



Ricerca di Sistema elettrico

Pianificazione energetico-economica ottimale di medio lungo periodo di “Multi- energy system Energy Community” reali

G.Comodi, L.Jin, M.Rossi, D.Salvi, F.Caresana, L.Pelagalli

PIANIFICAZIONE ENERGETICO-ECONOMICA OTTIMALE DI MEDIO LUNGO PERIODO DI “MULTI-ENERGY SYSTEM ENERGY COMMUNITY” REALI

G. Comodi, L. Jin, M. Rossi, D.Salvi, F. Caresana, L. Pelagalli (Università Politecnica delle Marche)

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo: Tecnologie

Progetto: Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali

Work package: Local Energy District

Linea di attività: LA1.76 *“Energy Communities: Pianificazione energetico-economica ottimale di medio lungo periodo di “Multi-energy system Energy Community” reali”*

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work package: Claudia Meloni, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *“Sviluppo di metodi per la pianificazione di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community e soluzioni energeticamente sostenibili per la mitigazione termica urbana”*

Responsabile scientifico ENEA: Marialaura DI Somma

Responsabile scientifico UNIVPM : Prof. Gabriele Comodi

Gli autori del presente report intendono ringraziare l'ingegner Matteo Lorenzetti di ASTEA S.p.a per il supporto fornito nella definizione degli scenari analizzati per la microgrid cittadina di Osimo.

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI	6
2.1 MULTI-ENERGY MICROGRID CAMPUS MONTEDAGO DELL'UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE	6
2.1.1 <i>Consumi della microgrid</i>	7
2.1.2 <i>Scenari energetici analizzati</i>	9
2.1.3 <i>Scenario 1: ottimizzazione esistente</i>	11
2.1.4 <i>Scenario 4 – Ottimizzazione multi-obiettivo</i>	21
2.2 MULTI-ENERGY MINIGRID DELLA CITTÀ DI OSIMO	27
2.2.1 <i>Descrizione Osimo</i>	27
2.2.2 <i>Consumi energetici della minigrid della città di Osimo: baseline</i>	29
2.2.3 <i>Scenari energetici analizzati</i>	32
2.2.4 <i>Scenario 1: Scenario baseline ottimizzato</i>	32
2.2.5 <i>Scenario 2: Penetrazione fotovoltaico</i>	33
2.2.6 <i>Caso 3: Scenario accumulo termico</i>	35
3 CONCLUSIONI.....	36
4 APPENDICE.....	37
4.1 PARAMETRI ECONOMICI.....	37
4.2 FIGURE DELLE ANALISI ANNUALI.....	40
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	44
6 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	45
7 CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO IMPEGNATO NELL'ATTIVITÀ.....	46
7.1 GABRIELE COMODI	46
7.2 LINGKANG JIN.....	46
7.3 MOSÈ ROSSI	46
7.4 DANILO SALVI.....	47
7.5 FLAVIO CARESANA.....	47
7.6 LEONARDO PELAGALLI.....	47

Sommario

Il presente allegato tecnico si riferisce al Piano Triennale di Realizzazione 2019 - 2021, per quanto attiene l'Obiettivo "Tecnologie"; nello specifico, si riferisce al Work package "WP1 - Local Energy District", linea di attività 76 "*Energy Communities: Pianificazione energetico-economica ottimale di medio lungo periodo di "Multi-energy system Energy Community" reali*", del progetto "Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali". Il report tecnico, riporta il lavoro della seconda annualità, cioè l'applicazione in contesti di comunità energetiche reali di una metodologia per il supporto alla pianificazione ottimale di una "Multi - energy system Energy Community" nel medio lungo periodo.

L'obiettivo del lavoro di questa seconda annualità è stato quello di testare la metodologia di pianificazione energetica ottimale di distretti con presenza di più vettori energetici al fine di raggiungere obiettivi ambientali di medio periodo. Tale metodologia, sviluppata nell'annualità precedente, è stata applicata a due Comunità Energetiche Locali reali, caratterizzate dalla presenza di più vettori energetici: i) il campus della Facoltà di ingegneria dell'Università Politecnica delle Marche; e ii) la minigrig della città di Osimo.

Per ciascuna delle due Comunità Energetiche Locali sono stati sviluppati degli scenari volti al test delle funzionalità della metodologia di pianificazione energetica di medio-lungo periodo, sviluppata durante la scorsa annualità.

Partendo dai dati realmente monitorati, la metodologia è stata applicata a differenti scenari corrispondenti a diverse funzioni obiettivo, definite di comune accordo con i gestori delle due Comunità energetiche. In generale, la metodologia ha dimostrato di essere un valido strumento a disposizione dei local energy planner, dei decisori di politica energetica locale o semplicemente di coloro che vorrebbero pianificare comunità energetiche rinnovabili. Tuttavia, il lavoro svolto evidenzia alcuni limiti della metodologia stessa legati sia alla struttura del modello sia alla sua fruibilità da parte di uno stakeholder finale. Dal punto di vista del modello, sarebbe opportuno prevedere: i) la possibilità di proiettare i costi delle tecnologie nel medio-lungo periodo; ii) la possibilità di introdurre la stocasticità delle domande di energia nell'orizzonte di pianificazione. Dal punto di vista della fruibilità sarebbe opportuno sviluppare un software che possa essere di facile utilizzo per eventuali utenti finali.

1 Introduzione

Il presente allegato tecnico si riferisce al Piano Triennale di Realizzazione 2019 - 2021, per quanto attiene l'Obiettivo "Tecnologie"; nello specifico, si riferisce al Work package "WP1 - Local Energy District", linea di attività 76 "*Energy Communities: Pianificazione energetico-economica ottimale di medio lungo periodo di "Multi-energy system Energy Community" reali*", del progetto "Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali".

Il presente allegato tecnico, insieme a quello sviluppato nell'annualità precedente nella linea di attività 73 ("*Sviluppo di una metodologia per la pianificazione energetico - economica ottimale di una "Multienergy system Energy Community" nel medio lungo periodo*), del progetto "Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali" ha come l'obiettivo di testare la metodologia per la pianificazione energetica nel medio - lungo periodo di una Energy Community geograficamente circoscritta, al fine di raggiungere gli obiettivi di politica energetica definiti nel Clean Energy Package e descritti in dettaglio nel Report ENEA RdS/PTR(2019)/012 e nella recente proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Il lavoro si inserisce nell'ambito della pluriennale collaborazione dell'Università Politecnica delle Marche con ENEA nell'ambito della "Ricerca di Sistema Elettrico". Nelle attività svolte nei Piani Triennali di Realizzazione precedenti, sono stati sviluppati dei modelli di simulazione della domanda di energia elettrica, termica e frigorifera di utenze singole e distretti; inoltre sono stati sviluppati modelli di simulazione di sistemi di generazione distribuita e di accumulo dell'energia. A partire da questo Piano Triennale di Realizzazione, l'attività di ricerca si è concentrata sulla pianificazione energetico - economica ottimale di distretti.

Il presente report tecnico riporta i risultati del lavoro svolto nella seconda annualità, cioè il test, su comunità energetiche locali reali, della metodologia sviluppata nella precedente annualità per il supporto alla pianificazione ottimale di una "Multi - energy system Energy Community" nel medio lungo periodo. Con il termine "Multi - energy system Energy Community" si intende un distretto geograficamente localizzato la cui domanda di servizio (illuminazione, forza elettromotrice, riscaldamento, raffrescamento, mobilità...) è soddisfatta da più vettori energetici (elettricità, gas naturale, acqua calda, acqua refrigerata, vapore, idrogeno...).

In questa annualità, la metodologia sviluppata nell'annualità precedente è stata testata su due Comunità Energetiche Locali reali, caratterizzate dalla presenza di più vettori energetici: i) il campus della Facoltà di ingegneria dell'Università Politecnica delle Marche; e ii) la minigrad della città di Osimo. Per ciascuna delle due Comunità Energetiche Locali sono stati sviluppati degli scenari volti al test delle funzionalità della metodologia di pianificazione energetica di medio-lungo periodo, sviluppata durante la scorsa annualità. Gli scenari e gli obiettivi di pianificazione analizzati per ciascuna comunità energetica reale sono stati concordati e decisi con i gestori delle stesse.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

In questa seconda annualità, la metodologia per la pianificazione energetico - economica ottimale di una “Multi - energy system Energy Community” nel medio lungo periodo è stata applicata a due comunità energetiche reali caratterizzate dalla presenza di più vettori di energia.

In particolare, le due comunità energetiche individuate per applicare la metodologia di pianificazione sono:

- Multi-energy microgrid del Campus Montedago della Facoltà di Ingegneria della Università Politecnica delle Marche, caratterizzata dalla presenza di più vettori energetici;
- Multi-energy minigrig municipale della città di Osimo.

Il presente capitolo descrive le due comunità energetiche e presenta i risultati della pianificazione energetico-economica di medio e lungo periodo. Gli scenari e gli obiettivi di pianificazione analizzati per ciascuna comunità energetica reale sono stati concordati e decisi con i gestori delle stesse.

2.1 Multi-energy microgrid Campus Montedago dell’Università Politecnica delle Marche

Il campus del Polo di Montedago dell’Università Politecnica delle Marche, ad Ancona, è una cittadella universitaria che ospita le facoltà di Ingegneria, Agraria e Scienze. Il campus consiste in diversi plessi adibiti a uffici, aule di insegnamento e laboratori (Figura 1).

Il campus è collegato con la rete elettrica locale mediante una cabina di trasformazione di media tensione che costituisce l’unico punto di connessione con il distributore locale di energia, mentre i punti di prelievo dalla rete del gas sono tre, di cui uno, quello principale, a servizio della centrale di riscaldamento che produce energia termica per l’intero campus.



Figura 1 - Campus Univpm

Le principali domande di energia sono: energia elettrica (per gli uffici, illuminazione, aule e laboratori), energia termica per il riscaldamento ambiente e energia frigorifera per il raffrescamento ambiente.

La domanda di energia elettrica del campus è soddisfatta da un mix di generazione distribuita e rete elettrica. La domanda di energia termica è soddisfatta da un mix di tecnologie alimentate da gas naturale; queste tecnologie sono installate in un edificio (centrale termica) e poi distribuite nei vari plessi attraverso una rete di teleriscaldamento. La domanda di energia frigorifera è soddisfatta per la maggior parte da impianti

frigoriferi dislocati nei vari plessi; tuttavia, quattro edifici (Scienze 1, Scienze 2, Scienze 3 e Blocco Aule Sud, in Figura 1) sono dotati ciascuno di macchine ad assorbimento alimentate dalla rete di teleriscaldamento in modo da produrre in loco l'energia frigorifera necessaria a soddisfare la loro domanda di raffrescamento.

In particolare, il mix di sistemi di conversione energetica installati nel Campus è costituito da:

- Impianto fotovoltaico da 20 kW_p
- Impianto di cogenerazione da 575 kW_{el}/610 kW_{th} connesso alla rete di teleriscaldamento ed alimentato da gas naturale, con rendimenti medi annui elettrici e termici rispettivamente pari a 0,415 e 0,44
- 8 caldaie a gas naturale da 1000 kW ciascuna con rendimento termico medio annuo pari a 0,91
- Macchine ad assorbimento per una potenza pari a 500 kW_{th}, con efficienza media pari a 0,8
- Chiller elettrici per una potenza elettrica assorbita pari a circa 900kW, con un COP medio pari a 3

Stimando la superficie disponibile sui tetti dei vari edifici, pari a circa 31 000 m² di area, ed ipotizzando un coefficiente di utilizzo pari al 60% della stessa, considerando una superficie di 7 m²/kW_p, è stata stimata una potenza massima installabile di circa 2700 kW_p di fotovoltaico.

2.1.1 Consumi della microgrid

I dati di consumi energetici relativi al campus universitario sono stati monitorati. Vengono presi in analisi quelli riguardanti l'anno 2019, l'ultimo prima della pandemia COVID19.

I dati sono stati acquisiti (ed in parte ricostruiti) con passo orario per i tre vettori energetici:

1. Energia elettrica
2. Energia termica
3. Energia frigorifera

Nell'anno preso in considerazione, riportato nella Figura 2, sono stati consumati più di 5 GWh elettrici di energia con un picco di potenza elettrica richiesta di 1368 kW; tuttavia, il consumo elettrico ha la media piuttosto costante nei mesi con della variabilità giornaliera, per via della differenza del consumo nei giorni lavorativi e feriali. Si nota inoltre che durante i mesi primaverili e autunnali, si ha un netto calo della domanda elettrica dovuta alla minor esigenza di raffrescamento.

La domanda di energia termica invece, illustrata dalla Figura 3, è prettamente dovuta al riscaldamento ambiente, come dimostra il fatto che il consumo è concentrato esattamente nel periodo della stagione termica. In un anno sono stati consumati circa 4 GWh termici, con un picco a 4440 kW, avvenuto il 4 gennaio. Tale picco è dovuto ad una sorta di "rebound effect" causato dalla riaccensione dell'impianto di riscaldamento che era stato spento durante le feste natalizie; quindi, gran parte dell'energia termica è stata necessaria per riportare a temperatura di set-point gli interni.

Per quanto riguarda il consumo di energia frigorifera (Figura 4), la richiesta è presente solo nei mesi da luglio a settembre compreso. E' stato monitorato un consumo annuo di 0.50 GWh termici con un picco pari a 1330 kW.

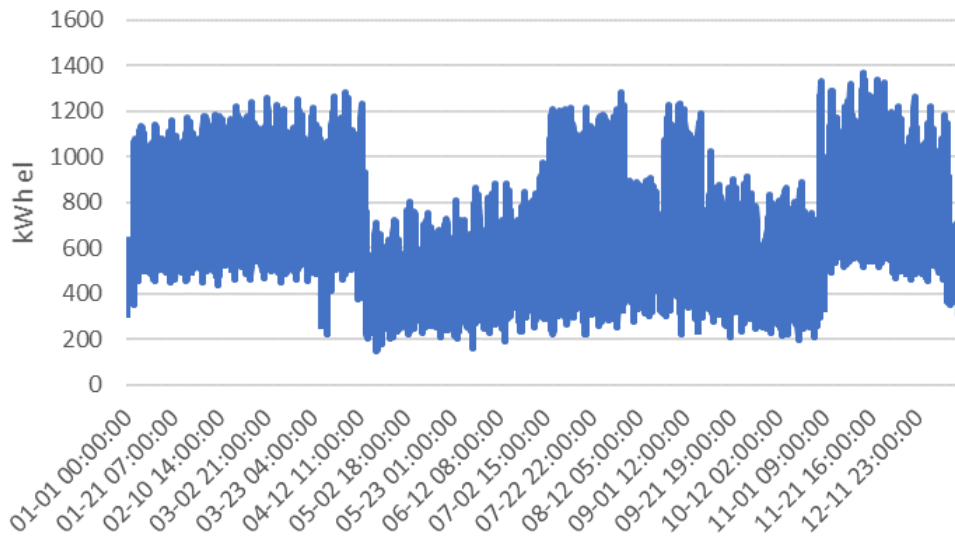


Figura 2 Domanda energia elettrica oraria campus UnivPM 2019

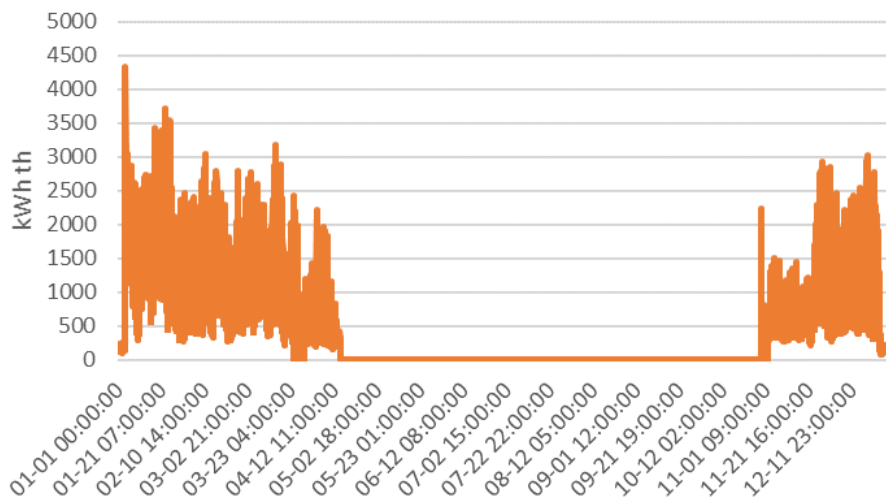


Figura 3 Domanda energia termica oraria campus UnivPM 2019

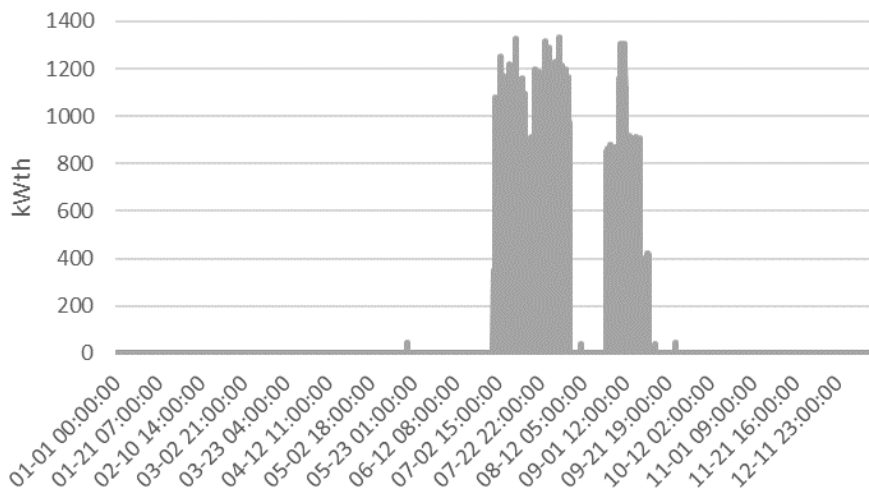


Figura 4 Domanda energia frigorifera oraria campus UnivPM 2019

Complessivamente, come risultato si ha che annualmente si prelevano dalla rete nazionale circa 7 GWh di gas naturale e 4 GWh di energia elettrica

La Figura 5 mostra come la maggior parte dei consumi elettrici annui sia soddisfatta dalla rete (67%); la restante parte (32%) dall'energia elettrica generata dal cogeneratore, mentre il contributo dal fotovoltaico è del tutto irrilevante, coprendo solamente l'1% del fabbisogno.

