*Grey Water Footprint*) è notevolmente superiore alla componente legata al consumo nei processi (*Blue Water Footprint*).

RELAZIONE FINALE

Lo scenario con il consumo idrico maggiore è lo scenario attuale; i due scenari geotermici presentano valori molto simili della componente *Blue* (Fig. 5.4.1).

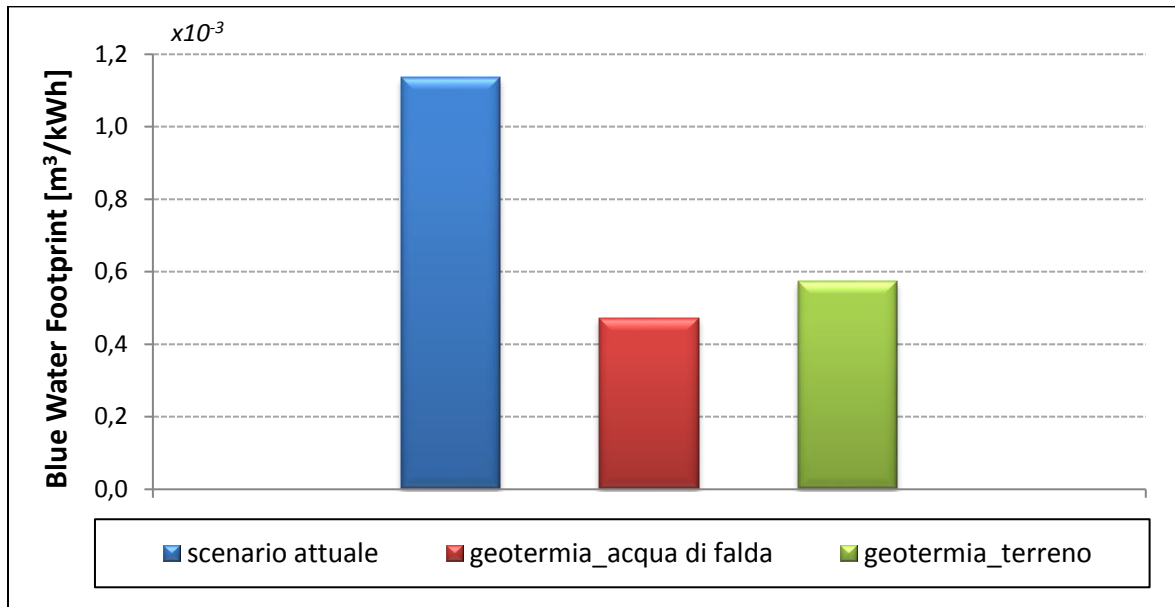


Figura 5.4.1. Blue Water Footprint dei tre scenari di climatizzazione.

Per quanto concerne, invece, il volume idrico necessario alla diluizione degli inquinanti a concentrazioni non pericolose per l'uomo e per l'ambiente, lo scenario con l'impronta *Grey* più elevata è quello attuale, mentre lo scenario SGV è quello con l'impronta idrica minore (Fig. 5.4.2).

