

POLITECNICO DI TORINO

Dipartimento Energia “Galileo Ferraris”

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare
Classe LM-30



Tesi di Laurea

Efficienza Energetica nella Pubblica Amministrazione

*Razionalizzazione impiantistica e integrazione di Fonti Energetiche
Rinnovabili presso gli impianti di Environment Park*

Relatori

Prof. Alberto Poggio

Ing. Giulio Cerino Abdin

Candidato

Sebastiano Quarta

Dicembre 2020

Indice

Introduzione	1
1. <i>Environment Park</i>, un parco scientifico – tecnologico	4
1.1 <i>Il complesso edilizio</i>	4
1.2 <i>Gli impianti termotecnici</i>	7
1.3 <i>Le energie rinnovabili.....</i>	9
1.4 <i>Il futuro allaccio al teleriscaldamento</i>	12
2. <i>Analisi dei flussi energetici</i>	17
2.1 <i>Consumi di energia elettrica</i>	17
2.2 <i>Consumi di energia termica</i>	22
2.3 <i>Conduzione degli impianti termici</i>	27
2.4 <i>Stima del carico termico assorbito.....</i>	30
2.5 <i>Produzione di energia elettrica</i>	35
3. <i>Incentivazioni efficientamento energetico</i>	38
3.1 <i>Descrizione dei possibili interventi.....</i>	38
3.1.1 <i>Riqualificazione del parco UTA.....</i>	38
3.1.2 <i>Ottimizzazione del circuito secondario di riscaldamento ad acqua</i>	41
3.1.3 <i>Installazione di un parco fotovoltaico</i>	41
3.1.4 <i>Installazione di pannelli solari termici.....</i>	42
3.2 <i>Inquadramento Nazionale degli incentivi</i>	42
3.3 <i>Titoli di Efficienza Energetica</i>	43
3.4 <i>Conto Termico.....</i>	45
3.4.1 <i>Pompe di calore</i>	46
3.4.2 <i>Collettori solari termici.....</i>	47
3.5 <i>D.M. 04/07/2019</i>	48
4. <i>Integrazione di fonti rinnovabili</i>	52
4.1 <i>Superfici piane disponibili</i>	52
4.2 <i>Dimensionamento impianti fotovoltaici</i>	54

4.2.1	Il software PV*SOL®	54
4.2.2	Dimensionamento della potenza elettrica installabile.....	55
4.3	<i>Analisi costi – benefici</i>	64
4.3.1	Scenario 1 – solo assorbimento di potenza dalle utenze del parco	64
4.3.2	Scenario 2 – assorbimento di potenza dalle utenze del parco e autoproduzione da centralina idroelettrica	68
4.3.3	Confronto tra i due scenari	72
5.	Installazione pompa di calore	74
5.1	<i>Principi di funzionamento</i>	74
5.2	<i>Grandezze caratteristiche</i>	76
5.3	<i>Dimensionamento e scelta della macchina</i>	78
5.4	<i>Analisi costi – benefici</i>	81
	Conclusioni	84
	ALLEGATO 1 – Tariffe energia termica IREN 2019 Città di Torino	86
	Indice Figure	90
	Bibliografia	92
	Ringraziamenti	96

Alla mia famiglia..

Introduzione

Il cambiamento climatico post – industriale, causato dall’aumento della temperatura media superficiale terrestre, ha portato alla stesura di numerosi accordi internazionali con i quali si stabiliscono termini e modalità per limitare l’inquinamento da emissioni di gas-serra climalteranti e contenere, in questo modo, il surriscaldamento globale. È questa una delle sfide più grandi del mondo attuale data la crescita della domanda di energia globale.

Nel 1997, con il Protocollo di Kyoto, si registra una svolta nella lotta contro le emissioni di CO₂. Il trattato, redatto da 180 paesi in occasione della Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, richiedeva ai Paesi firmatari una riduzione pari al 5,2% delle emissioni di gas-serra rispetto ai livelli del 1990.

Nel 2009 il Parlamento Europeo emana la direttiva 2009/28 CE contenente le misure di attuazione del Pacchetto Clima – Energia “20 – 20 – 20”. L’obiettivo è quello di ridurre le emissioni di CO₂ del 20% rispetto alle emissioni registrate nel 1990, aumentare al 20% la quota di energia prodotta da FER¹, migliorare l’efficienza energetica del 20%, entro l’anno 2020.

Il primo accordo internazionale vincolante sul piano giuridico è la conferenza di Parigi (COP21) del 2015, che unisce 195 paesi partecipanti. Dalla seconda metà del XXI secolo in poi, le emissioni antropiche di gas – serra dovranno essere nulle e si dovranno protrarre gli sforzi per contenere l’aumento di temperatura media globale entro i 2°C rispetto ai livelli preindustriali.

Il quadro 2030 per il clima e l’energia dell’Unione Europea, fissa gli obiettivi chiave per ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 40% (rispetto ai livelli del 1990),

¹ Fonti energetiche rinnovabili

una quota almeno del 32% di energia rinnovabile e un miglioramento del 32,5% dell'efficienza energetica. [1]

Un importante contributo alla richiesta di energia primaria è rappresentato dalle utenze del settore civile, circa per il 45% sul totale nell'Unione Europea². In questo senso, attuare politiche di riqualificazione energetica in edilizia e usi civili è un punto cruciale per la transizione energetica in questi anni.

Rivolgendo l'attenzione sul settore edilizio terziario, oggetto del lavoro di tesi è lo studio degli impianti termotecnici dell'*Environment Park* di Torino, parco scientifico – tecnologico situato nella zona del Parco Dora, che offre una visione ad ampio spettro sull'impiantistica energetica negli usi civili grazie all'eterogeneità degli edifici e degli impianti ad essi asserviti.

L'analisi di opportunità di razionalizzazione impiantistica, di risparmio energetico, e di integrazione dei consumi attraverso installazione di fonti energetiche rinnovabili nella realtà del parco, costituiscono l'obiettivo cardine dello studio svolto.

In quest'ottica, nella prima parte della tesi verranno descritte le caratteristiche del parco di interesse e ne verranno analizzati i consumi di energia elettrica e termica allo scopo di definire una situazione di partenza (capitoli 1 e 2).

Nella seconda parte della tesi, nel capitolo 3, verranno introdotte le possibili soluzioni da prendere in considerazione e le incentivazioni ad esse connesse in Italia per condurre un'analisi economico – energetica relativa agli interventi di retrofit scelti.

² “Il settore degli edifici è responsabile nell'Unione Europea del 40% del consumo finale di energia e dovrà sensibilmente incrementare il suo tasso di ristrutturazione e riqualificazione energetica, che attualmente varia tra lo 0,4 e l'1,2% nei vari Stati Membri. Come delineato nella bozza di Strategia per la Riqualificazione del Patrimonio Immobiliare Nazionale (STREPIN), il settore civile è responsabile di circa il 45% dei consumi finali di energia e del 17,5% delle emissioni dirette di CO₂ del nostro Paese.” [24]

In ultimo, nei capitoli 4 e 5, saranno dimensionate ed esaminate in dettaglio le installazioni scelte, corredandoli con il calcolo dei risparmi energetici conseguiti a fronte degli interventi di retrofit, e le analisi costi – benefici per la definizione di un tempo di ritorno semplice per l’investimento effettuato.

1. *Environment Park*, un parco scientifico – tecnologico

Verranno di seguito illustrate nel dettaglio le principali caratteristiche del caso oggetto di studio, rappresentato dal complesso *Environment Park*, parco scientifico – tecnologico situato nel Comune di Torino, e degli impianti tecnici asserviti alla sua gestione.

Environment Park S.p.A. è un'azienda ad azionariato pubblico che accelera l'innovazione di imprese che puntano ad allargare il proprio mercato con soluzioni eco – efficienti in materia di risparmio energetico, smaltimento dei rifiuti, energie pulite, nuovi materiali ed assistenza al *fundraising*, ed è altresì incaricata della gestione del parco stesso, di cui porta il nome.

Il progetto *Environment Park* nasce nel 1996 dalla volontà della Regione Piemonte, si sviluppa nell'arco di dieci anni, e si conclude nel 2006 con la costruzione del Centro Servizi (che ospita la sede della società ed un'area dedicata agli eventi).

Il parco scientifico – tecnologico è “un complesso realizzato con tecnologie in bioedilizia ed architetture sostenibili ... indirizzato a riportare alla condizione originaria di green-field quello che era stato un brown-field: da area industriale a parco destinato alla produzione “immateriale” per l'innovazione tecnologica ... un nuovo quartiere restituito alla Città di Torino alla fine degli anni Novanta in seguito alla dismissione della cosiddetta cerniera dell'acciaio, un grande complesso industriale che ha ospitato per un secolo i big dell'industria pesante (dalla Fiat alla Michelin, fino a Teksid, e Officine Savigliano”. [2]

1.1 Il complesso edilizio

L'*Environment Park*, con i suoi undici edifici, occupa una superficie di circa 30.000 m², oggi adibiti a laboratori ed uffici, separati da una valle verde e da un canale idrico derivato dal fiume Dora Riparia.

La costruzione di tutti gli edifici si sviluppa su tre livelli (L0 – L1 – L2), e permette di unificare oltre che collegare l'autorimessa al livello inferiore (L0) con i locali adibiti ad uffici e laboratori dei due livelli superiori (L1 e L2).

Questi ultimi occupano gli otto lotti centrali del parco, e sono ricoperti da “Tetti Verdi” che contribuiscono ad impreziosire la funzione ambientale del complesso. Sono, infatti, dei veri e propri giardini, atti non solo ad incrementare il verde pubblico, ma anche a coibentare gli edifici stessi riducendone il consumo energetico estivo ed invernale. Fungono inoltre da filtro per gli inquinanti atmosferici, la pioggia e l'inquinamento acustico urbano. L'impatto dei “tetti verdi” sul clima della città è notevole poiché oltre che ridurre l'effetto “isola di calore”, impedisce, nelle zone ad alta densità costruttiva, l'aumento di temperatura causato da diversi fattori: le molteplici riflessioni dei raggi solari tra gli edifici, la riduzione dell'intensità del profilo di velocità del vento in presenza di ostacoli rappresentati dagli edifici, la riduzione dell'albedo – il coefficiente di riflessione luminosa dell'asfalto è inferiore a quelli dei terreni incontaminati dall'intervento dell'uomo – e le varie fonti di produzione di calore cittadine quali impianti di riscaldamento e condizionamento o trasporto pubblico.

I restanti tre edifici accolgono il bar/mensa, il locale caldaie, e il Centro Servizi, “rivestito da listelli in legno all'interno di un esoscheletro metallico delle Ferriere Fiat, ultima memoria della fabbrica che sorgeva sull'area” [2]. Sono presenti, inoltre, un box mobile dedicato al contenimento di una centralina idroelettrica che sfrutta la derivazione del fiume Dora, ed una vela fotovoltaica esposta a Sud all'altezza dei locali bar/mensa.

Environment Park



01_Planimetria area



Figura 1 – Planimetria area *Environment Park* [3]



Figura 2 – Panoramica area *Environment Park* [4]

1.2 Gli impianti termotecnici

L'analisi svolta durante il lavoro di tesi è sviluppata considerando lo stabilimento ex-post all'allacciamento alla rete di teleriscaldamento³ urbana del Comune di Torino. Risulta però utile capire quale fosse la situazione prima dell'effettiva messa in opera dell'intervento ai fini dell'analisi del fabbisogno di energia termica e di una migliore comprensione dei flussi energetici in gioco.

La situazione oggetto di studio (precedente alla realizzazione dell'intervento di allaccio al teleriscaldamento, previsto per settembre 2020) presenta il complesso come servito da due caldaie ad acqua surriscaldata alimentate a cippato di legna con potenza di targa di 800 kW ciascuna (che coprono circa l'85% del fabbisogno di riscaldamento), e da una caldaia di integrazione alimentata a gas naturale da 870 kW.

Il cippato di legna, largamente disponibile nella provincia di Torino, è un sottoprodotto derivato da processi di silvicoltura o scarti di segheria, e può essere considerato una risorsa energetica rinnovabile. Bisogna però rivolgere una considerazione riguardo al contributo in termini di emissioni di particolato in quanto combustibile solido: inquadrato nel contesto metropolitano torinese, l'utilizzo di cippato di legna, allo scopo di generazione di energia termica, può portare ad un incremento dell'inquinamento da particolato, aggravando la situazione di infrazioni sugli indici di qualità dell'aria.

Le due caldaie a cippato alimentano con acqua surriscaldata a circa 110°C un anello primario a cui sono collegati due gruppi frigoriferi ad assorbimento da 500 kW ciascuno (mai utilizzati, inizialmente pensati per il raffrescamento estivo) e un gruppo frigorifero a vite da 850 kW, che utilizzano come pozzo termico una vasca

³ “Qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria.” [22]

di captazione delle acque del fiume Dora al posto delle classiche torri di raffreddamento, due scambiatori a piastre primario/secondario per servire le utenze (riscaldamento, UTA, acqua calda sanitaria) e un gruppo frigo reversibile acqua – acqua da 400 kW per le esigenze del Centro Servizi.

L'anello secondario caldo, a valle degli scambiatori, è a servizio di tutte le utenze del parco, sia quelle di acqua calda sanitaria, sia quelle di riscaldamento mediante travi radianti a bassa temperatura e fan coils nei lotti dedicati ad uffici e laboratori, pannelli radianti a soffitto nel Centro Servizi, e 29 Unità di Trattamento Aria dislocate tra tutti gli edifici che gestiscono anche il raffrescamento estivo degli ambienti insieme alle travi fredde a 4 tubi⁴. Nei periodi climatici di transizione l'acqua di fiume viene convogliata in un circuito di *free – cooling* che permette di posticipare l'accensione ed anticipare lo spegnimento dei gruppi frigoriferi per il raffrescamento nella stagione estiva.

In ultimo, il parco è dotato di una duplice installazione: un impianto di fitodepurazione delle acque di scarico dell'edificio A2, per l'irrigazione dei tetti verdi grazie anche all'integrazione con l'acqua di fiume, e un sistema di recupero delle acque piovane da utilizzare per gli scarichi dei servizi igienici nel Centro Servizi.

Lo stabilimento si avvale dell'utilizzo di una piattaforma di gestione e controllo di tutti gli impianti (fornita dalla società *Johnson Controls®*) attraverso cui è possibile programmare le attività di tutti i componenti e visualizzarne gli schemi impiantistici e le configurazioni, monitorare le grandezze caratteristiche di interesse e recuperarle in memoria per un dato intervallo temporale.

⁴ Le travi fredde da incasso, posizionate nel soffitto o nel controsoffitto dell'ambiente climatizzato, sono una tipologia di terminali ad acqua integrati nell'architettura degli interni dell'ambiente stesso, il cui principio di funzionamento si basa sulla convezione naturale: l'aria calda più leggera, proveniente dall'ambiente, sale verso l'alto, si raffredda a contatto con le superfici all'interno delle travi, e riscende verso il basso senza variare la propria umidità assoluta

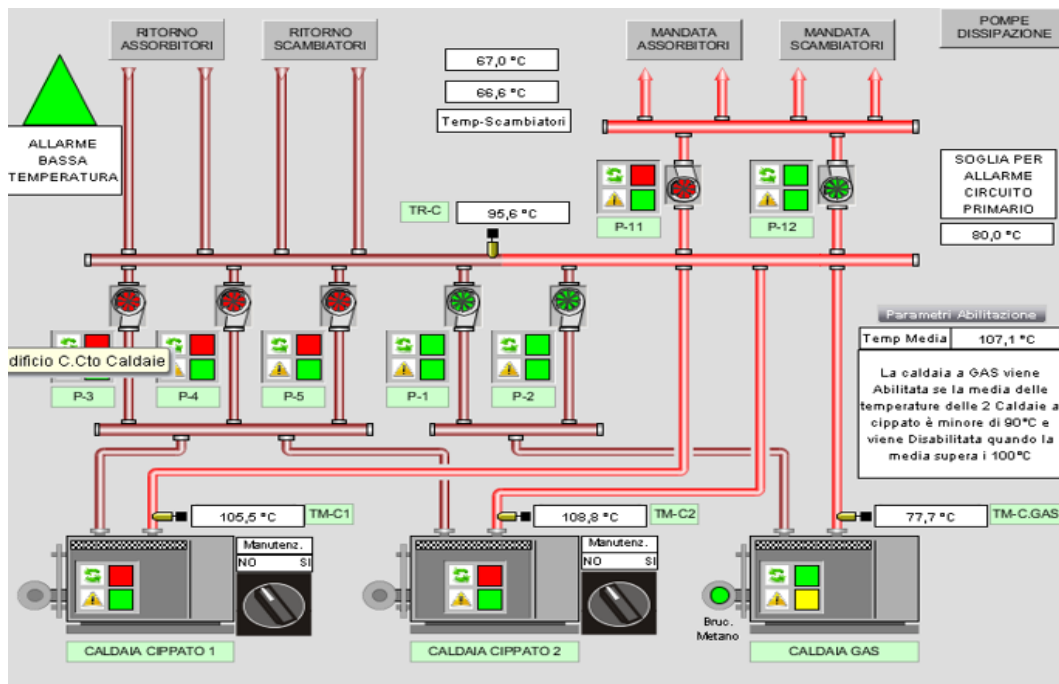


Figura 3 - Schema impiantistico circuito primario *Environment Park* dicembre 2019

Con riferimento alle considerazioni fatte finora, si riporta in figura 3 lo schema funzionale del circuito primario di generazione termica nel mese di dicembre 2019, ricavato dalla suddetta piattaforma di gestione e controllo.

1.3 Le energie rinnovabili

Environment Park è pensato in ottica green, e sfrutta fonti di energia rinnovabili quali radiazione solare e acqua fluente per poter convogliare energia elettrica nella rete nazionale o per la copertura parziale di alcune esigenze termiche del complesso.

Il parco può essere considerato una realtà “attiva” dal punto di vista elettrico perché contiene al suo interno una centralina idroelettrica da 670 kW che sfrutta il canale di derivazione Meana delle acque del fiume Dora Riparia, ed una vela fotovoltaica curva in silicio policristallino da 16 kW_p rivolta a Sud, che immette energia elettrica nella rete nazionale.



Figura 4 – Box centralina idroelettrica [4]



Figura 5 - Vela fotovoltaica [4]

Per ciò che concerne gli utilizzi termici, la parete sud del Centro Servizi sfrutta l'energia solare mediante due tecnologie differenti:

- Un *Solarwall*⁵ di 160 m² che preriscalda l'aria primaria in ingresso ad un'Unità di Trattamento Aria a servizio della sala congressi (UTA2CS). Purtroppo, questa macchina funziona poche ore durante l'anno perché serve solo l'auditorium. Inoltre, il *Solarwall* è adiacente a dei locali tecnici non riscaldati. Ne risulta perciò la tecnologia non sfruttata in maniera ottimale e per la quale si potrebbe ripensare l'utilizzo della parete.
- Sei pannelli solari termici collegati ad uno degli accumuli per a.c.s. da 800 litri.



Figura 6 - Centro servizi prospetto Sud con collettori solari e Solarwall [4]

⁵ Sulla parete esterna viene applicato un sistema a pannelli a tenuta stagna in alluminio, con lamiera grecata e microforata rivolta verso l'esterno. L'aria nel corpo del pannello viene mantenuta in depressione per mezzo di un ventilatore a bassa velocità, in modo che l'aria esterna venga aspirata attraverso i fori e si riscaldi assorbendo il calore dal pannello metallico e dal flusso di calore in uscita dal muro. Questa tecnologia è in grado di preriscaldare l'aria in ingresso alle UTA e mitigare gli effetti climatici subiti dagli ambienti immediatamente adiacenti alla parete stessa.

1.4 Il futuro allaccio al teleriscaldamento

Dal 2020 in poi l'approvvigionamento energetico del complesso viene ripensato, con l'intenzione di smantellare le due caldaie a cippato e i due gruppi frigoriferi ad assorbimento che non erano mai stati utilizzati, e prevedendo l'allaccio alla rete di teleriscaldamento metropolitana (di proprietà di IREN). Inoltre, le utenze di acqua calda sanitaria vengono disaccoppiate dall'anello secondario di riscaldamento per essere servite da impianti locali dedicati per ogni edificio.



Figura 7 – Schema di massima rete di teleriscaldamento generica [5]

Di solito, il fluido termovettore è prodotto in una o più centrali produttive di grossa taglia lontane dal centro cittadino, ed è ormai uso comune sfruttare il fluido di scarico delle turbine di centrali termoelettriche cogenerative o a ciclo combinato, in modo da produrre nello stesso posto energia elettrica ed energia termica per le esigenze dell'utenza, ed utilizzare in maniera efficiente cascami termici che non avrebbero avuto altre funzioni nella centrale termoelettrica stessa. Il combustibile utilizzato nelle centrali cogenerative può essere fossile, nucleare, rinnovabile (utilizzando la geotermia, tecnologie solari o addirittura derivante da biomasse o da termovalorizzazione di rifiuti solidi urbani). Questa tecnologia garantisce dunque un uso più efficiente dell'energia primaria in assetto cogenerativo o in assetto di recupero da scarti termici industriali, la possibilità di integrazione e/o totale sfruttamento di tecnologie pulite e rinnovabili come della termovalorizzazione di

r.s.u.⁶ destinati alla discarica, e una diversificazione delle fonti energetiche utilizzate per soddisfare il fabbisogno di energia termica.

La distribuzione di acqua surriscaldata a 120°C alle utenze cittadine viene effettuata mediante una rete di tubazioni in pressione interrate e coibentate, che successivamente la riportano alla centrale a temperatura inferiore per essere nuovamente riscaldata e ri-pompata nelle tubazioni di mandata.

Generalmente, il collegamento con gli impianti termici delle singole utenze civili è effettuato attraverso sottostazioni dotate di scambiatori a piastre dedicati per ogni singolo edificio: al momento del bisogno, vengono azionate le pompe nel secondario per assorbire calore dal circuito primario. Questo sistema di distribuzione e trasporto deve ovviamente fare i conti con le perdite termiche di rete causate dalla grande estensione di tubazioni per la città.

In un'ottica di riduzione dell'inquinamento urbano, l'allacciamento alla rete di teleriscaldamento garantisce l'abbattimento delle polveri mediante filtri e precipitatori (centrifughi o elettrostatici) e degli NO_x mediante i filtri catalitici a sistema SCR o NSCR presenti in centrale⁷.

Altro grande vantaggio del teleriscaldamento è la delocalizzazione delle emissioni di inquinanti rispetto all'ambiente cittadino, ed una migliore diluizione dei fumi in atmosfera sfruttando l'elevata altezza dei camini delle centrali termoelettriche cogenerative e l'ulteriore innalzamento del pennacchio dovuto all'alta temperatura di sbocco dei fumi. Inoltre, gli stessi fumi saranno soggetti ad un controllo continuo sulle concentrazioni di inquinanti emessi, perché prodotti da una centrale di grossa

⁶ Rifiuti Solidi Urbani

⁷ I picchi di temperatura nella combustione generano ossidi di azoto NO_x, prodotti dannosi che non riescono a decomporsi in ossigeno ed azoto a causa dell'elevata velocità della reazione. La pericolosità delle elevate concentrazioni di questi prodotti in aria è rappresentata dalla tossicità e dalla probabilità di causare paralisi in combinazione con l'emoglobina nel sangue, ed irritazione di occhi e polmoni. I filtri catalitici a sistema SCR (*Selective Catalyst Reduction*) oppure ad accumulo NSCR (*Non-Selective Catalytic Reduction*) vengono utilizzati nel post – trattamento dei prodotti di combustione per rientrare nei limiti legislativi delle emissioni.

taglia e non da una moltitudine di piccoli impianti domestici da 20 – 30 kW le cui emissioni non sono monitorate.

In ultimo, ma non di certo per importanza, occorre ricordare che se il calore viene prodotto da una centrale termoelettrica in cogenerazione, aumenta il rendimento complessivo (invece che avere due rendimenti per la produzione dello stesso quantitativo di energia elettrica e di calore in due processi separati). “A livello di sistema energetico, tale alternativa conduce, infatti, a risparmi consistenti di energia primaria rispetto alle due produzioni separate, anche utilizzando cicli termodinamici con efficienze non particolarmente elevate.” [6]

Ne consegue che questa tecnologia è adatta solo ad aree ad elevata densità abitativa a causa dell'alto costo di investimento per l'installazione della rete di tubazioni, e che la gestione di tali reti è finora affidata a singoli gestori in regime di monopolio per permetterne la corretta gestione e il ritorno economico dell'investimento effettuato, anche se si stanno cercando soluzioni per superare questo aspetto.

Il Comune di Torino è una delle città più teleriscaldate d'Europa, e la società che ne gestisce il teleriscaldamento è IREN S.p.A., che vede allacciate alla rete il 57% delle abitazioni, per un totale di 69.9 milioni di m³ riscaldati, con una rete di distribuzione a doppia tubazione lunga 679 km. Il calore viene prodotto in due centrali cogenerative da 1766 MW_t e 1140 MW_t di potenza installata, e i loro rendimenti in assetto cogenerativo superano l'85%. A queste due si aggiungono un accumulo integrativo di Martinetto e gli impianti di integrazione e riserva Politecnico e BIT, oltre al recente allaccio alla rete di un termovalorizzatore che sfrutti la combustione dei rifiuti solidi urbani.

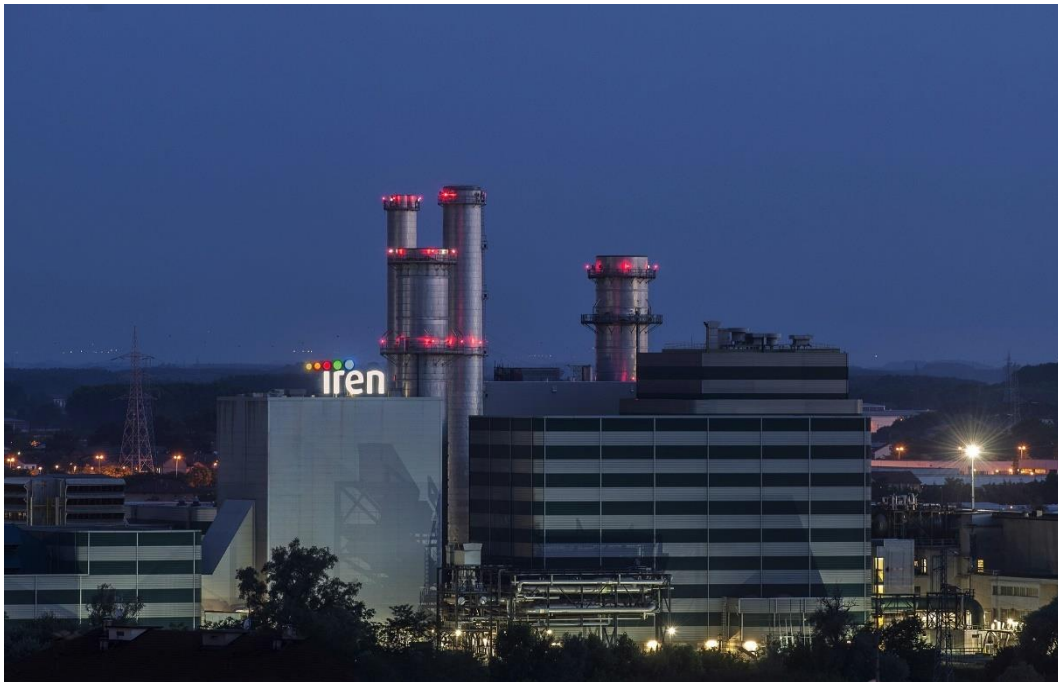


Figura 8 - Centrale IREN cogenerativa a ciclo combinato, Moncalieri (TO) [7]



Figura 9 - Centrale termoelettrica IREN Torino Nord [8]



Figura 10 - Termovalorizzatore cogenerativo TRM [9]



Figura 11 – Impianto Iren Politecnico di Torino [10]

2. Analisi dei flussi energetici

Prima di analizzare quali possano essere gli interventi di modifica ed integrazione degli impianti a servizio del complesso, è utile capire l'entità dei flussi energetici in gioco negli anni precedenti all'analisi, sia per quanto riguarda gli assorbimenti di energia elettrica, sia per quello che concerne i consumi di energia termica.