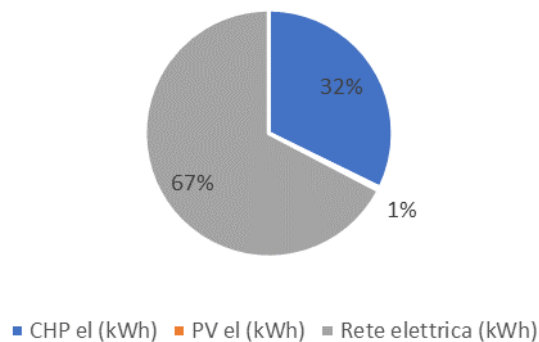


Figura 5 – Ripartizione della copertura del fabbisogno di energia elettrica del campus (2019)

La Figura 6 mostra la ripartizione della copertura del fabbisogno di energia termica e frigorifera del campus. La domanda annuale di energia termica viene soddisfatta quasi in egual misura dalle caldaie e dal cogeneratore, mentre la domanda annuale di energia frigorifera viene soddisfatta per il 67% dai chiller elettrici e per il restante 33% dai chiller ad assorbimento, alimentati dal cogeneratore (trigenerazione) mediante la rete di teleriscaldamento.

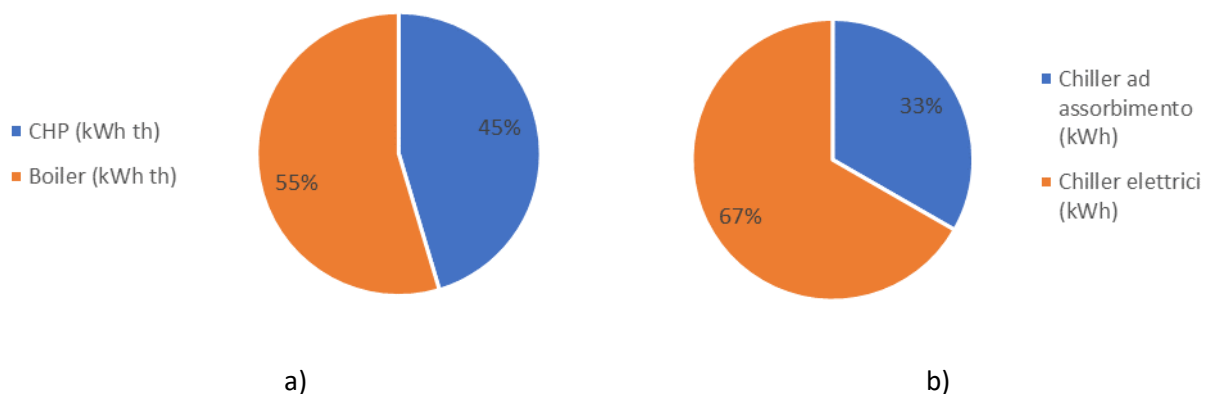


Figura 6 - Ripartizione della copertura del fabbisogno di energia termica e frigorifera del campus (2019)

2.1.2 Scenari energetici analizzati

La metodologia per la pianificazione energetico-economica ottimale sviluppata nell'annualità precedente è stata testata su diversi scenari di medio-lungo periodo applicati al campus. La Figura 7 descrive tutti i sistemi energetici presi in considerazione ed i vettori energetici con cui interagiscono, sia in ingresso che in uscita.

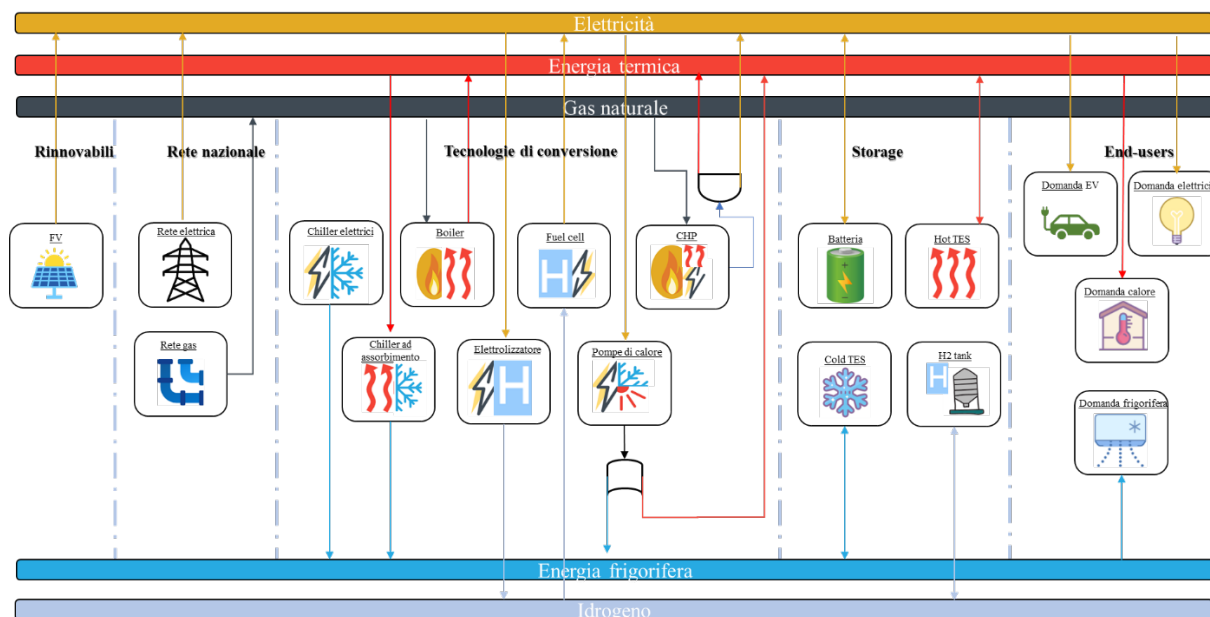


Figura 7 Descrizione tecnologie

Le specifiche tecniche ed economiche adottati per l’analisi sono gli stessi utilizzati nella precedente ricerca di sistema [1] e riportate, per semplicità, in Appendice.

Ogni scenario analizzato ha lo scopo di individuare la configurazione di sistemi e reti energetiche ottimali che soddisfino una determinata funzione obiettivo. Ciò implica che, a seconda delle condizioni e vincoli introdotti nello scenario, non tutti i sistemi energetici presi in considerazione verranno scelti. Gli scenari analizzati sono stati concordati con i soggetti dell’ateneo che hanno la responsabilità della gestione e pianificazione energetica.

Gli scenari individuati sono:

1. Scenario 1 – Ottimizzazione esistente: questo scenario presenta una ottimizzazione energetica del campus tenendo in considerazione le tecnologie attualmente installate; in questo scenario la funzione obiettivo è puramente economica;
2. Scenario 2 – Ottimizzazione senza vincoli esistenti: questo scenario presenta una ottimizzazione energetica del campus a prescindere dalle tecnologie esistenti; anche in questo scenario la funzione obiettivo è puramente economica;
3. Scenario 3 – Ottimizzazione ambientale: rispetto agli scenari precedenti la funzione obiettivo di questo scenario è finalizzata a ridurre l’impatto globale sulle emissioni di CO₂;
4. Scenario 4 – Ottimizzazione multi-obiettivo: in questo scenario si è voluta testare la funzionalità multi-obiettivo della metodologia sviluppata nell’annualità precedente;
5. Scenario 5 – Penetrazione veicoli elettrici: questo scenario riporta un esempio di ottimizzazione del campus universitario in presenza di installazione di colonnine di ricarica di auto elettriche.

Nei paragrafi successivi vengono riportati i risultati di ciascuno scenario.

2.1.3 Scenario 1: ottimizzazione esistente

Come discusso nell'introduzione al paragrafo 2.1, il campus dispone già di impianti per la produzione di elettricità (solo in parte, il resto viene prelevato dalla rete elettrica del distributore locale), di energia termica (acqua calda) ed energia frigorifera (acqua refrigerata).

Lo scopo di questo scenario è quello di ottimizzare, dal punto di vista economico, il mix ottimale di sistemi energetici, tenendo conto delle tecnologie esistenti già installate; queste ultime entrano nell'analisi con i costi calcolati sul resto della vita utile invece di essere analizzate come nuove tecnologie su cui investire.

La soluzione economica ottimale prevede, oltre che a far uso delle tecnologie già presenti, l'installazione di una potenza aggiuntiva di fotovoltaico pari a 910 kW_p grazie alla quale è possibile evitare di prelevare dalla rete circa 1,04 GWh di energia elettrica, pari ad una riduzione di circa il 30% rispetto alla situazione esistente (baseline).

La Figura 8 riporta, in maniera schematica, la configurazione ottimale individuata; i sistemi energetici non selezionati sono stati sfumati. La Tabella 1 riporta le taglie ottimali dei sistemi energetici individuati, differenziando tra i sistemi esistenti e quelli aggiunti.

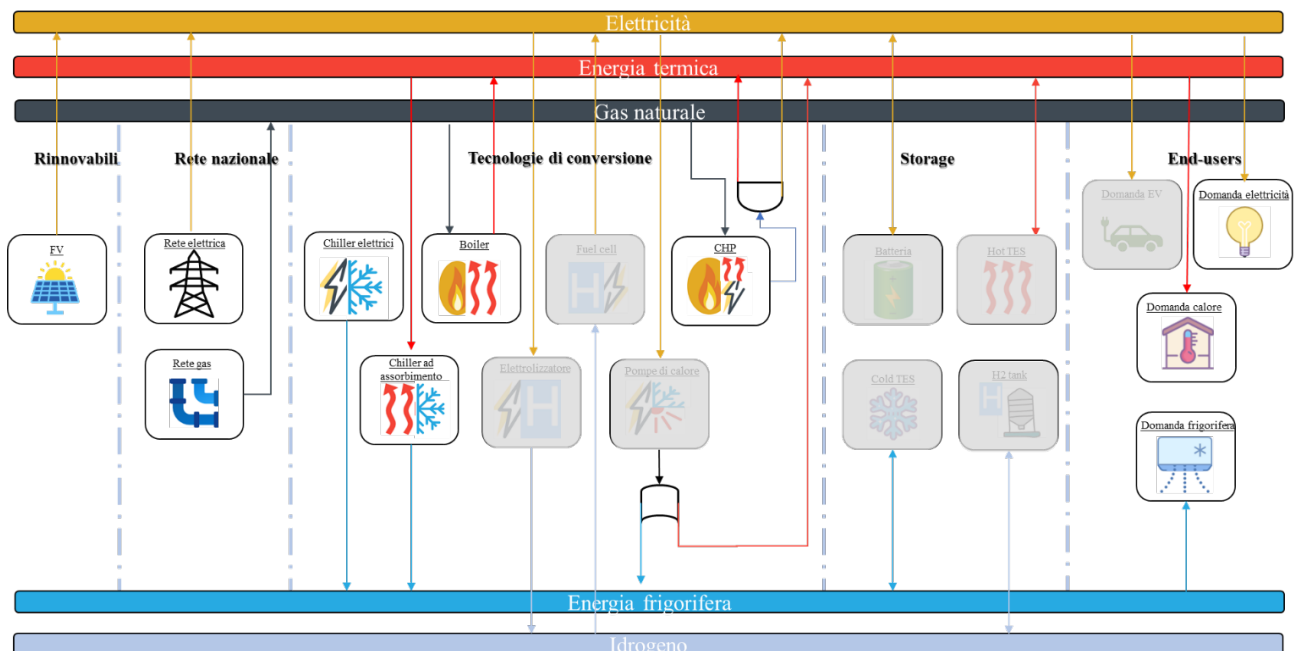


Figura 8 Configurazione Scenario 1

Tabella 1 Taglie tecnologie Scenario 1

Tecnologia	Taglia esistente	Taglia aggiuntiva
FV (kWp)	20	908
Chiller elettrici (kWth)	900	-
Chiller ad assorbimento (kWth)	455	-
Boiler (kWth)	8000	-
CHP (kWel)	575	-
Fuel cell (kW el)	-	-
Elettrolizzatore (kW th)	-	-
Pompa di calore (kWth)	-	-
Batteria (kWel)	-	-
Storage termico (kWth)	-	-
Storage energia frigorifera (kWth)	-	-
Storage d'idrogeno(kWth)	-	-

La Figura 9.a riporta il bilancio del vettore energia elettrica in una tipica giornata di gennaio. Si può notare che il cogeneratore è sempre acceso e che soddisfa il carico di base della domanda di elettricità giornaliera. Durante il giorno, quando la domanda di energia elettrica aumenta, questa viene soddisfatta dalla produzione dell'impianto fotovoltaico e, quando quest'ultimo non è sufficiente, dal prelievo dalla rete elettrica locale. La Figura 9.b, invece, riporta l'andamento della domanda e della produzione di elettricità durante l'arco dell'anno, dove per via dello spazio è stato riportato anche in appendice con una maggior risoluzione (come Figura 37). La Figura 10 descrive la domanda di energia termica negli stessi periodi della Figura 9. Dalla Figura 10.a si nota ancora come il cogeneratore soddisfi lo zoccolo di energia termica e come le caldaie, alimentate a metano, vengano utilizzate per soddisfare la restante domanda di energia. La Figura 10.b, invece, riporta l'andamento dell'energia termica durante l'anno. Si può notare come la domanda di energia termica sia interamente dovuta alla domanda di riscaldamento e, nei periodi estivi, di raffrescamento in assetto trigenerativo. Infatti, d'estate, l'energia termica è utilizzata per alimentare i chiller ad assorbimento. Anche Tale figura anche è stata riportata nella sezione di Appendice con una maggiore risoluzione.

La Figura 11 riporta il dettaglio della domanda di energia frigorifera per una giornata estiva (Figura 11.a) e sull'intero anno (Figura 11.b e Figura 39). Si può notare come la domanda di energia sia soddisfatta in parte dalla trigenerazione (cogenerazione più chiller ad assorbimento) legata alla rete di teleriscaldamento e da chiller elettrici distribuiti all'interno del campus.

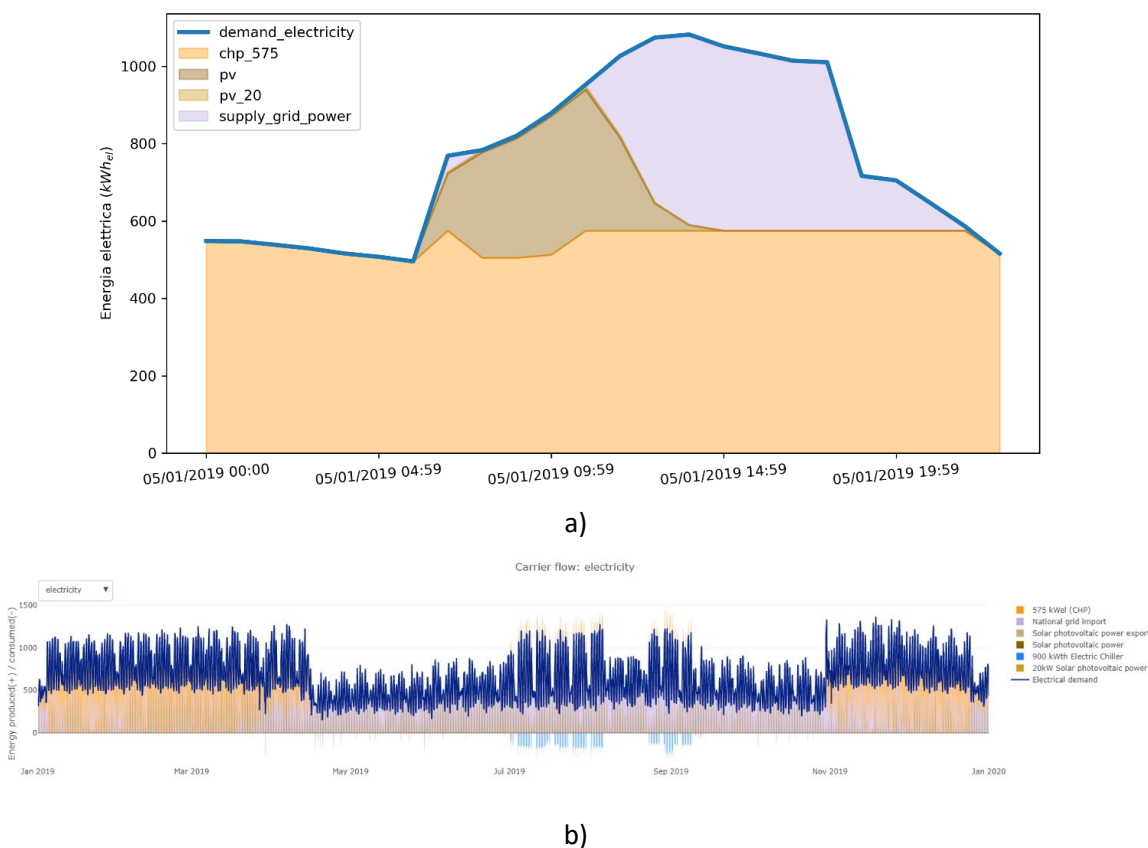
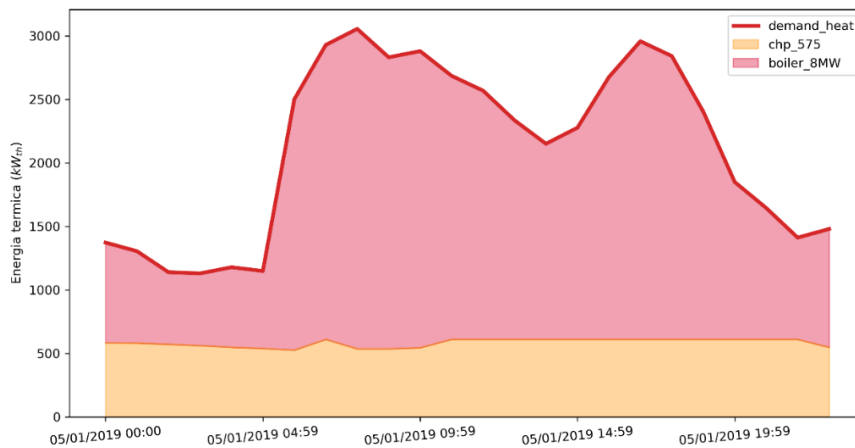
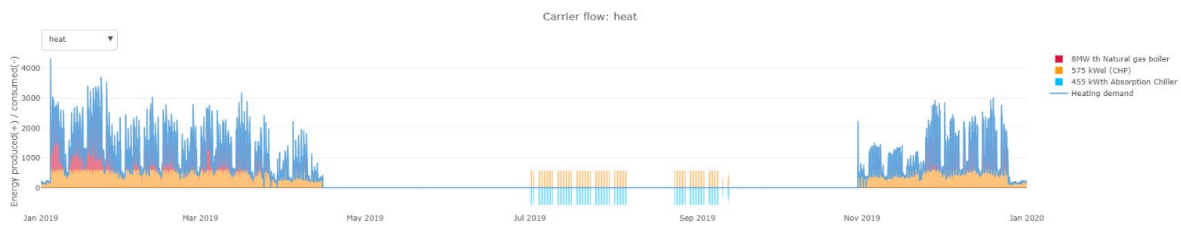