RELAZIONE FINALE

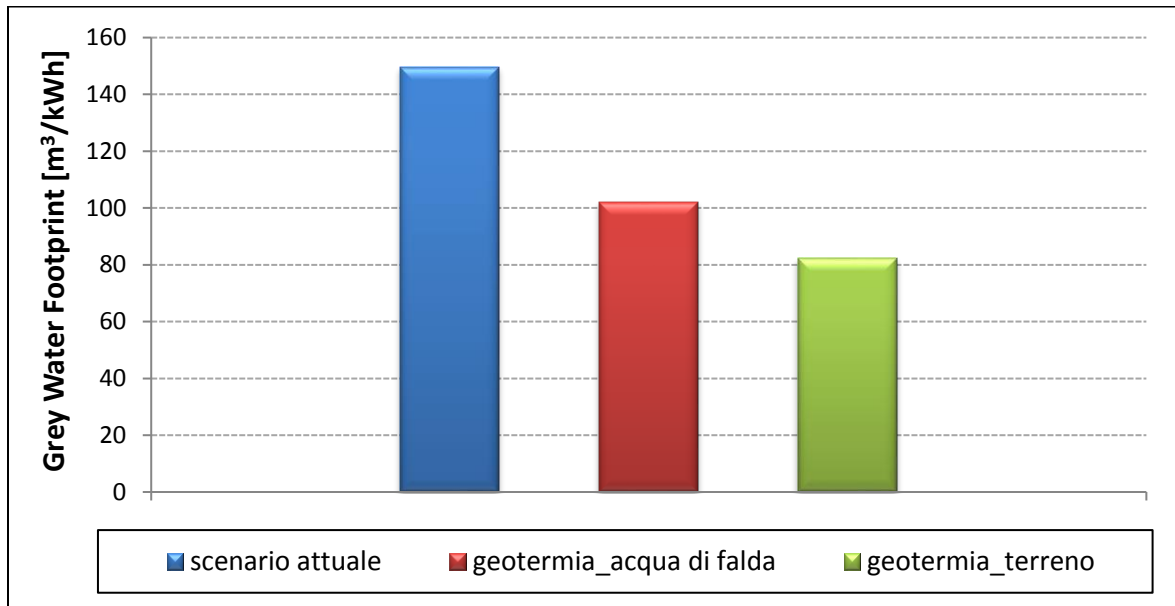


Figura 5.4.2. Grey Water Footprint dei tre scenari di climatizzazione.

Pertanto, se si considerano nel loro complesso i valori di impronta idrica degli scenari, quello con impronta idrica minore è quello della pompa di calore con sonda geotermica immersa nel terreno.

6. Analisi dei risultati e sviluppi futuri

6.1. Introduzione

Il presente progetto di ricerca ha valutato la fattibilità tecnica, economica ed ambientale dell'utilizzo di un sistema a pompa di calore del tipo acqua-acqua accoppiata con una sonda geotermica a bassa entalpia per la climatizzazione degli ambienti della sede della Sotacarbo S.p.A. sita in Carbonia nella Grande Miniera Serbariu. Di seguito si riportano i risultati ottenuti e gli sviluppi futuri dell'attività svolta.

6.2. Analisi dei risultati

L'analisi energetica dell'edificio che ospita le attività della Sotacarbo ha evidenziato che i consumi della struttura sono da ascrivere principalmente alla climatizzazione degli ambienti, all'illuminazione e alle attività di laboratorio. I consumi si concentrano prevalentemente nelle ore centrali dei giorni lavorativi (dal lunedì al venerdì), mentre nelle altre ore dei giorni feriali e i giorni festivi i consumi sono trascurabili e dovuti principalmente ai macchinari dei laboratori che devono essere mantenuti in stand-by. Nel presente studio sono stati valutati diversi scenari impiantistici del sistema di climatizzazione degli ambienti:

- Situazione attuale: generazione con pompa di calore aria-acqua;
- Situazione di progetto: sistema con pompa di calore acqua-acqua accoppiata con sonda geotermica (verticale immersa nel terreno oppure ad acqua di falda).

È stata inoltre valutata la possibilità di accoppiare un sistema di accumulo dell'energia elettrica all'impianto fotovoltaico di prossima realizzazione (di potenza pari a 87,48 kWp), al fine di massimizzare l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta in situ. Infatti, la copertura lorda dei consumi di energia elettrica (vale a dire senza considerare