2.1 Consumi di energia elettrica

L'analisi dei consumi di energia elettrica del parco viene effettuata prendendo in esame le letture quortorarie di energia assorbita dal POD (punto di prelievo) relativo allo stabilimento per l'arco temporale 2015 – 2018, in modo da individuare i consumi annuali e mensili, il profilo di carico giornaliero nei diversi mesi dell'anno e in alcuni *giorni tipo*.

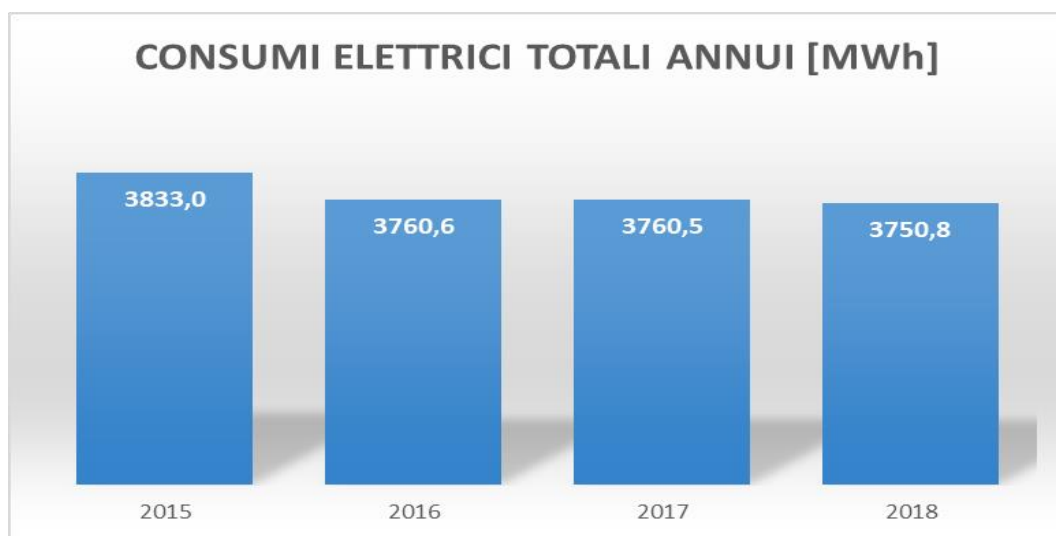


Figura 12 – Consumi elettrici totali annui *Environment Park*

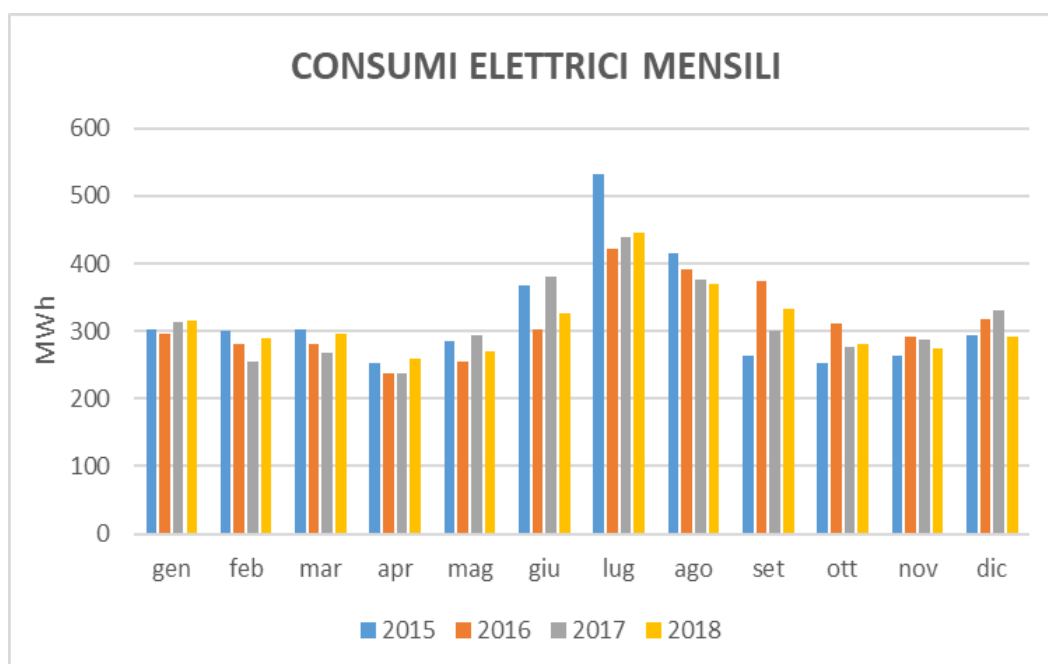


Figura 13 - Energia elettrica assorbita mensilmente *Environment Park*

I consumi annuali di energia elettrica si attestano in media sui 3776,2 MWh_e, distribuiti in modo eterogeneo nei diversi mesi dell'anno, con dei picchi nella stagione estiva relativi all'accensione dei gruppi frigoriferi per il raffrescamento degli ambienti.

Per estrapolare il carico elettrico durante le stagioni e in funzione dell'attività, si mediano gli assorbimenti raggruppati per ora e si ottengono le medie orarie di potenza assorbita per i giorni lavorativi e per i weekend, come si può apprezzare nei grafici in figure dalla 14 alla 17.

Dall'analisi dei dati si evidenzia un *base – load* di circa 250 – 300 kW_e durante tutto l'anno. Il carico elettrico di picco medio nella stagione di riscaldamento si attesta intorno ai 550 kW_e, mentre nella stagione di raffrescamento supera i 750 kW_e a causa dei gruppi frigoriferi.

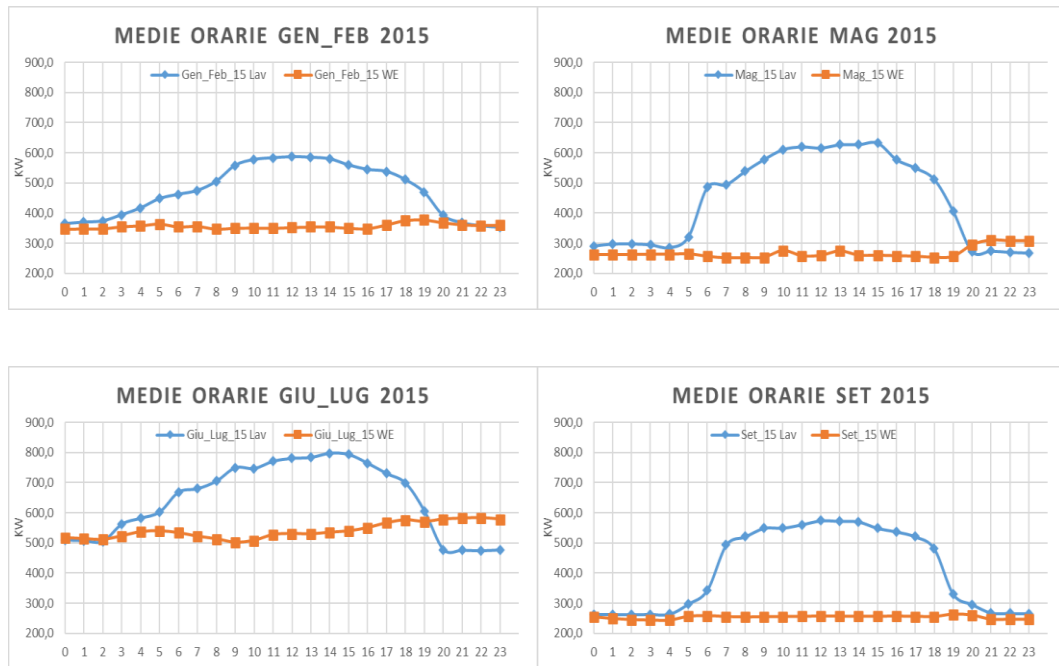


Figura 14 – Medie orarie di potenza elettrica assorbita *Envipark* 2015

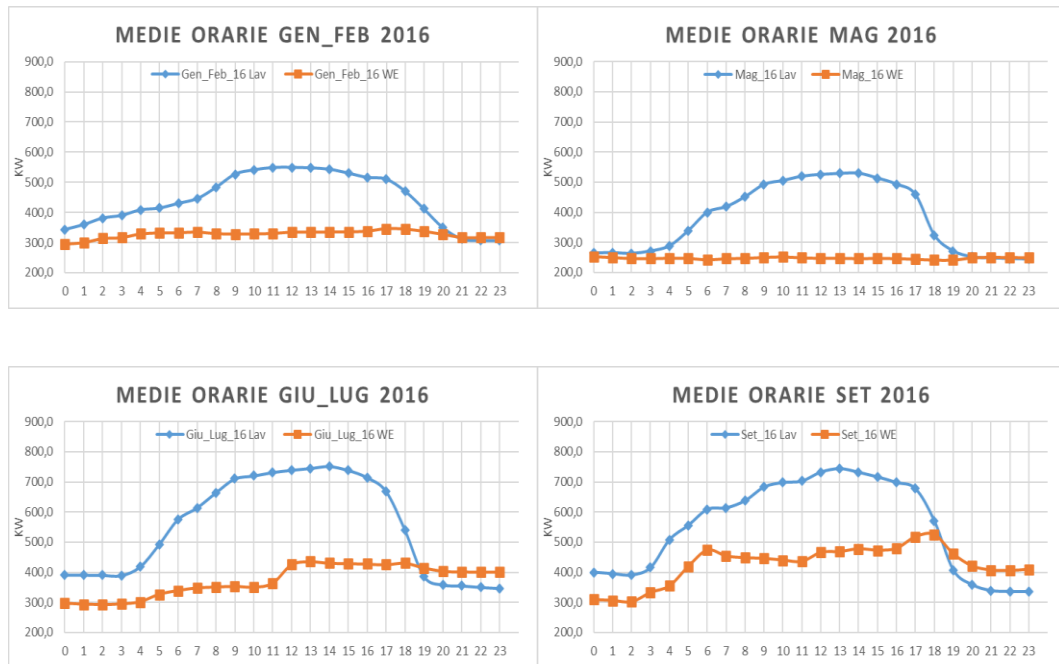


Figura 15 – Medie orarie di potenza elettrica assorbita *Envipark* 2016

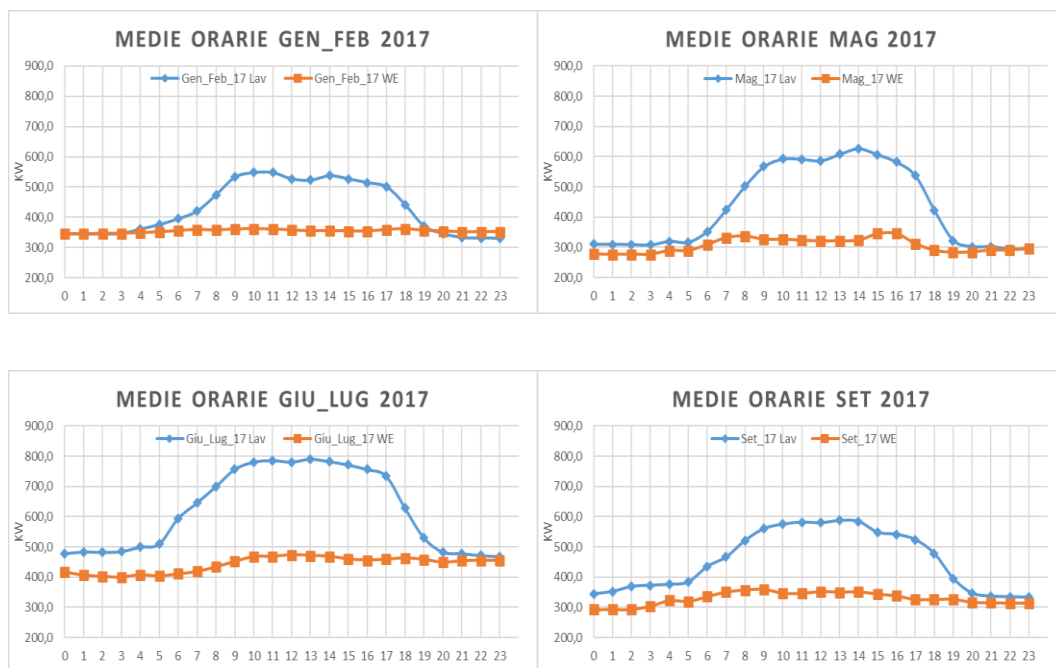


Figura 16 – Medie orarie di potenza elettrica assorbita *Envipark* 2017

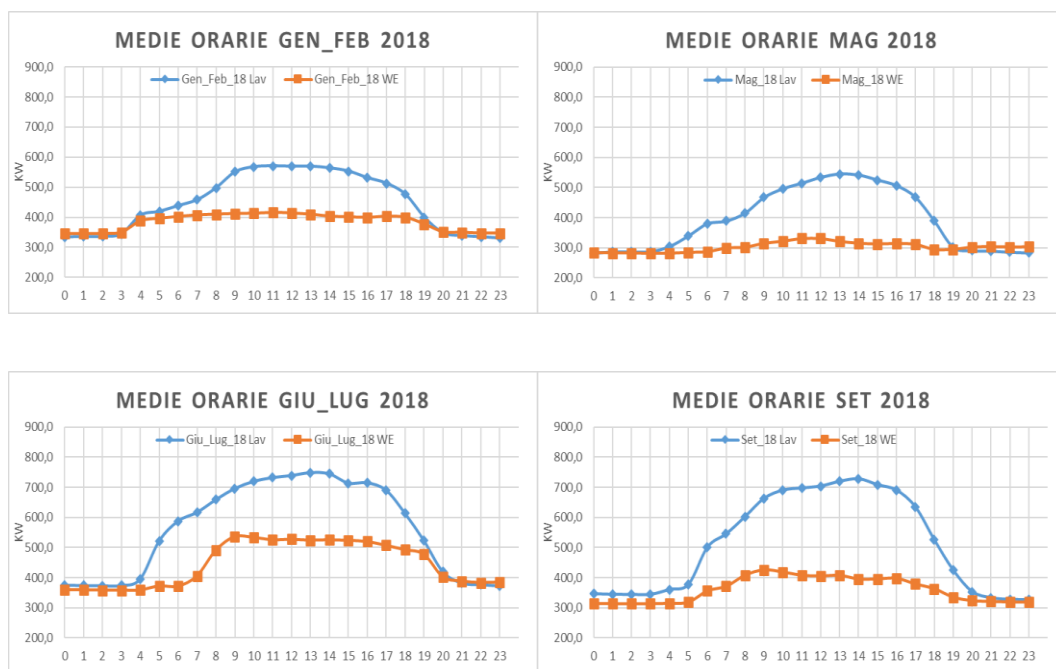


Figura 17 – Medie orarie di potenza elettrica assorbita *Envipark* 2018

Per evidenziare la variazione di utilizzo dell'energia elettrica durante la stagione di raffrescamento per il periodo oggetto dell'analisi, sono stati ricavati e studiati i profili di carico elettrico per giorni-tipo:

- due giorni lavorativi a inizio stagione (maggio – giugno);
- due giorni lavorativi in piena stagione (fine luglio);
- è stato messo inoltre in risalto il 2 giugno, giorno di festa nazionale in cui dovrebbero essere spenti quasi tutti gli assorbimenti di energia elettrica di norma utili per le attività del parco.

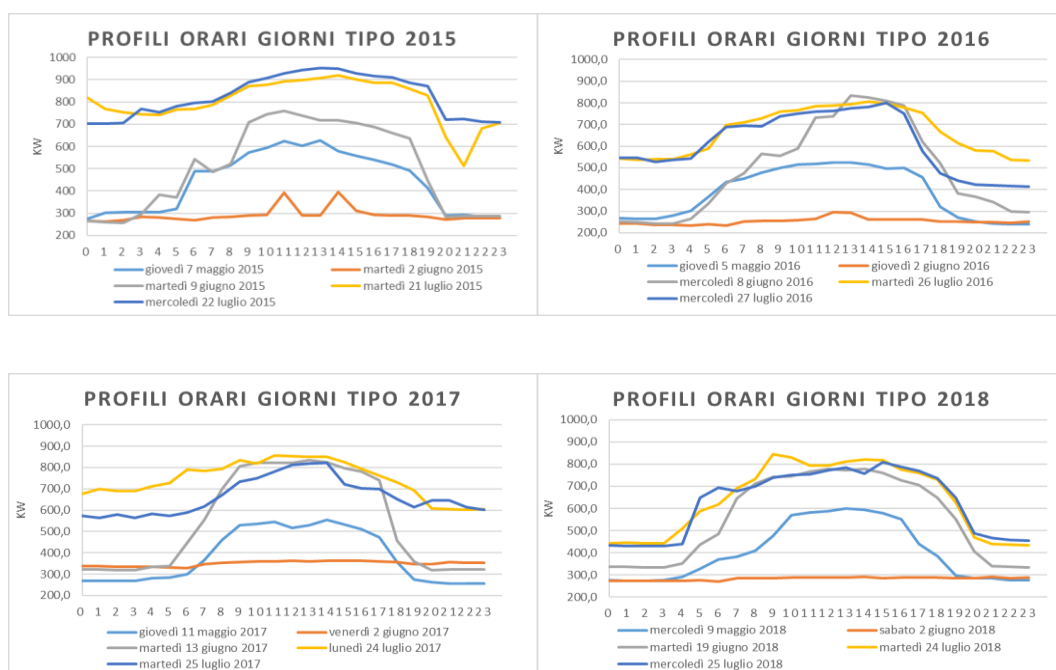


Figura 18 – Profili orari di potenza assorbita *Environment Park* in giorni tipo 2015 – 2018

Da questi ultimi grafici si conferma che il *base – load* si attesta intorno ai 250 – 300 kW_e, e comprende le potenze dei seguenti impianti:

- ausiliari caldaie e cippato per 9,80 kW
- pompe principali *Envipark* per circuito primario, secondario, e acque di fiume per 92,50 kW
- pompe principali Centro Servizi a portata variabile per 20,13 kW
- Unità di Trattamento Aria per 318 kW

- illuminazione garage, interna ed esterna per 40 kW

Il disaccoppiamento stagionale di questo inventario evidenzia un base – load invernale di 268 kW ed estivo di 315 kW.

2.2 Consumi di energia termica

Per ricavare il fabbisogno di energia termica del parco sono stati presi in esame gli approvvigionamenti di combustibile dal 2015 al 2018, riferendosi alle annualità e alle singole stagioni termiche. Si ottiene così un fabbisogno totale medio stagionale pari a 5530,25 MWh_t.

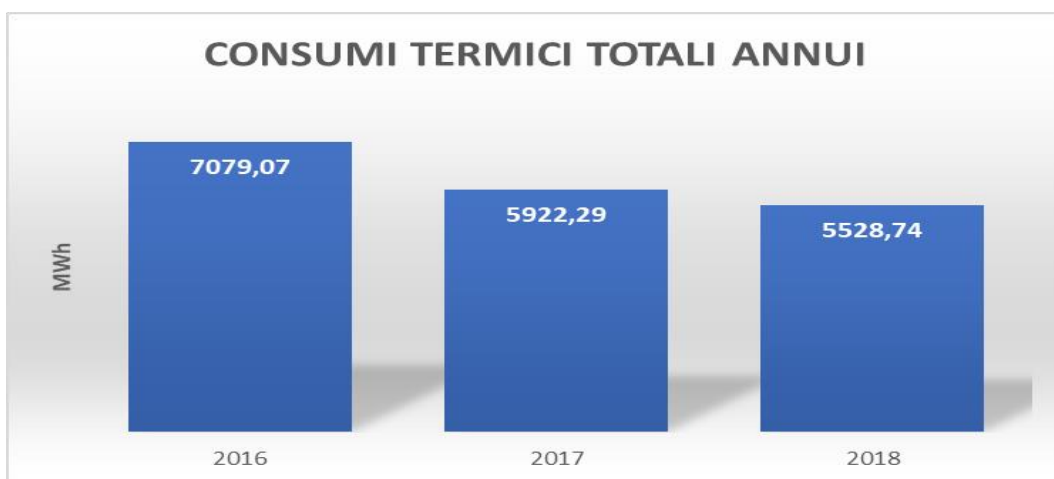


Figura 19 – Consumi totali annui di energia termica *Environment Park*

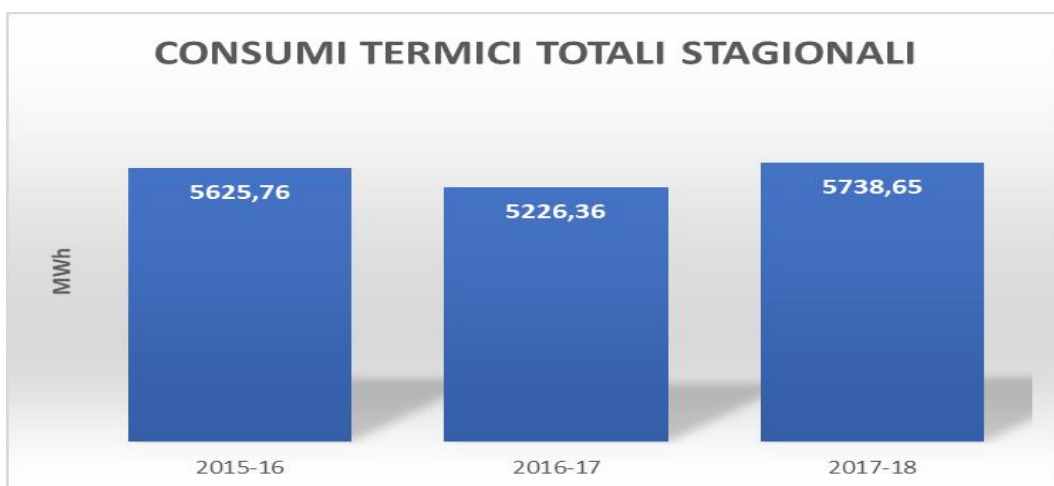


Figura 20 – Consumi totali stagionali di energia termica *Environment Park*

Il cippato viene fornito da una società esterna con cadenza quasi giornaliera durante le stagioni di riscaldamento, ma con cadenza talmente eterogenea da non riuscire a ricavare un profilo giornaliero di consumo. In questo caso, avendo a disposizione la pesata del combustibile relativa ad ogni acquisto, si utilizza per i calcoli energetici un potere calorifico inferiore medio del cippato pari a 2,9 kWh/kg, considerando l'umidità dell'aria a cui viene consegnato.

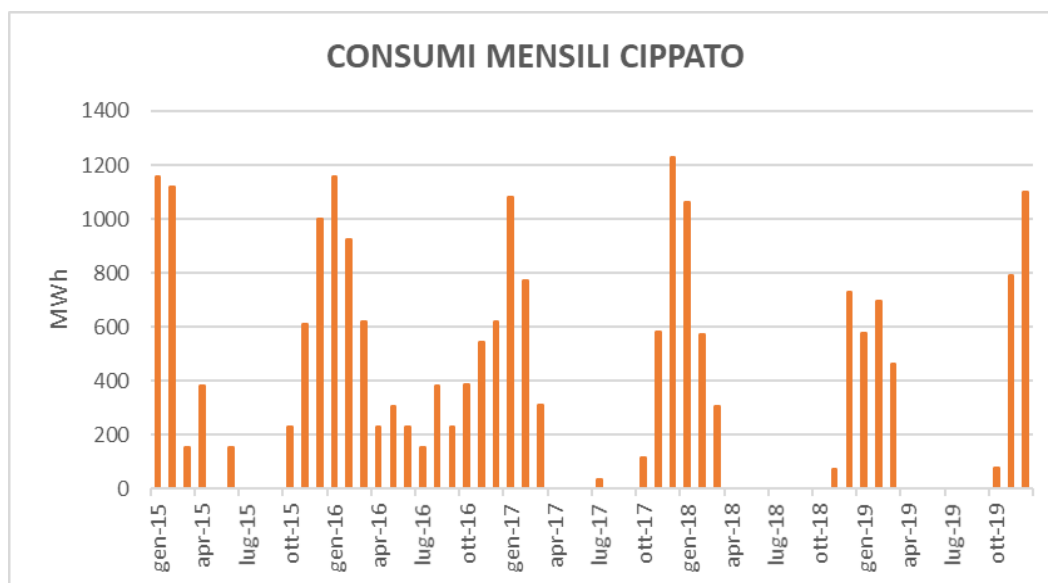


Figura 21 – Consumi mensili di energia termica da cippato di legna 2015 – 2018

Per definire il consumo di gas naturale ci si riferisce alle bollette mensili per gli anni 2015 – 2017 e alle teleletture giornaliere per il 2018 e il 2019, riuscendo così a ricavare un profilo di consumo giornaliero pulito sul gas naturale per questi ultimi due anni. Avendo a disposizione le volumetrie di prelievo, si utilizza per i calcoli energetici un potere calorifico inferiore medio del gas pari a 9,61 kWh/Sm³.

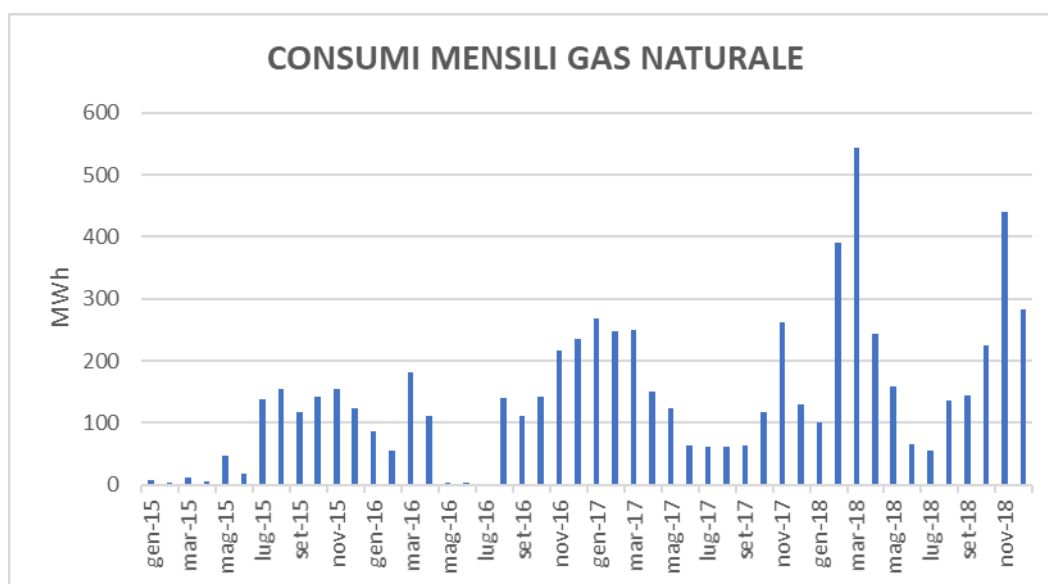


Figura 22 – Consumi mensili di energia termica da Gas Naturale 2015 – 2018

Per capire meglio l'importanza dei due vettori energetici per le esigenze del parco e la distribuzione del loro consumo durante l'anno si propone un'aggregazione disaccoppiata dei consumi.