Figura 9 Bilancio energetico elettricità Scenario 1

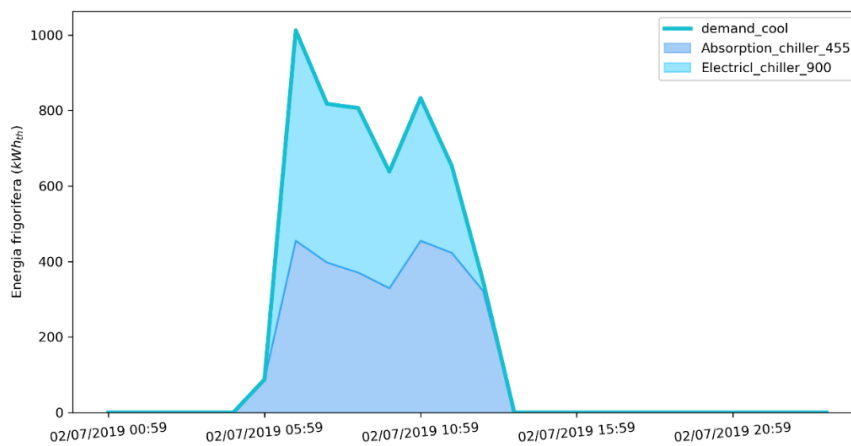


a)

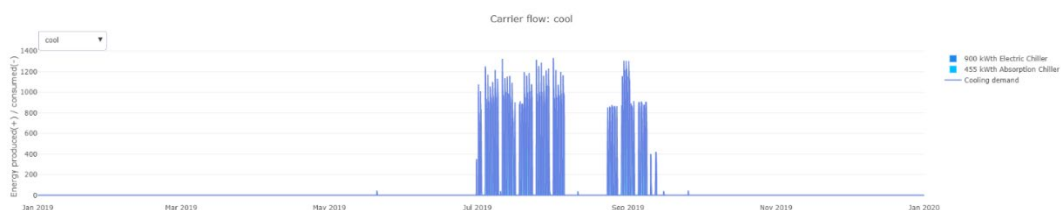


b)

Figura 10 - Andamento della domanda di energia termica del campus in una giornata di gennaio (a) e nell'intero anno (b) -Scenario 1



a)



b)

Figura 11 Bilancio energetico frigorifero Scenario 1

Scenario 2 – Ottimizzazione senza vincoli esistenti

Lo Scenario 1 tiene conto delle tecnologie attualmente installate, andando ad ottimizzare una situazione esistente con un grande vantaggio economico. Lo scenario 2 ipotizza, invece, di non avere nessuna tecnologia già installata, per cui rappresenta una pianificazione energetica ottimale come se il campus dovesse essere progettato da zero, considerando comunque le domande di energia elettrica, termica e frigorifera reali.

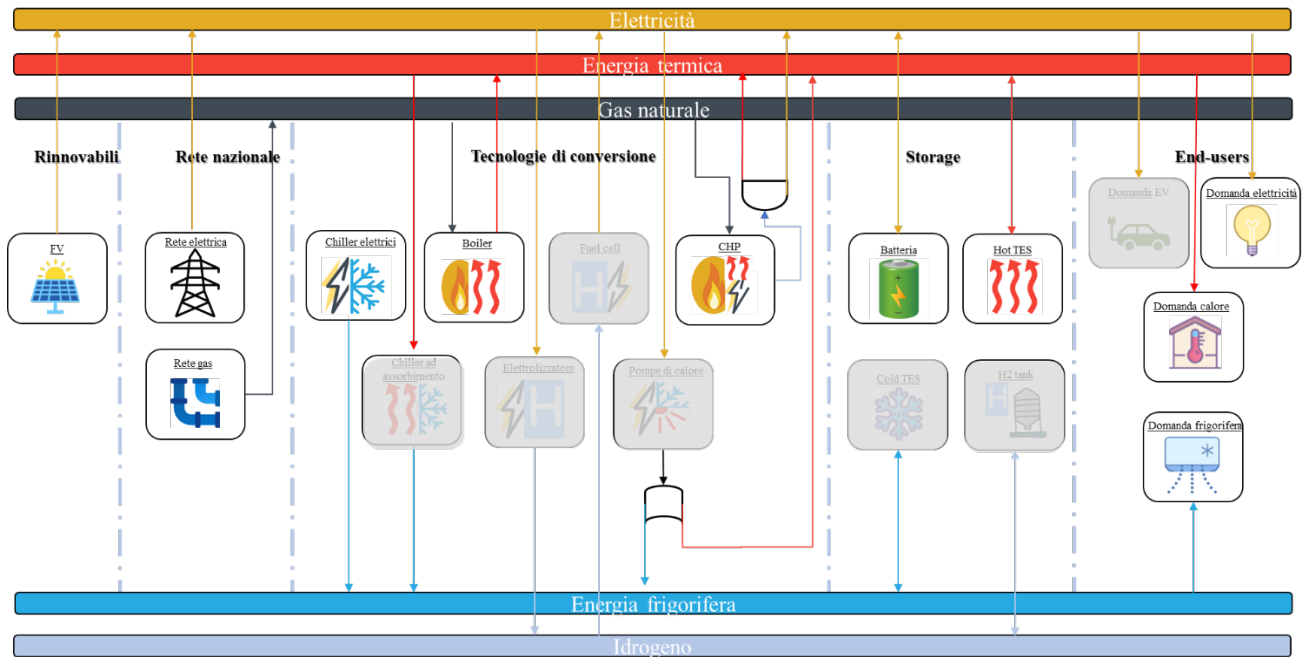


Figura 12 Configurazione Scenario 2

La Tabella 2 riporta il mix di tecnologie e le relative taglie risultanti dall’ottimizzazione. Dai risultati si nota che, dal punto di vista economico, è sempre conveniente installare il fotovoltaico, fino a saturare la massima potenza installabile (2700 kWp). Il fotovoltaico, oltre a dare un contributo importante, soprattutto durante il periodo estivo, quando è richiesta una maggior quantitativo di energia elettrica per alimentare i chiller per il raffrescamento, permette anche un guadagno economico a fine anno re-immettendo circa 0,21 GWh di energia. Per soddisfare la domanda termica e frigorifera, rispettivamente di 35.700 kW_{th} e 2.000 kW_{th}, si fa uso delle caldaie alimentate da gas naturale e da chiller elettrici. In questo scenario il cogeneratore risulta essere leggermente ridimensionato rispetto allo scenario precedente (478 kW vs. 575 kW) e viene utilizzato solamente per il riscaldamento invernale; le macchine ad assorbimento sono state sostituite da chiller elettrici alimentati da PV.

Nell’ottimizzazione entrano in gioco sia l’accumulo elettrico che quello termico. In particolare, l’algoritmo di ottimizzazione sceglie una batteria da 537 kW/4809 kWh ed un accumulo termico, da 6 kW_{th}. La funzione della batteria è principalmente quella di accumulare l’eccesso di energia dal fotovoltaico quando la produzione è superiore alla domanda di elettricità del campus e di scaricare immediatamente nelle ore successive. L’accumulo termico avrebbe lo scopo di far fronte alla piccola quantità del surplus della produzione di calore dal cogeneratore, che ha la funzione di fornire una produzione costante e continua nel tempo. In teoria, la sovrapproduzione dell’energia termica avviene quando risulta conveniente autoprodurre energia elettrica con il cogeneratore ma, contestualmente, la produzione di energia termica dallo stesso risulta leggermente superiore alla domanda di riscaldamento del campus. Tuttavia, la scarsa entità dell’energia accumulata (inferiore all’incertezza del modello stesso, infatti 6 kW_{th} rappresentano meno dell’1% della potenza termica totale) è chiaramente più un risultato matematico dell’algoritmo piuttosto che una soluzione realmente implementabile. Il risultato è stato comunque presentato perché lo scopo del presente allegato tecnico è quello di mostrare la bontà della metodologia applicata ad un caso reale. Il

risultato così ottenuto dimostra che la metodologia è in grado di cogliere e modellare la necessità di un accumulo termico da poter utilizzare principalmente nel periodo invernale.

Tabella 2 Taglie tecnologie Scenario 2

Tecnologia	Taglia
FV (kW_p)	2700
Chiller elettrici (kW_{th})	2000
Chiller ad assorbimento (kW_{th})	-
Boiler (kW_{th})	3570
CHP (kW_{el})	478
Fuel cell (kW_{el})	-
Elettrolizzatore (kW_{th})	-
Pompa di calore (kW_{th})	-
Batteria (kW_{el}/kWh)	537 kW/4809 kWh
Storage termico (kWhth)	6
Storage energia frigorifera (kWh_{th})	-
Storage d'idrogeno(kW_{th})	-

La Figura 13 riporta le stesse informazioni della Figura 9 per lo scenario precedente. In particolare, la Figura 13.a riporta l'andamento di un profilo giornaliero (lo stesso giorno considerato per lo scenario precedente) di domanda, produzione e stoccaggio di energia elettrica. Si può notare chiaramente come il cogeneratore, fornisca ancora l'energia elettrica per il carico di base, rimanendo acceso anche di giorno per soddisfare la domanda di energia termica; la produzione di energia da fotovoltaico è in parte autoconsumata ed in parte accumulata in batterie. Nel momento in cui la produzione locale diventa inferiore alla domanda d'energia vengono prima scaricate le batterie e poi prelevata energia elettrica dalla rete. La Figura 13.b riporta invece l'andamento annuale della domanda, produzione e stoccaggio di energia, essa è anche riportata in appendice con maggior risoluzione Figura 40. E' importante sottolineare che in questo caso, i valori negativi non si riferiscono ad una re-immissione in rete ma al processo di carica della batteria.

La Figura 14 si focalizza sulla correlazione tra la produzione fotovoltaica e la gestione della batteria, ossia i cicli di carica e scarica, espressi in termini di SOC (*state of charge*). La Figura 14.a mostra che la batteria opera un ciclo completo per ciascun giorno, seguendo la produzione del fotovoltaico; infatti, essa viene caricata nei momenti di maggiore produttività fotovoltaica per poi essere scaricata nell'arco di qualche ora quando, appunto, la domanda di energia del campus è superiore all'energia autoprodotta. La Figura 14.b riporta l'andamento dell'energia e del SOC nell'arco dell'anno, essa è anche riportata in appendice con maggior risoluzione Figura 41.

La Figura 15 mostra le stesse informazioni della Figura 10 per lo scenario precedente. In particolare, la Figura 15.a riporta l'andamento di un profilo giornaliero (lo stesso giorno considerato per lo scenario precedente) di domanda, produzione e stoccaggio di energia termica. Si può notare chiaramente come il cogeneratore, fornisca ancora l'energia termica per il carico di base, mentre il restante quantitativo è fornito dalle caldaie a gas naturale.

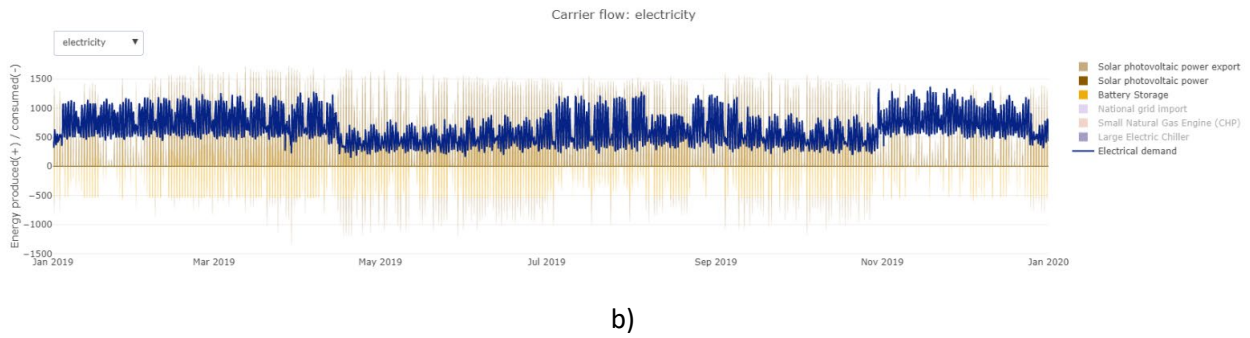
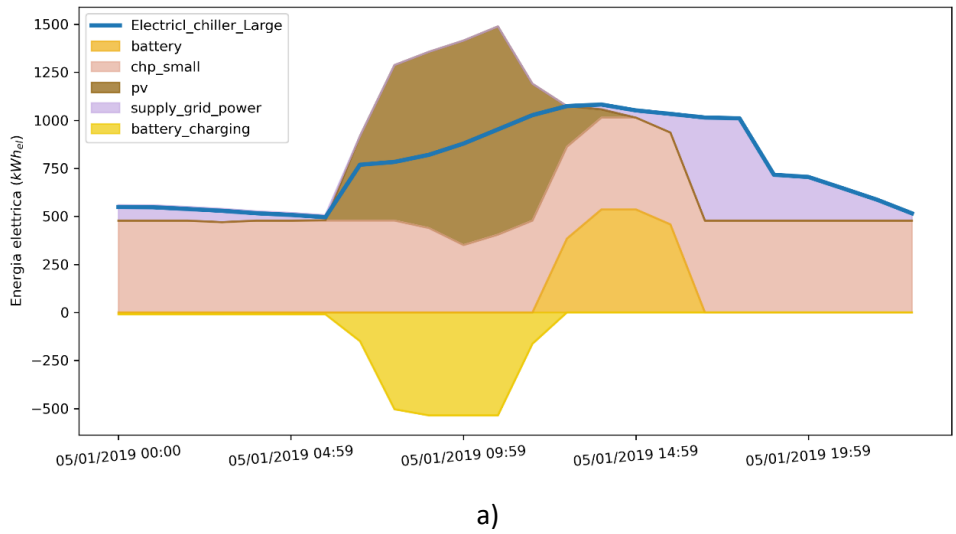


Figura 13 Bilancio energetico elettricità Scenario 2

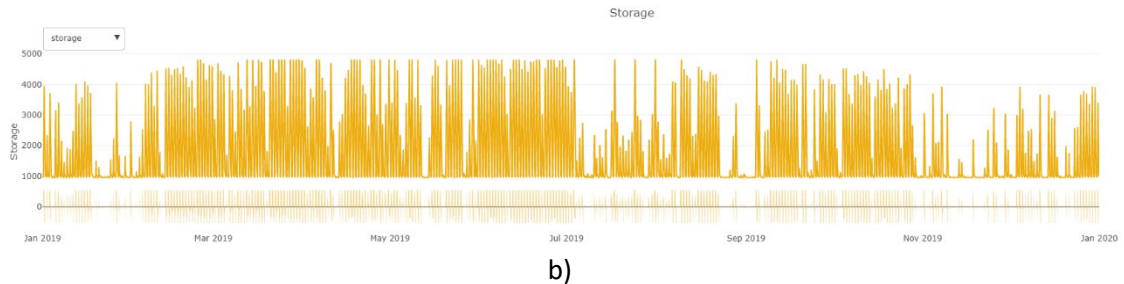
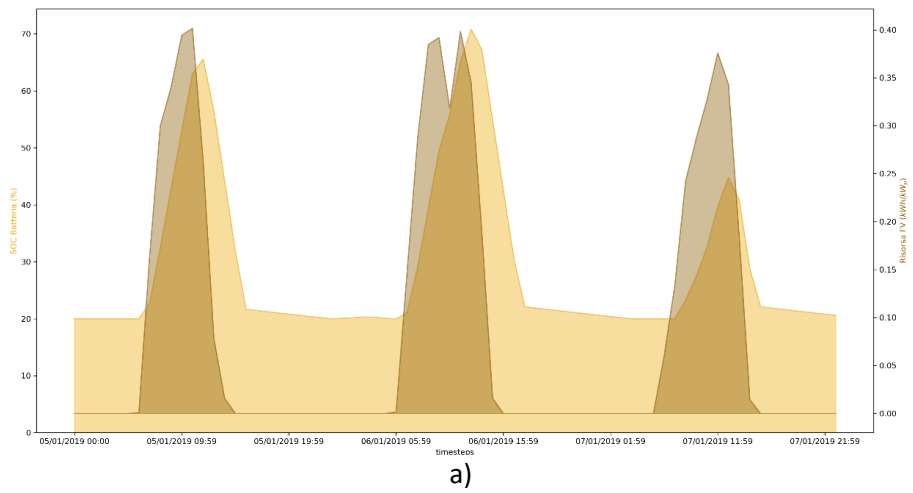
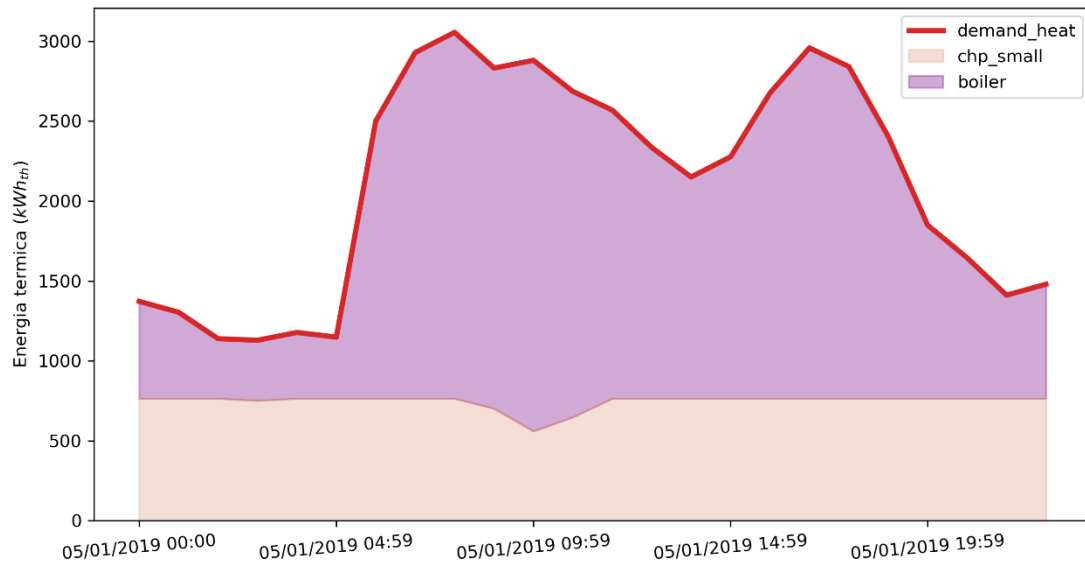
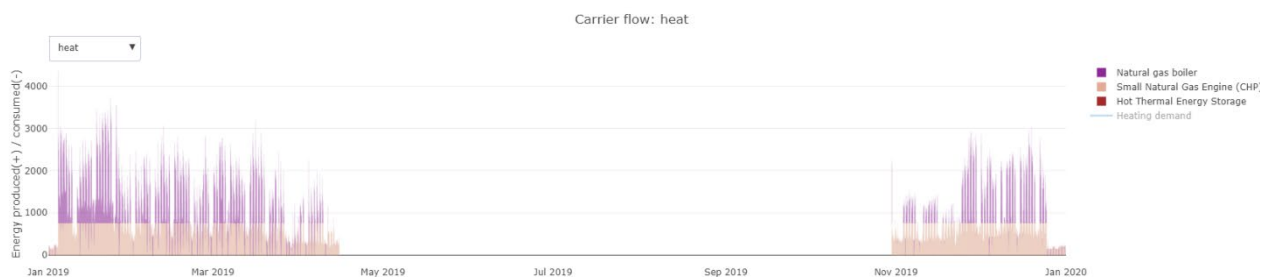