RELAZIONE FINALE

le contemporaneità tra consumi e produzione) con la produzione dell'impianto fotovoltaico è pari al 60,4%, mentre quella netta (dunque considerando la contemporaneità tra consumi e produzione) si attesta al 40,8%. In queste condizioni circa i 2/3 dell'energia vengono autoconsumati, mentre la parte restante viene immessa in rete. Associando al sistema un accumulo elettrico di capacità pari a 100 kWh (effettuato tramite batterie e/o veicoli elettrici), l'energia immessa in rete si riduce dal 32,5 al 18,9%, mentre l'autoconsumo aumenta, passando dal 67,5 all'81,1%. Sulla base della richiesta energetica degli ambienti scaturita dall'analisi energetica e delle condizioni di funzionamento dell'impianto, in sostituzione della pompa di calore aria-acqua esistente è stata scelta la pompa di calore acqua-acqua modello WRL650 prodotta dall'azienda AERMEC. Questa macchina verrà accoppiata con una sonda geotermica, del tipo verticale immersa nel terreno oppure ad acqua di falda.

Sulla base dei fabbisogni termici dell'edificio è richiesta una sonda geotermica verticale di lunghezza pari a 2.715 m, a cui corrisponde un campo di 7 sonde del tipo a doppio U, di altezza pari a 97 m, all'interno delle quali circola una miscela di acqua e glicole.

In alternativa, la pompa di calore potrà essere accoppiata con una sonda ad acqua di falda che preleva il fluido primario dal pozzo posizionato nella parte posteriore dell'edificio oggetto di studio. La pompa a servizio del circuito dovrà essere in grado di fornire una portata massima di 29.130 l/h. Dal punto di vista impiantistico, in questo caso, al fine di preservare gli organi interni della pompa di calore dall'azione aggressiva (chimica e fisica) dell'acqua di pozzo, tra i due circuiti (della macchina e primario) deve essere posizionato uno scambiatore di calore intermedio in acciaio inox.

L'analisi economica effettuata ha determinato che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è economicamente conveniente, mentre un risultato opposto è stato ottenuto per l'accumulo elettrico. Questo è dovuto al fatto che l'impianto fotovoltaico presenta una produzione che bene si sovrapposizione con i consumi della struttura in cui è impiegato. Per cui l'introduzione nel sistema di un accumulo elettrico produce un aumento dell'energia autoprodotta non sufficiente a bilanciare i costi d'impianto.

La sostituzione della pompa di calore esistente accoppiata con una sonda geotermica risulta essere economicamente conveniente solo con la soluzione ad acqua di falda. La soluzione immersa nel terreno non risulta infatti conveniente in quanto i costi di

RELAZIONE FINALE

trivellazione incidono in maniera considerevole, non permettendo un ritorno dell'investimento iniziale.

Sulla base dei risultati ottenuti dalle valutazioni degli impatti ambientali e dell'impronta idrica degli scenari tecnologici considerati nel loro ciclo di vita complessivo, è emerso che l'utilizzo della geotermia, sia nella configurazione impiantistica ad acqua di falda sia con sonda geotermica verticale immersa nel terreno, sono alternative valide a sostituire la soluzione tecnologica attuale, che ha mostrato impatti notevolmente superiori.

6.3. Sviluppi futuri

L'analisi effettuata ha determinato la convenienza tecnica, economica ed ambientale della sostituzione della pompa di calore esistente posta a servizio della sede della Sotacarbo con una del tipo acqua-acqua accoppiata con una sonda geotermica ad acqua di falda.

Gli sviluppi futuri dello studio in oggetto riguarderanno la progettazione esecutiva e la successiva realizzazione dell'impianto sperimentale.

In caso di realizzazione della soluzione con sonda immersa nel terreno, si potrà preliminarmente valutare la correttezza dell'interdistanza tra le sonde geotermiche effettuando un'analisi del sistema tramite il Metodo agli Elementi Finiti (FEM), che permetterà oltretutto di valutare l'evoluzione della distribuzione delle temperature nel terreno circostante la sonda (Orrù, 2007).