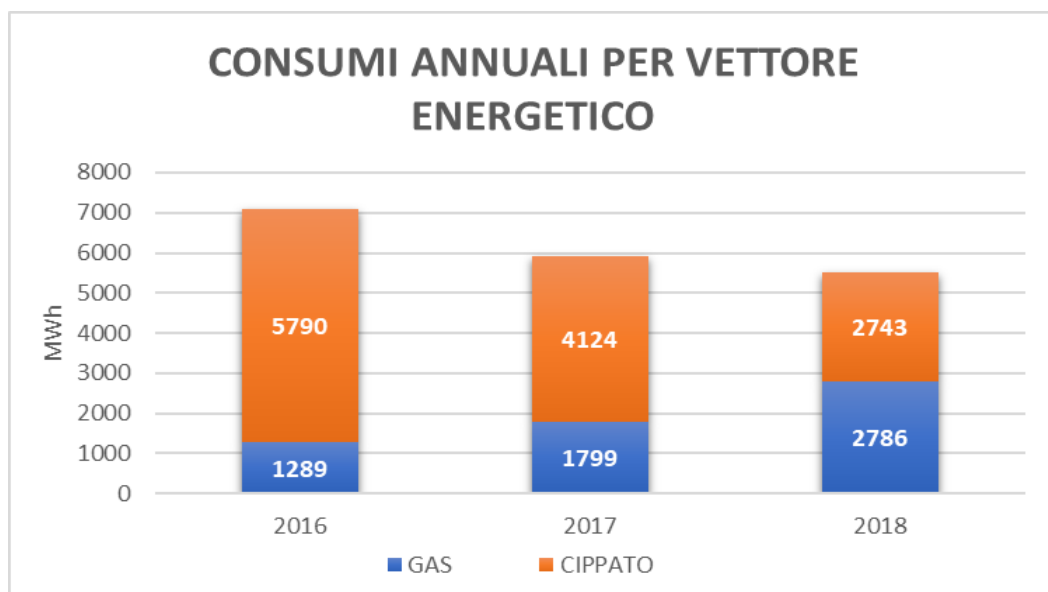


Figura 23 – Disaccoppiamento vettori energetici sui consumi totali annui di energia termica

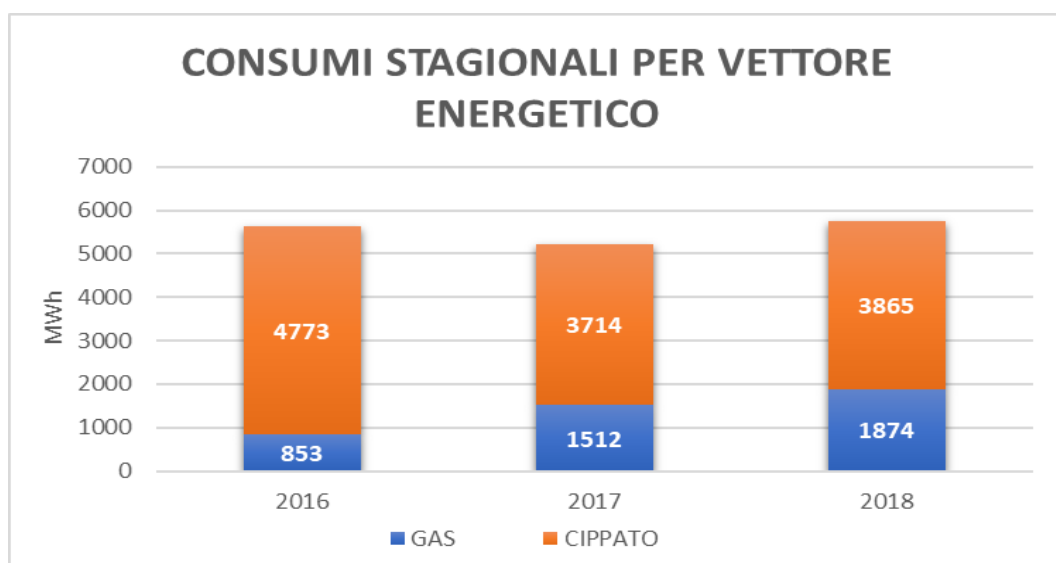


Figura 24 – Disaccoppiamento vettori energetici sui consumi stagionali di energia termica

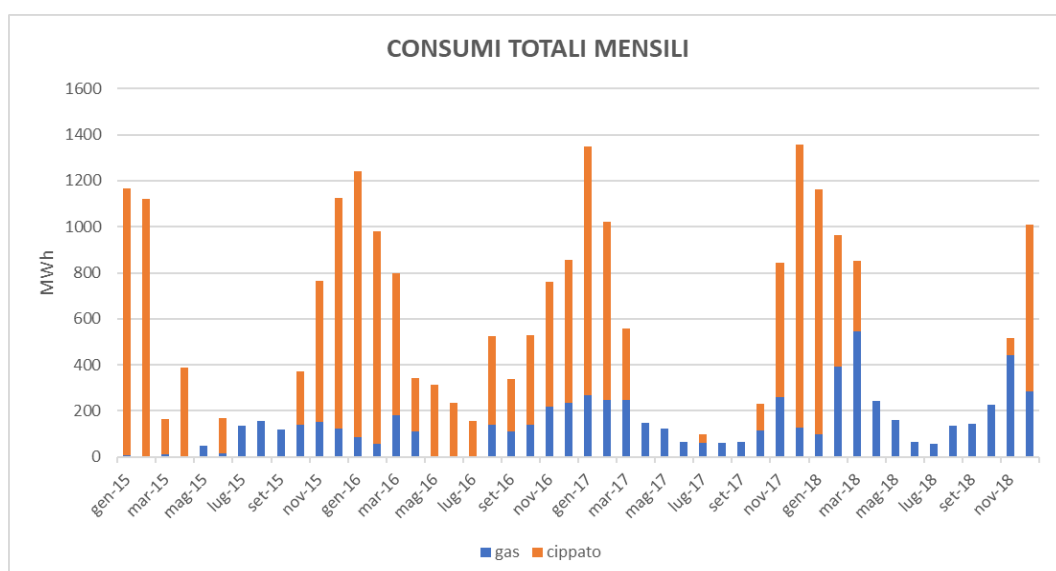


Figura 25 – Disaccoppiamento vettori energetici sui consumi mensili totali di energia termica

Dai grafici in colonne raggruppate si evince che durante la stagione di riscaldamento la maggior parte del fabbisogno è coperta dalle caldaie a cippato, con un'integrazione considerevole da gas naturale, che si aggira intorno ai 200 MWh_t al mese, mentre invece durante i mesi estivi le caldaie a cippato non intervengono quasi mai, e la caldaia a metano può servire a temperatura più bassa l'a.c.s.⁸ e i post

⁸ Acqua Calda Sanitaria

– riscaldamenti delle UTA. Se i consumi di metano e cippato vengono aggregati settimanalmente (a causa della disomogeneità giornaliera nell'utilizzo del cippato) si può ricavare una *firma energetica settimanale*. Non essendoci dati giornalieri per gli anni 2015-17, ma solo mensili, la firma energetica è stata ricavata solo per il 2018 e il 2019.

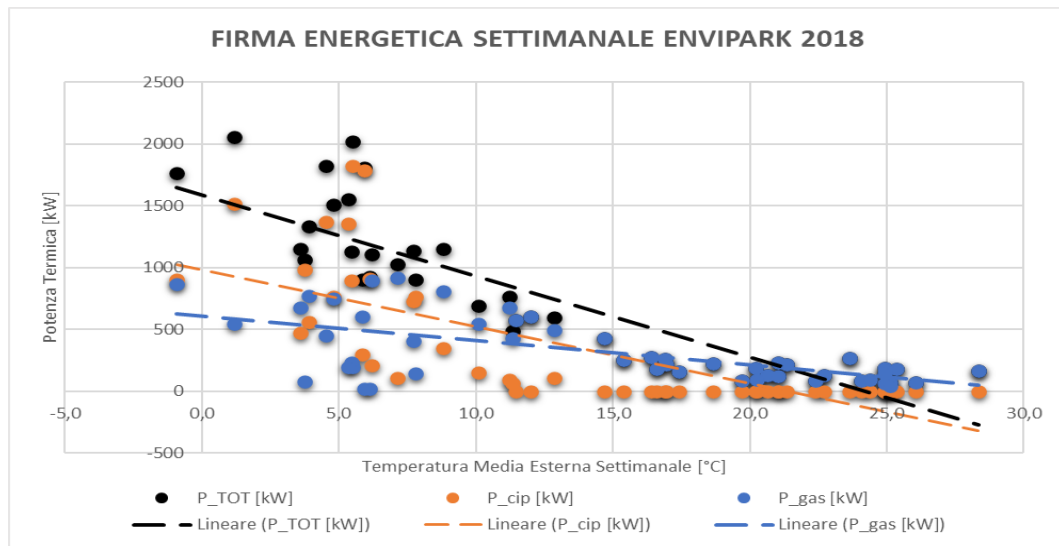


Figura 26 – Firma energetica settimanale *Envipark* 2018

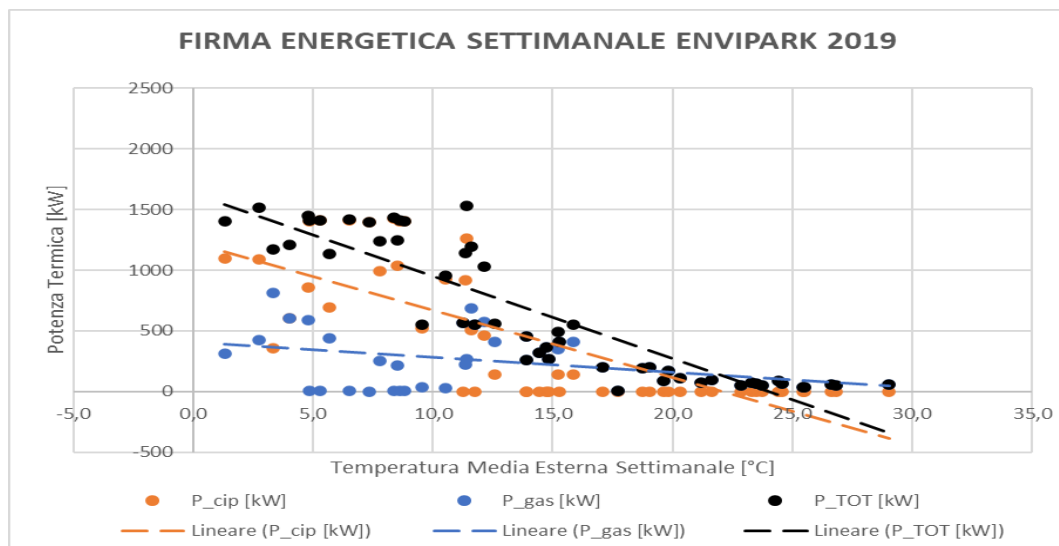


Figura 27 – Firma energetica settimanale *Envipark* 2019

Da queste firme energetiche si evince che nelle settimane più fredde le caldaie a cippato sono entrambe accese, con un importante contributo della caldaia a gas,

mentre invece nelle settimane estive le caldaie a cippato restano spente e si copre il fabbisogno con la sola caldaia a metano.

Per ciò che concerne la quota di potenza termica totale impegnata dalle caldaie in funzione della temperatura esterna, si deve considerare che le firme energetiche ricavate sono *settimanali*, e quindi non si può attuare una distinzione del carico termico con riferimento all'attività: se la quota di potenza termica erogata nei giorni lavorativi fosse maggiore rispetto a quella erogata nel weekend, questa verrebbe distribuita su 7 giorni invece che su 5, e non si riuscirebbe a notare la differenza della quota di consumo di energia termica maggiore nei giorni lavorativi e minore nel fine – settimana. Ciò significa che se si provasse ad estendere la linea di tendenza creata graficamente, a simulazione dell'assorbimento di potenza termica in funzione della temperatura esterna media settimanale, a ritroso fino a raggiungere la temperatura minima di progetto invernale per riscaldamento, pari a -8°C per la città di Torino, si otterrebbe un valore di potenza media settimanale di circa 2000 – 2300 kW_t, inferiore a quello di cui si avrebbe effettivamente bisogno in un reale giorno di progetto per lo stabilimento considerato.

2.3 Conduzione degli impianti termici

Attraverso la piattaforma di gestione e controllo *Johnson Controls*® dello stabilimento è stato possibile recuperare i trend delle temperature in gioco tra primario e secondario nel periodo 22/11/2019 – 20/12/2019 con cadenza di 5 minuti o 10 minuti, e si è scelto di rappresentarli in aggregazione oraria.

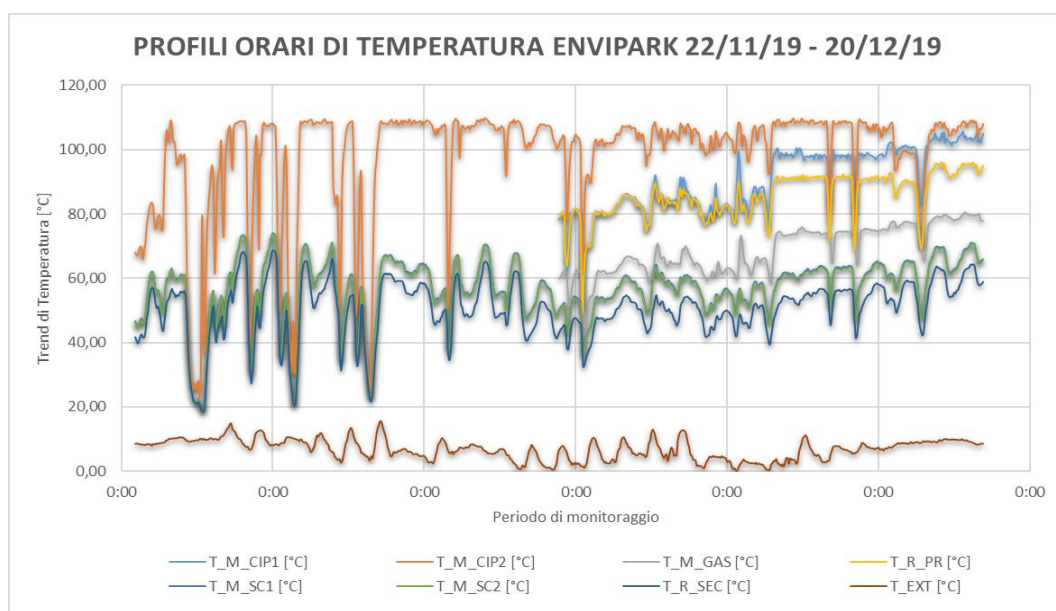


Figura 28 – Aggregazione oraria temperature primario e secondario 22/11/19 – 20/12/19

Dal grafico si nota che la temperatura più alta nel circuito primario è gestita dalla seconda caldaia a cippato, che manda acqua surriscaldata a più di 100°C, seguita, con temperature di poco inferiori, dalla prima caldaia a cippato, e il ritorno del primario dagli scambiatori è nell'intervallo 80 – 90°C.

Le due caldaie a biomassa seguono un setpoint legato alla temperatura massima di mandata, mediante una curva di regolazione ad altissima isteresi. I bruciatori vengono impostati ad una temperatura massima di 100 – 110°C per avere poi una temperatura di mandata di circa 105°C con un abbattimento del 30% agli scambiatori. La caldaia di integrazione a gas naturale manda a temperature più basse, che non superano gli 80°C, e viene attivata solo se la media delle temperature di mandata delle caldaie a cippato è inferiore a 90°C. Per aiutare la comprensione della configurazione del circuito primario, si ripropone lo schema impiantistico dello stesso, in figura 29.

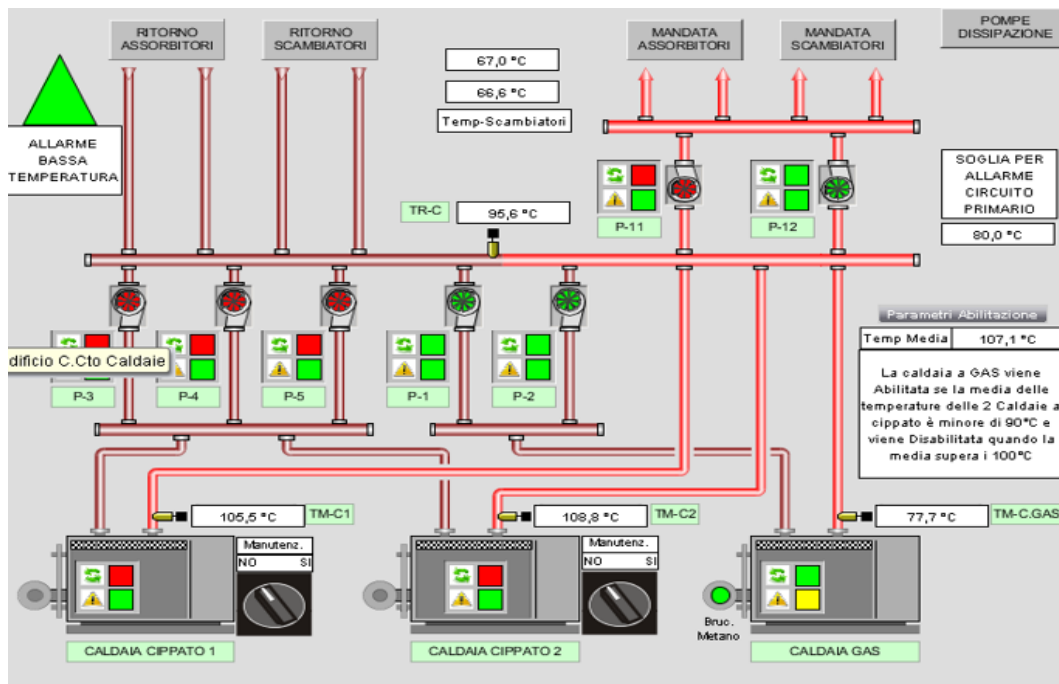


Figura 29 – Schema impiantistico circuito primario 2019

A valle degli scambiatori si dirama il circuito secondario, le cui temperature sono interessanti una volta entrati nello scenario di teleriscaldamento. Anche se da progetto la temperatura di mandata dovrebbe essere di 85°C, le temperature di mandata del secondario sono soggette a continue variazioni, e di solito oscillano tra i 50°C e i 70°C, mentre quelle di ritorno seguono perfettamente l'andamento della temperatura di mandata con una differenza di circa 5 – 6 °C.

La regolazione della potenza termica ceduta alle UTA lato secondario è effettuata mediante valvole miscelatrici a 3 vie, mentre la portata d'aria è eventualmente regolata mediante inverter sui ventilatori di mandata, per avere temperature di mandata dell'aria intorno ai 27 – 28°C e di ripresa dall'ambiente intorno ai 23°C. Anche le eventuali batterie di post – riscaldamento sono regolate con valvole miscelatrici a 3 vie, attraverso sensori di temperatura ambiente.

2.4 Stima del carico termico assorbito

Risalire alla potenza termica assorbita dal circuito secondario è un passaggio fondamentale per poter stimare il risparmio energetico conseguibile mediante eventuali interventi di retrofit.

Non si dispone di contacalorie sul secondario o sul primario, quindi bisogna adottare una strategia diversa per risalire alla potenza termica assorbita dal secondario. Si potrebbe pensare di risalire alla potenza $P_{t,j}$ assorbita dal secondario in presenza della portata circolante e del salto termico a cavallo degli scambiatori, per ogni ora j , come:

$$P_{t,j} = \overline{\dot{m}_{w,sec,j}} * \overline{c_{p,w,j}} * (\overline{T_{m,sec,j}} - \overline{T_{r,sec,j}})$$

Dove i termini a secondo membro rappresentano:

- $\overline{\dot{m}_{w,sec,j}} [\frac{m^3}{h}]$, la portata massica d'acqua media nell'ora j
- $\overline{c_{p,w,j}} [\frac{J}{kg * ^\circ C}]$, il calore specifico a pressione costante medio dell'acqua nell'ora j , valutato alla media delle temperature di mandata e ritorno del secondario nella stessa ora j
- $\overline{T_{m,sec,j}} [^\circ C]$, la temperatura media di mandata degli scambiatori al secondario nell'ora j
- $\overline{T_{r,sec,j}} [^\circ C]$, la temperatura media di ritorno del secondario agli scambiatori nell'ora j

Per i 29 giorni di monitoraggio descritti nel paragrafo 2.3, si conoscono le differenze di temperatura a cavallo delle caldaie e anche a cavallo degli scambiatori primario/secondario, ma purtroppo non si dispone di informazioni riguardanti la portata d'acqua fluente (né per il circuito secondario, né per il circuito primario).

Per ciò che concerne il circuito primario, le caldaie a biomassa hanno tempi di accensione e spegnimento molto lunghi, perciò vengono tenute sempre in funzione

e non esistono programmazioni degli orari di accensione e spegnimento delle stesse. Inoltre, come si è potuto capire dai trend di temperatura del primario, le caldaie mandano acqua nel primario a temperatura pressoché costante, nell'intervallo tra i 105 – 110°C.

Per risalire ad un profilo di carico termico indicativo si passa allora dagli orari di funzionamento delle utenze termiche del parco, pesando il loro contributo all'attenuazione della potenza termica assorbita in funzione delle volumetrie dei locali ad esse asserviti rispetto al volume totale riscaldato di 64604 m³ (comprende tutti i locali riscaldati di tutti gli edifici nel parco).

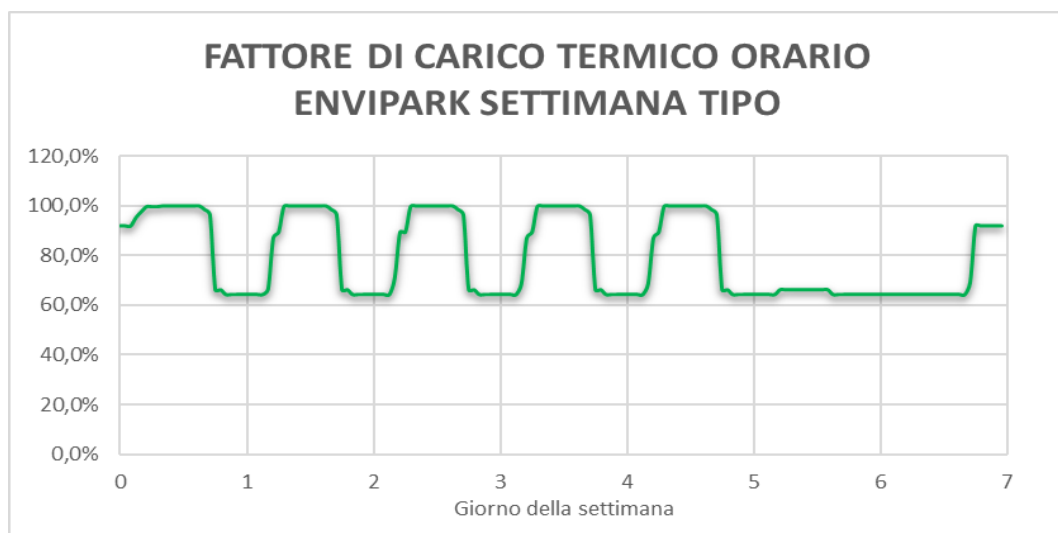


Figura 30 – Fattore di carico termico orario settimanale *Environment Park*

Alla luce di questo profilo di utilizzo, si può estrapolare un profilo di carico termico per il periodo di monitoraggio, e poi eventualmente per l'intero anno, partendo dalla stima di un coefficiente globale unitario di dispersione C_g [W/°C/m³], che tenga conto del volume riscaldato e del salto termico interno/esterno da realizzare.

- Avendo a disposizione i prelievi giornalieri di gas naturale e le pesate degli acquisti di cippato durante il periodo di monitoraggio di cui sopra (22/11/2019 – 20/12/2019), si ricava il consumo di energia termica totale al focolare per riscaldamento relativo al periodo stesso, pari a:

$$Q_{f,tot} = Q_{f,cippato} + Q_{f,gas} = 987,59 \text{ MWh}$$

- Assumendo che le caldaie abbiano un rendimento medio dell'85%, si risale all'energia termica trasferita dal primario al secondario nel periodo di interesse come:

$$Q_{H,tot} = \eta_{caldaie} * Q_{f,tot} = 839,45 \text{ MWh}$$

- Partendo da questo valore, si ipotizza che il circuito primario di generazione, sempre acceso, abbia erogato in maniera continuativa la stessa quota di potenza termica, come se non esistesse un profilo di attenuazione (che verrà poi considerato mediante l'introduzione del fattore di carico orario ricavato in precedenza dagli orari di funzionamento delle utenze termiche). Perciò, dividendo il consumo totale per il monte ore totali del periodo temporale considerato, si stima una potenza termica oraria pari a:

$$P_{t,oraria} [kW] = \frac{Q_{H,tot} [kWh]}{\Delta t [h]} = \frac{839453,73}{29 * 24} = 1206,11 \text{ kW}$$

- Per risalire al coefficiente globale unitario di dispersione, si considera nuovamente che nel periodo di monitoraggio il consumo di energia termica del secondario ammontava a 839,45 MWh_t. Ipotizzando una temperatura interna di progetto di 20°C costante per tutti i locali, si sommano su tutto l'arco temporale considerato i contributi del prodotto tra la differenza di temperatura oraria interno/esterno e il fattore di carico orario. Allora il coefficiente globale unitario sarà definito come:

$$C_g = \frac{\text{Consumo Termico Periodo [Wh]}}{V_{tot,risc} [m^3] * \sum_{j=1}^{ore periodo} (T_{i,sp,inv} - \bar{T}_{est}) [^\circ C] * f_{carico} [\%]}$$

$$= \frac{839453735}{64604 * 6978,35} = 1,86 \left[\frac{W}{^\circ C * m^3} \right]$$

Dove la temperatura media oraria dell'aria esterna è stata ricavata dalle banche dati meteorologiche ARPA Piemonte⁹ per la stazione di rilevamento Reiss-Romoli, la più vicina al sito di interesse.

⁹ "L'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale del Piemonte è un ente pubblico dotato di autonomia amministrativa, tecnico-giuridica, patrimoniale e contabile. È posta sotto la vigilanza del Presidente della Giunta Regionale per garantire l'attuazione degli indirizzi programmatici della Regione Piemonte nel campo della previsione, prevenzione e tutela ambientale." [23]

- Ricavato il coefficiente globale di dispersione, si può apprezzare che l'intero complesso, nel giorno di progetto invernale (sottoposto a una temperatura dell'aria esterna pari alla temperatura minima di progetto invernale di -8 °C) richiede una potenza volumetrica per riscaldamento pari a:

$$P_{t,vol} = C_g * (T_{i,sp,inv} - \bar{T}_{min,est,inv}) = 52,14 [W/m^3]$$

Attraverso questo coefficiente si può stimare il carico termico di picco nel giorno invernale di progetto, pari a:

$$P_{t,picco} = P_{t,vol} * V_{tot,risc} = 52,14 * \frac{64604}{1000} = 3368,23[kW]$$

Questo valore è congruente con le considerazioni relative alla firma energetica settimanale ricavata per il 2019, spiegate in precedenza nel paragrafo 2.2 (figura 27).

- Infine, si risale al profilo di carico termico orario erogato dal circuito primario di generazione all'intero parco per l'intero anno, avendo a disposizione le medie orarie di temperatura dell'aria esterna. Per ogni generica ora j dei giorni di riscaldamento:

$$P_{H,j} = C_g \left[\frac{W}{^{\circ}C * m^3} \right] * f_{carico,j}[\%] * V_{tot,risc}[m^3] * (T_{i,sp,inv} - T_{est,j})[^{\circ}C]$$

Dove si considerano i periodi 01 gennaio – 30 aprile e 15 ottobre – 31 dicembre come giorni di riscaldamento nella stagione termica, per un totale di 4728 ore riscaldate, come si può notare in figura 31.