Figura 14 Curva di Carica/State of Charge (SOC) batteria Scenario 2



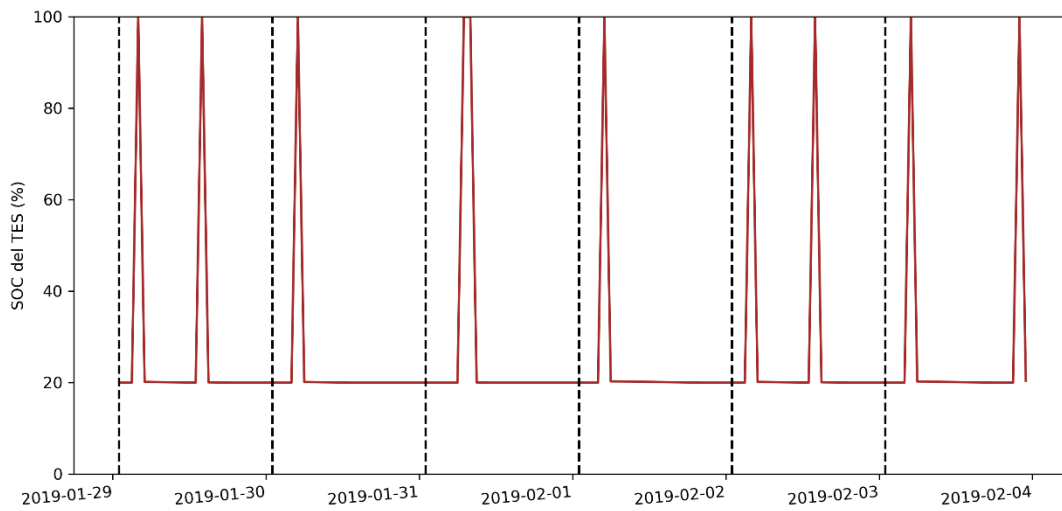
a)



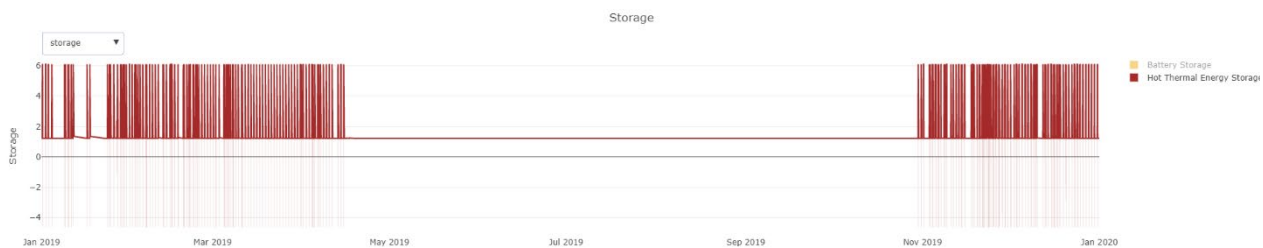
b)

Figura 15 Bilanciamento energia termica Scenario 2, maggior dettaglio in Figura 42

Come già anticipato, la metodologia di pianificazione applicata a questo scenario, fornisce come risultato anche la presenza di un piccolo storage. Anche se, come già detto, questo risultato potrebbe non avere molto significato dal punto di vista dell'applicazione reale è comunque interessante vedere il funzionamento dell'accumulo termico. Per questo la Figura 16 mostra l'andamento dell'energia termica accumulata nell'arco di 6 giorni (Figura 16.a) e nell'arco di tutto l'anno (Figura 16.b). Essendo l'accumulo molto piccolo esso può in una singola giornata fare al massimo due cicli di carica e scarica, e la fase di scarica avviene appena completata la fase di carica, senza che l'energia sia accumulata per maggior tempo; ovviamente esso viene utilizzato solamente durante la stagione invernale.



a)



b)

Figura 16 SOC dell'accumulo termico Scenario 2, maggior dettaglio in Figura 43

Scenario 3 – Ottimizzazione ambientale

Gli scenari precedentemente analizzati hanno l'obiettivo di ottimizzazione di natura economica, per cui si ottiene come risultato la configurazione che ha il minor costo monetario annuale da sostenere per fornire la richiesta energetica, tutto ciò senza tener in considerazione dell'impatto ambientale.

Quindi, questo scenario ha lo scopo di ottenere la configurazione ottima, che punti a minimizzare le emissioni di CO₂ del campus. I fattori di emissione per i diversi vettori energetici e per le diverse tecnologie sono riportati in Tabella 3 [1]:

Tabella 3 Emissione CO₂ per vettore energetico/tecnologia

	gCO ₂ /kWh
Cogenerazione da gas naturale	353.3
Consumi elettrici dalla rete	281.4
Produzione calore da gas naturale	231.1

Pertanto, in questo scenario l'aspetto economico viene completamente ignorato dando la priorità all'impatto ambientale. Il risultato principale è che in questo scenario vengono adottate tutte le tipologie di sistemi energetici, fatta per eccezione per le caldaie alimentate a gas naturale, come mostrato in Figura 17.

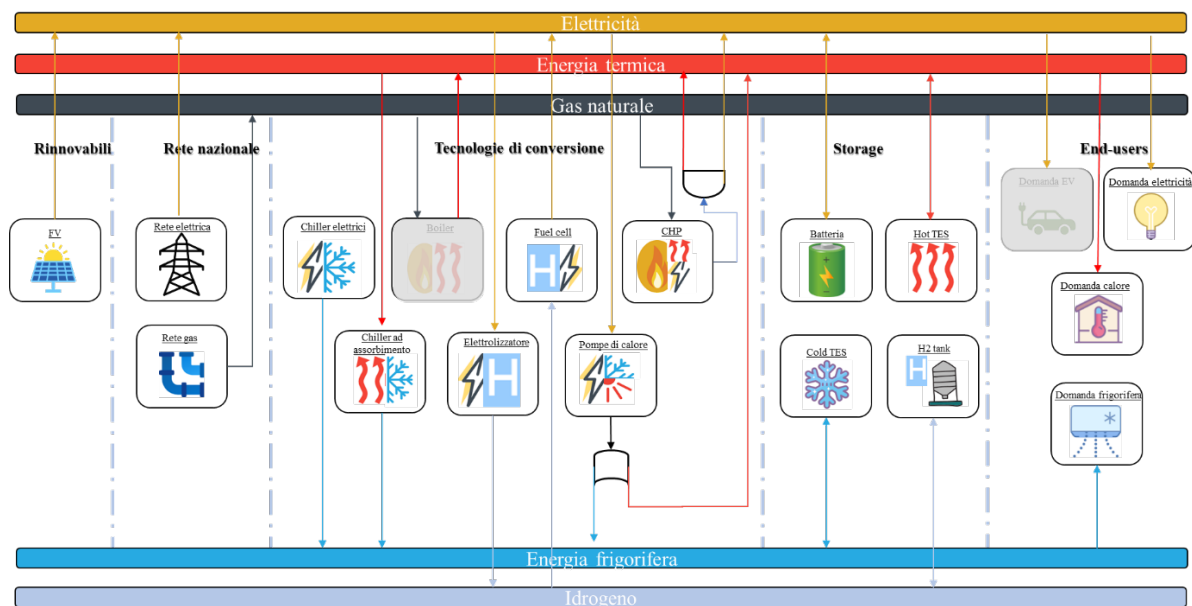


Figura 17 Configurazione Scenario 3

Le taglie delle tecnologie sono riportate nella Tabella 4.

Dai risultati si possono trarre diverse considerazioni:

1. Il ruolo del rinnovabile è di vitale importanza per la decarbonizzazione, ed infatti per ottenere obiettivo ambientale, si va a saturare il limite superiore del FV impostato (il limite è dato dalla superficie disponibile);
2. Per via dell'impossibilità di coprire le domande energetiche solamente con la fonte rinnovabile (FV), il ruolo degli accumuli energetici diventano di fondamentale importanza;
3. Abilitazione delle soluzioni Sector-Coupling che sono di due tipi:

- Elettrificazione dei consumi, ovvero tutte richieste energetiche non elettriche vengono riconvertite in elettriche, come avviene ad esempio dalla sostituzione delle caldaie (a gas naturale) con pompe di calore;
- Cross-Sector coupling, abilitando le soluzioni Power-to-Hydrogen permettendo di introdurre un nuovo vettore energetico: l'idrogeno.

Tabella 4 Taglie tecnologie Scenario 3

Tecnologia	Taglia
FV (kWp)	2700
Chiller elettrici (kWth)	4687
Chiller ad assorbimento (kWth)	1217
Boiler (kWth)	-
CHP (kWel)	5645
Fuel cell (kW el)	390
Elettrolizzatore (kW el)	620
Pompa di calore (kWth)	2701
Batteria (kW/kWhel)	1362/6094
Storage termico (kW/kWhth)	2701/7300
Storage energia frigorifera (kW/kWhth)	4687/16843
Storage d'idrogeno(kWh)	5309

La Figura 18 mostra come lo scenario 3 permetta di ridurre le emissioni di CO₂ del 24% rispetto allo scenario 2, vale a dire quello ottimizzato ma con vincolo economico. Questo è il massimo risultato di riduzione ottenibile con i vincoli imposti (saturazione dei 2700 kWp di fotovoltaico). Infatti, quando le richieste energetiche non possono essere soddisfatte direttamente dall'impianto FV, si fa uso prima dell'energia precedentemente accumulata dalla produzione rinnovabile, e se non sufficiente si fa uso delle pompe di calore e dei sistemi ad idrogeno.

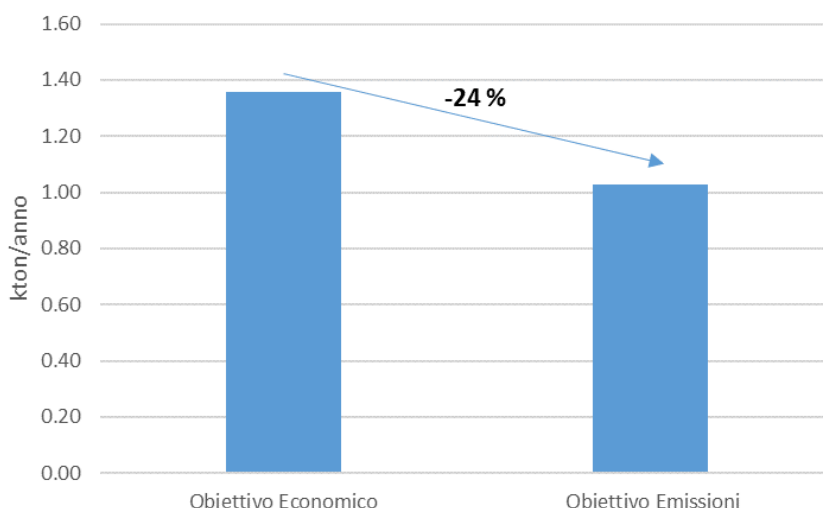


Figura 18 Percentuale emissione ridotta

2.1.4 Scenario 4 – Ottimizzazione multi-obiettivo

Nei paragrafi precedenti sono stati analizzati differenti scenari con funzioni obiettivo o solo economica, o solo ambientale. Il presente scenario ha l'obiettivo di testare la metodologia di ottimizzazione e pianificazione sviluppata nell'annualità precedente analizzando un approccio multi-obiettivo, tenendo in considerazione sia i fattori economici che quelli ambientali con pesi differenti impostati dall'operatore. Tale valutazione è possibile tramite il metodo dei "Weighted Sum"[2], che ha come scopo quello di trasformare due obiettivi in uno, tramite il fattore di peso (α), che sta ad indicare il peso che si da alla funzione obiettivo ambientale, per cui l'obiettivo dell'ottimizzazione diventa:

$$\min F; F = \alpha * f(CO_2) + (1 - \alpha) * f(Costi) \quad (1)$$

$$0 \leq \alpha \leq 1$$

Sono stati analizzati molteplici scenari, con diversi valori di α , ottenendo diverse emissioni e costi annui da sostenere. Questi valori sono riportati in Tabella 5 e sono i dati di input per la costruzione della curva di Pareto (Figura 19) utile per avere una visione della configurazione ottimale per uno scenario multi-obiettivo. I due scenari precedenti sono casi particolari dell'analisi multi-obiettivo, infatti: quando α è pari a 1, si ricade nello scenario con funzione obiettivo puramente ambientale (scenari 3); quando α è pari a zero, si ricade nello scenario puramente economico (Scenario 2).

Tabella 5 Scenari multi-obiettivo analizzati (riferimento caso $\alpha=0$)

Tecnologia	Emissioni annue(kton/anno)	Riduzione emissioni (%)	Costi annui (mil €/anno)	Aumento costi (%)	Rapporto Rid. Emissioni Aumento costi (valore assoluto)
$\alpha=1$	1.03	-24.20	3.77	227	0.07
$\alpha=0.99$	1.03	-24.20	2.72	136.13	0.18
$\alpha=0.9$	1.03	-24.20	2.54	120.88	0.20
$\alpha=0.8$	1.03	-24.20	2.48	115.57	0.21
$\alpha=0.7$	1.03	-24.19	2.43	110.84	0.22
$\alpha=0.6$	1.03	-24.19	2.37	105.60	0.23
$\alpha=0.5$	1.03	-24.19	2.31	100.62	0.24
$\alpha=0.4$	1.03	-24.17	2.12	83.66	0.29
$\alpha=0.3$	1.03	-24.17	2.06	78.79	0.31
$\alpha=0.2$	1.03	-24.15	1.97	71.19	0.34
$\alpha=0.1$	1.03	-24.05	1.77	53.24	0.45
$\alpha=0.01$	1.04	-23.52	1.51	30.72	0.77
$\alpha=0$	1.36	-	1.15	-	-

Dalla curva di Pareto, descritta in Figura 19, risulta che, per il caso in esame, la configurazione ottimale risulta essere quella con $\alpha = 0.01$; infatti per questo valore di α si ha una riduzione delle emissioni annue del 23.5% a fronte di un aumento dei costi pari al 31 % circa; andando ad aumentare α aumenta anche il vantaggio ambientale a fronte, tuttavia, di un aumento dei costi che non sembra compensare il beneficio di riduzione della CO₂. Sempre facendo riferimento alla Tabella 5, il rapporto tra la percentuale di riduzione delle emissioni annue e l'aumento percentuale dei costi, rappresenta il tasso di compromesso dei vari scenari (ultima colonna) a differenti α ; tra questi il valore massimo è 0.77 (in modulo), ottenuto per il caso con $\alpha = 0.01$.

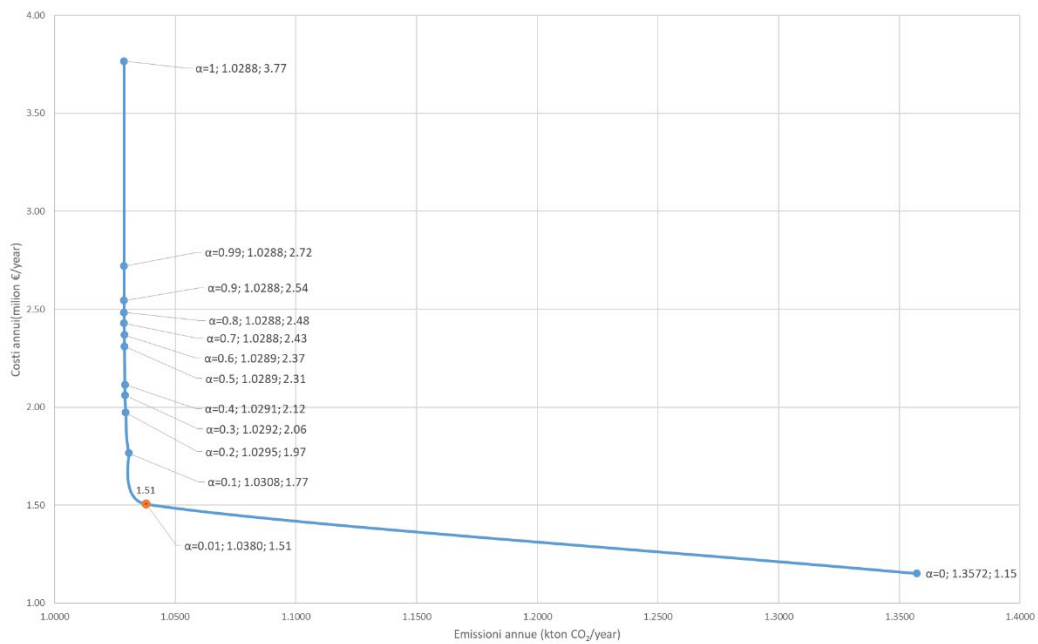


Figura 19 Curva di Pareto

Le taglie delle tecnologie della configurazione ottima multi-obiettivo ($\alpha=0.01$) sono riportate in Tabella 6; si può notare che sono stati scelti tutti i sistemi energetici a disposizione dell'ottimizzatore con l'unica eccezione dell'accumulo frigorifero.

La Figura 20 mostra la configurazione della Comunità Energetica del campus universitario, i vettori coinvolti ed i sistemi energetici individuati.

