



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo di un tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi- vettore in assetto Local Energy Community: applicazione a casi reali

Stefano Bracco, Federico Delfino, Giorgio Piazza

SVILUPPO DI UN TOOL DI OTTIMIZZAZIONE PER LA PROGETTAZIONE DI HUB ENERGETICI MULTI-VETTORE IN ASSETTO LOCAL ENERGY COMMUNITY: APPLICAZIONE A CASI REALI

Stefano Bracco, Federico Delfino, Giorgio Piazza
Università degli Studi di Genova

Febbraio 2022

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III annualità

Obiettivo: Tecnologie

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

Work package: Local Energy District

Linea di attività: Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore

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 modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community e relativa applicazione a casi reali"*

Responsabile scientifico ENEA: Dott.ssa Ing. Marialaura Di Somma

Responsabile scientifico Università degli Studi di Genova: Prof. Ing. Stefano Bracco

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	6
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE.....	8
3 MODELLO MATEMATICO.....	10
3.1 DESCRIZIONE SISTEMA ENERGETICO.....	10
3.2 TECNOLOGIE.....	12
3.2.1 Impianti a fonte rinnovabile.....	13
3.2.1.1 Fotovoltaico.....	13
3.2.1.2 Solare termico.....	13
3.2.2 Impianti di cogenerazione.....	13
3.2.2.1 Microturbine a gas.....	13
3.2.2.2 Motori a combustione interna a gas.....	14
3.2.3 Impianti di conversione secondaria.....	15
3.2.3.1 Pompe di calore.....	15
3.2.3.2 Chiller ad assorbimento.....	16
3.2.4 Sistemi di accumulo.....	16
3.2.4.1 Accumulo elettrico.....	16
3.2.4.2 Accumulo termico di acqua tecnica.....	16
3.2.4.3 Bollitore.....	17
3.2.5 Infrastrutture di ricarica e veicoli elettrici.....	17
3.2.6 Rete di distribuzione elettrica e rete di teleriscaldamento.....	18
3.2.7 Sistema complessivo.....	20
3.3 FUNZIONI OBIETTIVO.....	21
3.3.1 Funzione obiettivo economica: minimizzazione dei costi totali.....	22
3.3.2 Funzione obiettivo ambientale: minimizzazione delle emissioni di CO ₂	23
3.3.3 Funzione obiettivo mista: minimizzazione dei costi totali comprensivi dei costi ambientali.....	23
3.3.4 Ottimizzazione multi-obiettivo.....	24
4 DESCRIZIONE DEL CASO DI STUDIO.....	25
5 APPLICAZIONE 1: COMUNITÀ ENERGETICA LOCALE (VIRTUALE).....	30
5.1 SCENARIO DI OTTIMIZZAZIONE PER SINGOLO EDIFICIO.....	30
5.2 SCENARIO DI OTTIMIZZAZIONE PER LEC VIRTUALE.....	34
5.2.1 Caso 1: Prezzi gennaio 2022.....	35
5.2.2 Caso 2: Prezzi ante luglio 2021.....	37
6 APPLICAZIONE 2: COMUNITÀ ENERGETICA LOCALE FISICA.....	39
6.1 SCENARI DI OTTIMIZZAZIONE PER LEC FISICA.....	39
6.1.1 Caso 1: LEC fisica con funzione obiettivo puramente economica.....	40
6.1.2 Caso 2: LEC fisica con funzione obiettivo mista economico-ambientale.....	48
7 CONCLUSIONI.....	51
8 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	53
CURRICULA SCIENTIFICI DEGLI AUTORI.....	55

Sommario

Il presente elaborato riporta la descrizione dell'attività di ricerca svolta dall'Università degli Studi di Genova nell'ambito della terza annualità dell'accordo di collaborazione con ENEA dal titolo: "Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community e relativa applicazione a casi reali". L'accordo di collaborazione si inserisce nell'ambito del Progetto 1.7 "Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali" previsto dal Piano Triennale di Realizzazione (PTR) 2019-2021 predisposto da ENEA.