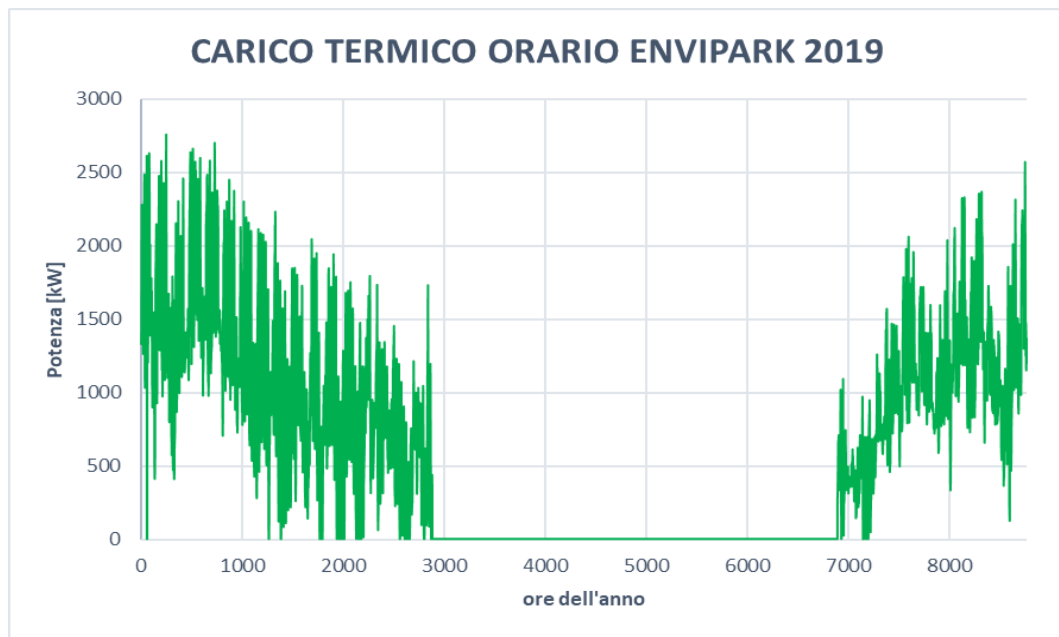


Figura 31 – Profilo di carico termico orario assorbito dal secondario di Environment Park nelle ore delle stagioni di riscaldamento del 2019

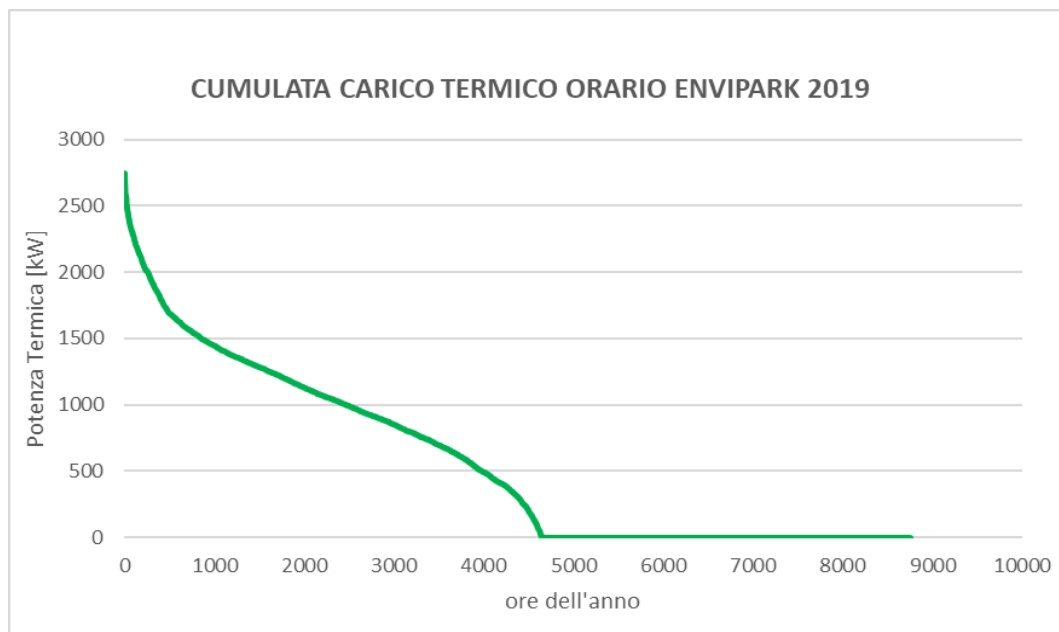


Figura 32 – Cumulata del carico termico orario assorbito dal secondario di Environment Park nelle ore delle stagioni di riscaldamento del 2019

2.5 Produzione di energia elettrica

Per quanto riguarda la parte “attiva” del parco, possiamo esaminare la produzione di energia elettrica della centrale idroelettrica e della vela fotovoltaica.

La centralina sfrutta la derivazione del fiume Dora, producendo in media 1463,5 MWh_e, che non riescono a coprire i 3776,2 MWh_e del fabbisogno medio annuale, ma ne rappresentano circa il 39%, rendendo Environment Park una realtà fortemente *green* dal punto di vista elettrico. Attualmente la centralina immette in rete, incentivata con una Tariffa Omnicomprensiva fino al 2025, ma se si passasse a Scambio Sul Posto si potrebbe pensare di coprire una parte del carico elettrico e vendere l’energia immessa in rete quando la potenza prodotta superasse quella richiesta dal parco.

Per quanto riguarda la vela fotovoltaica da 16 kW_p, la produzione di Energia Elettrica si è stoppata nel 2013, perciò si hanno misure di energia prodotta solo per l’intervallo di tempo 2006 – 2013 (mancano le misure di novembre e dicembre 2006, e di febbraio 2007), in cui sono stati prodotti annualmente in media 12,5 MWh_e (corrispondenti allo 0,33% delle esigenze del parco).

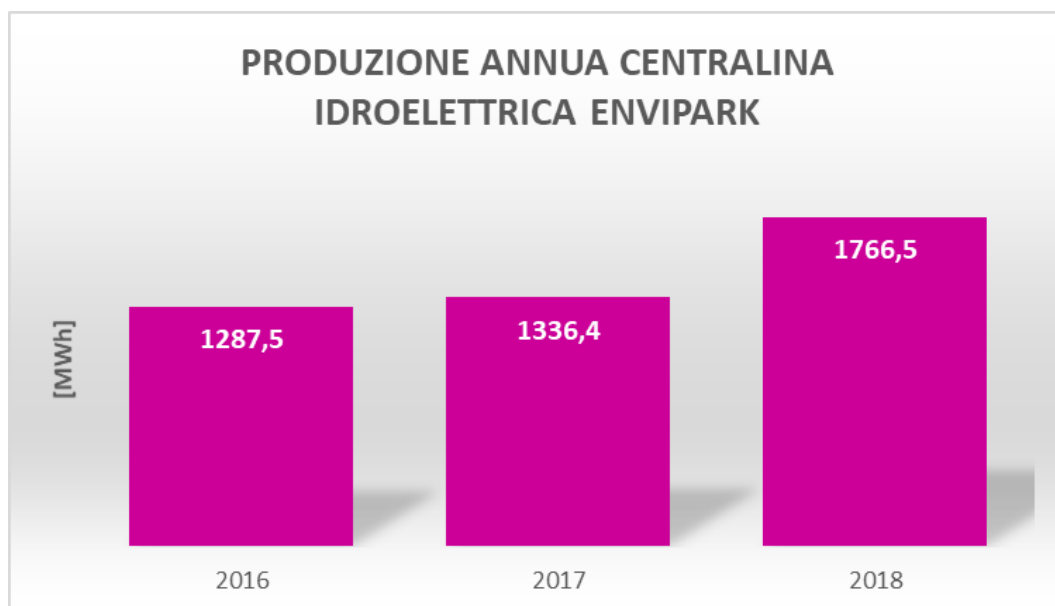


Figura 33 – Produzione annua di energia elettrica da centralina idroelettrica Envipark

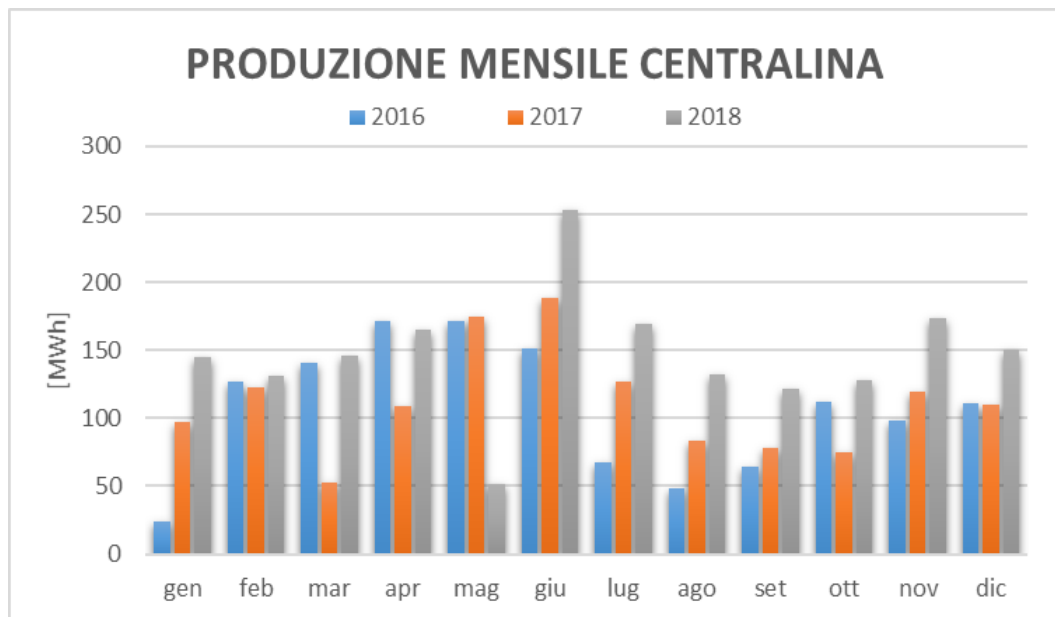


Figura 34 - Distribuzione produzione mensile centralina idroelettrica *Envipark* ultimo triennio

A titolo di esempio, si riporta in figura 35 la sovrapposizione delle potenze elettriche assorbite dal parco e prodotte dalla centralina idroelettrica ora per ora durante l'anno 2018. Si nota come in alcune ore dell'anno si abbia effettivamente un surplus di produzione di energia elettrica dalla centralina rispetto al consumo.

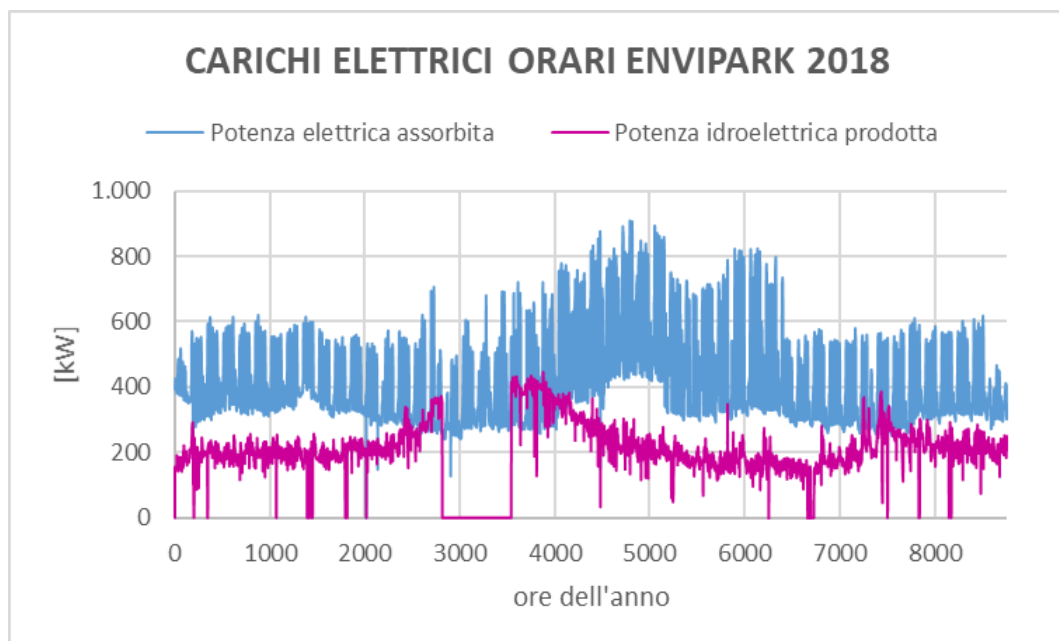


Figura 35 - Sovrapposizione carico assorbito *Envipark* e centralina idroelettrica

Alla curva di carico della centralina dovrebbe essere aggiunta l'eventuale potenza elettrica prodotta dalla vela fotovoltaica, ma non avendo dati di produzione del fotovoltaico disponibili dall'anno 2013 in poi, questa non viene riportata.

3. Incentivazioni efficientamento energetico

Ai fini dei calcoli energetico – economici, per effettuare un’analisi costi – benefici occorre comprendere quali siano gli strumenti attivi allo stato dell’arte per l’incentivazione dei possibili interventi di efficientamento nel parco oggetto di interesse della trattazione, quali:

- Riqualificazione del parco UTA
- Ottimizzazione del circuito secondario di riscaldamento ad acqua
- Installazione di un parco fotovoltaico
- Installazione di pannelli solari termici

3.1 Descrizione dei possibili interventi

Si riporta una breve descrizione dei possibili interventi presi in considerazione per il retrofit del parco scientifico tecnologico, indicando quali sono stati in ultimo oggetto di studio dettagliato per il lavoro di tesi.

3.1.1 Riqualificazione del parco UTA

I terminali utilizzati per il riscaldamento e la climatizzazione estiva, insieme al trattamento dell’aria ambiente, sono le Unità di Trattamento Aria¹⁰ (integrate da altri sottosistemi di emissione quali fan coils, radiatori, pannelli radianti e travi radianti).

Il parco conta 29 UTA a servizio dei vari edifici, ed in un’ottica di riqualificazione energetica del complesso si può studiare lo stato di conservazione e il funzionamento delle suddette macchine, allo scopo di individuare e classificare gli interventi attuabili sul parco UTA.

¹⁰ Macchinario per la gestione e il trattamento dei ricambi d’aria in ambienti chiusi. Generalmente è composta da ventilatori di mandata e ripresa/estrazione, filtri per la pulizia della massa trattata, batterie di scambio termico che gestiscano entrambe le stagioni di riscaldamento e raffrescamento, e recuperatori di calore. Nei casi in cui vi sia il ricircolo dell’aria ambiente, questa viene integrata e miscelata con aria esterna *fresca* per garantirne un certo grado di pulizia.

Lo studio del parco UTA inizia con la costruzione di un inventario che cataloghi tutte le macchine presenti, ne indichi le caratteristiche costruttive e di targa, il funzionamento impiantistico e le volumetrie asservite a ciascuna di esse. Ogni macchina è diversa dalle altre in base alla componentistica, le esigenze dell'utenza e gli orari di funzionamento.

Le valvole sulle UTA sono miscelatrici, in modo che sugli impianti a tutt'aria si abbiano temperature di mandata intorno ai 27 – 28°C e ripresa sui 23°C. Le eventuali batterie di post – riscaldamento locali hanno tutte la regolazione a valvola miscelatrice comandata da un sensore di temperatura ambiente.

Per ogni macchina è stata preparata una scheda preimpostata che ne evidenzia ubicazione, locali asserviti e relative volumetrie, provenienza dell'aria trattata, orari di funzionamento, vincoli di temperatura (il vincolo di temperatura è imposto dalle batterie di post – riscaldamento, essendo i terminali che richiedono le temperature più alte), setpoint di funzionamento e logiche di regolazione, quantità e dati di targa dei componenti presenti, eventuali annotazioni.

numero uta				
ubicazione				
locali asserviti				
volumetrie [mc]				
provenienza aria				
orari di funzionamento				h/anno
vincolo di temperatura				
elenco setpoint funzionamento				
Inverter Ventilatore Mandata [%]				
Inverter Ventilatore Ripresa [%]				
Temperatura di Mandata [°C]				
Temperatura di Ripresa [°C]				
Temperatura di Saturazione [°C]				
Umidità di Mandata [%]				
Umidità di Ripresa [%]				
elenco motori elettrici e ventilatori	marca modello	potenza [kW]	portata [mc/h]	quantità
ventilatore di mandata				
ventilatore di ripresa				
torrino di estrazione				
torrini di estrazione cappe				
elettropompa recupero calore				
elettropompa ricircolo bollitore				
elettropompa spillamenti calda				
elettropompa spillamenti mista				
elettropompa spillamenti fredda				
elenco inverter	marca modello	sigla	potenza [KvA]	
inverter ventilatore mandata				
inverter ventilatore ripresa				
inverter altro uso				
elenco scambiatori		circuito	potenza [kW]	
recuperatore di calore				
scambiatore a piastre				
elenco batterie		circuito	potenza [kW]	
batteria di pre-riscaldamento				
batteria di raffreddamento				
batteria di post-riscaldamento				
elenco impianti umidificazione		potenza	qt.a uggetti	
umidificazione ad acqua polverizzata				
umidificazione con bollitore a vapore				
elenco bollitori			capacità [l]	
bollitore con serpentina acqua				
bollitore con resistenza elettrica				
elenco compressori	modello	capacità [l]	potenza [kW]	
compressore umidificazione				
compressore ad altro uso				
elenco vasi di espansione	marca	altro genere	capacità [l]	
vaso d'espansione recupero calore				
vaso d'espansione circuito postriscaldamento				
vaso d'espansione bollitore				
vaso d'espansione di altro genere				
elenco cinghie		sigla	misure	
cinghie ventilatore di mandata				
cinghie ventilatore di ripresa				
cinghie torrino di estrazione				
cinghie torrino estrazione cappa				
elenco filtri			misure	
filtri piani uta				
filtri piani uta				
filtri piani uta				
filtri piani recupero calore				
filtri piani recupero calore				
filtri piani recupero calore				
filtri tasca uta				
filtri tasca uta				
filtri tasca uta				
elenco valvole	tipo valvola	mod.valvola	mod.attuatore	
valvola batteria preriscaldamento uta				
valvola batteria postriscaldamento uta				
valvola batteria calda				
valvola batteria fredda				
valvola serpentina bollitore				
valvola radiatori				
valvola stagionale calda				
valvola stagionale fredda				
valvola travi caldo				
valvola travi freddo				
valvola circuiti dispositivi post caldo				
valvola circuiti dispositivi post freddo				
valvola batterie vav				
elenco serrande			mod.attuatore	
serranda aria esterna uta				
serranda aria ricircolo uta				
serranda aria espulsione uta				
serranda aria cassette vav				
Annotazione manutenzione straordinaria o altri eventi				

Figura 36 – Scheda caratteristiche Unità di Trattamento Aria

A partire da suddette schede, è stata impostata una matrice allo scopo di definire la priorità di intervento per tutte le macchine, considerandone lo stato di conservazione, la presenza di inverter sui ventilatori per una efficiente regolazione dei flussi d'aria trattati, la presenza di recuperatori che possano sfruttare cascami termici dove presenti.

A fronte di considerazioni sugli impianti dello stabilimento e sulle varie possibilità di analisi, lo studio in dettaglio è stato rimandato e non è oggetto del lavoro di tesi.

3.1.2 Ottimizzazione del circuito secondario di riscaldamento ad acqua

Partendo dalla definizione della potenza termica richiesta per servire le utenze del circuito secondario, e dall'analisi delle temperature in gioco alla mandata e al ritorno degli scambiatori tra primario e secondario, è possibile definire la tipologia di intervento nell'ottica della riduzione dei consumi di energia termica.

Come anticipato nel paragrafo 2.3 in figura 28, le temperature di mandata al circuito secondario si mantengono tra i 50°C e i 65°C. Questo campo di utilizzo si presta bene per l'installazione di una pompa di calore a bassa temperatura, in grado di integrare una quota del fabbisogno di energia termica per riscaldamento, in parallelo alla sottostazione di scambio termico allacciata alla rete di teleriscaldamento urbana. Questo intervento verrà analizzato in dettaglio nel Capitolo 5.

3.1.3 Installazione di un parco fotovoltaico

La grande estensione di coperture dei tetti appartenenti agli edifici del parco apre la strada alla possibile installazione di tecnologie solari. In aggiunta alla produzione della centralina idroelettrica e della vela fotovoltaica, un parco di moduli fotovoltaici potrebbe ridurre il fabbisogno di energia elettrica dell'intero stabilimento.

Lo studio dettagliato di questa soluzione è oggetto di trattazione nel capitolo 4, in cui è illustrato l'utilizzo di un software professionale per la modellazione in 3D del

parco, l'allocazione dei moduli fotovoltaici sulle superfici di interesse, il calcolo della producibilità e l'analisi costi – benefici dell'intervento.

3.1.4 Installazione di pannelli solari termici

In congiunzione con la configurazione di moduli fotovoltaici, si potrebbe pensare di sfruttare una quota delle superfici disponibili sulle coperture degli edifici per l'installazione di collettori solari termici ad integrazione delle esigenze di energia termica delle utenze.

I collettori solari potrebbero catturare l'energia solare per riscaldare degli accumuli, o anche integrare il fabbisogno di acqua calda sanitaria, il cui circuito verrà staccato dal circuito secondario di riscaldamento per inserire delle pompe di calore o degli scaldi – acqua puntuali per ogni edificio.

A valle dell'installazione della pompa di calore ad integrazione del fabbisogno per riscaldamento, si è scelto di rimandare quest'analisi, che non sarà oggetto della tesi.

3.2 Inquadramento Nazionale degli incentivi

Gli incentivi in Italia vengono erogati da GSE S.p.A.¹¹ (società controllata dal MISE¹²), seguendo la Strategia Energetica Nazionale, piano decennale del Governo italiano che gestisce la transizione energetica e indica le azioni per potenziare ed efficientare le reti, diversificare le fonti energetiche e rinforzare l'indipendenza energetica del Paese, e combattere il *climate – change*:

¹¹ Gestore dei Servizi Energetici, ente di diritto privato in controllo pubblico (società interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) garante dello sviluppo energetico sostenibile del Paese [25], promuove la qualifica, l'installazione e l'utilizzo di Impianti a Fonti di Energia Rinnovabili (IAFR) e l'efficientamento energetico di sistemi e processi, effettua il riconoscimento della Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), emette i Certificati Verdi e rilascia le Garanzie d'Origine (GO) per l'energia prodotta da Impianti a Fonti Rinnovabili o funzionanti in CAR. Inoltre, colloca sul mercato l'energia ceduta in rete dagli impianti in convenzione di Ritiro Dedicato, eroga il servizio di Scambio Sul Posto per impianti CAR o IAFR fino a 200 kW, gestisce ed approva le richieste dei Titoli di Efficienza Energetica e gli incentivi relativi al Conto Termico.

¹² Ministero dello Sviluppo Economico, indirizza la gestione di politiche industriali, commerci internazionali, comunicazioni e settore energetico.

- allineamento del prezzo d'acquisto del gas naturale ai prezzi Europei
- contenimento delle spese per energia elettrica di imprese ed industrie
- azzeramento dell'utilizzo del carbone nella generazione elettrica al 2025
- raggiungimento del 28% di quota di FER sui consumi finali elettrici al 2030
- aumento del risparmio energetico e dell'efficienza energetica nei settori residenziale e trasporti
- investimenti nel settore ricerca e sviluppo
- promozione del consumo consapevole, sensibilizzando ad uno stile di vita responsabile e alla mobilità sostenibile

Attualmente, il Governo italiano promuove l'efficienza energetica mediante il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE – o anche Certificati Bianchi) e il Conto Termico, mentre per quanto riguarda l'installazione di impianti fotovoltaici di nuova costruzione si fa riferimento al D.M. 04/07/2019.

3.3 Titoli di Efficienza Energetica

La promozione dell'efficienza energetica in Italia avviene mediante il meccanismo dei Certificati Bianchi, ovvero dei titoli negoziabili che certificano il raggiungimento di risparmi di energia negli usi finali, mediante progetti ed interventi che incrementino l'efficienza energetica.

Per ogni TEP¹³ di energia primaria risparmiata, il GSE riconosce 1 TEE (poi emesso dal GME¹⁴ su indicazione del GSE) che può essere rivenduto su un'apposita piattaforma di mercato gestita dal GME, ed il suo valore economico è definito nelle sessioni di scambio sul mercato.

¹³ Tonnellata Equivalente di Petrolio, unità di misura dell'energia primaria rappresentata dalla combustione di una tonnellata di petrolio, con l'equivalenza di 1 TEP = 41,868 GJ = 11630 kWh. Ai fini del rilascio dei TEE, l'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) fissa un valore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a $0,187 \cdot 10^{-3}$ TEP/kWh_{el}.

¹⁴ Gestore dei Mercati Energetici

Gli interventi di efficientamento energetico possono essere realizzati da distributori (soggetti o meno ad obbligo nazionale di risparmio da D.M. 11/01/2017) e società direttamente controllate da essi, da ESCO¹⁵ in possesso di certificazione UNI CEI 11352, da società con obbligo di nomina di un Energy Manager, o da società ed Enti Pubblici che abbiano implementato un sistema di gestione dell'energia in conformità alla norma ISO 50001, oppure che abbiano nominato volontariamente un Esperto in Gestione dell'Energia certificato.

Ai fini dell'accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi, il progetto di interesse:

- deve avere una data di inizio realizzazione dei lavori successiva alla trasmissione al GSE dell'istanza di accesso al meccanismo
- deve generare un risparmio energetico aggiuntivo (ovvero un consumo di energia inferiore rispetto a quello di baseline precedente alla realizzazione dell'intervento, oppure inferiore rispetto ad un consumo di riferimento nel caso di nuove installazioni)
- deve utilizzare componenti nuovi o per i quali non siano già stati riconosciuti Certificati Bianchi in precedenza.

In base alla tipologia di progetto. Questo deve essere predisposto e trasmesso al GSE in conformità all'allegato 1 del D.M. 11/01/2017, e dev'essere classificato tra le tipologie di intervento in Tabella 1 dell'allegato 2 del D.M. 11/01/2017. La richiesta di accesso all'incentivo può avvenire secondo due modalità:

- Progetto Standardizzato – PS: rendicontato sulla base di un algoritmo di calcolo e della misura diretta di un campione rappresentativo dei parametri di funzionamento che caratterizzano il progetto, nelle configurazioni ex – ante ed ex – post. Si deve dimostrare, inoltre, la ripetitività degli interventi che compongono il PS in contesti simili, e la non convenienza economica dell'installazione di misuratori dedicati ai singoli interventi, a fronte del valore economico dei Certificati Bianchi.

¹⁵ Energy Service Company

L'algoritmo per il calcolo dei risparmi è applicato estendendo le risultanze delle misurazioni effettuate sul campione all'insieme degli interventi realizzati nell'ambito del progetto. Ai fini dell'accesso al meccanismo, il PS deve aver generato una quota di risparmio addizionale non inferiore a 5 TEP nei primi 12 mesi di monitoraggio.

- Progetto a consuntivo – PC: nel caso di progetti più complessi, si prevede una misura puntuale delle grandezze caratteristiche sia nella configurazione ex – ante che in quella post – intervento, mediante monitoraggio in continuo. Ai fini dell'accesso all'incentivo, il PC deve generare una quota di risparmio addizionale non inferiore a 10 TEP nei primi 12 mesi di monitoraggio.

Nell'ambito dell'efficientamento energetico del parco, l'installazione di pompe con inverter in sostituzione delle pompe a giri fissi nel circuito secondario, oppure l'installazione di inverter ad integrazione dei motori elettrici dei ventilatori delle UTA, oppure la sostituzione integrale dei motori elettrici delle UTA, possono essere rendicontate attraverso un Progetto Standardizzato, mentre se si dovesse considerare come intervento la riqualificazione dell'intero parco UTA, non si potrebbe utilizzare un Progetto Standardizzato in quanto le macchine sono diverse tra loro in termini di componentistica e parametri di funzionamento. Per questo tipo di intervento si dovrà adottare allora un Progetto a Consuntivo.