Tabella 6 Taglie tecnologie $\alpha=0.01$

Tecnologia	Taglia
FV (kW _p)	2700
Chiller elettrici (kW _{th})	2000
Chiller ad assorbimento (kW _{th})	11
Boiler (kW _{th})	47
CHP (kW _{el})	1000
Fuel cell (kW _{el})	20
Elettrolizzatore (kW _{th})	86
Pompa di calore (kW _{th})	587
Batteria (kW/kW _{h_{el}})	903/6468
Storage termico (kW/kW _{th})	2284/13415
Storage energia frigorifera (kW _{h_{th}})	-
Storage d'idrogeno(kWh)	1178

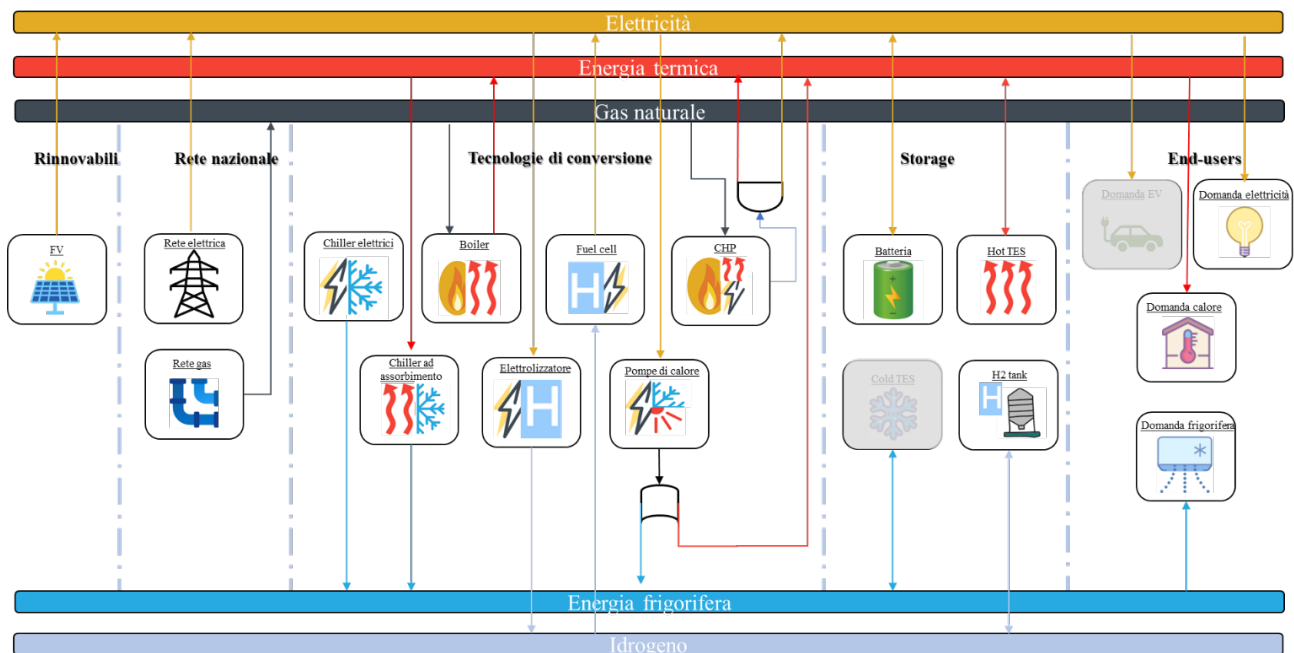


Figura 20 Configurazione $\alpha=0.01$

La Figura 21 riporta, per ciascun valore di α , il mix di tecnologie impiegate e le loro taglie. Escludendo lo scenario $\alpha = 1$, lo scenario puramente ambientale già descritto, si nota che con l'aumentare del fattore di peso α :

1. Aumentano le taglie e la presenza degli accumuli energetici (di qualsiasi tipo);
2. Aumentano le taglie delle pompe di calore;
3. Aumentano le taglie dell'elettrolizzatore e fuel cell;

Questo risultato sottolinea ancora una volta come la decarbonizzazione passi per l'elettificazione dei consumi, l'aumento della generazione distribuita, specialmente rinnovabile, e l'accumulo di energia.

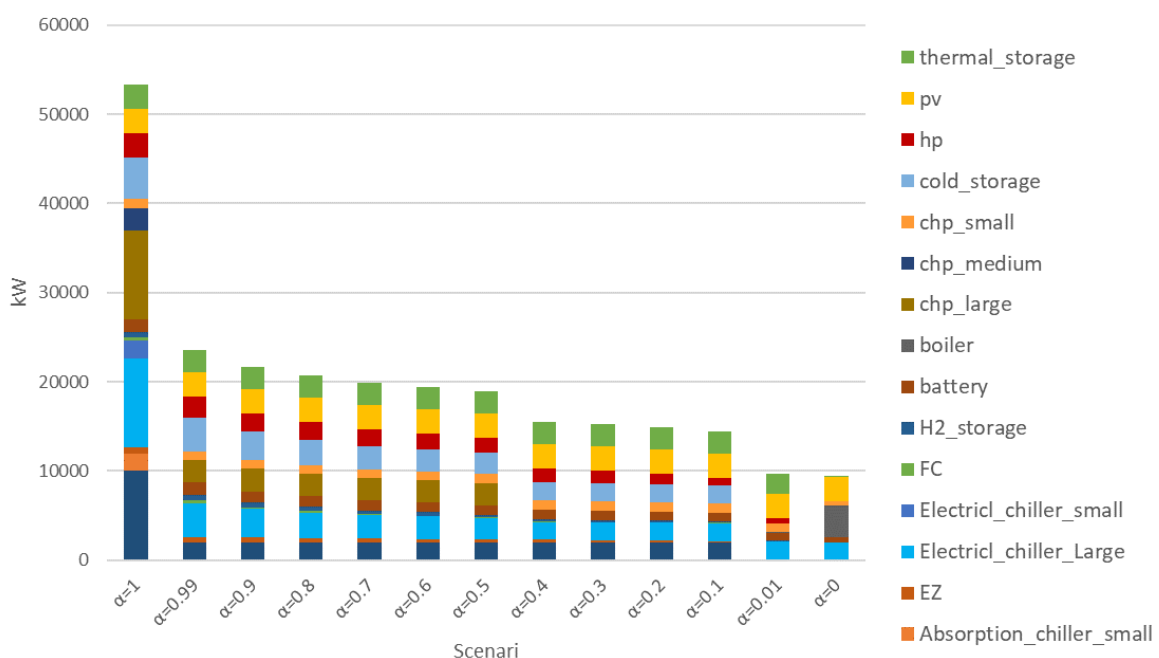


Figura 21 Capacità tecnologie scenari multi-obiettivo

Scenario 5 – Penetrazione veicoli elettrici

In prospettiva della transizione energetica, dal punto di vista della mobilità, la percentuale dei veicoli elettrici sarà sempre maggiore. A tale scopo il campus prevede di installare delle colonnine di ricarica, come supporto agli utenti con i veicoli elettrici. Questo scenario ha quindi, lo scopo di utilizzare la metodologia di pianificazione ottimale sviluppata l'annualità precedente per valutare l'influenza dell'installazione di colonnine di ricarica sul mix energetico del campus.

Sono stati quindi costruiti dei profili di carica, basato sul comportamento dei possibili utenti che possono far uso delle colonnine di ricarica, presidiati nel campus in università. Le colonnine di ricarica vengono considerate come un'ulteriore domanda di energia elettrica, e l'energia può solo fluire in modo unidirezionale, escludendo il Vehicle-to-Grid che non è stato preso in considerazione in quest'analisi, perché risulta essere più un problema di scheduling e gestione ottimale che non un problema di pianificazione. È stato inoltre ipotizzato che la potenza delle colonnine sia di 7 kW ciascuna e che queste siano utilizzate solo durante i giorni lavorativi. I profili di carica giornaliera sono riportati nella Figura 22. In particolare:

- Profilo 1 rappresenta un utente che lascia la propria auto a caricare per tutta la durata dell'orario lavorativo; questi utenti possono essere i professori ed i lavoratori dell'ateneo;
- Profilo 2 ed il profilo 3 sono per gli utenti che fanno uso della ricarica solo la mattina o il pomeriggio;
- Profilo 4 invece, si differenzia dal profilo 1 solo per l'orario di pranzo, ipotizzando che l'utente abbia usato la propria auto per andare a pranzo.

Per la dimensione del campus e lo spazio dedicato ai parcheggi, è stata ipotizzata l'installazione di 20 colonnine di ricarica dalla potenza di 7kW, per cui sono state create 20 curve di ricarica, ciascuna di esse è stata selezionata in maniera casuale da uno dei 4 profili precedentemente, ottenendo infine un'unica curva di domanda di energia elettrica, come somma delle richieste provenienti da 20 colonnine.

La Figura 23 mostra che la potenza aggiuntiva introdotta dalle colonnine di ricarica può raggiungere il picco di 112 kW orari, il 9% circa della potenza di picco del campus, pari a 1200 kW; questa percentuale aggiuntiva, tuttavia, non comporta rilevanti modifiche sulle taglie delle tecnologie rispetto allo scenario 2 puramente economico. In particolare, si evidenzia:

- un aumento della taglia del cogeneratore, in quanto rappresenta il principale sistema di generazione di elettricità per coprire i carichi di base, ciò che non può essere garantito dal fotovoltaico;
- una diminuzione delle taglie delle caldaie, in quanto il cogeneratore produce, in modo simultaneo energia elettrica ed energia termica e un aumento della taglia del cogeneratore corrisponde alla contestuale riduzione della taglia delle caldaie;
- una diminuzione della taglia della batteria, dedicata all'accumulo dell'energia in eccesso dalla produzione del fotovoltaico. La sua riduzione è dovuta al fatto che il maggiore carico elettrico introdotto dalle colonnine avviene nelle stesse ore di produzione dell'impianto fotovoltaico con un contestuale aumento dell'autoconsumo nelle ore diurne, come mostrato in Figura 25.

In percentuale, la variazione più significativa è stata la riduzione della taglia della batteria, come mostrato nella Figura 24, del 9%. Grazie alla simultaneità della carica dei veicoli elettrici e la produzione di energia elettrica dai pannelli fotovoltaici.

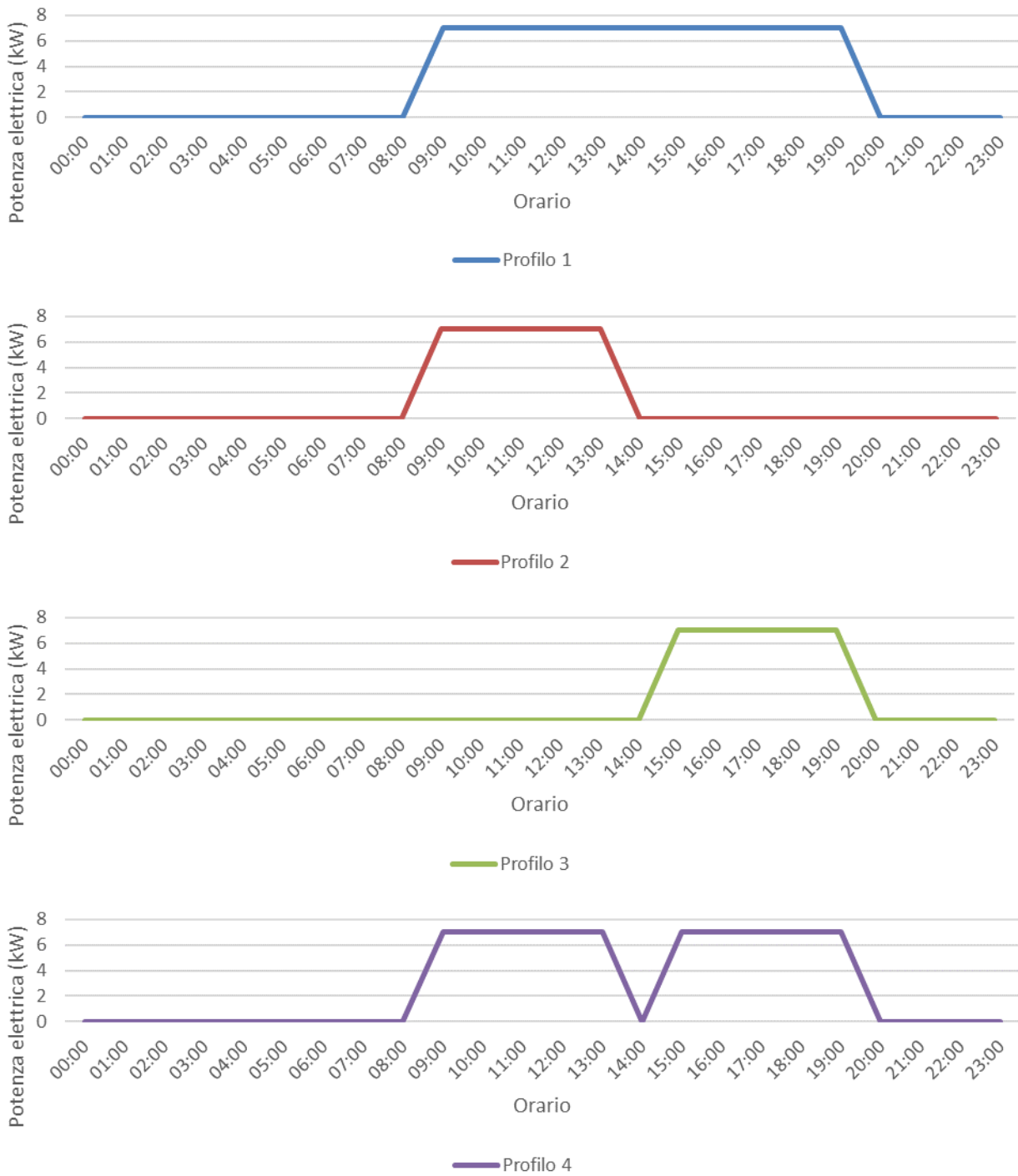


Figura 22 Profili di ricarica giornaliera EV

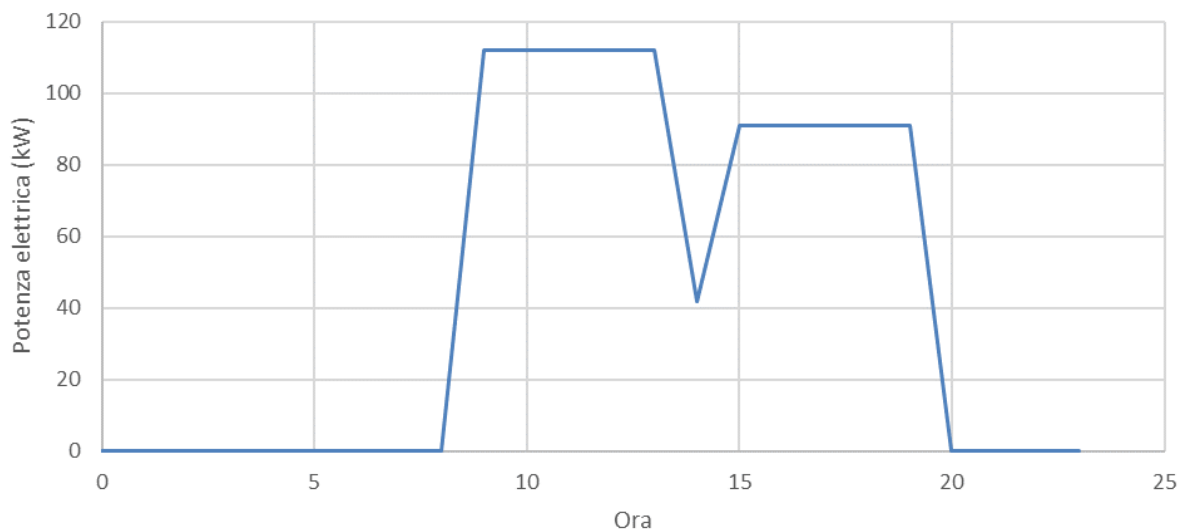


Figura 23 Domanda energia elettrica veicoli elettrici totale

Tabella 7 Taglie delle tecnologie con veicoli elettrici

Tecnologia	Scenario 2	Con Veicoli elettrici
FV (kWp)	2700	2700
Chiller elettrici (kWth)	2000	2000
Chiller ad assorbimento (kWth)	-	-
Boiler (kWth)	3570	3560
CHP (kWel)	478	483
Fuel cell (kW el)	-	-
Elettrolizzatore (kW th)	-	-
Pompa di calore (kWth)	-	-
Batteria (kWel/kWh)	537/4809	486/4357
Storage termico (kWh)	6	7
Storage energia frigorifera (kWth)	-	-
Storage d'idrogeno(kWth)	-	-

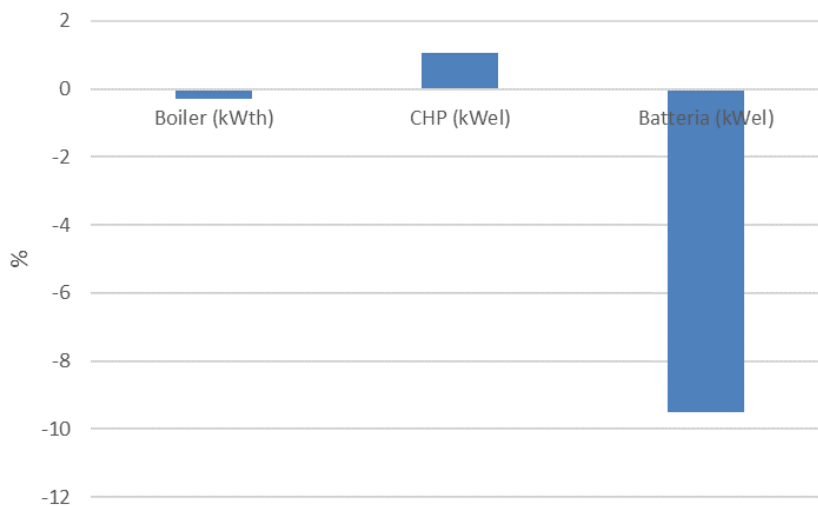


Figura 24 Variazione taglie con veicoli elettrici rispetto allo scenario economico ottimizzato (scenario 2)

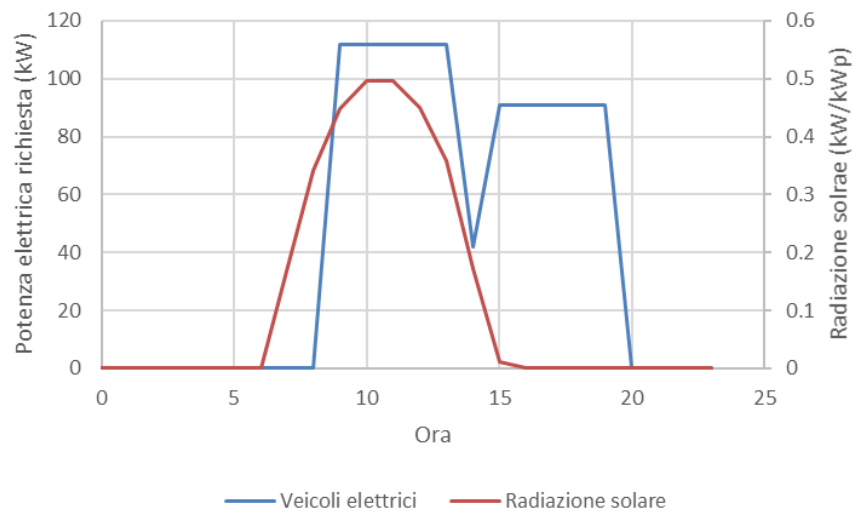


Figura 25 Correlazione carica veicoli elettrici-irraggiamento

2.2 Multi-energy minigrig della città di Osimo

2.2.1 Descrizione Osimo

La città di Osimo si trova nella Regione Marche e, dal punto di vista della rete elettrica, può essere considerata una isola energetica in quanto ha solo un punto di connessione con il resto della rete di trasmissione nazionale attraverso una cabina primaria, evidenziata in rosso in Figura 26, da cui la municipalità preleva tutta l'elettricità necessaria ai propri fabbisogni. Dal punto di vista dell'approvvigionamento del gas, la municipalità è servita da due punti di prelievo della rete di trasmissione nazionale del gas. La gestione energetica della città è affidata ad una multi-energy utility. La minirete di Osimo è caratterizzata da un'elevata percentuale di generazione distribuita (circa 37 MW) così suddivisa: impianto di cogenerazione da 1,2 MW che alimenta una rete di teleriscaldamento; impianti fotovoltaici di varie taglie e dimensioni (>30 MW), biogas (999kW) e mini-idro (>100 kW). La quota di energia rinnovabile sulla domanda reale annua di energia elettrica della minirete comunale è del 20%; se si considera anche l'impianto di cogenerazione, che non è rinnovabile, tale quota sale fino al 25%. Durante i fine settimana e i giorni festivi, la minirete produce più energia elettrica del necessario. Il risultato è che la minigrig funziona in completo autoconsumo per 648 ore all'anno durante le quali l'energia elettrica viene reimmessa al TSO nazionale; nel 2018, la massima potenza di picco prelevata è stata di 38.879 MWe; la potenza massima di picco reimmessa nella rete nazionale è stata di 19,1 MWe; L'energia totale restituita è stata: 3,89 GWh. La minigrig di Osimo dispone inoltre di accumuli energetici: un accumulo di energia termica abbinato a un impianto di cogenerazione; due accumuli elettrici nella rete BT; due stazioni di ricarica per veicoli elettrici.