A questa dovrà essere affiancata la realizzazione dell'impianto fotovoltaico e dell'eventuale sistema di accumulo. Una soluzione alternativa a quella studiata può essere l'accoppiamento di un accumulo termico in associazione a quello elettrico.

Tutto il sistema dovrà essere integrato in una *micro-grid* che governerà il funzionamento energetico, al fine di ottimizzare produzione e consumi, privilegiando l'autoconsumo di energia elettrica.

La struttura dovrà essere strumentata per monitorare i consumi di energia elettrica (oltre a quelli attualmente presenti) ed i principali parametri di funzionamento del sistema di produzione termica (produzione, consumo, rendimento) durante l'esercizio.

RELAZIONE FINALE

I risultati del monitoraggio dell'impianto sperimentale potranno essere, infine, confrontati con quelli di modello analitico.

Propedeutico alla progettazione e alla realizzazione dell'intervento sarà la caratterizzazione del pozzo posizionato nella parte posteriore dell'edificio oggetto di studio. Al fine di determinare le caratteristiche del pozzo e la sua portata di esercizio, sarà di fondamentale importanza effettuare una prova di portata, svolta in base a quanto stabilito dalla normativa. Inoltre si dovrà procedere anche alla caratterizzazione dell'acqua presente in falda, al fine di determinarne il livello di aggressività chimica e fisica in riferimento ai diversi componenti dell'impianto con cui essa interagirà.

Bibliografia

1. Alias N., Mohamad A.A., 2015. Advances of aqueous rechargeable lithium-ion battery: a review, *Journal of Power Sources*, vol. 274, pp. 237-251.
2. Andwari A.M., Pesiridis A., Rajoo S., Martinez-Botas R., Esfahanian V., 2017. Review of Battery Electric Vehicle technology and readiness levels, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 414-430.
3. Balaish M., Kraytsberg A., Ein-Eli Y., 2014. A critical review on lithium-air battery electrolytes, *Physical Chemistry Chemical Physics*, vol. 16, pp. 2801-2822.
4. Ball D.A., Fischer R.D., Hodgett D.L., 1983. Design methods for ground-source heat pumps. *ASHRAE Transactions*, Vol. 89, n. 2, pp. 416-440.
5. Basta S., Minchio F., 2007. *Geotermia e pompe di calore. Guida pratica agli impianti geotermici di climatizzazione*. Savino Basta Editore, Verona.
6. Bayer P. et al., 2011. Environmental impacts from geothermal heat pump systems: a cradle to grave analysis. *Geophysical Research Abstracts*, vol. 13, 1 p.
7. Birrozzi A., Maroni F., Carbonari G., Tossici R., Nobili F., Marassi R., 2013. Ricerca di materiali anodici per batterie litio ione operanti in elettroliti organici convenzionali di elevata energia. ENEA, Report 237, 44 pp.
8. Bistosini B., 2012-2013. "Sostenibilità di campi di sonde geotermiche in assenza di movimento di acqua di falda", Tesi di laurea, Università degli studi di Bologna.
9. Bose J.E., Ledbetter C.W., Partin J.R., 1979. Experimental results.
10. Bose J.E. et al., 1980. *Earth-Coupled and Solar-Assisted Heat Pump Systems*. 5th Annual Heat Pump Technology Conference, Oklahoma State University.
11. Bose J.E., 1988. *Closed-loop ground-coupled heat pump design manual*. Oklahoma state university, Engineering Technology Extension.
12. Boustead I., Hancock G.F., 1979. *Handbook of Industrial Energy Analysis*, John Wiley & Sons, New York, 422 pp.