3.4 Conto Termico

L'incentivazione per l'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni è effettuata mediante il Conto Termico, a cui possono accedere Pubbliche Amministrazioni firmando un EPC¹⁶, imprese e privati firmando un contratto di servizio energia.

¹⁶ Energy Performance Contract

3.4.1 Pompe di calore

Per quanto riguarda l'installazione di pompe di calore allo scopo di sostituire impianti termici tradizionali, il Conto Termico prevede incentivi fino al 65% sulla spesa sostenuta, finanziando inoltre il 100% delle spese sostenute a fronte delle redazioni di Diagnosi Energetiche e Attestati di Prestazione Energetica (APE), considerando che "l'incentivo può essere richiesto solo in caso di sostituzione id impianto preesistente, e non in caso di nuova installazione" [11], dove per sostituzione, anche parziale, dell'impianto preesistente si intende che "La sostituzione parziale è ammessa solo nel caso di un impianto preesistente dotato di più generatori di calore" [12]. L'accesso all'incentivo può essere richiesto solo previa messa a punto ed equilibratura del sistema di regolazione e controllo, installazione di elementi di regolazione modulante agenti sulla portata sui corpi scaldanti, di sistemi di contabilizzazione del calore per impianti con potenza termica utile superiore ai 200 kW. In ultimo, la pompa di calore, se elettrica deve rispettare un coefficiente di prestazione minimo in funzione della sua tipologia sotto determinate condizioni di scambio termico, riportate nell'Allegato I, Tabella 3 del DM 16/02/16 (che deve essere ridotto del 5% nel caso in cui la pompa di calore sia dotata di variatore di velocità):

Tabella 3 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore elettriche

Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Ambiente esterno [°C]	Ambiente interno [°C]	COP
aria/aria	Bulbo secco all'entrata : 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	3,9
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≤ 35 kW	Bulbo secco all'entrata : 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,1
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento >35 kW	Bulbo secco all'entrata : 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	3,8
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	4,3
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,3
acqua/aria	Temperatura entrata: 10 Temperatura uscita: 7	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido entrata: 15	4,7
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	5,1

Figura 37 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore elettriche [13]

Nel caso studio di interesse, avendo già previsto l'allaccio al teleriscaldamento per il 2020, l'installazione di una pompa di calore elettrica ad integrazione della sottostazione di scambio per teleriscaldamento non costituisce una sostituzione di un generatore di calore, e quindi l'intervento non trarrebbe benefici in termini di incentivo.

3.4.2 Collettori solari termici

Per quanto riguarda l'installazione di impianti solari termici, l'incentivo annuo (quota incentivante fino al 65% della spesa contenuta) è definito in funzione della stima dell'energia termica prodotta annualmente, della superficie lorda installata, dell'utilizzo del calore prodotto, e di coefficienti di valorizzazione dell'energia [€/kWh_t] distinti per dimensione e tipologia di installazione, mediante la formula:

$$I_{a,TOT} = C_i * Q_u * S_l$$

con:

- $I_{a,TOT}$: incentivo annuo in €, sommatoria delle rate annue (Tabella A, D.M. 16/02/2016)
- Q_u : energia termica prodotta per unità di superficie lorda, in kWh_t/m²
- S_l : superficie solare lorda dell'impianto in m²
- C_i : coefficiente di valorizzazione dell'energia termica prodotta (Tabella 17 Allegato II D.M. 16/02/2016)

Tabella 17 – Coefficienti di valorizzazione dell'energia termica prodotta da impianti solari termici

Tipologia di intervento	C_i incentivo annuo in €/kWh _t in funzione della superficie S_t del campo solare espressa in m ²				
	$S_t \leq 12$	$12 < S_t \leq 50$	$50 < S_t \leq 200$	$200 < S_t \leq 500$	$S_t \geq 500$
Impianti solari termici per produzione di a.c.s.	0,35	0,32	0,10	0,09	0,08
Impianti solari termici per la produzione di a.c.s. e riscaldamento ambiente anche per la produzione di calore di processo a bassa temperatura o asserviti a reti di teleriscaldamento	0,36	0,33	0,11	0,10	0,09
Impianti solari termici con sistema di <i>solar cooling</i>	0,43	0,39	0,13	0,12	0,11
Impianti solari termici a concentrazione anche per la produzione di calore di processo o asserviti a reti di teleriscaldamento	0,38	0,35	0,12	0,11	0,10
Impianti solari termici a concentrazione con sistema di <i>solar cooling</i>	0,43	0,40	0,15	0,13	0,12

Figura 38 - Tabella Valori di C_i da D.M. 16/01/2016

Nel caso di interesse, che prevede il collegamento del sistema di pannelli solari termici ad integrazione del circuito secondario di riscaldamento, la tipologia di intervento da tenere in considerazione sarebbe la seconda: *impianti solari termici per la produzione di a.c.s. e riscaldamento ambiente anche per la produzione di calore di processo a bassa temperatura o asserviti a reti di teleriscaldamento*.

3.5 D.M. 04/07/2019

Si inquadra nell'incentivazione delle fonti di energia rinnovabile elettriche, e si inserisce nel caso studio nella misura in cui si voglia installare un parco fotovoltaico di nuova costruzione, ad integrazione della centralina idroelettrica per la copertura di una quota del fabbisogno di energia elettrica dello stabilimento e l'eventuale immissione in rete della potenza elettrica prodotta e non immediatamente utilizzabile. Questa categoria di interventi appartiene al Gruppo A (insieme agli impianti eolici on – shore) del D.M. 04/07/2019.

La modalità di accesso agli incentivi è determinata in base alla taglia dell'impianto:

- per impianti con potenza compresa tra 20 kW e 1 MW si procede con l'iscrizione a Registri, attraverso cui si assegna il contingente di potenza disponibile in base a specifici criteri di priorità
- per impianti con potenza superiore a 1 MW si partecipa ad aste al ribasso offerto sul livello incentivante, e a pari ribasso su specifici criteri di priorità.

L'incentivo è riconosciuto in relazione all'energia elettrica immessa in rete dall'impianto, cioè il minor valore tra la produzione netta e l'energia elettrica immessa effettivamente in rete, misurata al contatore di scambio. La Tariffa Spettante è calcolata a partire da altre due definizioni di tariffa:

- Tariffa di Riferimento – T_{Rif} : funzione della fonte e della tipologia di impianto e della potenza
- Tariffa Offerta – T_{Off} : applicando alla Tariffa di Riferimento le eventuali riduzioni $R\%$ richieste dal Soggetto Responsabile in fase di iscrizioni ai Registri o alle Aste, al fine di beneficiare dei relativi criteri di priorità (la riduzione percentuale non può superare il 30%)

$$T_{Off} = T_{Rif} * (1 - R\%)$$

- Tariffa Spettante – T_{Sp} : “è calcolata applicando alla tariffa offerta le ulteriori riduzioni previste dal D.M. 04/07/2019 per gli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei Registri e delle Aste e successivamente ammessi agli incentivi” [14].

$$T_{Sp} = T_{Off} - D$$

In funzione della potenza dell'impianto, sono previsti due meccanismi differenti:

- Tariffa Omnicomprensiva – TO: tariffa unica corrispondente alla Tariffa Spettante, che remunera anche l'energia elettrica ritirata dal GSE

- Incentivo – I: differenza tra la Tariffa Spettante e il prezzo zonale orario dell'energia P_Z , poiché l'energia prodotta resta nella disponibilità dell'operatore

$$I = T_{Sp} - P_Z$$

Sono previsti, inoltre, due premi cumulabili sulla tariffa. Il primo riguarda gli impianti del gruppo A – 2 e non è di interesse per lo studio, mentre il secondo, pari a 10 €/MWh, si applica ad impianti di potenza inferiore a 100 kW su edifici, considerando la sola quota di autoconsumo, a condizione che su base annua l'energia auto – consumata sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto.

Per impianti con potenze fino a 250 kW può essere scelta una tra le due soluzioni, con la possibilità di passare da una modalità all'altra non più di 2 volte nell'arco del periodo di incentivazione, mentre per impianti superiori ai 250 kW si può accedere al solo Incentivo. Il GSE eroga l'incentivazione per tutta la vita utile dell'impianto, a partire dalla sua entrata in esercizio commerciale (che può essere scelta dall'operatore, purché compresa nei 18 mesi successivi all'effettiva entrata in esercizio).

3 - Incentivazioni efficientamento energetico



Tariffe incentivanti di riferimento, vita utile e premi stabiliti dal DM 2019

Fonte rinnovabile Impianti	Gruppo di appartenenza	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	TARIFFA DI RIFERIMENTO (Tr)	PREMI (Pr)	
						Fotovoltaici appartenenti al Gruppo A-2 di P<1000 kW	Impianti su edifici con autoconsumo di P<100 kW
						art. 7.10	art. 7.12
			kW	anni	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Eolici	Gruppo A Gruppo C	on-shore	1<P<100	20	150		10
			100<P<1000	20	90		
			P<1000	20	70		
Fotovoltaici	Gruppo A		20<P<100	20	105		10
			100<P<1000	20	90		
			P<1000	20	70		
	Gruppo A-2	installati in sostituzione di coperture con completa rimozione eternit e amianto	20<P<100	20	105	12	10
			100<P<1000	20	90	12	
Idroelettrici	Gruppo B Gruppo C	ad acqua fluente (compresi gli impianti su acquedotto)	1<P<400	20	155		
			400<P<1000	25	110		
			P<1000	30	80		
		a bacino o a serbatoio	1<P<1000	25	90		
			P<1000	30	80		
Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione	Gruppo B Gruppo C		1<P<100	20	110		
			100<P<1000	20	100		
			P<1000	20	80		

I valori della Tabella 1 sono ridotti (esclusi i premi, a decorrere dall'1 gennaio 2021, del 2% per gli impianti idroelettrici e a gas residuati dai processi di depurazione e del 5% per gli impianti eolici e fotovoltaici (DM2019, All.1 Tabella 1.1)).

Figura 39 – Tariffe Incentivanti FER da D.M. 04/07/2019 [15]

4. Integrazione di fonti rinnovabili

Nell'ottica di risparmio energetico e basso impatto ambientale obiettivo dell'analisi, è utile esaminare quali siano le opportunità di inserimento di ulteriori tecnologie rinnovabili che aiutino a mitigare la domanda di energia primaria dello stesso. Data l'estensione, la posizione e la completa esposizione a Sud degli edifici, la risorsa rinnovabile più importante è sicuramente l'energia solare incidente, di cui verranno esaminati i possibili utilizzi.

Le possibili soluzioni sono i pannelli solati termici ad integrazione delle esigenze termiche del circuito secondario o di accumuli locali di a.c.s., oppure i pannelli fotovoltaici che, addizionati alla produzione della centralina idroelettrica, possono integrare il fabbisogno di energia elettrica dello stabilimento. In base alla configurazione degli impianti termici ed elettrici, si è scelto di concentrare lo studio sull'installazione di un parco fotovoltaico sulle coperture dei quattro edifici lato Dora Riparia.

Come anticipato nel paragrafo 3.1, lo studio della tesi si concentra sull'analisi dell'installazione di un possibile parco di moduli fotovoltaici.

4.1 Superfici piane disponibili

Le superfici piane esistenti da ripensare rispetto alla situazione ex – ante possono essere i tetti degli edifici adibiti ad uffici lato Dora e la parete Sud del Centro Servizi, ma possono essere considerate ulteriori installazioni al di fuori di questi contesti.

I quattro edifici adibiti ad uffici lato Dora (A1, A2, B1, B2) possono essere svincolati dalla funzione di tetti verdi per far spazio all'installazione di tecnologie solari, tuttavia gli edifici A1 e B2 non dispongono del livello 2, e quindi sono più bassi degli altri due e dei 4 edifici adibiti a laboratori lato via Costaguta (Sud), che potrebbero rappresentare un contributo all'ombreggiamento insieme al complesso edilizio situato a Sud rispetto al parco (condomini). Attraverso la modellazione

tridimensionale del parco su software è possibile effettuare il calcolo degli ombreggiamenti per valutare la convenienza delle installazioni su tutte le coperture.

Edificio	Superficie Disponibile [m ²]
Edificio A1	581.03
Edificio A2	756.99
Edificio B1	762.46
Edificio B2	675.15

Figura 40 - Superfici disponibili all'installazione di moduli solari

Unitamente alle superfici piane disponibili già esistenti e appena descritte, si potrebbero sfruttare le due superfici piane dei corridoi di passaggio tra gli edifici del parco lato via Costaguta, rispettivamente di 495,72 m² tra A1L e A2L, e ugualmente di 495,72 m² tra B1L e B2L, per un totale di 991,44 m² lordi. Essendoci un livello di differenza tra A1 e A2 e tra B1 e B2, questi corridoi non possono essere riempiti, mentre gli edifici esposti a Sud hanno tutti il livello L2, perciò le loro coperture sono complanari.

In questo senso, si può pensare di costruire due strutture complanari tra i tetti degli edifici, che sfruttino dei moduli fotovoltaici vetro – vetro: in questo modo si avrebbe un contributo alla produzione di energia elettrica del parco, mantenendo la trasparenza alla luce richiesta per il passaggio nei corridoi tra gli edifici. Suddette strutture potrebbero addirittura essere sopraelevate ed inclinate in modo ottimale per ridurre l'ombreggiamento causato dal complesso edilizio a Sud.

Questa possibilità non è stata affrontata nello studio finale di tesi, e la sua analisi è rimandata a future considerazioni.



Figura 41 – Esempio di corridoio fotovoltaico vetro - vetro con struttura inclinata [16]

4.2 Dimensionamento impianti fotovoltaici

Il dimensionamento del parco fotovoltaico da installare è stato condotto sfruttando un software di modellazione e calcolo professionale per gli impianti fotovoltaici. Nei seguenti paragrafi si illustrano le caratteristiche del software e le scelte adoperate nel dimensionamento degli impianti.

4.2.1 Il software PV*SOL®

PV*SOL® Premium è un software di modellazione e simulazione di impianti fotovoltaici distribuito da Valentine Software GmbH. Avvalendosi della visualizzazione in 3D, il progettista può scegliere di creare il sistema di interesse in un luogo specifico, che sia posizionato a terra, montato sul tetto di un edificio, oppure architettonicamente integrato nella costruzione, impostando orientamento e inclinazione dei moduli e configurazione della rete elettrica. Al termine della costruzione tridimensionale e della configurazione elettrica, è possibile effettuare un calcolo dell'ombreggiamento e un'analisi costi – benefici nell'ottica di massimizzare i ricavi finali dell'installazione.

I risultati sono comunicati da un calcolo di modello matematico della ditta Valentin Software GmbH (algoritmi PV*SOL). Le effettive rendite dell'impianto a corrente

solare possono essere diverse in base ai cambiamenti del tempo, dei gradi di rendimento dei moduli e degli inverter e per altri fattori.

4.2.2 Dimensionamento della potenza elettrica installabile

La modellazione degli impianti in 3D inizia con la collocazione spaziale del complesso edilizio. Il software permette di creare gli edifici per estrusione a partire da mappe interattive, che tengono conto dei dati climatici della stazione meteorologica più vicina al sito per il calcolo tridimensionale degli ombreggiamenti e della producibilità.

4.2.2.1 Costruzione del parco in 3D

Per effettuare un calcolo completo degli ombreggiamenti, vengono inseriti sulla mappa otto edifici del parco: i quattro lato Dora (interessati dall'installazione dei moduli), i quattro lato Sud (via Costaguta). Viene aggiunto, in ultimo, il complesso edilizio situato immediatamente a Sud rispetto al parco, che può dare un contributo all'ombreggiamento.



Figura 42 – Panoramica *Environment Park*, progettazione in 3D su *PV*SOL® Premium*

I “tetti verdi” delle quattro coperture su cui installare i pannelli non sono a copertura piana, ma inclinati a doppia falda. In figura 42 si nota che per semplicità di modellazione in 3D di questo tipo di costruzione, si sceglie di estrarre gli edifici come se avessero una pianta rettangolare, e di rimuovere in seguito le superfici fittizie create, mediante l'apposizione di corrispettive superfici di blocco sulla copertura. Infine, sulle superfici di copertura sono stati inseriti gli elementi di ostacolo all'installazione dei moduli, visibili dalle mappe panoramiche aeree.

Considerando l'inclinazione delle singole falde dei quattro tetti di interesse, si capisce che il numero minimo di campi di moduli da inserire nel software sia 8 (2 per ogni edificio, per cui ogni campo di moduli avrà il proprio supporto con il proprio orientamento e con la propria inclinazione rispetto alla superficie di copertura).

4.2.2.2 Definizione della tipologia di impianto

Il tipo di impianto inserito nel software per la simulazione sarà un *Impianto fotovoltaico connesso in rete con utenze connesse*: all'inizio dell'analisi energetico – economica vengono infatti inseriti in input i dati orari di assorbimento di energia elettrica dell'anno 2018, con due scenari disponibili in funzione della presenza o assenza del contributo della generazione idroelettrica.

La scelta di condurre due simulazioni separate deriva dalla considerazione che allo stato attuale la centralina idroelettrica immette nella rete nazionale la totalità dell'energia elettrica prodotta, e remunerata dal GSE con tariffa di Ritiro Dedicato. Analizzando però i picchi di produzione idroelettrica durante l'anno come visto nel paragrafo 2.5 in figura 35, si notano delle eccedenze orarie di produzione idroelettrica rispetto al consumo dello stabilimento, e quindi si può pensare di cambiare nei prossimi anni la convenzione tariffaria della centralina, passando alla condizione di Scambio Sul Posto e vendendo il surplus di produzione (somma delle produzioni orarie di centralina idroelettrica e parco fotovoltaico) rispetto all'autoconsumo.

Il software non permette di inserire una produzione elettrica separata rispetto al consumo, allora si sceglie di detrarre a monte dal file di potenza elettrica oraria assorbita, la quota di potenza oraria autoprodotta dalla centralina idroelettrica. In questo senso, il software vedrà un assorbimento di potenza elettrica oraria inferiore al reale carico elettrico del parco, prima di effettuare l'analisi economica a valle dell'aggiunta dei moduli fotovoltaici.

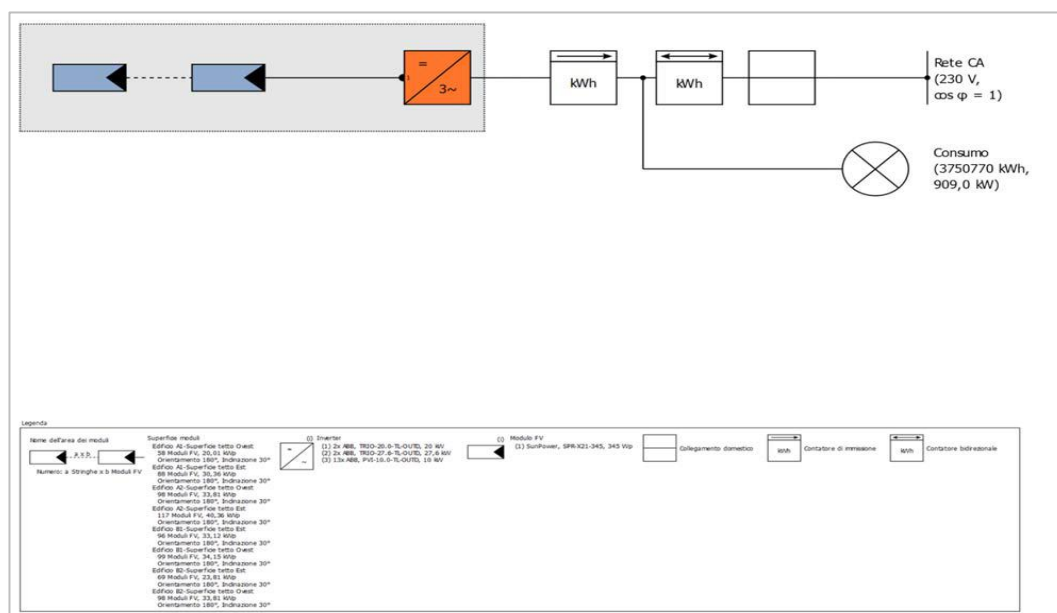


Figura 43 – Schema impiantistico FV, impianto connesso a rete con utenze connesse – scenario con solo assorbimento di potenza dalle utenze del parco

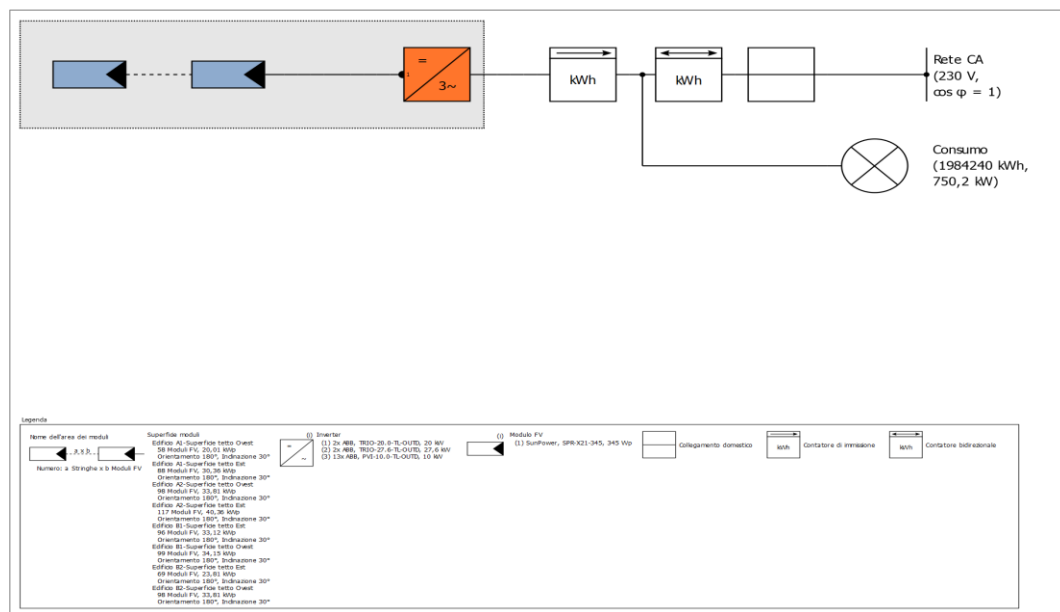


Figura 44 – Schema impiantistico FV, impianto connesso a rete con utenze connesse – scenario con assorbimento di potenza dalle utenze del parco e autoproduzione da centralina idroelettrica

Come si può notare nelle figure 43 e 44, lo schema impiantistico della simulazione nel software rimane sostanzialmente lo stesso tra le due configurazioni. Ciò che cambia è la quota di consumo delle utenze, che nella seconda simulazione è più bassa perché tiene conto dell'autoproduzione.

4.2.2.3 Moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli fotovoltaici da utilizzare e del supporto di montaggio viene effettuata mediante l'archivio dei moduli disponibile sul software. Per l'analisi della producibilità si scelgono i moduli ad alta efficienza *SunPower® SPR-X21-345* in silicio monocristallino (i più prestanti sul mercato), montati con orientamento a Sud $\theta_z=180^\circ$ ed inclinazione di 30° rispetto al piano orizzontale, dei quali si riporta la scheda tecnica.



SUNPOWER®



SunPower Serie X: X22-360

SunPower® Modulo residenziale

I moduli SunPower Serie X combinano la migliore efficienza, durata e garanzia disponibili oggi sul mercato, risultando in maggiore energia e risparmio nel lungo periodo.^{1,2}



Massima Potenza, Minor Spazio

Efficienza leader di settore significa maggiore potenza e maggior risparmio a parità di spazio disponibile. Con meno pannelli necessari, meno è davvero di più.



Energia e risparmi di lunghissima durata

Progettati per produrre il 60% di energia in più a parità di spazio per oltre 25 anni in condizioni reali, come in presenza di ombre parziali ed elevata temperatura.³

Fondamentalmente differente. E migliore.



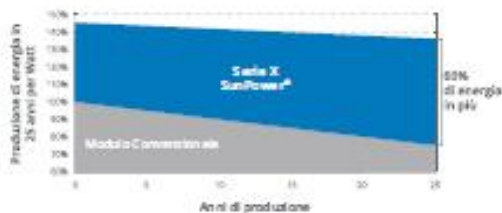
La cella solare Maxeon® SunPower

- Consente la più alta efficienza disponibile a livello di modulo²
- Affidabilità incomparabile³
- La solida base metallica brevettata previene rotture e corrosione



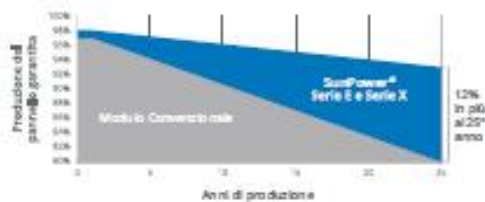
Sostenibile come la sua energia

- Classificato al primo posto nella Silicon Valley Toxic Coalition 2017 Solar Scorecard⁴
- Primo modulo fotovoltaico a ottenere il riconoscimento Cradle to Cradle Certified™ Silver⁵
- Contribuisce a più categorie LEED rispetto ai moduli convenzionali⁶



Migliore Affidabilità, Migliore Garanzia

Con oltre 25 milioni di moduli installati in tutto il mondo, la tecnologia SunPower ha dimostrato di durare nel tempo. Ecco perché supportiamo i nostri moduli con la migliore garanzia del settore, 25 anni sia sulla potenza che sul prodotto, compresa la più alta garanzia sulla potenza nel settore fotovoltaico.



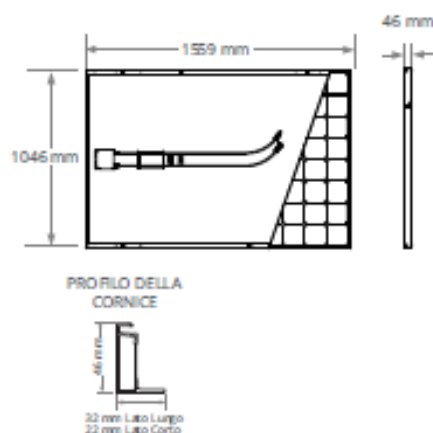
sunpowercorp.it

Serie X: X22-360 SunPower® Modulo residenziale

Dati Elettrici	SPR-X22-360	SPR-X21-345
Potenza nominale (P _{nom}) ⁷	360 W	345 W
Tolleranza di potenza	+5,0%	+5,0%
Efficienza del modulo	22,1%	21,2%
Tensione al punto di massima potenza (V _{mpp})	59,1 V	57,3 V
Corrente al punto di massima potenza (I _{mpp})	6,09 A	6,02 A
Tensione a circuito aperto (V _{oc})	69,5 V	68,2 V
Corrente di cortocircuito (I _{sc})	6,48 A	6,39 A
Tensione massima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL	
Corrente massima del fusibile	15 A	
Coeff. temp. potenza	-0,29%/°C	
Coeff. temp. tensione	-167,4 mV/°C	
Coeff. temp. corrente	2,9 mA/°C	

Condizioni Operative e Dati Meccanici	
Temperatura	-40° C a +85° C
Resistenza all'impatto	Grandine del diametro di 25 mm e una velocità di 23 m/s
Aspetto	Classe A+
Celle solari	96 celle monocristalline Maxeon di 3 ^a generazione
Vetro	Antiriflesso, temperato ad alta trasmissione
Scatole di giunzione	IP-65, MC4
Peso	18,6 kg
Carico massimo	Vento: 2400 Pa, 244 kg/m² fronte e retro Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m² fronte
Cornice	Alluminio anodizzato nero classe 1, massima classificazione AAMA

Test e Certificazioni	
Test standard ⁸	IEC 61215, IEC 61730, UL1703, Resistenza al fuoco: Classe 1 (UN9177)
Certificazione di gestione della qualità	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Conformità EHS	RoHS, CHSAS 18001:2007, senza piombo, Schema di riciclaggio, REACH SVHC-163
Compatibilità Ambientale	Certificati di Cradle to Cradle TM Silver, "Declare" listed
Test dell'armonica	IEC 62716
Test di resistenza alle tempeste di sabbia	10.1109/PVSC.2013.6744437
Test di resistenza all'acqua salata	IEC 61701 (livello massimo superato)
Test PID	1000 V: IEC 62804, PVEL, Durata 600 ore
Catalogazioni Disponibili	TUV, UL, MCS, PSE/C, CEC



Leggere attentamente le istruzioni relative all'installazione e alla sicurezza.