Le principali reti energetiche coinvolte:

- Elettricità
- Gas naturale
- Teleriscaldamento
- Mobilità elettrica

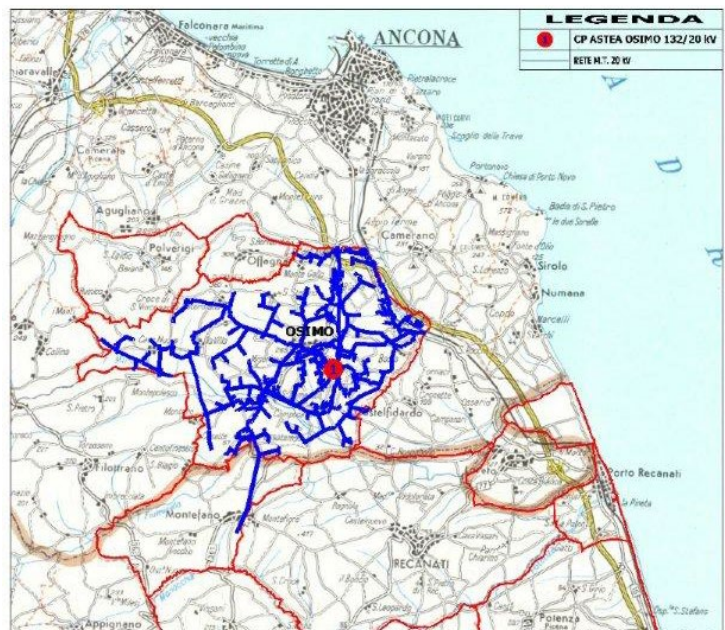


Figura 26 – Minigrig di Osimio

La Figura 27 mostra uno schema funzionale delle reti, dei vettori energetici e degli impianti di conversione energetica presenti nell’isola/comunità energetica.

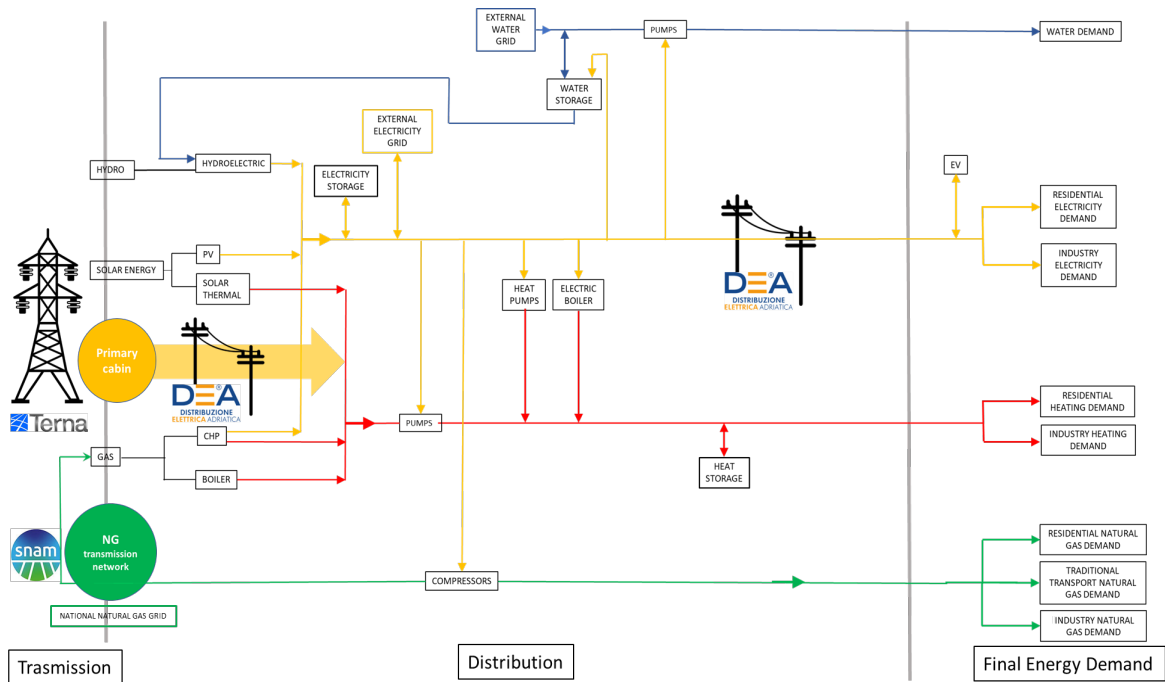


Figura 27 – Schema funzionale delle reti energetiche all’interno della minigrig di Osimio

2.2.2 Consumi energetici della minigrad della città di Osimo: baseline

I dati di consumo energetico della città di Osimo, presi in considerazione per l'analisi di scenario, si riferiscono all'anno 2018. Nell'analisi di scenario, oltre alla domanda di energia elettrica e quella termica, sono stati considerati anche alcuni sistemi installati nella microrete che sono:

- Produzione di energia elettrica da fotovoltaico, pari a 33795 kW;
- Produzione di energia termica ed elettrica dal cogeneratore, pari a 1200 kW_{el} e 1400 kW_{th}, a servizio della rete di teleriscaldamento;
- Produzione di energia termica delle 3 caldaie, di 4500 kW_{th} ciascuna, anch'esse a servizio della rete di teleriscaldamento;

Nello studio non sono state prese in considerazione le produzioni di energia da biogas e da mini-idroelettrico.

Nel 2018, la città di Osimo ha avuto una richiesta di energia elettrica di 155,23 GWh con un picco di domanda reale pari a 43 MW; dal punto di vista della produzione, sono stati prodotti 33,1 GWh dai pannelli fotovoltaici installati dove 4,02 GWh di essi sono stati reimmessi in rete, mentre sono stati generati 6,1 GWh dal cogeneratore. Per soddisfare la domanda elettrica, oltre a far uso della produzione del fotovoltaico ed il cogeneratore, sono stati importati 124 GWh dalla rete nazionale.

La domanda di energia termica annuale della rete di teleriscaldamento è pari a 20.8 GWh con un picco di potenza pari a 9,03 MW, avvenuto nel mese di febbraio. Lo zoccolo della domanda di energia termica della rete di teleriscaldamento è soddisfatto dalla produzione termica del cogeneratore; a questa si aggiunge poi la produzione delle tre caldaie.

La Figura 28 mostra l'andamento annuale della domanda di energia elettrica della minigrad di Osimo; quando la domanda è nulla significa che la generazione distribuita locale è sufficiente a coprire la domanda di elettricità della Comunità Energetica con, addirittura, presenza di *overgeneration* che viene reimmessa nella rete nazionale.

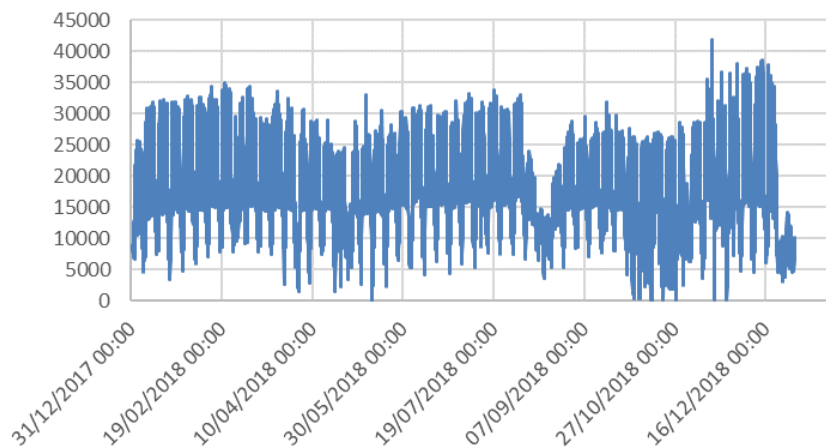


Figura 28 Domanda energia elettrica della minigrad di Osimo (kWh_{el}) 2018

La Figura 29 e la Figura 30 mostrano l'andamento reale della domanda di energia elettrica della minigrad, l'andamento (ricostruito) della produzione degli impianti fotovoltaici ed il prelievo reale dalla rete nazionale. In particolare, la Figura 29 evidenzia il classico profilo di "duck curve" (curva blu) del prelievo dalla rete elettrica nazionale in cui si evidenzia un sostanziale calo della domanda dovuto alla contestuale produzione fotovoltaica all'interno della microrete. La Figura 30, invece, mostra un caso di *overgeneration* nella microrete: nei momenti in cui la domanda di energia è particolarmente bassa (fine settimana o giorni festivi), la produzione fotovoltaica eccede la domanda e parte dell'energia viene reimmessa nella rete nazionale.

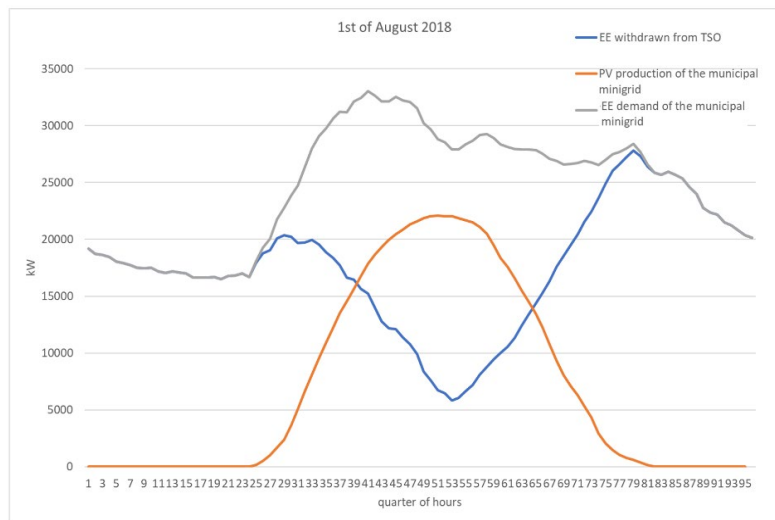


Figura 29 – Profilo giornaliero della minigrid di Osimo in cui si evidenzia il tipico profilo “Duck Curve”

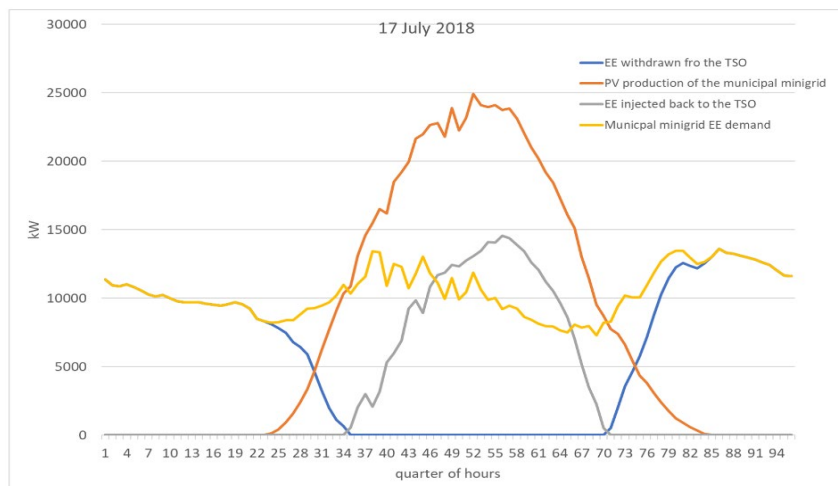


Figura 30 - Profilo giornaliero della minigrid di Osimo in presenza di overgeneration

La Figura 31 mostra l’andamento della domanda di energia termica della rete di teleriscaldamento.

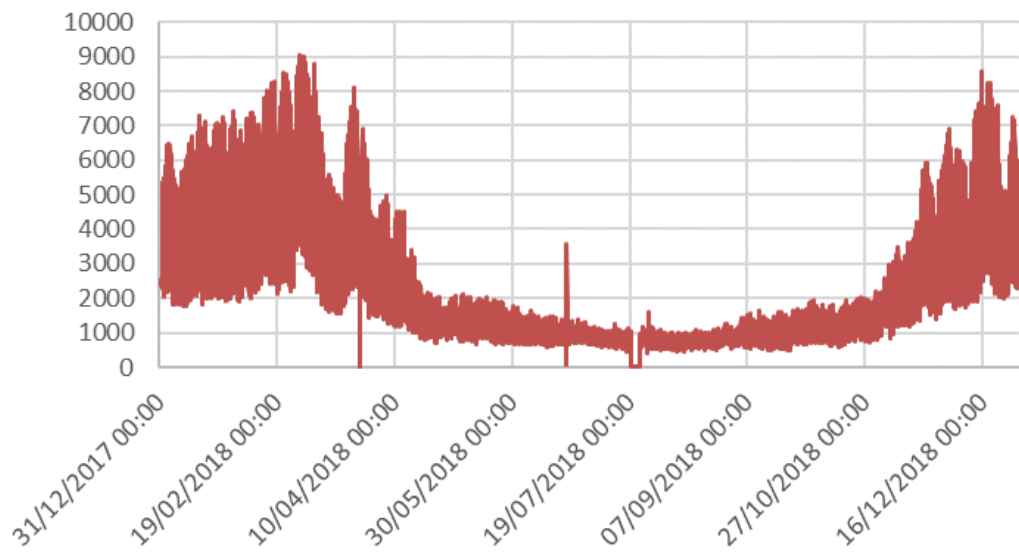


Figura 31 Domanda energia termica della rete di teleriscaldamento della minigrig di Osimo (kWh_{th}) 2018

Infine, la Figura 32 e la Figura 33 mostrano la ripartizione delle tecnologie che soddisfano, rispettivamente, le domande di energia elettrica dell'intera minigrig e quella termica della rete di teleriscaldamento.

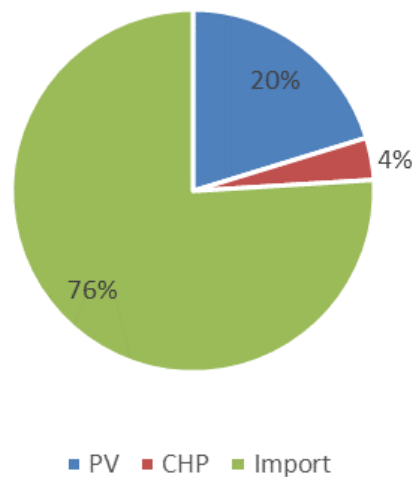


Figura 32 Ripartizione delle tecnologie di approvvigionamento di energia elettrica nella minigrig di Osimo 2018

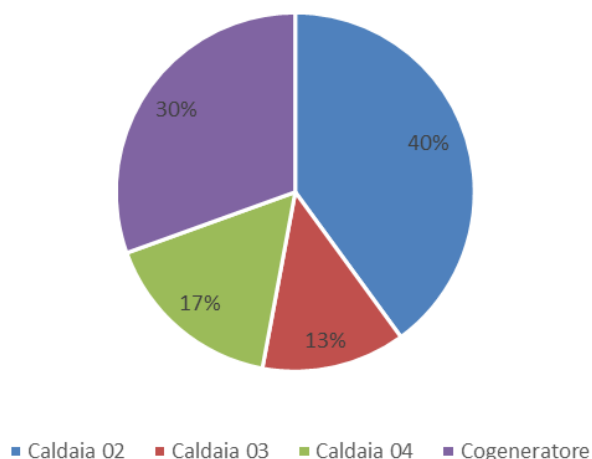


Figura 33 Ripartizione delle tecnologie di approvvigionamento di energia termica nella rete di teleriscaldamento di Osimo 2018

2.2.3 Scenari energetici analizzati

Per il caso della città di Osimo, lo scopo è di valutare, nel medio e lungo termine, possibili scenari di ottimizzazione della microgrid sia dal punto di vista tecnico-economico che dal punto di vista ambientale, sviluppando anche scenari e strategie di decarbonizzazione della comunità energetica.

A tale scopo, partendo dallo scenario base attuale, sono stati analizzati seguenti scenari:

1. Scenario 1: baseline ottimizzato: l'obiettivo di questo scenario è quello di valutare le ottimizzazioni che si possono effettuare, basandosi sulla configurazione esistente di consumi elettrici dell'intera minigrig e termici della sola rete di teleriscaldamento;
2. Scenario 2: penetrazione fotovoltaico: l'obiettivo di questo scenario è quello di valutare, a medio-lungo termine, la capacità del fotovoltaico necessaria a raggiungere maggiori percentuali di penetrazione di fonti rinnovabili all'interno della Comunità energetica.
3. Scenario 3: accumulo termico: l'obiettivo di questo scenario è quello di valutare come l'inserimento di un accumulo termico possa ottimizzare la gestione energetica della rete di teleriscaldamento all'interno della minigrig.