L'elaborato descrive il modello matematico di ottimizzazione di tipo lineare misto intero (MILP – Mixed Integer Linear Programming) che è stato sviluppato ampliando il modello illustrato nel report "Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore" [1] relativo all'attività svolta durante la seconda annualità dell'accordo. In particolare, è stato definito ed implementato in ambiente MATLAB/YALMIP un modello di calcolo per il dimensionamento ottimo di infrastrutture energetiche complesse a servizio di utenze del settore civile (residenziale o del terziario) o industriale organizzate in "comunità energetica". Le diverse utenze, caratterizzate da un fabbisogno elettrico e termico (di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria) sono asservite da "hub energetici multi-vettore" dotati di unità di generazione elettrica e termica ed infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici. Gli hub energetici presi in esame, ciascuno dei quali accoppiato ad uno o più utenze (corrispondenti a edifici residenziali, del terziario o industriali) hanno la possibilità di scambiare energia elettrica con la rete di distribuzione ed approvvigionarsi di gas naturale dalla rete nazionale per alimentare le unità di generazione a combustibile fossile. Inoltre, si prende anche in considerazione la possibilità per gli hub di scambiarsi energia elettrica, in modalità "virtuale" (applicando il concetto di energia condivisa introdotto dalla recente legislazione in ambito di comunità energetiche) o "fisica" (attraverso una rete elettrica dedicata), e termica (attraverso una rete di teleriscaldamento distribuita). Le tecnologie energetiche considerate nel modello si possono così classificare: *impianti alimentati a fonte rinnovabile* (fotovoltaico e solare termico), *impianti cogenerativi ad alto rendimento* (microturbine e motori a combustione interna a gas), *impianti di conversione secondaria* (pompe di calore e chiller ad assorbimento), *sistemi di accumulo elettrico e termico*. Si considerano anche *colonnine di ricarica "slow" e "quick" in corrente alternata* e *colonnine "vehicle-to-grid" (V2G) in corrente continua per la ricarica dei veicoli "full electric" di proprietà degli utenti che risiedono o lavorano all'interno degli edifici asserviti dagli hub energetici multi-vettore*.

Il modello di calcolo sviluppato determina il migliore insieme di tecnologie da installare nei diversi hub presi in esame al fine di minimizzare una funzione obiettivo che può includere sia aspetti economici (costi di acquisto e installazione, anche detti *Capex*, e costi operativi di gestione delle infrastrutture, chiamati *Opex*), che ambientali (emissioni di anidride carbonica). Il modello è particolarmente flessibile in quanto permette di analizzare diversi possibili scenari: hub indipendenti, hub membri di una comunità energetica e quindi in grado di condividere energia elettrica prodotta localmente, hub interconnessi da una rete elettrica e da una rete termica. Le soluzioni ottime individuate dal modello di ottimizzazione per i diversi scenari esaminati possono essere confrontate, sia dal punto di vista economico che energetico-ambientale, con una soluzione più tradizionale (identificata come scenario *AS-IS*) in cui le utenze dei diversi hub vengono unicamente approvvigionate con energia elettrica prelevata dalla rete nazionale, energia termica prodotta da caldaie a gas ed energia di raffrescamento garantita da pompe di calore aria/acqua alimentate con l'energia elettrica prelevata dalla rete nazionale.

Il modello di calcolo è stato applicato ad alcuni poli dell'Università degli Studi di Genova, caratterizzati da edifici a grande volumetria adibiti ad uffici, aule e laboratori. Nel presente report si è preso in esame il caso studio rappresentato dal polo della Scuola Politecnica localizzato in via Opera Pia nel quartiere genovese di Albaro. Alcuni possibili scenari vengono presi in considerazione per effettuare la progettazione ottima delle tecnologie e delle infrastrutture termiche ed elettriche da installare nel suddetto polo.

Dopo una breve introduzione (Capitolo 1) e una sintetica descrizione delle attività svolte durante la corrente annualità dell'accordo di collaborazione (Capitolo 2), il presente elaborato riporta nel Capitolo 3 una descrizione del modello di ottimizzazione focalizzando però l'attenzione unicamente sulle parti che sono state modificate o aggiunte ex novo alla precedente versione del modello, già dettagliatamente descritta nel

report della precedente annualità [1]. In particolare, in tale capitolo si pone l'accento sulla modellizzazione dell'interazione elettrica e termica tra i diversi hub, nell'ottica dell'applicazione del concetto di comunità energetica. Nel Capitolo 4 viene illustrato il caso studio, fornendo una descrizione degli edifici in termini di fabbisogni energetici e riportando la quantificazione dei costi energetici e delle emissioni nello scenario AS-IS. Il Capitolo 5 e il Capitolo 6 mostrano i principali risultati dell'analisi svolta, rispettivamente con riferimento al caso di "comunità energetica virtuale" e "comunità energetica fisica". Infine, nel Capitolo 7 si traggono le principali conclusioni dello studio e vengono esposti alcuni spunti di riflessione.