1 SunPower 360W confrontato con un Pannello Convenzionale in stringhe di stesse dimensioni (260W, 16% di efficienza, circa 1,6 m²), 4% di energia in più per watt (basato su file pan PV5yd), degradazione annua più lenta dello 0,75%/anno (Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013).

2 Basato su ricerca dei valori nelle schede tecniche pubblicate sui siti web dei 10 maggiori produttori per EHS, aggiornato a Gennaio 2017.

3 Posizione #1 nel rapporto "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 3", PVTech Power Magazine, 2015. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013.

4 SunPower classificata al #1 posto nella Silicon Valley Toolco's Coalition Solar Scorecard.

5 Cradle to Cradle Certified è un programma di certificazione multi-attributi che valuta prodotti e materiali riguardo la sicurezza umana e la salvaguardia dell'ambiente, progettati per riutilizzo in cicli futuri e l'industria sostenibile.

6 La Serie-X e la Serie-E di pannelli contribuiscono alle categorie di credito LEED Materials and Resources.

7 Condizioni di prova standard (irradianza 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C) Modulo di riferimento validato da NREL. Metodi utilizzati: SON65 per la misura della corrente, LACC5 per la misura del RI Factor e tensione.

8 Tipo2 classe di resistenza al fuoco secondo UL 1703:2013 equivalente alla classe C di resistenza al fuoco secondo UL 1703:2002.

Consultare il sito <http://www.sunpowercorp.it> per ulteriori informazioni. I dati contenuti nella presente scheda tecnica possono essere soggetti a modifiche senza preavviso.

©2018 SunPower Corporation. Tutti i diritti riservati. SUNPOWER, il logo SUNPOWER e MAXEON sono marchi o marchi registrati di SunPower Corporation. Cradle to Cradle CertifiedTM è un marchio di certificazione concesso da Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

800 795 730

sunpowercorp.it

SUNPOWER®

527767 REV A / A4_IT

Figura 45 – Scheda tecnica moduli fotovoltaici [17]

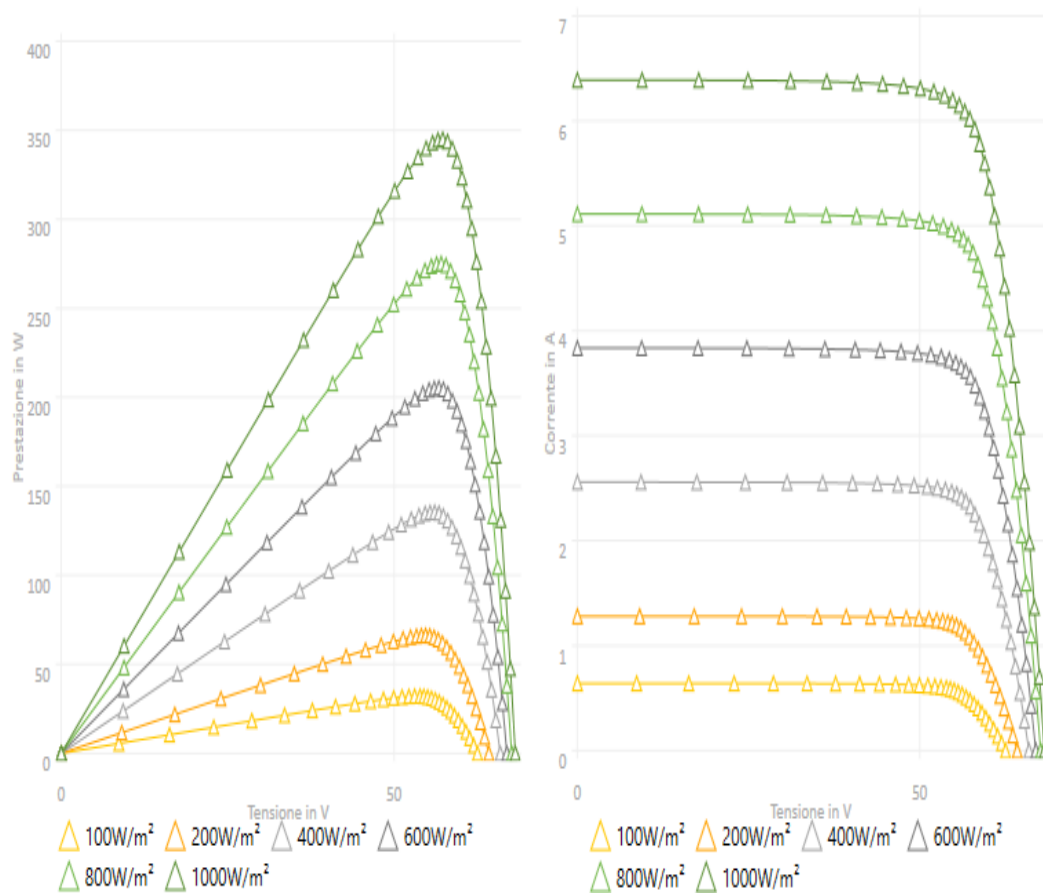


Figura 46 – Caratteristiche U-P e U-I del modulo da banche dati PV*SOL® Premium

È utile aggiungere, per quanto riguarda la conservazione delle caratteristiche prestazionali dei moduli, che *SunPower®* garantisce un'efficienza del 94% al 25° anno dalla messa in funzione del modulo. Questo dato viene inserito nel software come fattore di degradazione del modulo fotovoltaico, e viene poi stimato dal software anno per anno in previsione lineare (efficienza, rispetto al valore nominale, del 100% al primo anno di utilizzo e del 94% al 25° anno di utilizzo).

La disposizione delle file di moduli sulle coperture degli edifici può essere inserita in modo automatico dal software per ottimizzarne lo sfruttamento una volta impostate la distanza tra i moduli, la distanza tra le file, e la distanza rispetto agli spigoli del tetto desiderate, scelte come:

- Distanza tra due moduli adiacenti pari a 5 cm

- Altezza bordo inferiore supporto pari a 30 cm
- Distanza tra le strutture di sostegno di due file consecutive pari a 1,0 m
- Distanza rispetto ai bordi tetto Nord e Sud pari a 1,5 m
- Distanza rispetto ai bordi tetto Est e Ovest pari a 1,2 m

	Moduli	Area[m²]	Inclinazione	Orientamento	Potenza[kW_p]
Edificio A1	146	242.6	30°	180°	50.37
Edificio A2	215	350.6	30°	180°	74.17
Edificio B1	195	317.9	30°	180°	67.27
Edificio B2	167	272.3	30°	180°	57.61
TOTALE	723	1183.4	30°	180°	249.43

Figura 47 – Distribuzione moduli installati

4.2.2.4 Scelta degli inverter

Gli inverter utilizzati per la conversione della corrente erogata da continua in alternata vengono dimensionati in funzione della potenza di picco nominale totale di ciascun campo di moduli: i campi di moduli inseriti nel software sono 8, perciò si hanno 8 diverse configurazioni, utilizzando 3 modelli di inverter:

- *ABB® TRIO-10.0-TL-OUTD (v1)*
- *ABB® TRIO-20.0-TL-OUTD (v1)*
- *ABB® TRIO-27.6-TL-OUTD (v1)*

Per un totale di 17 inverter con fattori di dimensionamento compresi tra il 100,1% e il 119,0%.

Al termine della modellazione, si ricava il seguente elenco parti, configurate tra loro come mostrato nello schema elettrico in figura 48.

Elenco parti

#	Tipo	Numero articolo	Produttore	Nome	Quantità	Unità di misura
1	Modulo FV		SunPower	SPR-X21-345	723	Pezzo
2	Inverter		ABB	TRIO-20.0-TL-OUTD	2	Pezzo
3	Inverter		ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	2	Pezzo
4	Inverter		ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	13	Pezzo
5	Contatore			Contatore di immissione	1	Pezzo
6	Contatore			Contatore bidirezionale	1	Pezzo

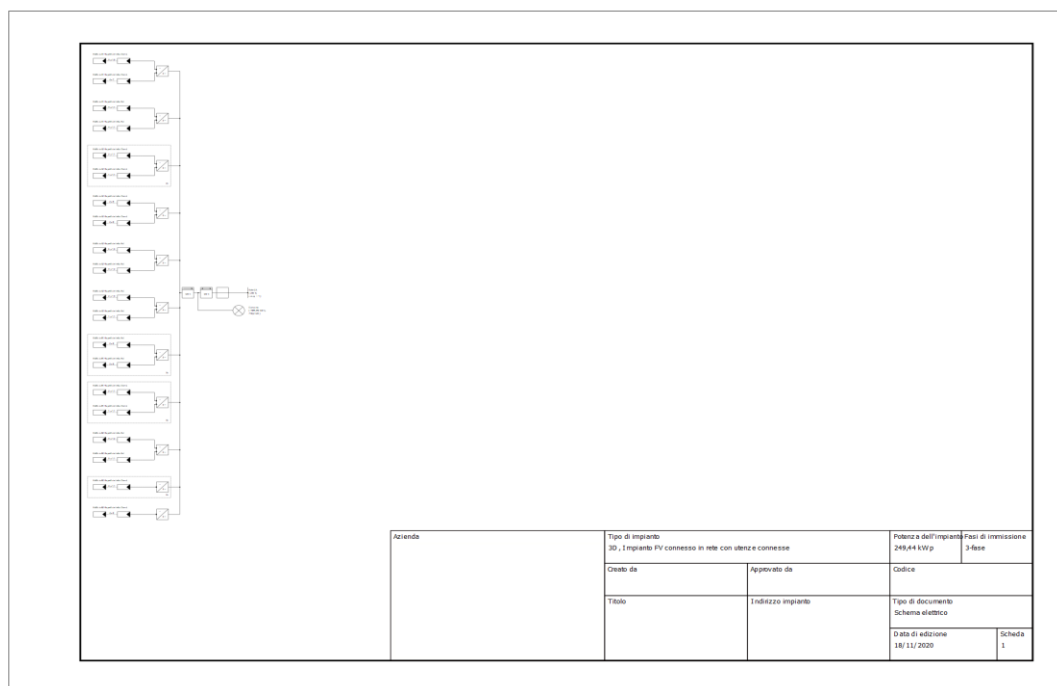


Figura 48 - Schema elettrico

4.3 Analisi costi – benefici

A valle del calcolo degli ombreggiamenti effettuato con il software, si procede infine con l'analisi energetico – economica delle installazioni create.

La scelta dei moduli fotovoltaici utilizzati, la loro disposizione sulle superfici di copertura, gli orientamenti e le inclinazioni risultanti dei supporti, le configurazioni elettriche delle stringhe di moduli e degli inverter sono le stesse per entrambe le simulazioni (in presenza o meno dell'autoproduzione da centralina idroelettrica).

Ulteriori dati di input utili ai fini delle analisi costi – benefici, congruenti per entrambe le simulazioni, sono i seguenti:

- perdite elettriche nei cavi dell'1%
- costo d'investimento specifico di 1800 €/kW_p
- costo d'acquisto unitario dell'energia elettrica di 0,14 €/kWh
- fattore di modifica costo del kWh annuo del 2%
- prezzo dell'energia venduta in Scambio Sul Posto di 0,11 €/kWh

Per semplificare la lettura, i risultati delle analisi economico – energetiche vengono riportati singolarmente per le due simulazioni, pur essendo esse stesse diverse soltanto per quanto riguarda la quota “consumo” a monte.

4.3.1 Scenario 1 – solo assorbimento di potenza dalle utenze del parco

4.3.1.1 Impianto FV

3D, Impianto FV connesso in rete con utenze connesse

Dati meteo	Torino (UNI 10349), ITA (1986 - 2005)
Potenza generatore FV	249,44 kWp
Superficie generatore FV	1.179,0 m ²
Numero di moduli FV	723
Numero di inverter	17

4.3.1.2 La rendita

La rendita

Energia generatore FV (rete CA)	266.798 kWh
Autoconsumo diretto	266.799 kWh
Alimentazione rete	0 kWh
Derating nel punto di immissione	0 kWh
Quota di consumo proprio	100,0 %
Quota di copertura solare	7,1 %
Rendita annuale spec	1.069,61 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	71,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	21,2 %/Anno
Emissioni di CO ₂ evitate	125.395 kg / anno

4.3.1.3 Redditività

Il vostro vantaggio

Costi complessivi di investimento	448.983,00 €
Rendimento delle attività	7,26 %
Periodo ammortamento	11,7 Anni
Costi di produzione corrente	0,09 €/kWh
Bilanciamento / concetto di alimentazione	Immissione in rete del surplus

4.3.1.4 Panoramica Impianto

Dati impianto

Tipo di impianto	3D, Impianto FV connesso in rete con utenze connesse
Messa in esercizio	07/11/2020

Dati meteo

Località	Torino (UNI 10349), ITA (1986 - 2005)
Risoluzione dei dati	1 h
Modelli di simulazione utilizzati:	
- Irraggiamento diffuso sul piano orizzontale	Hofmann
- Irraggiamento su una superficie inclinata	Hay & Davies

Consumo

Consumo totale	3750770 kWh
Carico Elettrico Envi2018	3750770 kWh
Picco di carico	909 kW

4.3.1.5 Risultati Impianto completo

Impianto FV

Potenza generatore FV	249,4 kWp
Rendita annuale spec	1.069,61 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	71,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	21,2 %/Anno
Energia generatore FV (rete CA)	266.798 kWh/Anno
Autoconsumo	266.799 kWh/Anno
Alimentazione rete	0 kWh/Anno
Derating nel punto di immissione	0 kWh/Anno
Quota di consumo proprio	100,0 %
Emissioni di CO ₂ evitate	125.395 kg / anno

Utenze

Utenze	3.750.770 kWh/Anno
Consumo in standby (Inverter)	261 kWh/Anno
Consumo totale	3.751.031 kWh/Anno
coperto da FV	266.799 kWh/Anno
coperto da rete	3.484.235 kWh/Anno
Quota di copertura solare	7,1 %

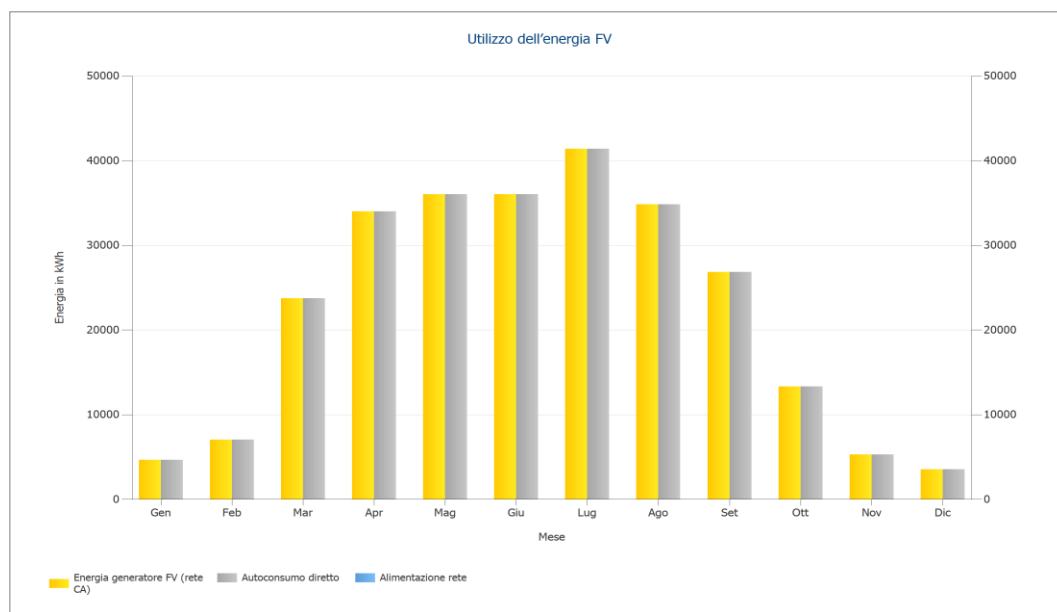


Figura 49 - Utilizzo energia fotovoltaica scenario 1

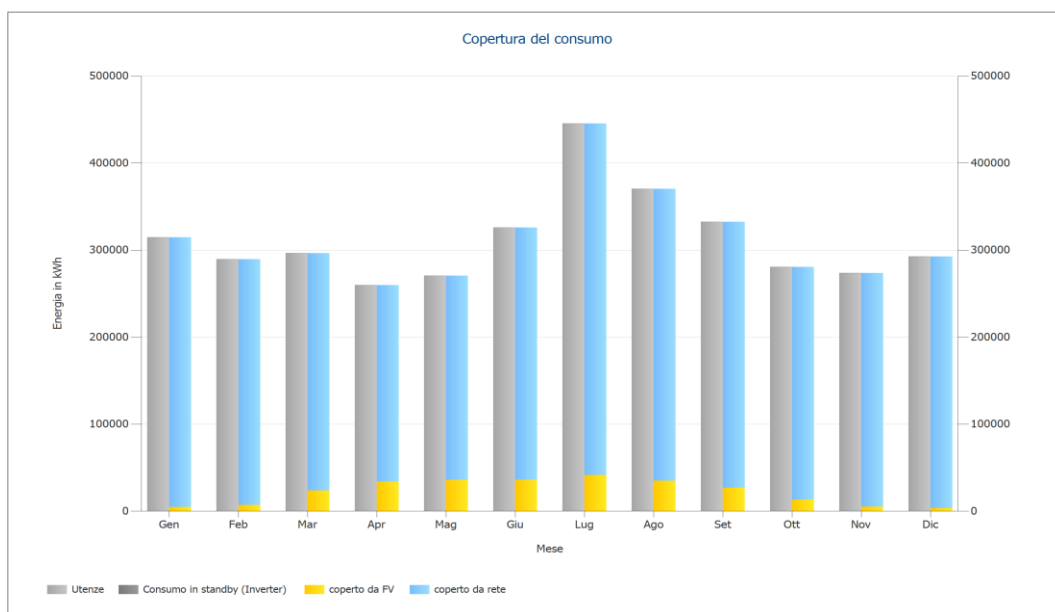


Figura 50 - Copertura del consumo scenario 1

4.3.1.6 Panoramica Redditività

Dati impianto

Immissione in rete nel primo anno (incl. degrado del modulo)	0 kWh/Anno
Potenza generatore FV	249,4 kWp
Messa in funzione dell'impianto	07/11/2020
Periodo di osservazione	20 Anni
Interessi sul capitale	1 %

Parametri della redditività

Rendimento delle attività	7,26 %
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	386.199,49 €
Periodo ammortamento	11,7 Anni
Costi di produzione corrente	0,09 €/kWh

Panoramica dei pagamenti

Costi degli investimenti specifici	1.800,00 €/kWp
Costi di investimento	448.983,00 €
Pagamenti una tantum	0,00 €
Incentivi	0,00 €
Costi annui	0,00 €/Anno
Altri ricavi o risparmi	0,00 €/Anno

Remunerazione e risparmi

Pagamento totale dall'azienda elettrica nel primo anno	0,00 €/Anno
Risparmi primo anno	37.268,29 €/Anno
Nuova tariffa (Example)	
Prezzo di lavoro	0,14 €/kWh
Fattore di modifica prezzo - Prezzo del kWh	2 %/Anno

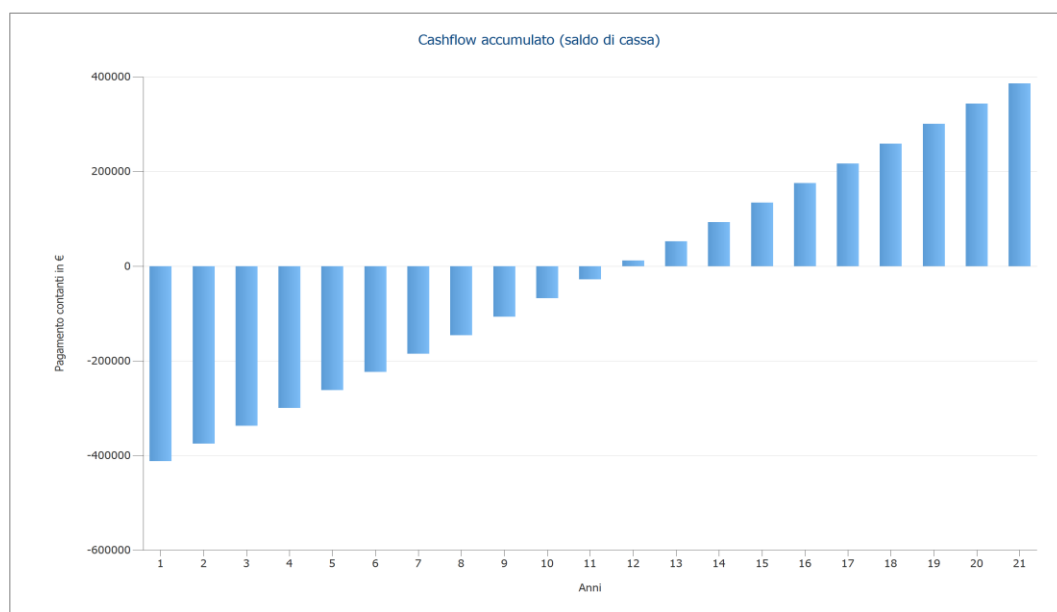


Figura 51 – Cashflow accumulato scenario 1

4.3.2 Scenario 2 – assorbimento di potenza dalle utenze del parco e autoproduzione da centralina idroelettrica

4.3.2.1 Impianto FV

3D, Impianto FV connesso in rete con utenze connesse

Dati meteo	Torino (UNI 10349), ITA (1986 - 2005)
Potenza generatore FV	249,44 kWp
Superficie generatore FV	1.179,0 m ²
Numero di moduli FV	723
Numero di inverter	17

4.3.2.2 La rendita

La rendita

Energia generatore FV (rete CA)	266.798 kWh
Autoconsumo diretto	216.588 kWh
Alimentazione rete	49.957 kWh
Derating nel punto di immissione	254 kWh
Quota di consumo proprio	81,2 %
Quota di copertura solare	10,9 %
Rendita annuale spec	1.069,61 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	71,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	21,2 %/Anno
Emissioni di CO ₂ evitate	125.276 kg / anno

4.3.2.3 Redditività

Il vostro vantaggio

Costi complessivi di investimento	448.983,00 €
Rendimento delle attività	6,51 %
Periodo ammortamento	12,4 Anni
Costi di produzione corrente	0,09 €/kWh
Bilanciamento / concetto di alimentazione	Immissione in rete del surplus

4.3.2.4 Panoramica Impianto

Dati impianto

Tipo di impianto	3D, Impianto FV connesso in rete con utenze connesse
Messa in esercizio	07/11/2020

Dati meteo

Località	Torino (UNI 10349), ITA (1986 - 2005)
Risoluzione dei dati	1 h
Modelli di simulazione utilizzati:	
- Irraggiamento diffuso sul piano orizzontale	Hofmann
- Irraggiamento su una superficie inclinata	Hay & Davies

Consumo

Consumo totale	1984240 kWh
carico elettrico + produzione idro	1984240 kWh
Picco di carico	750,2 kW

4.3.2.5 Risultati Impianto completo

Impianto FV

Potenza generatore FV	249,4 kWp
Rendita annuale spec	1.069,61 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	71,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	21,2 %/Anno
Energia generatore FV (rete CA)	266.798 kWh/Anno
Autoconsumo	216.588 kWh/Anno
Alimentazione rete	49.957 kWh/Anno
Derating nel punto di immissione	254 kWh/Anno
Quota di consumo proprio	81,2 %
Emissioni di CO ₂ evitate	125.276 kg / anno

Utenze

Utenze	1.984.240 kWh/Anno
Consumo in standby (Inverter)	261 kWh/Anno
Consumo totale	1.984.501 kWh/Anno
coperto da FV	216.588 kWh/Anno
coperto da rete	1.767.915 kWh/Anno
Quota di copertura solare	10,9 %

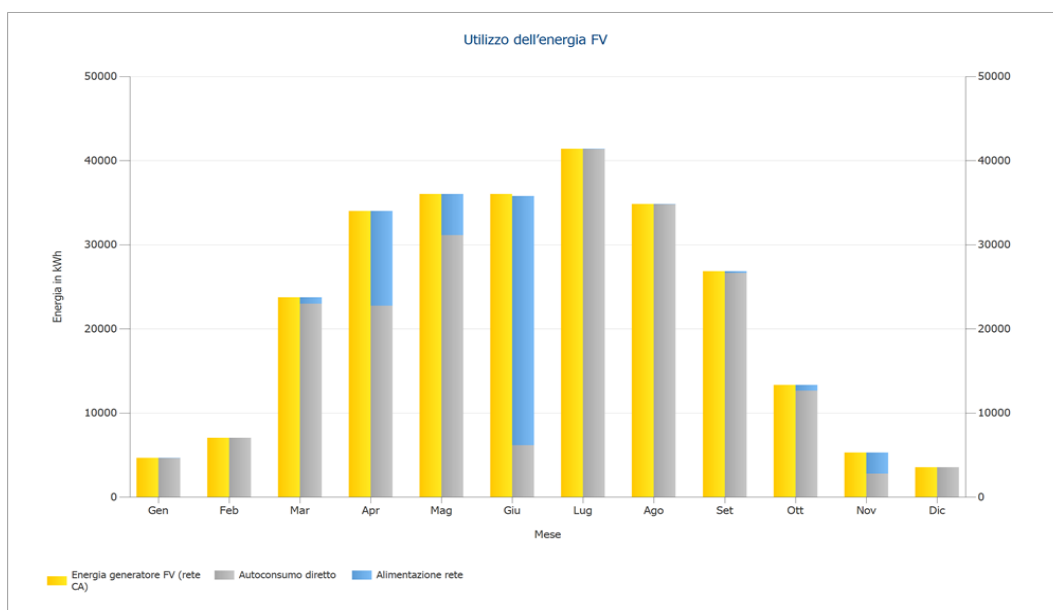


Figura 52 – Utilizzo energia fotovoltaica scenario 2

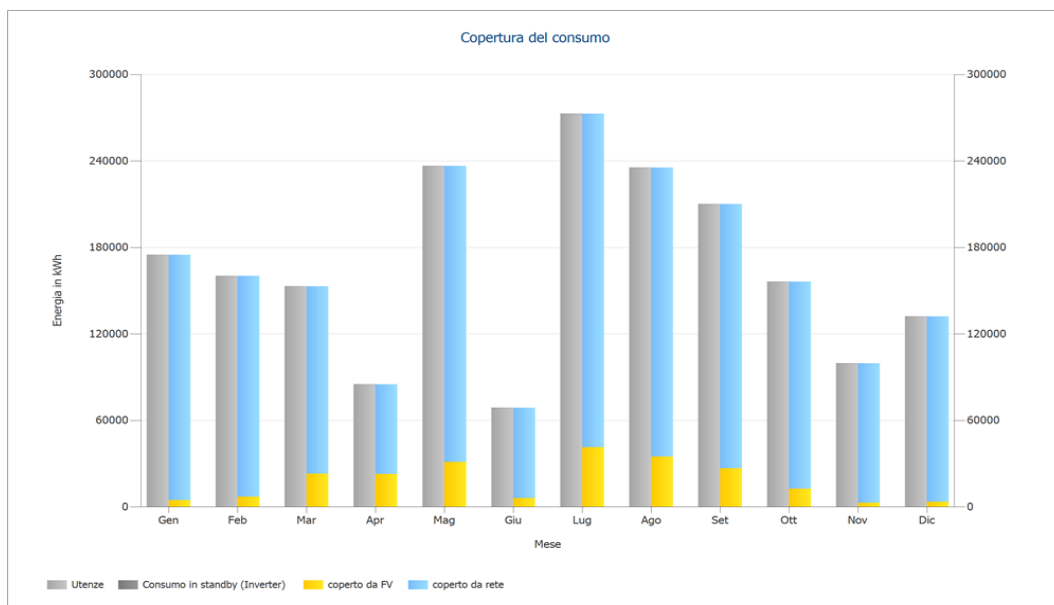


Figura 53 – Copertura del consumo scenario 2

4.3.2.6 Panoramica Redditività

Dati impianto

Immissione in rete nel primo anno (incl. degrado del modulo)	49.886 kWh/Anno
Potenza generatore FV	249,4 kWp
Messa in funzione dell'impianto	07/11/2020
Periodo di osservazione	20 Anni
Interessi sul capitale	1 %