Gli scenari analizzati sono stati concordati con alcuni tecnici della utility locale (ASTEVA).

2.2.4 Scenario 1: Scenario baseline ottimizzato

A parità di potenza installata, la produttività del fotovoltaico dipende esclusivamente dalla radiazione solare, per cui non si ha modo di intervenire sulla sua produzione. Tuttavia, in questo scenario è possibile cambiare la gestione operativa del cogeneratore e delle caldaie, in modo da ottenere l'ottimo, dal punto di vista economico. Quindi le taglie delle tecnologie sono fisse e sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 8 Taglie tecnologie Caso 1 Osimo

Tecnologia	Taglia
FV (kWp)	33795
CHP (kWel)	1200
Boiler 02(kWth)	4546
Boiler 03(kWth)	4546
Boiler 04 (kWth)	4546

Questo scenario rappresenterà poi anche il riferimento per gli scenari successivi. I risultati di tale scenario sono riportati in Tabella 9, in cui si nota che l'ottimizzatore ha fatto le seguenti modifiche:

- aumento delle ore di utilizzo del cogeneratore, laddove possibile, in quanto è una tecnologia che permette di contribuire alla soddisfazione della richiesta sia elettrica che termica;
- diminuzione dell'energia importata dalla rete, dovuta alla maggior produzione dal cogeneratore;
- mancato utilizzo della terza caldaia, in quanto già due caldaie sono sufficienti per le domande di energia termica di picco.

Le stesse informazioni riportate nella Tabella 9 sono anche illustrate graficamente nella Figura 34

Tabella 9 Confronto caso reale ed ottimizzato: Osimo

Tecnologia	Unità di misura	Reale	Ottimizzato
FV	GWh el	33.17	33.17
CHP	GWh el	6.15	8.40
CHP	GWh th	6.35	8.83
Boiler 02	GWh th	8.31	9.46
Boiler 03	GWh th	2.70	0
Boiler 04	GWh th	3.44	3.69
Consumo gas CHP	GWh	16.27	19.88
Consumo gas caldaie	GWh	16.35	13.15
Import energia elettrica	GWh el	124.36	117.59

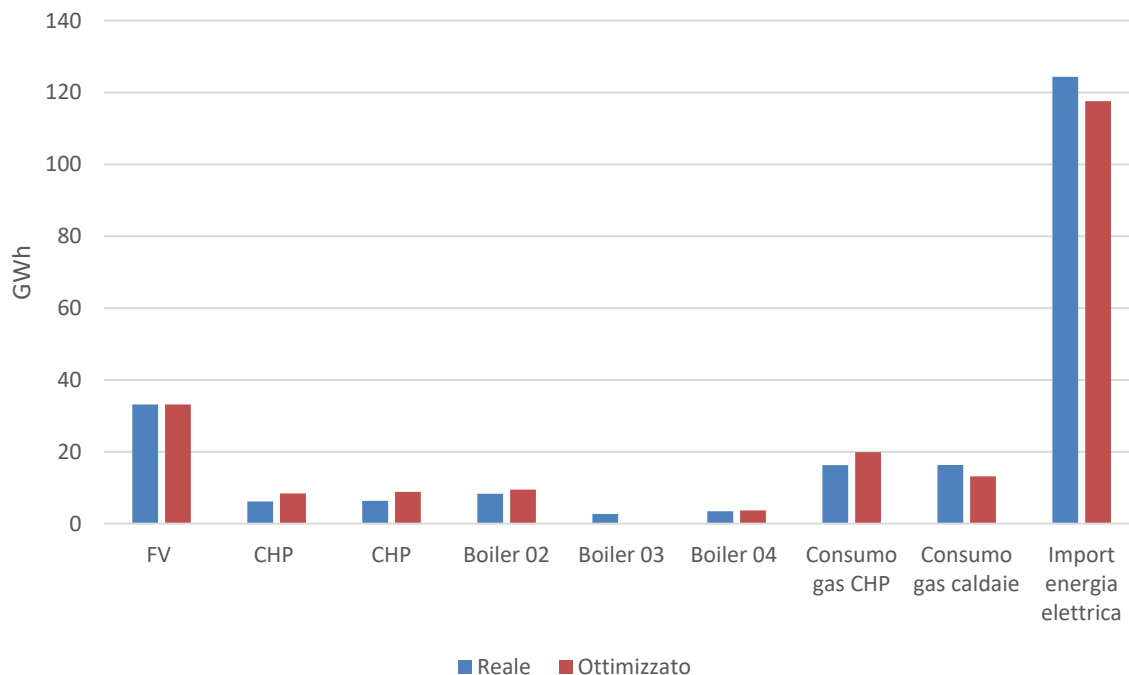


Figura 34 Confronto scenario ottimizzato con baseline

2.2.5 Scenario 2: Penetrazione fotovoltaico

Come discusso precedentemente, con 33795 di kWp di pannelli fotovoltaici installati, si ha una produzione annua di 33,17 GWh e che rappresenta il 20% della domanda di energia elettrica annuale. L'obiettivo di questo scenario è quello di valutare, a medio-lungo termine, la capacità del fotovoltaico necessaria per raggiungere maggiori percentuali (30%, 40%, 50%) di penetrazione delle fonti rinnovabili, che possano contribuire alla copertura della domanda di energia elettrica, contribuendo a decarbonizzare la comunità energetica.

È importante sottolineare che, per via della natura variabile di produzione del fotovoltaico, non tutta l'energia prodotta viene utilizzata in quanto, nel caso di surplus della produzione, la quantità eccessiva viene reimmessa in rete. Non avendo imposto limiti o vincoli di natura tecnica -economica, la metodologia di ottimizzazione non prende in considerazione l'installazione di accumuli di energia.

Sono quindi riportati in Tabella 10xi risultati a diverse percentuali, ed illustrati graficamente nella Figura 35 e la Figura 36.

Tabella 10 Taglie del FV a diverse %

Tecnologia	Unità di misura	Baseline	30%	40%	50%
FV	MWp	33.795	47.44	63.26	79.07
Produzione	GWh el	33.17	46.56	62.09	134.87
Export	GWh el	3.95	9.69	19.61	31.34

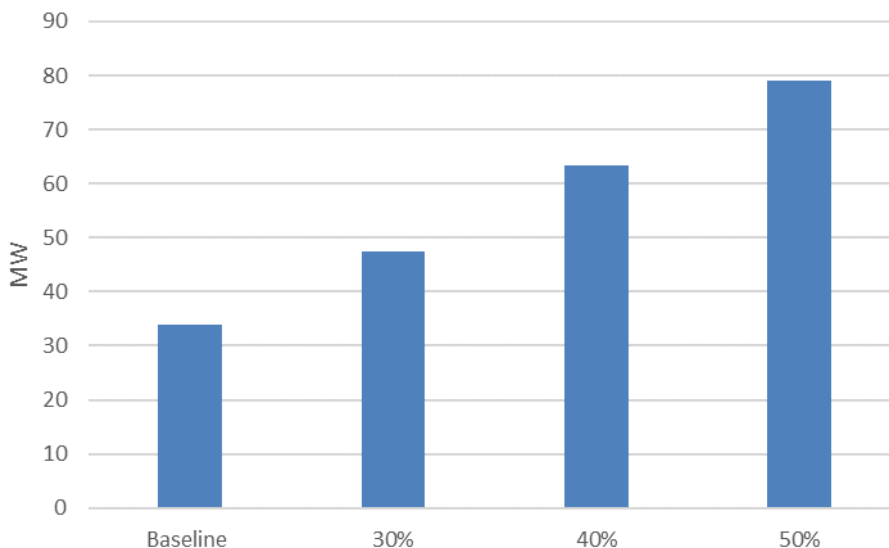


Figura 35 Taglie FV a diverse percentuali di copertura domanda elettrica finale

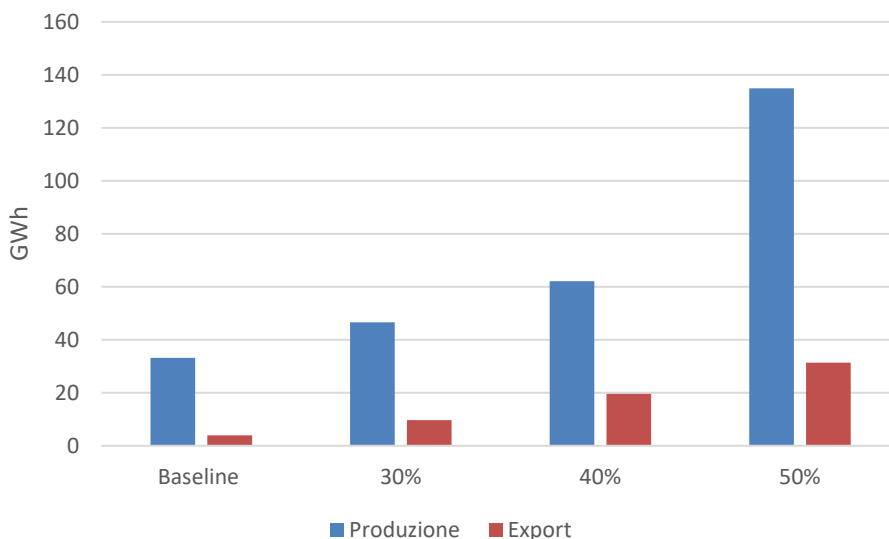


Figura 36 Produzione ed Export energia da FV a diverse percentuali di copertura domanda elettrica finale

2.2.6 Caso 3: Scenario accumulo termico

L'obiettivo di questo scenario è di pianificare l'introduzione di un accumulo termico, mantenendo le tecnologie attualmente installate, in modo da valutare il beneficio di tale tecnologia ed il suo impatto. La potenza e la capacità dell'accumulo, stimata dalla metodologia di pianificazione ottimale, sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 11 Caratteristiche accumulo termico

Tecnologia	Taglia
TES (kW)	2115
TES (kWh)	2786

Come mostrato dai risultati dalla Tabella 12, la presenza di un accumulo termico permette di aumentare la produttività del cogeneratore, e di conseguenza, di diminuire le ore operative delle caldaie. Quindi con un accumulo termico di 2786 kWh, che potrebbe, al caso limite sostituire la produzione del calore del cogeneratore per circa due ore, permette di avere una riduzione dell'import di energia dalla rete elettrica di circa 0,27 GWh.

Tabella 12 risultati scenario con accumulo termico

Tecnologia	Unità di misura	Baseline	Con TES
CHP	GWh th	8.83	9.13
Boiler 02	GWh th	9.46	7.66
Boiler 03	GWh th	0	0
Boiler 04	GWh th	3.69	4.03
TES scarica	GWh	-	0.27
Consumo gas CHP	GWh	19.88	20.56
Consumo gas caldaie	GWh	13.15	12.86
Consumo gas totale	GWh	33.03	33.42
Import energia elettrica	GWh	117.59	117.31

È anche degno di nota che l'inclusione di un accumulo termico comporta, a fine anno, una maggiore efficienza del sistema in quanto permette al cogeneratore di funzionare per un numero maggiore di ore.

3 Conclusioni

Il presente allegato tecnico si riferisce al Piano Triennale di Realizzazione 2019 - 2021, per quanto attiene l'Obiettivo "Tecnologie"; nello specifico, si riferisce al Work package "WP1 - Local Energy District", linea di attività 76 "*Energy Communities: Pianificazione energetico-economica ottimale di medio lungo periodo di "Multi-energy system Energy Community" reali*", del progetto "Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali". Il report tecnico, riporta il lavoro della seconda annualità, cioè l'applicazione in contesti di comunità energetiche reali di una metodologia per il supporto alla pianificazione ottimale di una "Multi - energy system Energy Community" nel medio lungo periodo.

In particolare, la metodologia di pianificazione energetica ottimale di distretti sviluppata nell'annualità precedente è stata applicata a due casi di comunità energetiche locali reali: i) il campus della Facoltà di ingegneria dell'Università Politecnica delle Marche; e ii) la minigrig della città di Osimo.

I due casi studio di comunità energetiche differiscono per dimensione (campus universitario vs. città), destinazione d'uso (universitario vs. residenziale), taglia delle tecnologie (centinaia di kW vs. decine di MW) e per vettori energetici coinvolti (elettricità, energia termica e frigorifera).

Partendo dai dati realmente monitorati, la metodologia è stata applicata a differenti scenari corrispondenti a diverse funzioni obiettivo. In generale, la metodologia ha dimostrato di essere un valido strumento a disposizione dei local energy planner, dei decisori di politica energetica locale o semplicemente di coloro che vorrebbero pianificare comunità energetiche rinnovabile. Tuttavia, il lavoro svolto evidenzia alcuni limiti della metodologia stessa legati sia alla struttura del modello sia alla sua fruibilità da parte di uno stakeholder finale. Dal punto di vista del modello, sarebbe opportuno prevedere: i) la possibilità di proiettare i costi delle tecnologie nel medio-lungo periodo; ii) la possibilità di introdurre la stocasticità delle domande di energia nell'orizzonte di pianificazione. Dal punto di vista della fruibilità invece, risulta essere più appropriato lo sviluppo di un software che possa essere di facile utilizzo per eventuali utenti finali.

4 Appendice

4.1 Parametri economici

Parametri tecnico-economici utilizzati negli scenari di pianificazione presentati in questo allegato tecnico. Per ulteriori informazioni sulla metodologia di pianificazione di medio-lungo termine fare riferimento al Report Tecnico della precedente annualità [1].

Parameter	Unit	Value
grid_pur_cost	€/kWh	0.2
grid_sell_cost	€/kWh	0.06
gas_pur_cost	€/kWh	0.095
interest_rate	pct	0.02
planning_horizon	years	20
blend_maxgas	frac (in weight)	0.15
invcost_PV	€/kWp	1000
lifetime_PV	years	30
maincostfrac_PV	pct	0.02
actual_PV		0.029767
cop_cold_HP	frac	3.5
cop_hot_HP	frac	3
invcost_HP	€/kW	7600
lifetime_HP	years	20
maincostfrac_HP	pct	0.04
actual_HP		0.061157
eleff_ICECHPsmall	frac	0.3
theff_ICECHPsmall	frac	0.5
invcost_ICECHPsmall	€/kWe	1200
lifetime_ICECHPsmall	years	20
maincostfrac_ICECHPsmall	pct	0.04
actual_ICECHPsmall		0.061157
eleff_ICECHPmed	frac	0.38
theff_ICECHPmed	frac	0.42
invcost_ICECHPmed	€/kWe	1500
lifetime_ICECHPmed	years	20
maincostfrac_ICECHPmed	pct	0.04
actual_ICECHPmed		0.061157
eleff_ICECHPlarge	frac	0.38
theff_ICECHPlarge	frac	0.42
invcost_ICECHPlarge	€/kWe	800
lifetime_ICECHPlarge	years	20
maincostfrac_ICECHPlarge	pct	0.04
actual_ICECHPlarge		0.061157
theff_boiler	frac	0.88
invcost_boiler	€/kW	30
lifetime_boiler	years	20
maincostfrac_boiler	pct	0.02
actual_boiler		0.061157
eff1way_BESS	frac	0.95

minSOC_BEES	frac	0.2
hloss_BEES	frac	0.01
invcost_BEES	€/kWh	800
lifetime_BEES	years	15
maincostfrac_BEES	pct	0.02
actual_BEES		0.103767
COP_ECsmall	frac	3.5
invcost_ECsmall	€/kWc	150
lifetime_ECsmall	years	25
maincostfrac_ECsmall	frac	0.04
actual_ECsmall		0.040976
COP_EClarge	frac	6.5
invcost_EClarge	€/kWc	120
lifetime_EClarge	years	25
maincostfrac_EClarge	frac	0.04
actual_EClarge		0.040976
COP_ACsmall	frac	1.05
invcost_ACsmall	€/kWc	560
lifetime_ACsmall	years	25
maincostfrac_ACsmall	frac	0.04
actual_ACsmall		0.040976
COP_AClarge	frac	1.2
invcost_AClarge	€/kWc	300
lifetime_AClarge	years	25
maincostfrac_AClarge	frac	0.04
actual_AClarge		0.040976
eleff_EZ	kgH2/kWe	0.016667
invcost_EZ	€/kWe	1000
lifetime_EZ	years	10
maincostfrac_EZ	frac	0.02
actual_EZ		0.222653
eleff_FC	kWhe/kgH2	25
theff_FC	kWth/kgH2	15
invcost_FC	€/kWe	2500
lifetime_FC	years	20
maincostfrac_FC	frac	0.02
actual_FC		0.061157
eff1way_CTES	frac	0.95
minSOC_CTES	frac	0.2
hloss_CTES	frac	0.01
invcost_CTES	€/kWh	100
lifetime_CTES	years	30
maincostfrac_CTES	pct	0.02
actual_CTES		0.029767
eff1way_HTES	frac	0.95
minSOC_HTES	frac	0.2
hloss_HTES	frac	0.01

invcost_HTES	€/kWh	100
lifetime_HTES	years	30
maincostfrac_HTES	pct	0.02
actual_HTES		0.029767
eff1way_H2TANK	frac	0.99
minSOC_H2TANK	frac	0.05
hloss_H2TANK	frac	0
lifetime_H2TANK	years	20
invcost_H2TANK	€/kg	100
maincostfrac_H2TANK	frac	0.05
actual_H2TANK		0.061157
invcost_DHN	€/m	1000
maincostfrac_DHN	frac	0.02
lifetime_DHN	years	20
actual_DHN		0.061157
invcost_DCN	€/m	1000
maincostfrac_DCN	frac	0.02
lifetime_DCN	years	20
actual_DCN		0.061157
invcost_DEN	€/kW*m	1
maincostfrac_DEN	frac	0.02
lifetime_DEN	years	40
actual_DEN		0.018278

4.2 Figure delle analisi annuali

In questa sezione dell'appendice, sono riportate tutte le figure, che illustrano i risultati annuali dei diversi scenari, e per via della mole dei dati, non erano possibili inserirli nel testo con una risoluzione apprezzabile.