RELAZIONE FINALE

13. Boustead I., 1992. Eco-Balance Methodology for Commodity Thermoplastics. Report to the European Centre for Plastics in the Environment (PWMI), Brussels, December 1992.
14. Boustead I., 1995. in Enzyklopädie der Kreislaufwirtschaft, Management der Kreislaufwirtschaft (Hrsg. K.J. Thomé-Kozmiensky), EF-Verlag für Energie-und Umwelttechnik, Berlin, pp. 320–327.
15. Braud H, Klimkowki H, Oliver J., 1983. Earth source heat exchanger for heat pumps. ASHRAE Transactions 1983, vol. 26, pp. 1818–1822.
16. Caboi R. et al. (a cura di), 1988. Inventario delle risorse geotermiche della Regione Sardegna, 40 pp.
17. Cantrell J., Wepfer W., 1984. Shallow Ponds for Dissipation of Building Heat: A case Study, ASHRAE Trans., vol.90, n. 1, pp. 239-246.
18. Chiavetta C., Tinti F., Bonoli A., 2011. Comparative life cycle assessment of renewable energy systems for heating and cooling. Procedia Engineering, vol. 21, pp. 591-597.
19. Choi H.K., Yoo G.J., Lim K.B., Lee S.H., Lee C.H., 2012. Characteristic analysis of bleeding effect on standing column well (SCW) type geothermal heat exchanger. Journal of Central South University, vol. 19, pp. 3202-3207.
20. Clerici G., 2003. Gli accumulatori elettrici. Utet, Milano, 120 pp.
21. CLM Baseline 2000. Institute of Environmental Sciences of Leiden; January 2000.
22. Decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze 7 aprile 2008 – Disposizioni in materia di detrazione per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'articolo 1, comma 349, della legge 27 dicembre 2006, n. 296. In G.U.R.I. n. 97, 24/04/2008.
23. D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale. In G.U.R.I. n. 88 del 14 aprile 2006.
24. Deng Z., 2004. Modeling of standing column wells in ground source heat pump systems. Tesi di dottorato di ricerca, pp. 326.
25. Deng Z., Spitler J. D., Rees S. J., 2006. Performance Analysis of Standing Column Well Ground Heat Exchanger Systems, ASHRAE Transactions 2006, vol. 112, n. 2, pp. 633-643.

RELAZIONE FINALE

26. Dettori B., Zanzari A.R., Zuddas P., 1982. Le acque termali della Sardegna. In "Ricerche geotermiche in Sardegna, con particolare riguardo al Campidano. PFE Sottoprogetto Energia geotermica - Relazione finale. Pisa 1982.
27. Dustmann C.H., 2004. Advances in ZEBRA batteries, *Journal of Power Sources*, vol. 127, pp. 85-92.
28. Eaves E., Eaves J., 2004. A cost comparison of fuel-cell and battery electric vehicles, *Journal of Power Sources*, vol. 130, pp. 208–212.
29. Eppner F., Pasquier P., Baudron P., 2017. A coupled thermo-hydro-geochemical model for standing column well subject to CO₂ degassing and installed in fractured calcareous aquifers. *Geomechanics for Energy and the Environment*, vol. 11, pp. 14-27.
30. Fileccia A., 2010. Le prove in pozzo e a gradini. In *Acque Sotterranee*, n. 121, settembre 2010.
31. Flamme B., Rodriguez Garcia G., Weil M., Haddad M., Phansavath P., Ratovelomanana-Vidala V., Chagnes A., 2017. Guidelines to design organic electrolytes for lithium-ion batteries: environmental impact, physicochemical and electrochemical properties, *Green Chemistry*, vol. 19, pp. 1828-1849.
32. Frau C., Loria E., Madeddu A., Poggi F., Studio sulla riqualificazione a nZEB di edifici pubblici del Sulcis, Report Ricerca di Sistema Elettrico, 2016.
33. Greening B., Azapagic A., 2012. Domestic heat pumps: life cycle environmental impacts and potential implications for the UK. *Energy*, vol. 39, pp. 205-217.
34. Ha S., Kim J., Choi A., Kim Y., Lee K.T., 2014. Sodium–Metal Halide and Sodium–Air Batteries, *Physical Chemistry Chemical Physics*, vol. 15, pp. 1971-1982.
35. Hedlund M., Lundin J., de Santiago J., Abrahamsson J., Bernhoff H., 2015. Flywheel Energy Storage for Automotive Applications, *Energies*, vol. 8, pp. 10636-10663.
36. Hoekstra A. Y. (1998). Appreciation of water: four perspectives. *Water Policy*, Vol. 1, pp. 605-622.
37. Hoekstra A. Y. (a cura di) (2003). Virtual water trade: Proceedings of the International Expert Meeting on Virtual Water Trade, 12–13 December 2002, Value of Water Research Report Series No. 12, UNESCO-IHE, Delft, The Netherlands, www.waterfootprint.org/Reports/Report12.pdf.