Parametri della redditività

Rendimento delle attività	6,51 %
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	329.850,77 €
Periodo ammortamento	12,4 Anni
Costi di produzione corrente	0,09 €/kWh

Panoramica dei pagamenti

Costi degli investimenti specifici	1.800,00 €/kWp
Costi di investimento	448.983,00 €
Pagamenti una tantum	0,00 €
Incentivi	0,00 €
Costi annui	0,00 €/Anno
Altri ricavi o risparmi	0,00 €/Anno

Remunerazione e risparmi

Pagamento totale dall'azienda elettrica nel primo anno	5.487,44 €/Anno
Risparmi primo anno	30.246,86 €/Anno
Nuova tariffa (Example)	
Prezzo di lavoro	0,14 €/kWh
Fattore di modifica prezzo - Prezzo del kWh	2 %/Anno
Pagamento dell'energia venduta direttamente	
Prezzo dell'energia venduta direttamente	0,11 €/kWh
Pagamento dell'energia venduta direttamente	5.487,44 €/Anno

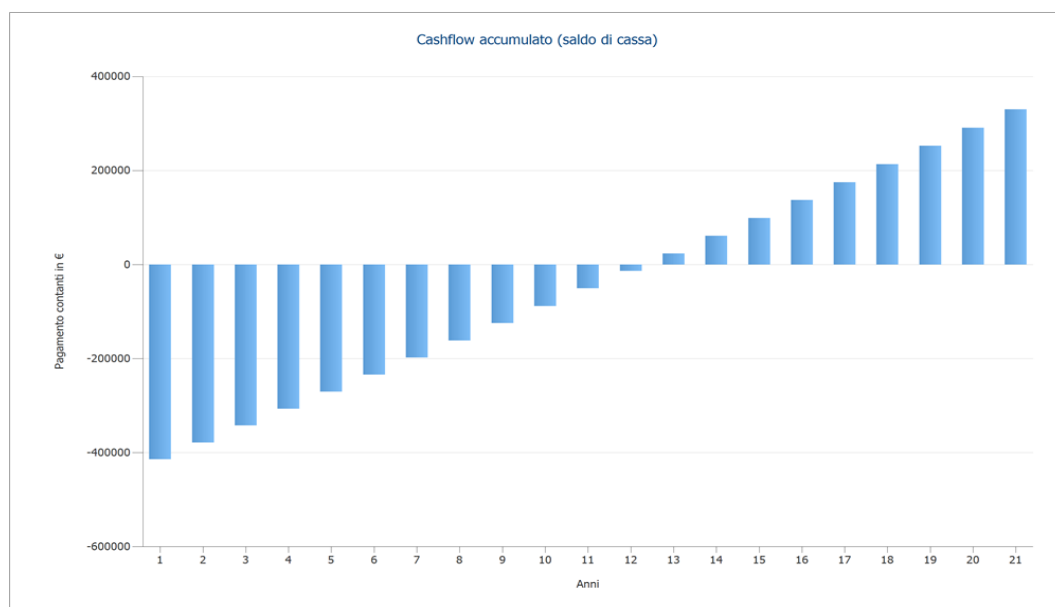


Figura 54 – Cashflow accumulato scenario 2

4.3.3 Confronto tra i due scenari

A seguito delle analisi effettuate finora, si vede che, a fronte dell'installazione di un parco fotovoltaico da 249,4 kW_p (723 moduli FV), per un costo di investimento totale di circa 450.000,00€, nel caso in cui la configurazione della centralina idroelettrica resti in totale immissione in rete elettrica nazionale della potenza elettrica generata, il tempo di ritorno dell'investimento ammonterebbe a 11,7 anni.

Nello scenario 2, con autoconsumo dell'energia idroelettrica prodotta, oltre che di quella fotovoltaica, il periodo di ammortamento ricavato tramite il software corrisponde a 12,4 anni, senza tener conto però delle possibili modifiche contrattuali in merito al prezzo dell'energia idroelettrica in surplus reimpressa e venduta alla rete nazionale passando dalla condizione di Ritiro Dedicato a quella di Scambio Sul Posto.

Bisogna rivolgere una considerazione riguardo al fatto che i suddetti tempi di ammortamento sono stati calcolati dal software senza tener conto della Tariffa Incentivo che si potrebbe ricevere in seguito all'iscrizione ai registri, come spiegato nel paragrafo 3.4.

Per ciò che concerne l'aspetto ambientale, il software ha stimato che l'intervento di installazione fotovoltaica permette di ridurre le emissioni di CO₂ dello stabilimento di 125,39 tonnellate all'anno (rispetto alla configurazione attuale in cui la centralina idroelettrica non integra il consumo, scenario 1), con una copertura solare del fabbisogno pari al 7,1%.

5. Installazione pompa di calore

A valle della stima del carico termico assorbito dal circuito secondario di riscaldamento, si può pensare di coprire una quota di esso mediante una pompa di calore che sfrutti il canale di derivazione del fiume Dora. In questo modo la macchina verrebbe installata in parallelo agli scambiatori della sottostazione di scambio allacciata al teleriscaldamento, assorbendo calore dall'acqua del canale per riscaldare la mandata del circuito secondario.

5.1 Principi di funzionamento

Una macchina termica a ciclo inverso a compressione di vapore utilizza un fluido di lavoro per trasferire calore da una sorgente “fredda” ad una “calda”, siano esse rappresentate da aria, acqua o fluidi di varia natura. Nel caso applicativo della pompa di calore, la funzione della macchina è quella di riscaldare un fluido o un ambiente a temperatura maggiore nel condensatore, avendo prelevato calore da una sorgente a temperatura minore nell'evaporatore, attraverso il lavoro di compressione per portare il fluido di lavoro dalla pressione dell'evaporatore a quella del condensatore.

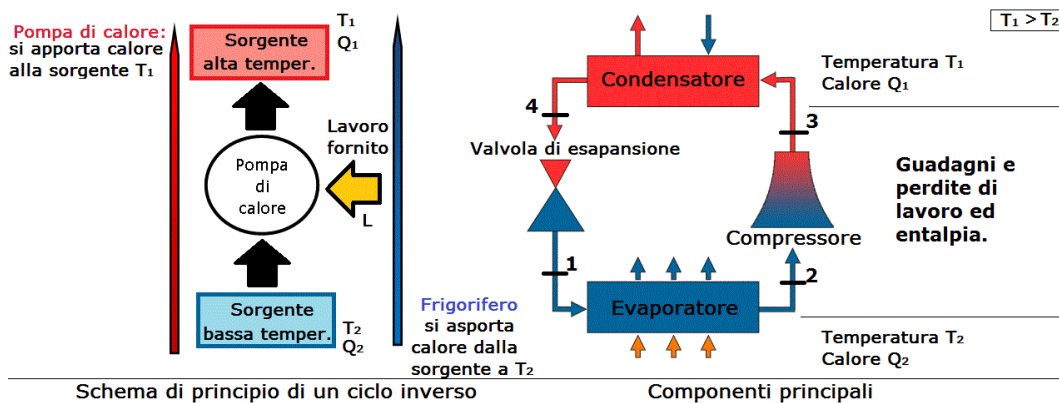


Figura 55 - Schema di principio di un ciclo inverso atto a migrare calore da una sorgente a temperatura più fredda T_2 a una a temperatura più calda T_1 (sulla sinistra) e suoi componenti basilari (sulla destra). [18]

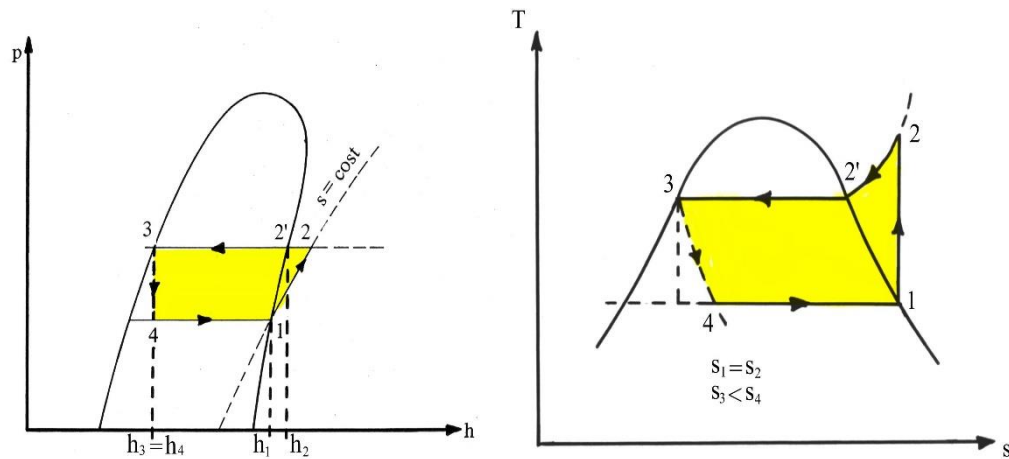


Figura 56 – Esempio di ciclo inverso ideale a compressione di vapore rappresentato nei diagrammi p-h (sinistra) e T-s (destra) [19]

Percorrendo il ciclo inverso ideale a compressione di vapore in senso antiorario, il fluido di lavoro subisce le seguenti trasformazioni:

- Compressione adiabatica 1-2: il fluido di lavoro uscente dall'evaporatore viene aspirato dal compressore e portato adiabaticamente dalla pressione p_E dell'evaporatore a quella p_C per l'ingresso al condensatore. La sua temperatura aumenta, e nel ciclo ideale la trasformazione è isentropica, realizzata fornendo il lavoro di compressione meccanica $l_C = h_2 - h_1$.
- Condensazione 2-3: il vapore in uscita dal compressore viene fatto condensare fino alla condizione di liquido saturo a pressione p_C costante (fino alla curva limite inferiore) riducendo la sua temperatura alla temperatura di saturazione corrispondente alla pressione del condensatore. Durante questa trasformazione, il fluido cede alla sorgente calda il calore $q_1 = h_2 - h_3$, e quindi la sua temperatura è comunque superiore a quella dell'ambiente da riscaldare.
- Laminazione isoentalpica 3-4: il liquido in uscita dal condensatore viene convogliato in una valvola di laminazione che permetta l'espansione del fluido fino alla pressione p_E dell'evaporatore senza scambio di lavoro meccanico.
- Evaporazione 4-1: il fluido entra nell'evaporatore e viene fatto saturare a pressione p_E costante fino alla curva limite superiore prelevando il calore

$q_2 = h_4 - h_1$ dalla sorgente fredda. La temperatura del fluido di lavoro durante l'evaporatore è quindi inferiore alla temperatura della sorgente fredda.

Per la pompa di calore è utile definire il fattore di moltiplicazione termica, sapendo che l'effetto utile della macchina è rappresentato dal calore q_1 ceduto alla sorgente calda alle spese del lavoro di compressione al ciclo l_c . Esso è il reciproco del rendimento termico del ciclo ideale e viene dunque definito come:

$$COP_{max} = \varepsilon_{PC,max} = \frac{1}{\eta_{Carnot}} = \frac{q_1}{l_c} = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h_1} = \frac{1}{1 - T_2/T_1} = \frac{T_1}{T_1 - T_2}$$

dove T_1 e T_2 sono rispettivamente le temperature assolute delle sorgenti calda e fredda espresse in K.

5.2 Grandezze caratteristiche

In questa configurazione, l'evaporatore della macchina sottrae calore all'acqua del canale di derivazione della Dora per restituirlo alla tubazione di mandata del circuito secondario di riscaldamento.

Le temperature di mandata e ritorno del circuito secondario sono disponibili dal 22/11/2019 al 20/12/2019, mentre le temperature dell'acqua del canale sono state estrapolate solo per l'intervallo di tempo 14/12/19 – 20/12/19, ma fanno riferimento alla sonda di temperatura della vasca di captazione delle acque del canale, le cui pompe prelevano solo nel periodo di raffrescamento per le esigenze del *free – cooling*.

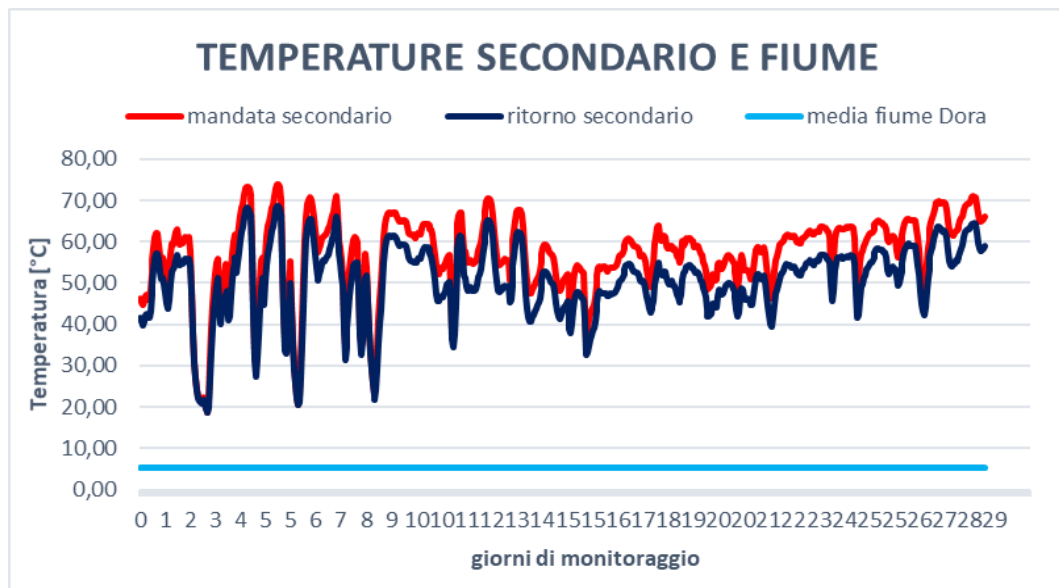


Figura 57 - Trend temperature secondario *Envipark*

Si analizzano le misurazioni di temperatura delle acque della Dora di ARPA Piemonte disponibili solo per l'anno 2018: come si può notare in figura, la temperatura del fiume nel 2018 assume valori puntuali tra i 5°C e i 18°C. Per la stima del COP della pompa di calore, si sceglie dunque di utilizzare il valore di 5,2°C (misurazione del 17/12/2018), corrispondente al mese invernale di dicembre, rappresentativo della stagione termica. Tale valore viene riportato anche in 57 come costante, a rappresentazione della temperatura del fiume come se fosse sempre costante.

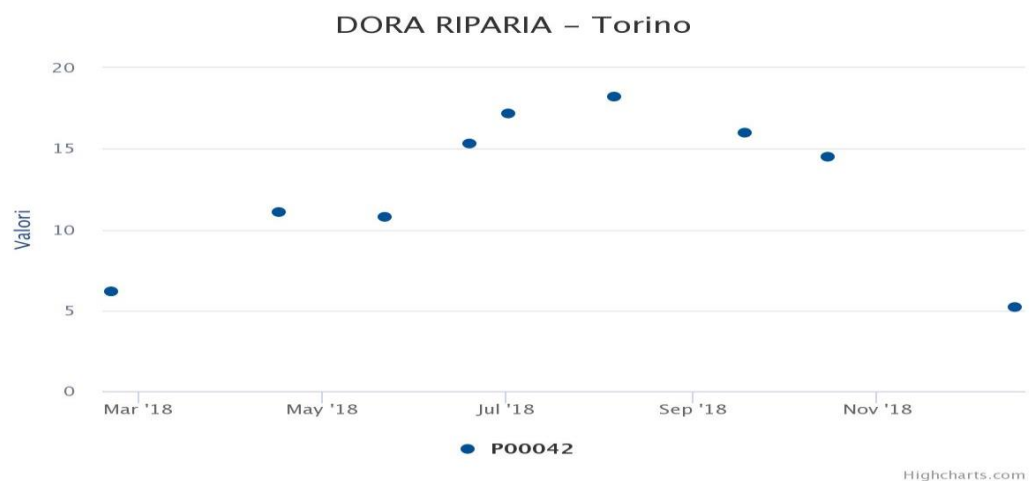


Figura 58 – Misurazioni puntuali temperature fiume Dora Riparia – Torino [20]

Dall'elaborazione dei dati si estrapola una temperatura media dell'acqua di mandata del secondario di 58,42°C.

Note le due temperature di sorgente e pozzo termici per il ciclo termodinamico inverso percorso dal fluido di lavoro, si può stimare il fattore di moltiplicazione termica massimo della macchina come reciproco del rendimento del ciclo inverso di Carnot ideale. Sotto l'assunzione che il COP reale delle pompe di calore in commercio sia pari a circa la metà di quello ricavato dal reciproco del rendimento di Carnot, e che questo si mantenga costante durante il funzionamento (le variazioni della temperatura di mandata del secondario non sono grandi e non esiste una regolazione di temperatura sulla mandata del secondario) il fattore di moltiplicazione termica reale della macchina da installare sarà dell'ordine di:

$$COP = 0,5 * COP_{max} = 0,5 * \frac{T_1}{T_1 - T_2} = 0,5 * \frac{331,57}{331,57 - 278,35} = 3,115$$

5.3 Dimensionamento e scelta della macchina

Il dimensionamento della pompa di calore inizia con la ricerca di un punto di ottimo per il suo funzionamento. È importante, in quest'ottica, capire quale quota del carico termico coprire con la macchina e quale sia la restante aliquota affidata al teleriscaldamento.

Per stabilire quale sia la quota del carico termico affidata alla pompa di calore si sfrutta la cumulata del carico termico orario assorbito dal secondario, ordinata in modo decrescente. Si procede ipotizzando un valore per la taglia della potenza termica erogata dalla pompa di calore, con passo di 25 kW termici, fino al valore massimo del carico termico richiesto dal secondario pari a 2746,93 kW. Per ogni intervallo di potenza termica della pompa di calore, si valuta suo il funzionamento orario con una modulazione massima al 50%:

- la macchina funziona a potenza di targa se il carico termico orario richiesto è superiore alla sua potenza di targa stessa, e la restante quota di potenza è fornita dal teleriscaldamento;

- la macchina eroga lo stesso valore del carico termico orario richiesto se quest'ultimo è superiore al 50% della potenza di targa della macchina;
- la macchina resta spenta se il carico termico orario richiesto è inferiore al 50% della sua potenza di targa, e questa quota viene coperta interamente dal teleriscaldamento.

Attraverso queste considerazioni è stato possibile ricavare l'andamento della quota di energia coperta dalla pompa (in percentuale rispetto all'energia annua totale richiesta nella stagione di riscaldamento), in funzione della taglia della macchina stessa (in percentuale rispetto al carico termico massimo richiesto durante la stagione termica), come illustrato in figura 59.

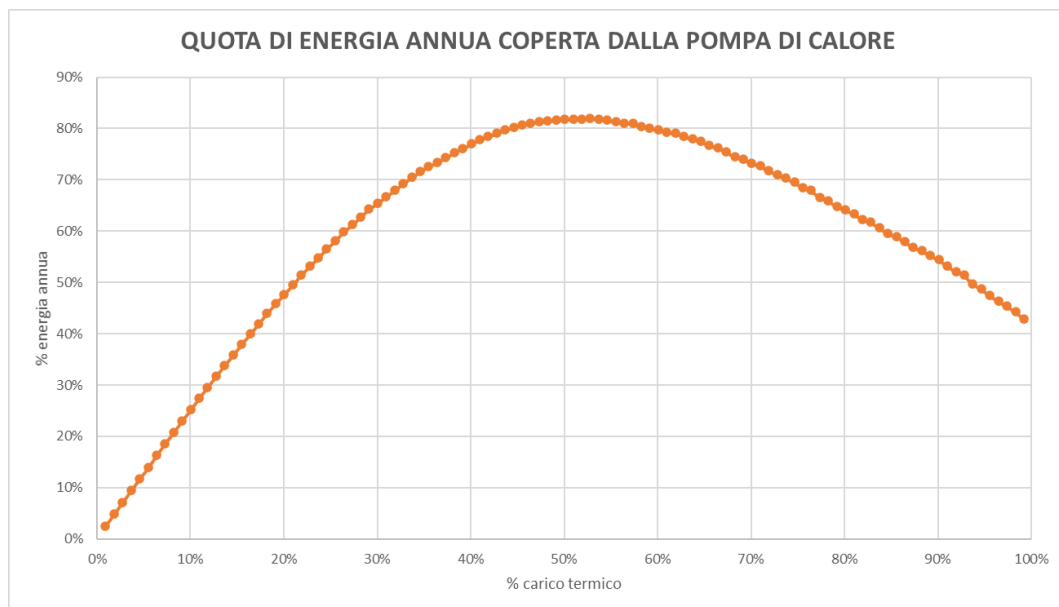


Figura 59 – Quota di energia coperta dalla pompa di calore in funzione del carico termico erogato. Lo studio dell'andamento della curva precedente porta alla scelta della taglia della pompa di calore: l'incremento della curva inizia a rallentare superato il 70% dell'energia termica annua richiesta dal secondario, e dunque si sceglie una macchina che copra il 72% dei consumi annui, corrispondente al 35% del carico termico massimo richiesto dal secondario, pari a 975 kW.

Una volta scelta la potenza di targa della macchina, per ogni ora j dell'anno 2019 si ricavano la potenza termica $P_{t,j}$ da essa erogata, alla luce delle considerazioni sulla

modulazione, e l'eventuale potenza residua integrata dal teleriscaldamento. A valle della stima della potenza termica, si risale alla potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore mediante il fattore di moltiplicazione termica calcolato in precedenza come:

$$P_{el,ass,j} = \frac{P_{t,j}}{COP}$$

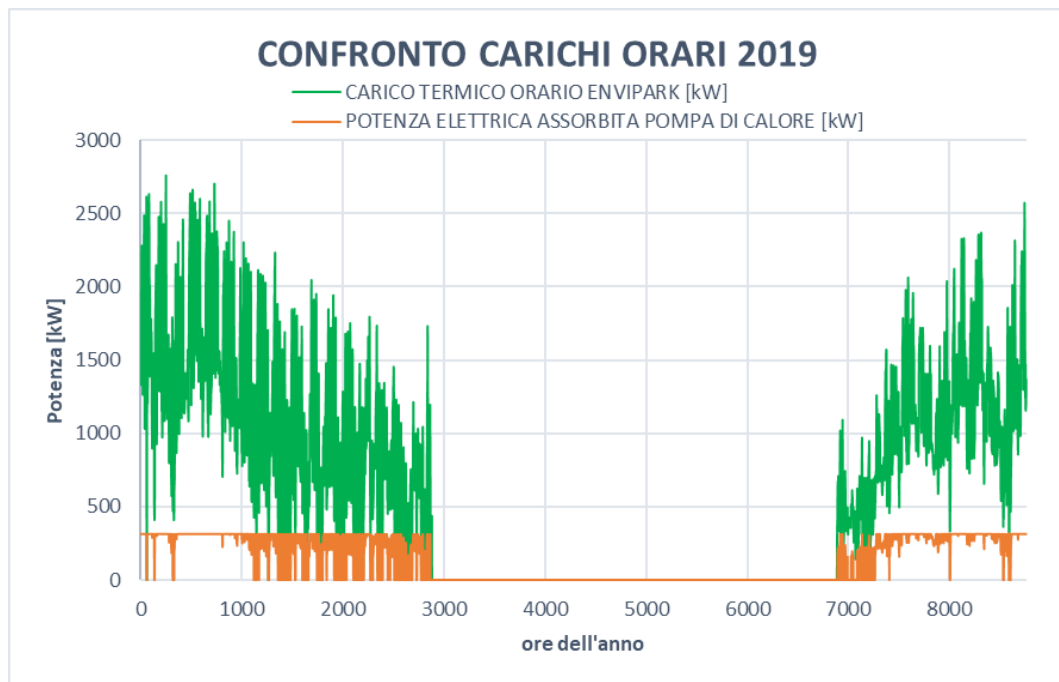


Figura 60 - Confronto potenza termica oraria assorbita dal secondario di *Environment Park* e potenza elettrica oraria assorbita dalla pompa di calore scelta

In figura 60 si può apprezzare come nelle ore di funzionamento della pompa di calore, la potenza elettrica oraria assorbita dal compressore della macchina sia decisamente (e in modo inversamente proporzionale al COP) inferiore alla potenza termica altrimenti erogata dal circuito primario. Questa installazione permette di produrre il 72% dell'energia termica annua totale destinata agli utilizzi del parco, come visibile in figura 61: l'energia termica totale fornita dalla macchina è pari all'integrale della sua potenza erogata nelle ore di funzionamento (area arancione), mentre l'energia termica totale richiesta dalle utenze del parco è pari all'integrale della cumulata del carico termico orario esteso alle ore della stagione termica (area sottesa dalla curva verde).

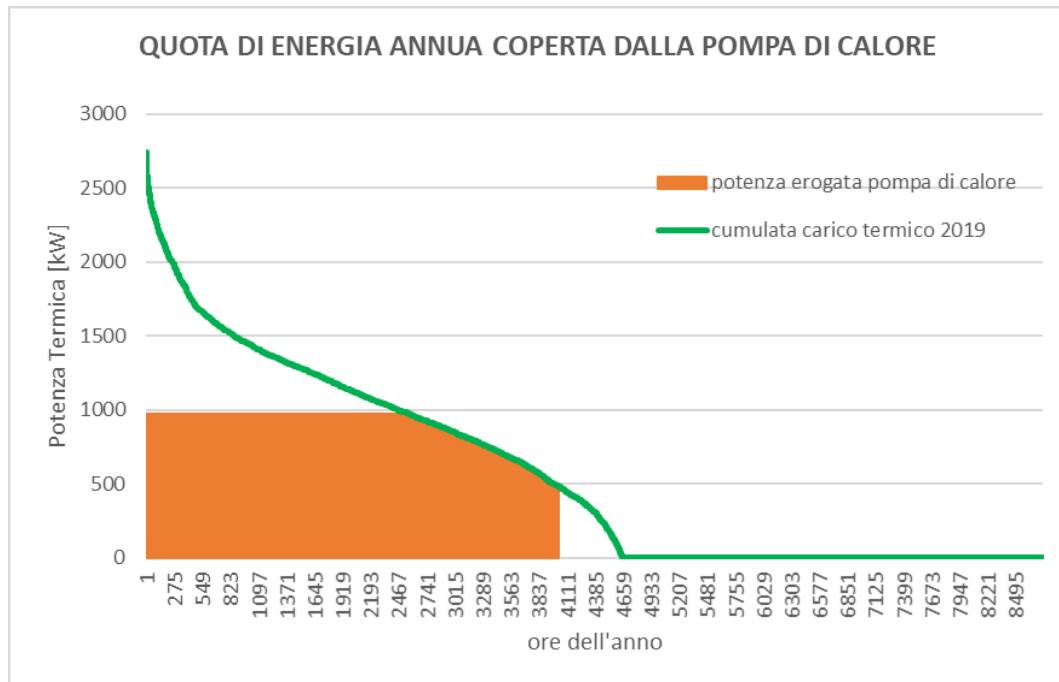


Figura 61 - Rappresentazione della quota di energia termica annua erogata dalla pompa di calore

5.4 Analisi costi – benefici

La convenienza dell'intervento viene valutata a valle della stima del tempo di ritorno dell'investimento in anni (*Simple Pay – Back Time*), definito come:

$$SPBT [anni] = \frac{\Delta C_{inv} [\text{€}]}{R_{annuo} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right]} = \frac{c_{inv} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] * P_{PdC} [kW]}{C_{en, ante} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] - C_{en, post} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right]}$$

dove i termini a numeratore e denominatore sono sviluppati come segue:

- $c_{inv} = c_{acquisto} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] + c_{agg} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] = 200 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right]$, costo unitario di investimento, che comprende il costo d'acquisto della pompa di calore (intorno ai 150 €/kW per pompe primarie a media temperatura) e i costi aggiuntivi di installazione dell'impiantistica di centrale, di manodopera e di progettazione (intorno ai 50 €/kW). I valori relativi a tali costi sono stati ricavati da stime del gruppo di ricerca “Analisi Energia Sostenibile” del Dipartimento Energia “Galileo Ferraris” del Politecnico di Torino.