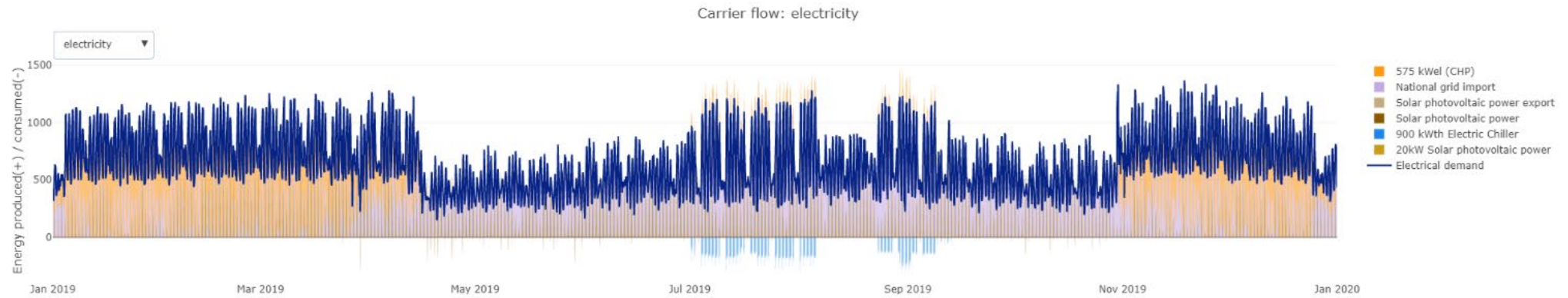


Figura 37 Appendice-bilancio energetico elettricità Scenario 1 campus

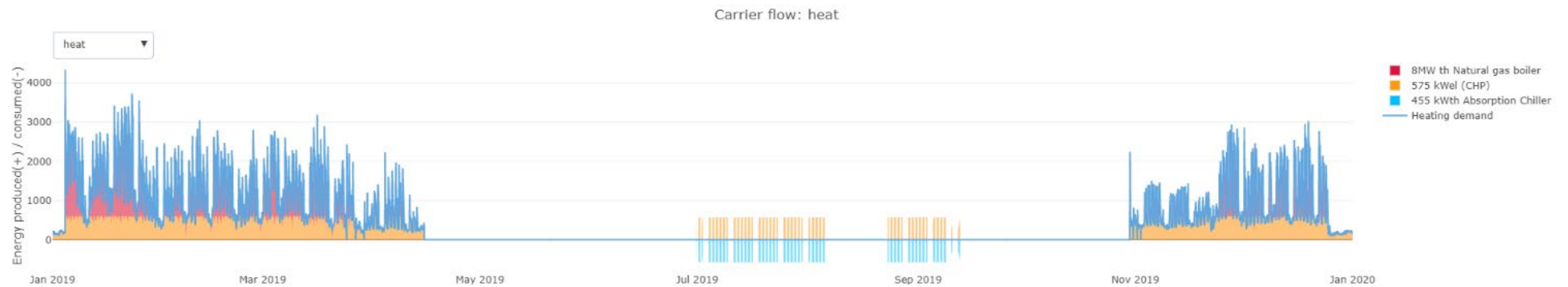


Figura 38 Appendice-andamento della domanda di energia termica del campus nell'intero anno (Scenario 1)

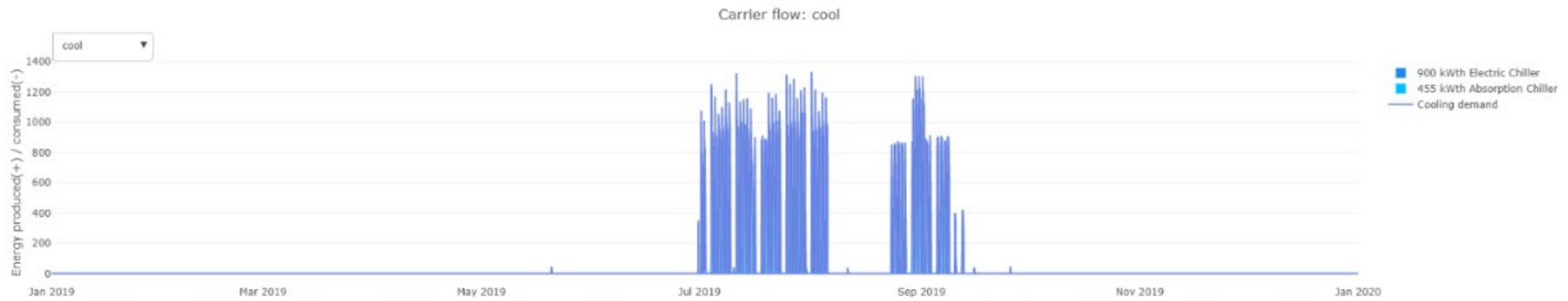


Figura 39 Appendice-bilancio energetico frigorifero campus Scenario 1

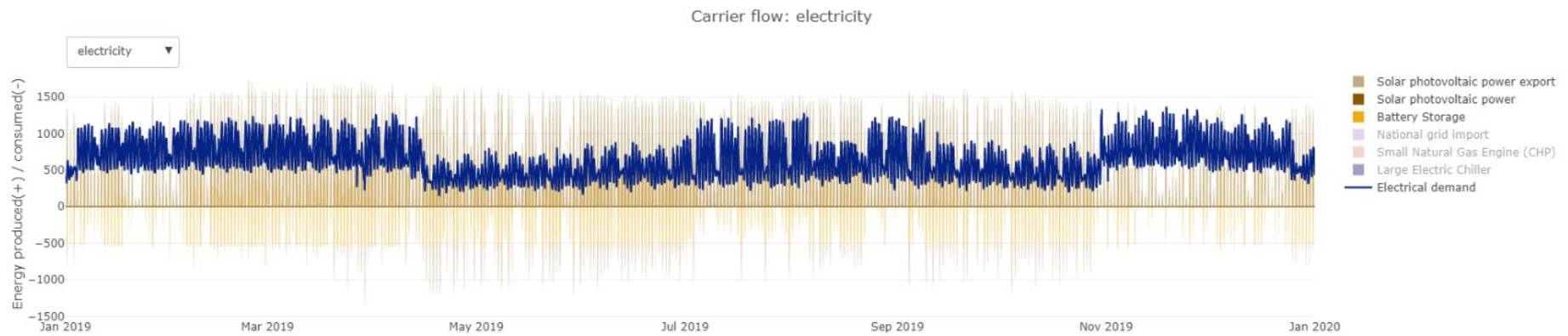


Figura 40 appendice-Bilancio energetico elettricità campus Scenario 2

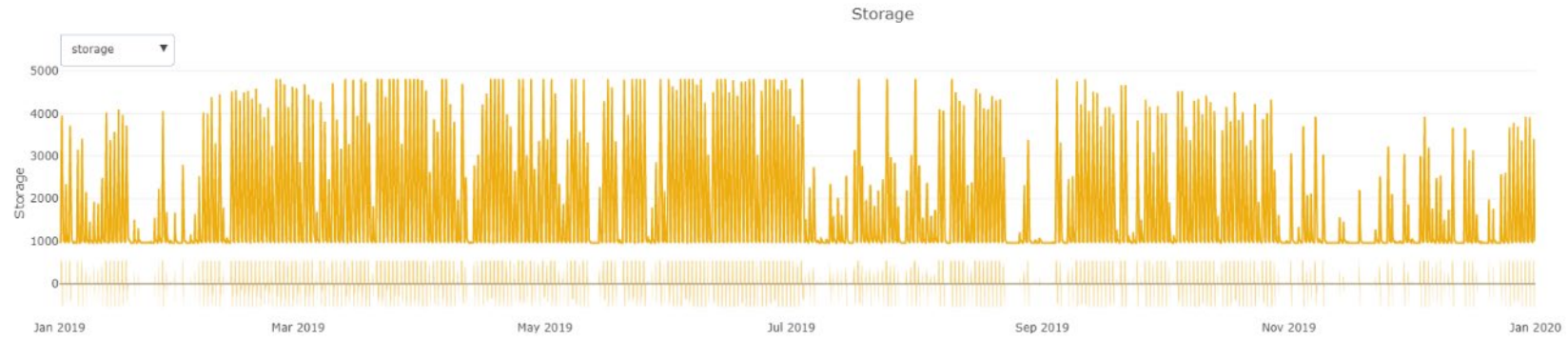


Figura 41 Appendice-state of Charge (SOC) batteria campus Scenario 2

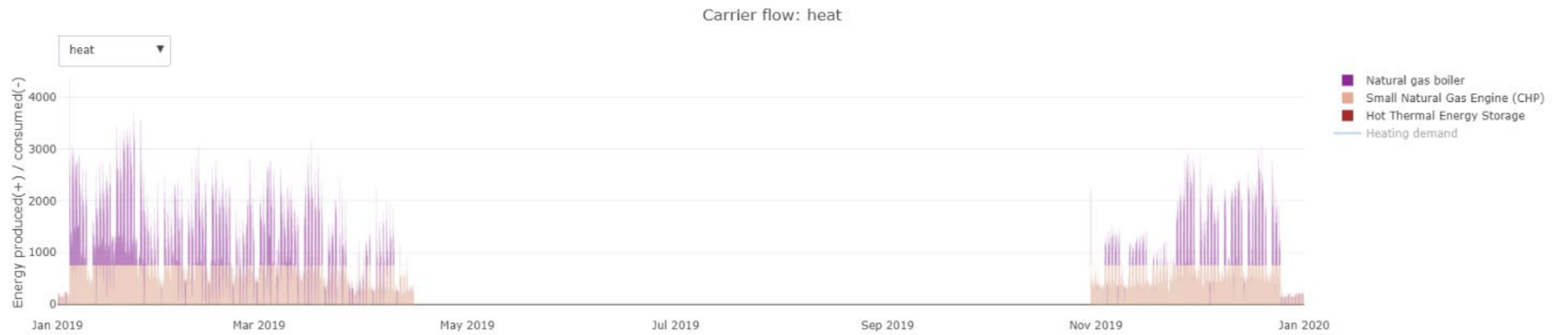


Figura 42 Appendice- bilanciamento energia termica campus Scenario 2



Figura 43 Appendice-SOC dell'accumulo termico campus ScENARIO 2

5 Riferimenti bibliografici

1. G.Comodi, A.Bartolini, L.Jin, L.Ciabattoni, L.Pelagalli, F.Caresana. SVILUPPO DI UNA METODOLOGIA PER LA PIANIFICAZIONE ENERGETICO-ECONOMICA OTTIMALE DI UNA “MULTI-ENERGY SYSTEM ENERGY COMMUNITY” NEL MEDIO LUNGO PERIODO) Aprile 2021, Report Ricerca di Sistema Elettrico Report RdS/PTR2020/037

6 Abbreviazioni ed acronimi

Acronimo	Descrizione
CHP	Cogeneratore
CTES	Cold Thermal Energy Storage
HTES	Hot Thermal Energy Storage
PV	Fotovoltaico
HP	Heat Pumps /pompe di calore
FC	Fuel Cell
EZ	Elettrolizzatore
AC	Chiller ad assorbimento
EC	Chiller elettrici
DEN	Rete di trasporto elettricità del distretto
DCN	Rete di tele raffreddamento del distretto
DHN	Rete di tele riscaldamento del distretto

7 Curriculum scientifico del gruppo di lavoro impegnato nell'attività

7.1 Gabriele Comodi

Gabriele Comodi è professore Associato di "Sistemi per l'energia e l'ambiente" presso l'Università Politecnica delle Marche. E' delegato per il Rettore presso il Cluster Tecnologico Nazionale Energia (CTNE) e presso l'EERA, European Energy Research Alliance (JP "Smart cities"). E' membro della Task Force "Local Energy Communities" della H2020 - BRIDGE INITIATIVE. E' stato visiting research fellows dell'Energy research Institute alla Nanyang Technological University di Singapore, con cui ancora collabora. I principali interessi di ricerca riguardano i sistemi di generazione e poligenerazione distribuita, i sistemi energetici per l'accumulo di energia (elettrica, termica, P2G) e la pianificazione ottimale di distretti con più vettori energetici. A livello internazionale, il Prof. Gabriele Comodi partecipa in 3 progetti H2020 (INTERRFACE, MUSE GRIDS e eNEURON) in qualità di WP e/o demo leader. E' responsabile di unità per UnivPM nel PON ComESto. Ha anche maturato esperienze in 2 progetti ERASMUS+, the Crux e ASIAXIS (di cui è anche coordinatore). E' autore di numerosi lavori pubblicati su riviste internazionali con peer-review.

Researcher unique identifier(s): ORCID: 0000-0003-4606-5283; ResearcherID: A-2990-2012

7.2 Lingkang Jin

Nato il 13/09/1995 ad Anhui in Cina, trasferito in Italia dal 2005.

Nel 2014 ha conseguito la maturità con la votazione di 100/100 ottenendo due premi per le eccellenze scolastiche, rispettivamente "In Studiis Laus" rilasciato dal Rotary Club di Senigallia e "Premio Due Valli" dell'organizzazione GIO. Nel 2017 ha conseguito la laurea triennale in Ingegneria Meccanica presso Università Politecnica delle Marche con la votazione del 106/110 discutendo la tesi dal titolo "Sensitivity analysis of a blind processing method for continuous scanning laser Doppler vibrometry", relatore Prof Paolo Castellini. Ha fatto parte della squadra corse dell'Università Politecnica delle Marche, "Polimarche Racing Team" dal 2017-2019 come ruolo dell'ingegnere aerodinamico. Nel 2019 ha conseguito la laurea magistrale in Ingegneria Meccanica curriculum termotecnico presso Università Politecnica delle Marche con la votazione del 110/110 e lode discutendo la tesi dal titolo "Feasibility study and preliminary design of an offshore wind farm in the Mediterranean Sea: Wind resource assessment", relatore Prof. Renato Ricci. Nella sessione di novembre 2019 ha conseguito l'abilitazione alla professione di ingegnere. Dal 1° novembre 2020 è dottorando del XXXVI ciclo nel settore SSD ING-IND/09 presso Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche (DIISM) dell'Università Politecnica delle Marche sotto la supervisione del Prof. Gabriele Comodi.

Researcher unique identifier(s): ORCID: 0000-0002-2993-6844

7.3 Mosè Rossi

Il dott. Mosè Rossi è nato il 14 novembre 1990 a Fabriano (AN). Nel 2012 ha conseguito la laurea triennale in ingegneria meccanica presso la facoltà d'ingegneria dell'università politecnica delle marche (univpm) discutendo una tesi dal titolo "analisi della convenienza tecnico-economica delle tecnologie di cogenerazione in europa in funzione del costo dell'energia elettrica e del gas naturale". Nel 2014 ha conseguito la laurea magistrale in ingegneria meccanica presso la facoltà d'ingegneria dell'università politecnica delle marche (univpm) discutendo una tesi dal titolo "studio di fattibilità di un sistema di recupero del gas di torcia installato in una raffineria". Ha frequentato il corso di dottorato di ricerca in "sustainable energy and technologies" presso la facoltà di scienze e tecnologie della libera università di Bolzano conseguendo il titolo di dottore di ricerca nel 2019 difendendo la tesi di dottorato su "pumps-as-turbines (pats): methodologies used for forecasting the performance and investigation on the internal fluid behaviour". Dall' 11/2018 al 10/2020 è stato titolare di un assegno di ricerca biennale, SSD ING-IND/08, presso la Facoltà di Scienze e Tecnologie della Libera Università di Bolzano, dove si è occupato principalmente dello studio (simulazioni numeriche CFD e test sperimentali in laboratorio) di macchine idrauliche per il mini-idroelettrico.

Dall'11/2020 ad ora è titolare di un assegno di ricerca annuale, SSD ING-IND/09, presso il Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche (DIISM) dell'Università Politecnica delle Marche (UNIVPM). Il principale argomento di ricerca trattato è lo studio del recupero del potenziale freddo durante la fase di rigassificazione del Gas Naturale Liquid (GNL). Parallelamente, si sta anche occupando di generazione, stoccaggio ed utilizzo dell'idrogeno e/o dell'ammoniaca, con particolare attenzione al revamping degli impianti di produzione di quest'ultima.

Researcher unique identifier(s): ORCID: 0000-0002-2926-7580

7.4 Danilo Salvi

Danilo Salvi, classe 1961, è laureato in ingegneria meccanica con la votazione di 110/110 e lode con la tesi dal titolo "Studio Sperimentale e Simulazione al Computer di un Sistema di Protezione Catodica di una Struttura off-Shore". Attualmente è dirigente dell'area ricerca e sviluppo presso l'ASTEA spa con sede a Osimo, in particolare opera nelle sezioni "tecnologie e processi innovativi", "Progetti di ricerca, efficientamento energetico, progettazione cartografia e progetti di ricerca" ed ha il ruolo di procuratore delegato in materia di incentivi/finanziamenti ed in materia di salute e sicurezza sul lavoro. È anche funzionario tecnico laureato a tempo determinato presso l'Università Politecnica delle Marche. È referente per ASTEA nei progetti Europei H2020: MUSE-GRIDS, INTRERRFACE, OMEGA-X. E' autore di oltre 20 pubblicazioni tra riviste e conferenze nazionali ed internazionali.

7.5 Flavio Caresana

Flavio Caresana è professore Associato di "Sistemi per l'energia e l'ambiente" presso l'Università Politecnica delle Marche. I principali temi di ricerca riguardano prevalentemente argomenti relativi a motori a combustione interna e in generale i sistemi per l'energia e l'ambiente. Si è occupato di analisi tecnico-economica di impianti cogenerativi, in particolare nell'ambito della micro-cogenerazione, e di recupero energetico con sistemi ORC. Nell'ambito dei motori a combustione interna ha affrontato in dettaglio sperimentale problematiche relative a impianti di iniezione sia per motori ad accensione comandata che ad accensione per compressione. Per i primi ha in particolare sviluppato sistemi di iniezione diretta per motori a due tempi a benzina, per i secondi si occupato degli effetti sulle prestazioni e sulle emissioni dell'utilizzo di miscele gasolio-biodiesel in motori Diesel. E' autore di numerosi lavori pubblicati su riviste internazionali con peer-review.

Researcher unique identifier(s): ORCID: 0000-0003-0414-6819

7.6 Leonardo Pelagalli

Leonardo Pelagalli è professore Associato di "Sistemi per l'energia e l'ambiente" presso l'Università Politecnica delle Marche. La sua attività di ricerca riguarda:

- l'impiego di fonti di energia come il calore di scarto proveniente da lavorazioni industriali, in applicazioni di piccole e medie potenze, i sistemi convenzionali, come i cicli a vapore, e soluzioni alternative come i cicli Rankine organici
- analisi di sistema ibridi con microturbine a gas (MGT) e impianti fotovoltaici (PV)
- Pump-As-Turbine (PAT) come soluzione intelligente per produrre energia in modo sostenibile su piccola scala, ad esempio attraverso il suo sfruttamento nelle classiche reti di distribuzione dell'acqua (WDN).

E' autore di numerosi lavori pubblicati su riviste internazionali con peer-review.