RELAZIONE FINALE

38. Hoekstra A. Y., Chapagain A. K. (2007). Water footprints of nations: water use by people as a function of their consumption pattern. *Water Resources Management*, Vol. 21, Issue 1, pp. 35-48.
39. Hoekstra A. Y., Chapagain A. K., Aldaya M. M., Mekonnen M. M. (2011). *The Water Footprint Assessment Manual. Setting the Global Standard*. Earthscan, London-Washington, pp. 228.
40. Hunt R. G., Franklin W. E., 1996. LCA. How it came about, *Personal Reflections on the origin and the development of LCA in the USA*, *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 1, n. 1, pp. 4-7.
41. Hunt R.G., Sellers J.D., Franklin W.E., 1992. Resource and environmental profile analysis a life cycle environmental assessment for products and procedures. *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 12, pp. 245–269.
42. IEA, 2017. *Global EV Outlook 2017 – Two million and counting*, pp. 71.
43. Ingersoll L.R., Zobel O.J., Ingersoll A.C., 1954. *Heat Conduction. Engineering and Geological Applications*, 2nd edition, McGraw-Hill, NY.
44. Ingersoll L.R., Zobel O.J., Ingersoll A.C., 1955. *Heat conduction: with engineering geological applications*, Thames and Hudson, London, pp. 325.
45. ISO 14040:1997 - Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework.
46. ISO 14041:1999 - Environmental management - Life cycle assessment - Goal and scope definition and inventory analysis.
47. ISO 14042:2000 - Environmental management - Life cycle assessment - Life cycle impact assessment.
48. ISO 14043:2000 - Environmental management - Life cycle assessment - Life cycle interpretation.
49. ISO 14040:2006 - Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework.
50. ISO 14044:2006 - Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines.
51. ISO 14046:2014 - Environmental management – Water footprint – Principles, requirements and guidelines.

RELAZIONE FINALE

52. Itani K., De Bernardinis A., Khatir Z., Jammal A., 2017. Comparative analysis of two hybrid energy storage systems used in a two-front wheel driven electric vehicle during extreme start-up and regenerative braking operations, *Energy Conversion and Management*, vol. 144, pp. 69–87.
53. Janzen D.C., 1995. Methodology of the European surfactant life-cycle inventory for detergent surfactants production. *Tenside Surfactants Detergents*, vol. 32, pp. 110–121.
54. Karlsdottir M.R., Lew J.B., Palsson H.P., Palsson O.P., 2014. Geothermal district heating system in Iceland: a life cycle perspective with focus on primary energy efficiency and CO₂ emissions. In the Proceedings of the 14th Int. Symposium on District Heating and Cooling, Stockholm (Sweden), Sept. 7-9 2014, 8 pp.
55. Kavanaugh, S.P., Rafferty K., 1997. *Ground-Source Heat Pumps*, ASHRAE, Atlanta, Georgia.
56. Kim H., Ding Y., Kohl P.A., 2012. LiSICON – ionic liquid electrolyte for lithium ion battery, *Journal of Power Sources*, vol. 198, pp. 281-286.
57. Kim J. et al., 2015. An Environmental and economic assessment for selecting the optimal ground heat exchanger by considering the entering water temperature. *Energies*, vol. 8, pp. 7752-7776.
58. Klöpffer W. (ed.), 2014. *Background and Future Prospects in Life Cycle Assessment*, LCA Compendium – The Complete World of Life Cycle Assessment, Springer Science+Business Media, pp. 39-48.
59. Koenig A.A., 2010. *Ground Source Heat Pump Well Field Design and Control Strategy for Large Tonnage*. US Patent 7647773.
60. Köhler U., Antonius C., Bäuerlein P., 2004. Advances in alkaline batteries, *Journal of Power Sources*, vol. 127, pp. 45–52.
61. Koroneos C.J., Nanaki E.A., 2017. Environmental impact assessment of a ground source heat pump system in Greece. *Geothermics*, vol. 65, pp. 1-9.
62. Li M., 2012. *Life Cycle Assessment of residential heating and cooling systems in Minnesota*. A thesis submitted to the Faculty of the Graduate School of the University of Minnesota, Dec. 2012, 87 pp.