- $P_{pdc} = 975 [kW]$, taglia della pompa di calore;
- $C_{en, ante} = \sum_{ore\ annue} (P_{H,j} * c_{TLR,j}) = 374400,00 \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right]$, costo totale annuo per acquisto di energia termica da teleriscaldamento, *ante – operam*.
- $c_{TLR,j} = 0,075279075 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$, costo unitario di fornitura dell'energia termica mediante teleriscaldamento: si considerano i prezzi di fornitura pubblicati da IREN per le realtà del settore terziario della Città di Torino in tariffa monomia, mediati per i 4 trimestri dell'anno 2019, riportati in Allegato 1 [21], ipotizzando che questi non cambino nel corso degli anni;
- $P_{H,j} [kW]$, potenza termica oraria erogata dal circuito primario;
- $C_{en, post} = \sum_{ore\ pompa} (P_{el, ass, j} * c_{el, j}) + \sum_{ore\ annue} [(P_{H,j} - P_{el, ass, j}) * c_{TLR, j}] = 285500,00 \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right]$, costo totale annuo per acquisto di energia termica da teleriscaldamento e acquisto di energia elettrica funzionale all'utilizzo della pompa di calore, *post – operam*;
- $c_{el, j} = 0,17 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$, costo unitario d'acquisto dell'energia elettrica da rete (considerando che la quota energia della tariffa d'acquisto dell'energia elettrica di Environment Park è di $0,14 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$, si ipotizza un aumento sulla quota di potenza impegnata di $0,03 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$ sul totale);
- $P_{el, ass, j} [kW]$, potenza elettrica oraria che verrebbe assorbita dal compressore della pompa di calore per soddisfare le esigenze del circuito secondario.

Estendendo la sommatoria al denominatore per tutte le ore dell'anno 2019, e assumendo che questa quantità non cambi nel corso degli anni, si ottengono i seguenti risultati:

- $\Delta C_{inv} = 195000,00 [\text{€}]$, costo di investimento totale da affrontare per l'acquisto della pompa di calore e la sua installazione;
- $R_{annuo} = 88900,00 \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right]$, risparmio economico annuo a fronte dell'utilizzo combinato di pompa di calore e teleriscaldamento;

$$SPBT = \frac{\Delta C_{inv} [\text{€}]}{R_{annuo} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right]} = 2,19 [\text{anni}], \text{ tempo di ritorno semplice dell'investimento}$$

effettuato, pari a circa 2 anni e 2 mesi.

I maggiori assorbimenti elettrici dati dall'utilizzo della pompa di calore non sono stati oggetto dello studio effettuato nell'impianto fotovoltaico al Capitolo 4, si segnala però che gli scenari analizzati evidenziavano una ridotta eccedenza di energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico. Pertanto, il contributo fotovoltaico all'integrazione dell'energia elettrica richiesta dalla pompa di calore può ritenersi trascurabile, e la pompa di calore rappresenterà un aumento del carico elettrico netto per l'utenza del parco scientifico – tecnologico.

Dal punto di vista economico, la situazione con installazione della pompa di calore posizionerà il rientro economico in una situazione intermedia tra i due scenari analizzati, potendo nel caso ridurre la quota di eccedenza dello scenario 2 (parco fotovoltaico e centralina idroelettrica).

Conclusioni

Il lavoro di tesi ha dato l'opportunità di approfondire gli argomenti e le tecnologie riguardanti l'impiantistica energetica per gli usi civili ad ampio spettro, analizzando una molteplicità di impianti e di possibili interventi di retrofit relativi ad essi, e di utilizzare un software di progettazione professionale per la modellazione di impianti solari fotovoltaici.

L'approfondimento dei consumi di energia termica del parco ha permesso di sviluppare un modello di calcolo per il profilo carico termico orario per riscaldamento assorbito dalle utenze, a partire dai consumi annui di combustibile e dagli orari di accensione delle utenze termiche, con riferimento al loro contributo percentuale sul volume totale riscaldato.

A valle della stima dei consumi energetici del complesso, è stata modellata, mediante software, l'installazione di un parco di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino sulle coperture di quattro edifici del parco, per una potenza totale di circa 250 kW_p (corrispondenti ad una superficie di 1179 m²), che permette una produzione annua di circa 267 MWh_e, da poter sfruttare per il totale autoconsumo.

Inoltre, è stata presa in considerazione la possibilità di installazione di una pompa di calore ad integrazione delle esigenze termiche del parco, da inserire in parallelo agli scambiatori della sottostazione di teleriscaldamento, di potenza termica pari a 975 kW_t. La macchina preleva calore dal canale di derivazione del fiume Dora Riparia, ed è stata dimensionata per restituire una quota di circa 3600 MWh_t annui alle utenze del circuito di riscaldamento, a fronte del consumo di circa 1156 MWh_e annui di energia elettrica per la sua alimentazione.

L'analisi costi - benefici delle installazioni fotovoltaiche studiate porta ad una copertura solare annua del 7% sui consumi di energia elettrica del complesso, con un tempo di ammortamento interessante per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici generici, dovuto alle ottime caratteristiche prestazionali dei moduli

scelti, nonostante l'alto costo di investimento. Una volta definito il contributo dell'impianto alla copertura del fabbisogno di energia elettrica del parco, è stata condotta una seconda simulazione per verificare la convenienza della modifica della configurazione della centralina idroelettrica, che potrebbe passare da Ritiro Dedicato (totale immissione in rete della produzione) a Scambio Sul Posto (autoconsumo con immissione in rete dell'eventuale surplus di energia elettrica prodotta), allo scadere dell'attuale condizione incentivante.

Lo studio dell'integrazione del fabbisogno di energia termica del parco scientifico – tecnologico mediante l'installazione di una pompa di calore acqua/acqua in parallelo alla sottostazione di teleriscaldamento ha condotto a risultati notevoli sia dal punto di vista del tempo di ritorno semplice, a fronte dell'eventuale realizzazione dell'intervento, sia dal punto di vista del risparmio energetico annuo. Le cause di tali risultati sono da ricercare nella convenienza dell'utilizzo di energia elettrica per l'alimentazione del ciclo inverso a compressione di vapore, e nella disponibilità del canale di derivazione del fiume Dora Riparia per l'assorbimento di calore da parte del fluido di lavoro, nonostante l'incremento del carico elettrico netto assorbito dall'utenza del parco a valle dell'installazione.

Possibili scenari futuri nell'interesse di queste analisi sono l'installazione di collettori solari termici ad integrazione delle esigenze di riscaldamento o di accumuli locali per acqua calda sanitaria, la revisione della configurazione della centralina idroelettrica a copertura di una quota del fabbisogno di energia elettrica delle utenze, la riqualificazione del parco UTA con sostituzione degli eventuali motori obsoleti ad esse asserviti ed introduzione di recuperatori di calore per il pre – riscaldamento dell'aria esterna aspirata, la sostituzione delle valvole miscelatrici a 3 vie sui terminali con valvole a due vie per lasciare spazio all'installazione di pompe con inverter sulla mandata del secondario, e l'eventuale sfruttamento delle superfici utili del Centro Servizi per l'installazione di ulteriori tecnologie solari, nonché l'utilizzo dei due corridoi interposti tra i quattro edifici lato via Costaguta per la costruzione di supporti ospitanti celle fotovoltaiche vetro - vetro.

ALLEGATO 1 – Tariffe energia termica IREN 2019 Città di Torino

PREZZI TELERISCALDAMENTO (iva esclusa) in vigore dal 1/1/2019

USO DOMESTICO			
FORNITURA DI RISCALDAMENTO			
PREZZO OPZIONE BINOMIA			
	Quota consumo		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per stabili fino a 10.000 mc. riscaldati			1,0886013
Per stabili oltre 10.000 mc. riscaldati			0,9896375
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) fino a 350.000 Mcal/anno	0,0791366	0,0680575	
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) oltre 350.000 Mcal/anno	0,0696402	0,0598906	
Consumi notturni (prelievi dalle ore 22 alle 6)	0,0395683	0,0340287	
PREZZO OPZIONE MONOMIA			
	Quota consumo		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Consumi fino a 350.000 Mcal/anno	0,1028964	0,0884909	
Consumi oltre 350.000 Mcal/anno	0,0963761	0,0845983	
FORNITURA DI ACQUA IGIENICO SANITARIA			
PREZZO OPZIONE BINOMIA			
	Quota consumo		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			0,2473976
Per tutti i consumi	0,0791366	0,0680575	
TERZIARIO			
FORNITURA DI RISCALDAMENTO			
PREZZO OPZIONE BINOMIA			
	Quota consumo		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			1,0886013
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) fino a 350.000 Mcal/anno	0,0791366	0,0680575	
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) oltre 350.000 Mcal/anno	0,0696402	0,0598906	
Consumi notturni (prelievi dalle ore 22 alle 6)	0,0395683	0,0340287	
PREZZO OPZIONE MONOMIA			
	Quota consumo		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Consumi fino a 350.000 Mcal/anno	0,1028964	0,0884909	
Consumi oltre 350.000 Mcal/anno	0,0963761	0,0845983	
FORNITURA DI ACQUA IGIENICO SANITARIA			
PREZZO OPZIONE BINOMIA			
	Quota consumo		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			0,2721374
Per tutti i consumi	0,0791366	0,0680575	

ALLEGATO 1 – Tariffe energia termica IREN 2019 Città di Torino

PREZZI TELERISCALDAMENTO (iva esclusa) in vigore dal 1/4/2019

USO DOMESTICO FORNITURA DI RISCALDAMENTO

	PREZZO OPZIONE BINOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per stabili fino a 10.000 mc. riscaldati			0.9654360
Per stabili oltre 10.000 mc. riscaldati			0.8776600
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) fino a 350.000 Mcal/anno	0.0701823	0.0603568	
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) oltre 350.000 Mcal/anno	0.0617604	0.0531139	
Consumi notturni (prelievi dalle ore 22 alle 6)	0.0350912	0.0301784	

	PREZZO OPZIONE MONOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Euro/kWh	
Consumi fino a 350.000 Mcal/anno	0.0912537	0.0784782	
Consumi oltre 350.000 Mcal/anno	0.0672395	0.075026	

FORNITURA DI ACQUA IGIENICO SANITARIA

	PREZZO OPZIONE BINOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			0.2194046
Per tutti i consumi	0.0701823	0.0603568	

TERZIARIO FORNITURA DI RISCALDAMENTO

	PREZZO OPZIONE BINOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			0.9654360
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) fino a 350.000 Mcal/anno	0.0701823	0.0603568	
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) oltre 350.000 Mcal/anno	0.0617604	0.0531139	
Consumi notturni (prelievi dalle ore 22 alle 6)	0.0350912	0.0301784	

	PREZZO OPZIONE MONOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Euro/kWh	
Consumi fino a 350.000 Mcal/anno	0.0912537	0.0784782	
Consumi oltre 350.000 Mcal/anno	0.0672395	0.075026	

FORNITURA DI ACQUA IGIENICO SANITARIA

	PREZZO OPZIONE BINOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			0.2413451
Per tutti i consumi	0.0701823	0.0603568	

ALLEGATO 1 – Tariffe energia termica IREN 2019 Città di Torino

PREZZI TELERISCALDAMENTO (iva esclusa) in vigore dal 1/7/2019

USO DOMESTICO FORNITURA DI RISCALDAMENTO

	PREZZO OPZIONE BINOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Quota consumo Euro/kWh	
Per stabili fino a 10.000 mc. riscaldati			0,8924978
Per stabili oltre 10.000 mc. riscaldati			0,8113616
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) fino a 350.000 Mcal/anno	0,0648807	0,0557974	
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) oltre 350.000 Mcal/anno	0,057995	0,0491017	
Consumi notturni (prelievi dalle ore 22 alle 6)	0,0324404	0,0278987	

	PREZZO OPZIONE MONOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Quota consumo Euro/kWh	
Consumi fino a 350.000 Mcal/anno	0,0643604	0,0725499	
Consumi oltre 350.000 Mcal/anno	0,0606494	0,0693585	

FORNITURA DI ACQUA IGIENICO SANITARIA

	PREZZO OPZIONE BINOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Quota consumo Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			0,2028308
Per tutti i consumi	0,0648807	0,0557974	

TERZIARIO FORNITURA DI RISCALDAMENTO

	PREZZO OPZIONE BINOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Quota consumo Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			0,8924978
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) fino a 350.000 Mcal/anno	0,0648807	0,0557974	
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) oltre 350.000 Mcal/anno	0,057995	0,0491017	
Consumi notturni (prelievi dalle ore 22 alle 6)	0,0324404	0,0278987	

	PREZZO OPZIONE MONOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Quota consumo Euro/kWh	
Consumi fino a 350.000 Mcal/anno	0,0643604	0,0725499	
Consumi oltre 350.000 Mcal/anno	0,0606494	0,0693585	

FORNITURA DI ACQUA IGIENICO SANITARIA

	PREZZO OPZIONE BINOMIA		Quota Fissa per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
	Quota consumo Euro/Mcal	Quota consumo Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			0,2231138
Per tutti i consumi	0,0648807	0,0557974	

ALLEGATO 1 – Tariffe energia termica IREN 2019 Città di Torino

PREZZI TELERISCALDAMENTO (iva esclusa) in vigore dal 1/10/2019

USO DOMESTICO FORNITURA DI RISCALDAMENTO

	Quota consumo		Quota Fissa
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per stabili fino a 10.000 mc. riscaldati			per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
Per stabili oltre 10.000 mc. riscaldati			0,9282066
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) fino a 350.000 Mcal/anno	0,0674766	0,0580299	
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) oltre 350.000 Mcal/anno	0,0593794	0,0510663	
Consumi notturni (prelievi dalle ore 22 alle 6)	0,0337383	0,0290249	

	Quota consumo		Quota Fissa
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Consumi fino a 350.000 Mcal/anno	0,0877357	0,0754527	per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
Consumi oltre 350.000 Mcal/anno	0,0838762	0,0721335	

FORNITURA DI ACQUA IGIENICO SANITARIA

	Quota consumo		Quota Fissa
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
Per tutti i consumi	0,0674766	0,0580299	0,2109461

TERZIARIO FORNITURA DI RISCALDAMENTO

	Quota consumo		Quota Fissa
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) fino a 350.000 Mcal/anno	0,0674766	0,0580299	0,9282066
Consumi diurni (prelievi dalle ore 6 alle 22) oltre 350.000 Mcal/anno	0,0593794	0,0510663	
Consumi notturni (prelievi dalle ore 22 alle 6)	0,0337383	0,0290249	

	Quota consumo		Quota Fissa
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Consumi fino a 350.000 Mcal/anno	0,0877357	0,0754527	per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
Consumi oltre 350.000 Mcal/anno	0,0838762	0,0721335	

FORNITURA DI ACQUA IGIENICO SANITARIA

	Quota consumo		Quota Fissa
	Euro/Mcal	Euro/kWh	
Per tutti gli stabili			per metro cubo riscaldato per anno (Euro/mc.)
Per tutti i consumi	0,0674766	0,0580299	0,2320407

Indice Figure

<i>Figura 1 – Planimetria area Environment Park [3]</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2 – Panoramica area Environment Park [4].....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 3 - Schema impiantistico circuito primario Environment Park dicembre 2019.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 4 – Box centralina idroelettrica [4]</i>	<i>10</i>
<i>Figura 5 - Vela fotovoltaica [4]</i>	<i>10</i>
<i>Figura 6 - Centro servizi prospetto Sud con collettori solari e Solarwall [4].....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 7 – Schema di massima rete di teleriscaldamento generica [5]</i>	<i>12</i>
<i>Figura 8 - Centrale IREN cogenerativa a ciclo combinato, Moncalieri (TO) [7].....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 9 - Centrale termoelettrica IREN Torino Nord [8]</i>	<i>15</i>
<i>Figura 10 - Termovalorizzatore cogenerativo TRM [9]</i>	<i>16</i>
<i>Figura 11 – Impianto Iren Politecnico di Torino [10].....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 12 – Consumi elettrici totali annui Environment Park</i>	<i>17</i>
<i>Figura 13 - Energia elettrica assorbita mensilmente Environment Park.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 14 – Medie orarie di potenza elettrica assorbita Envipark 2015</i>	<i>19</i>
<i>Figura 15 – Medie orarie di potenza elettrica assorbita Envipark 2016</i>	<i>19</i>
<i>Figura 16 – Medie orarie di potenza elettrica assorbita Envipark 2017</i>	<i>20</i>
<i>Figura 17 – Medie orarie di potenza elettrica assorbita Envipark 2018</i>	<i>20</i>
<i>Figura 18 – Profili orari di potenza assorbita Environment Park in giorni tipo 2015 – 2018.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 19 – Consumi totali annui di energia termica Environment Park</i>	<i>22</i>
<i>Figura 20 – Consumi totali stagionali di energia termica Environment Park</i>	<i>22</i>
<i>Figura 21 – Consumi mensili di energia termica da cippato di legna 2015 – 2018.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 22 – Consumi mensili di energia termica da Gas Naturale 2015 – 2018.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 23 – Disaccoppiamento vettori energetici sui consumi totali annui di energia termica.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 24 – Disaccoppiamento vettori energetici sui consumi stagionali di energia termica.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 25 – Disaccoppiamento vettori energetici sui consumi mensili totali di energia termica.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 26 – Firma energetica settimanale Envipark 2018</i>	<i>26</i>
<i>Figura 27 – Firma energetica settimanale Envipark 2019</i>	<i>26</i>
<i>Figura 28 – Aggregazione oraria temperature primario e secondario 22/11/19 – 20/12/19</i>	<i>28</i>
<i>Figura 29 – Schema impiantistico circuito primario 2019</i>	<i>29</i>
<i>Figura 30 – Fattore di carico termico orario settimanale Environment Park.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 31 – Profilo di carico termico orario assorbito dal secondario di Environment Park nelle ore delle stagioni di riscaldamento del 2019</i>	<i>34</i>
<i>Figura 32 – Cumulata del carico termico orario assorbito dal secondario di Environment Park nelle ore delle stagioni di riscaldamento del 2019</i>	<i>34</i>
<i>Figura 33 – Produzione annua di energia elettrica da centralina idroelettrica Envipark</i>	<i>35</i>

Figura 34 - Distribuzione produzione mensile centralina idroelettrica Envipark ultimo triennio.....	36
Figura 35 - Sovrapposizione carico assorbito Envipark e centralina idroelettrica	36
Figura 36 – Scheda caratteristiche Unità di Trattamento Aria.....	40
Figura 37 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore elettriche [9]	46
Figura 38 - Tabella Valori di Ci da D.M. 16/01/2016	48
Figura 39 – Tariffe Incentivanti FER da D.M. 04/07/2019 [11].....	51
Figura 40 - Superfici disponibili all'installazione di moduli solari.....	53
Figura 41 – Esempio di corridoio fotovoltaico vetro - vetro con struttura inclinata [12].....	54
Figura 42 – Panoramica Environment Park, progettazione in 3D su PV*SOL® Premium	55
Figura 43 – Schema impiantistico FV, impianto connesso a rete con utenze connesse – scenario con solo assorbimento di potenza dalle utenze del parco	57
Figura 44 – Schema impiantistico FV, impianto connesso a rete con utenze connesse – scenario con assorbimento di potenza dalle utenze del parco e autoproduzione da centralina idroelettrica	58
Figura 45 – Scheda tecnica moduli fotovoltaici [13].....	60
Figura 46 – Caratteristiche U-P e U-I del modulo da banche dati PV*SOL® Premium	61
Figura 47 – Distribuzione moduli installati	62
Figura 48 - Schema elettrico	63
Figura 49 - Utilizzo energia fotovoltaica scenario 1.....	66
Figura 50 - Copertura del consumo scenario 1	67
Figura 51 – Cashflow accumulato scenario 1	68
Figura 52 – Utilizzo energia fotovoltaica scenario 2.....	70
Figura 53 – Copertura del consumo scenario 2.....	71
Figura 54 – Cashflow accumulato scenario 2	72
Figura 55 - Schema di principio di un ciclo inverso atto a migrare calore da una sorgente a temperatura più fredda T2 a una a temperatura più calda T1 (sulla sinistra) e suoi componenti basilari (sulla destra). [14]	74
Figura 56 – Esempio di ciclo inverso ideale a compressione di vapore rappresentato nei diagrammi p-h (sinistra) e T-s (destra) [15]	75
Figura 57 - Trend temperature secondario Envipark	77
Figura 58 – Misurazioni puntuali temperature fiume Dora Riparia – Torino [16]	77
Figura 59 – Quota di energia coperta dalla pompa di calore in funzione del carico termico erogato.....	79
Figura 60 - Confronto potenza termica oraria assorbita dal secondario di Environment Park e potenza elettrica oraria assorbita dalla pompa di calore scelta	80
Figura 61 - Rappresentazione della quota di energia termica annua erogata dalla pompa di calore	81

Bibliografia

- [1] Commissione Europea, «Quadro 2030 per il clima e l'energia,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].
- [2] Environment Park S.p.A., [Online]. Available: <https://www.envipark.com/chiamo/location/>.
- [3] Environment Park S.p.A., [Online]. Available: https://www.envipark.com/wp-content/uploads/2014/02/planimetria_area.pdf.
- [4] Environment Park S.p.A., «Rapporto di diagnosi energetica Environment Park S.p.A.,» Torino, 2015.
- [5] Vi. Energia Srl, «Il teleriscaldamento,» [Online]. Available: <https://www.vienergia.it/il-teleriscaldamento/>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].
- [6] G. Comini, G. Croce e S. Savino, *Energetica generale*, Padova: Casa Editrice Servizi Grafici Editoriali, 2011.
- [7] Gruppo Iren, «Iren Energia,» [Online]. Available: <https://www.gruppoiren.it/iren-energia>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].
- [8] ireninforma, «Il virtual tour della centrale di Torino Nord,» [Online]. Available: <https://www.ireninforma.it/il-virtual-tour-della-centrale-di-torino-nord>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].

- [9] ireninforma, «Gruppo Iren: acquisito il controllo di TRM,» [Online]. Available: <https://www.ireninforma.it/acquisito-il-controllo-di-trm>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].
- [10] Gruppo Iren, «Impianti termici,» [Online]. Available: <https://www.gruppoiren.it/impianti-termici>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].
- [11] GSE, «Pompe di calore (2.A) per PA, imprese e privati,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/conto-termico/interventi-incentivabili/pompe-di-calore-2a>. [Consultato il giorno 24 Novembre 2020].
- [12] GSE, [Online]. Available: https://www.gse.it/servizi-per-te_site/efficienza-energetica_site/conto-termico_site/interventi-incentivabili_site/Documents/Le%20POMPE%20DI%20CALORE%20%282A%29%20nelle%20REGOLE%20APPLICATIVE.pdf. [Consultato il giorno 24 Novembre 2020].
- [13] Gazzetta Ufficiale, [Online]. Available: https://www.gazzettaufficiale.it/do/atto/serie_generale/caricaPdf?cdimg=16A0154800100010110002&dgu=2016-03-02&art.dataPubblicazioneGazzetta=2016-03-02&art.codiceRedazionale=16A01548&art.num=1&art.tiposerie=SG. [Consultato il giorno 24 Novembre 2020].
- [14] Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A., «Incentivi DM 04/07/2019,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-dm-04-07-2019>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].
- [15] Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A., «INCENTIVI DM 04/07/2019,» [Online]. Available: https://www.gse.it/servizi-per-te_site/fonti-rinnovabili_site/fer-elettriche_site/Documents/TAB1_dmfer2019.pdf. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].

- [16] Fotovoltaico Nord Italia, [Online]. Available: <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/pannelli-fotovoltaici-trasparenti>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].

- [17] SunPower, «sunpower.maxeon.com,» [Online]. Available: <https://sunpower.maxeon.com/it/sites/default/files/2019-09/sunpower-maxeon-serie-x-x22-360-x21-345-residenziale.pdf>.

- [18] Energy Hunters, 22 Giugno 2012. [Online]. Available: <https://www.energyhunters.it/pompe-di-calore-geotermiche-caratteristiche-vantaggi-e-svantaggi/>. [Consultato il giorno 24 Novembre 2020].

- [19] A. Farina Università degli Studi di Parma, «Esempio di file per le dispense di Fisica Tecnica,» [Online]. Available: <http://pcfarina.eng.unipr.it/dispense98/Reggiani104263/Reggiani104263.htm>. [Consultato il giorno 24 Novembre 2020].

- [20] ARPA Piemonte, [Online]. Available: http://webgis.arpa.piemonte.it/monitoraggio_qualita_acque/index.php?numcodice=038490. [Consultato il giorno 26 Novembre 2020].

- [21] IREN Luce e Gas, [Online]. Available: <https://www.irenlucegas.it/business/condomini/teleriscaldamento>. [Consultato il giorno 23 Novembre 2020].

- [22] Governo della Repubblica Italiana, *D. Lgs. 102/2014, così come modificato da D. Lgs 141/2016*, 2014.

- [23] ARPA Piemonte, 14 Febbraio 2013. [Online]. Available: <http://www.arpa.piemonte.it/chi-siamo>. [Consultato il giorno 24 Novembre 2020].

- [24] I. Bertini, «L'efficienza energetica: una leva trasversale per la transizione energetica,» Febbraio 2020. [Online]. Available: <https://www.eai.enea.it/component/jdownloads/send/6-energia-e-green-new-deal/152-15-gli-scenari-l-efficienza-energetica.html>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].
- [25] Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A., [Online]. Available: <https://www.gse.it/>. [Consultato il giorno 27 Novembre 2020].

Ringraziamenti

Al termine del lavoro di tesi, e del mio percorso universitario, desidero volgere il mio pensiero a tutte le persone che mi hanno accompagnato in questa avventura.

Alla mia famiglia, i cui incoraggiamenti sono stati fonte inesauribile di energia e positività.

Al Prof. Alberto Poggio e all'Ing. Giulio Cerino Abdin, e all' Ing. Mauro Cornaglia che mi hanno seguito in modo sempre disponibile ed esaustivo.

Al mio gruppo Scout, fonte di ispirazione per l'inizio di questo percorso.

Ai miei colleghi e compagni di studio, ai compagni del Collegio, e allo Staff Auxilium A.S.D., che hanno tutti reso questo viaggio più leggero e ricco di esperienze.

A tutti i miei amici, dal Salento a Torino, con cui si trova sempre rinnovata voglia e capacità di sostenersi a vicenda.

A chi mi è stato sempre accanto, da vicino e da lontano, nonostante le difficoltà.