1 Introduzione

Il presente studio, svolto dall'Università degli Studi di Genova nell'ambito della terza annualità dell'accordo di collaborazione con ENEA dal titolo "Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community e relativa applicazione a casi reali", si colloca nel filone di ricerca della progettazione e gestione ottima di sistemi energetici poligenerativi in assetto di comunità energetica locale (LEC). Si tratta sicuramente di una tematica molto ampia, trattata in letteratura da diversi punti di vista, dal momento che tali sistemi poligenerativi possono essere studiati andando a focalizzare l'attenzione su aspetti economici, ambientali, tecnico-ingegneristici, controllistici e addirittura sociologici, dal momento che gli utenti finali che beneficiano dei servizi offerti da tali hub sono proprio le persone che abitano o lavorano all'interno della comunità energetica [2-13].

Il concetto di comunità energetica locale è strettamente connesso con i termini "generazione distribuita" e "microreti" [11, 12, 14-17]. Troviamo infatti all'interno di una comunità energetica impianti di produzione di energia elettrica e termica basati sull'impianto di tecnologie di generazione distribuita che sfruttano, principalmente, fonti energetiche rinnovabili (sole, vento, acqua, biomassa) o combustibili fossili in modo efficiente (sistemi di cogenerazione e trigenerazione ad alta efficienza) [3-5, 18-20]. I servizi energetici erogati, essenzialmente energia elettrica e termica, vengono distribuiti avvalendosi di reti elettriche e reti di distribuzione del calore, queste ultime anche chiamate reti di teleriscaldamento. Spesso tali sistemi energetici complessi si strutturano in forma di microrete poligenerativa, a servizio di un complesso urbano residenziale o dei settori civile e industriale, o anche di nanorete nel caso si faccia riferimento tipicamente ad un edificio dotato di sistemi di produzione e consumo intelligentemente interconnessi. All'interno dei sistemi summenzionati non occorre dimenticare il ruolo svolto dai sistemi di accumulo, sia termico che elettrico, dai carichi flessibili e dalle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici [21-25]. Proprio queste ultime tecnologie stanno assumendo sempre più importanza nell'attuale scenario energetico caratterizzato da un crescente livello di elettrificazione anche nel settore dei trasporti. Il corretto dimensionamento e la collocazione ottimale di stazioni di ricarica dei veicoli elettrici devono essere effettuati considerando anche l'interazione di tali infrastrutture con il sistema elettrico complessivo, costituito da impianti di generazione, carichi e reti [22-25]. Così come nel caso dell'integrazione dei sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile nelle reti elettriche, anche per le infrastrutture per la mobilità elettrica occorre infatti definire opportune strategie di pianificazione e gestione volte a non sovraccaricare le reti elettriche ma semmai a offrire servizi di flessibilità. Si comprende quindi come il settore elettrico, quello termico ed infine quello dei trasporti siano sempre più interconnessi tra loro e debbano essere progettati e gestiti in modo organico e coordinato. Tutte queste considerazioni, di carattere prettamente tecnico, devono essere sempre accompagnate da valutazioni di tipo economico-ambientale. Uno degli obiettivi fondamentali della diffusione della generazione distribuita resta infatti il contenimento delle emissioni inquinanti e il risparmio dei consumi di energia primaria a beneficio della riduzione dei costi di approvvigionamento energetico per gli utenti finali. Forme di aggregazione in comunità energetica vengono infatti, come verrà illustrato nel presente elaborato, oggi incentivate al fine di remunerare i meccanismi di condivisione dell'energia localmente prodotta, con la speranza di allargare sempre più la platea di soggetti interessati a farne parte.

Nello specifico, durante la presente attività di ricerca, è stato sviluppato un tool di ottimizzazione implementato in ambiente MATLAB/YALMIP, per la progettazione e gestione ottimale di hub energetici multi-vettore organizzati in forma di comunità energetica virtuale o fisica. Il modello di calcolo sviluppato permette di definire il set ottimale di tecnologie (impianti di generazione elettrica e termica, sistemi di accumulo elettrici e termici, infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, reti elettriche e di teleriscaldamento) da installare all'interno della comunità energetica con l'obiettivo di soddisfare i fabbisogni energetici degli utenti finali minimizzando i costi totali e/o le emissioni. I principali dati di ingresso del modello di calcolo sono: i profili giornalieri di carico (elettrico, termico di riscaldamento e raffrescamento, fabbisogno di acqua calda sanitaria) e la domanda di trasporto di veicoli elettrici delle utenze associate ai diversi hub, i dati di targa e le mappe di funzionamento ai carichi parziali degli impianti di generazione elettrica e termica, le caratteristiche tecniche dei veicoli elettrici e delle colonnine di ricarica, nonché i principali parametri

economici (prezzi di acquisto dei vettori energetici, costi unitari di acquisto, installazione e manutenzione delle diverse tecnologie).