RELAZIONE FINALE

63. Lund J. W., 2001. Ground-Source (Geo-thermal) Heat Pumps, Text Book, European Summer School on Geothermal Energy Applications, University of Oradea, Romania.
64. Macrì M., 2011. Climatizzazione di edifici con pompe di calore geotermiche. Analisi termodinamica ed economica. Edizioni Savine, Ancarano, 200 pp.
65. Matuszewska D., 2011. Environomic Optimal Design of Geothermal Energy Conversion Systems using Life Cycle Assessment. Master's thesis, RES the School for Renewable Energy Science in affiliation with University of Iceland, and University of Akureyri, 92 pp.
66. Montanino M., Prosini P.P., 2013. "Redox Shuttle" per la protezione delle batterie al litio da sovraccarico. ENEA Report RdS n. 241, 13 pp.
67. Nitkiewicz A., Sekret R., 2014. Comparison of LCA results of low temperature heat plant using electric heat pump, absorption heat pump and gas-fired boiler. Energy conversion and Management, vol. 87, pp. 647-652.
68. Nithya C., Gopukumar S., 2015. Sodium ion batteries: a newer electrochemical storage, WIREs Energy and Environment, vol. 4, pp. 253-278.
69. Nitta N., Jung F.W., Lee T., Yushin G., 2015. Li-ion battery materials: present and future, Materials Today, vol. 18, n. 5, pp. 252-264.
70. Ng B.M., Underwood C., Walker S., 2009. Numerical modelling of multiple standing column wells for heating and cooling buildings. In the Proceedings of Eleventh International IBPSA Conference, Glasgow (UK), July 27-30, 2009, pp. 49-55.
71. Nguyen A., Pasquier P., Marcotte D., 2015a. Thermal resistance and capacity model for standing column wells operating under a bleed control. Renewable Energy, vol. 76, pp. 743-756.
72. Nguyen A., Pasquier P., Marcotte D., 2015b. Influence of groundwater flow in fractured aquifers on standing column wells performance. Geothermics, vol. 58, pp. 39-48.
73. Oliver J., Braud H., 1981. Thermal exchange to earth with concentric well pipes. ASHRAE Transactions 1981, vol. 24, n. 4, pp. 906-910.
74. Orio C.D., 1994. Geothermal heat pumps and standing column wells. Geothermal Resources Council Transactions, vol. 18, pp. 375-379.

RELAZIONE FINALE

75. Orio C.D., 1998. Vertical earth coupling kelvin line theory. Technical bulletin #43. Water and Energy Systems Corporation, Atkinson, N.H., pp. 10.
76. Orio C.D., 1999. Geothermal heat pump applications industrial/commercial. Energy Engineering, vol. 96, n. 3, pp. 58-66.
77. Orrù P.F., Pilloni M.T., "Progettazione di un Impianto di Climatizzazione Alimentato tramite Pompa di Calore. Confronto Tecnico-Economico fra Pompa di Calore Geotermica e Tradizionale", Atti del XXXIV Convegno Nazionale ANIMP, aprile 2007.
78. Pasquier P., Nguyen A., Eppner F., Marcotte D., Baudron P., 2016. Standing column wells. In: Advances in Ground-Source Heat Pump Systems, Elsevier, pp. 269-294.
79. Pollet B.G., Staffell I., Shang J.L., 2012. Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: From electrochemistry to market prospects, Electrochimica, vol. 84, pp. 235-249.
80. Regione Autonoma della Sardegna, 2013. Piano Energetico Ambientale Regionale, Allegato L'energia geotermica, 227 pp.
81. Ramesh A., Spitler J., 2012. A Quasi-two-Dimensional standing column well model for ground source heat pump systems. In the Proceedings of Innostock 2012, The 12th International Conference on Energy Storage, Lleida (Spain), 10 pp.
82. Ristimäki M. et al., 2013. Combining life cycle costing and life cycle assessment for an analysis of new residential district energy system design. Energy, vol 63, pp. 168-169.
83. Rodriguez J., Bangueses I., Castro M., 2012. Life cycle analysis of geothermal heat pump installation and comparison with conventional fuel boiler system in a nursery school in Galicia (Spain). EPJ Web of Conferences, vol. 33, 8 pp.
84. SimaPro 6.0, 2004. PRé Consultants.
85. Settini L., 2006. Studio di materiali elettrolici ed elettrolitici per sistemi elettrochimici ad alta densità di energia. Tesi di dottorato di ricerca in Scienza dei materiali, Università degli Studi di Roma "La Sapienza", XVIII Ciclo, 111 pp.
86. Small L.J. et al., 2017. Next generation molten NaI batteries for grid scale energy storage, Journal of Power Sources, vol. 360, pp. 569-574.

RELAZIONE FINALE

87. Spitler J.D., 2005. Editorial: Ground-Source Heat Pump System Research —Past, Present, and Future. HVAC&R Research, vol. 11. n. 2, pp.165-167.
88. Spitler J.D., Rees S.J., Deng Z., Chiasson A., Orio C.D., Johnson C., 2002. ASHRAE 1119-RP: R & D Studies Applied to Standing Column Well Design. Final Report. Oklahoma State University.
89. Stephan A.M., Nahm K.S., 2006. Review on composite polymer electrolytes for lithium batteries, Polymer, vol. 47, pp. 5952-5964.
90. Strazzabosco G., 2014-2015. "Analisi energetica ed economica di sistemi a pompa di calore geotermica per la climatizzazione di edifici", Tesi di laurea, Università degli studi di Padova.
91. Tinti F., 2008. Geotermia per la climatizzazione. Applicazioni – Tecnologia – Analisi costi-benefici. Dario Flaccovio Editore, Palermo, 209 pp.
92. Todd D.K., Mays L.W., 2005. Groundwater hydrology, John Wiley and Sons, USA, pp. 636.
93. Toscani, A., 2008. Veicoli elettrici di tipo ibrido per una mobilità urbana sostenibile. Dottorato di ricerca in tecnologie dell'informazione, XX Ciclo, Università degli studi di Parma, 240 pp.
94. Wolfram P., Lutsey N., 2016. Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions, Working Paper 2016-14, International Council of Cleaner Transportation, 15 July 2016, pp. 23.
95. Yavuzturk C., Chiasson A. D., 2002. Performance Analysis of U-Tube, Concentric Tube, and Standing Column Well Ground Heat Exchangers using a System Simulation Approach. ASHRAE Transactions: Symposia, pp. 925-938.
96. Yuill G. K., Mikler V., 1995. Analysis of the Effect of Induced Groundwater Flow on Heat Transfer from a Vertical Open-Hole Concentric-Tube Thermal Well. ASHRAE Transactions 1995, vol. 101, n. 1, pp. 173-185.