Come caso di studio, si è deciso di applicare il modello di ottimizzazione sviluppato al polo universitario dell'Ateneo genovese localizzato in via all'Opera Pia nel quartiere di Albaro a Genova ospitante aule, uffici, laboratori, biblioteche e servizi vari della Scuola Politecnica. Tale polo è costituito da una serie di edifici a grande volumetria, oggi approvvigionati dal punto di vista energetico con elettricità acquistata dalla rete nazionale e gas naturale prelevato dalla rete di distribuzione cittadina per alimentare alcune vecchie caldaie ad acqua calda. I diversi edifici sono stati raggruppati in hub e il modello di ottimizzazione è stato utilizzato per determinare l'insieme delle tecnologie da installare all'interno di ogni hub, nonché per definire e gestire le interconnessioni virtuali o fisiche tra i diversi hub. Il presente elaborato riporta diversi scenari di studio, che si differenziano per il set di tecnologie e domande energetiche prese in considerazione e per la diversa configurazione assunta per il polo universitario, vale a dire LEC virtuale o LEC fisica. Sono illustrati i principali risultati delle diverse analisi svolte al variare sia della funzione obiettivo del modello di ottimizzazione (funzione obiettivo economica, ambientale o economico-ambientale) che dei prezzi di approvvigionamento dei vettori energetici elettricità e gas naturale. Alcune indicazioni inerenti alla gestione giornaliera ottimizzata dei sistemi di generazione ed accumulo e delle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici installati vengono fornite oltre a riportare la quantificazione dei benefici economici annui, derivanti dall'implementazione del concetto di comunità energetica, rispetto alla situazione attuale (denominata caso AS-IS).

2 Descrizione delle attività svolte

L'attività di ricerca nella corrente annualità è stata dedicata all'estensione del modello matematico di programmazione lineare mista intera (MILP) già sviluppato nella precedente annualità [1] al fine di andare ad effettuare la progettazione ottima di una Local Energy Community (LEC) costituita da più hub energetici multi-vettore ciascuno a servizio di uno o più edifici. Tale modello matematico, dopo essere stato implementato in ambiente MATLAB, avvalendosi del toolbox YALMIP [26], è stato applicato al caso reale del polo della Scuola Politecnica dell'Università degli Studi di Genova di via all'Opera Pia, considerando dapprima il concetto di comunità energetica virtuale e successivamente quello di comunità energetica fisica. L'attività svolta è stata articolata su quattro macro-fasi di seguito descritte:

- I. Durante la prima fase, l'attività si è focalizzata sull'ampliamento del modello matematico di ottimizzazione già realizzato nella precedente annualità e descritto in [1]. Da un approccio a singolo hub energetico multi-vettore a servizio di uno o più edifici si è passati a rappresentare un sistema energetico costituito da più hub energetici multi-vettore, ciascuno a servizio di più edifici. La presenza di più hub energetici ha portato ad interrogarsi circa la caratterizzazione delle possibili relazioni che possono intercorrere tra di essi. In particolare, si è deciso di andare a modellare due macro tipologie di interconnessioni: relazioni fisiche e relazioni virtuali. Nel primo caso, ciascun hub ha la possibilità di scambiare energia elettrica e termica con uno o più hub appartenenti alla LEC tramite l'ausilio di collegamenti fisici e privati della comunità, vale a dire attraverso l'installazione di una rete elettrica di distribuzione proprietaria in bassa tensione e una rete di tubazioni di teleriscaldamento tra i diversi hub. Nel secondo caso, invece, lo scambio di energia avviene in maniera per così dire virtuale, attraverso l'utilizzo della rete elettrica di distribuzione pubblica esistente e la definizione di un incentivo economico proporzionale all'energia condivisa, così come definita dalle regole tecniche del GSE [27]. Ogni hub, al suo interno, mantiene le caratteristiche già illustrate nel report della precedente annualità [1] con alcune modifiche, per tenere conto delle nuove relazioni possibili con gli altri hub facenti parte della medesima LEC. L'implementazione pratica del modello teorico ha richiesto la necessità di considerare un giusto trade-off tra il tempo computazionale e la precisione di rappresentazione del sistema reale; per tale ragione sono state effettuate alcune semplificazioni descritte nel presente elaborato. Il modello ottenuto ha la caratteristica di essere estremamente flessibile, potendo considerare per ciascun hub energetico multi-vettore tutte o un sottoinsieme specifico delle tecnologie individuate e tutte o un subset specifico delle domande energetiche considerate. Per tale ragione esso può essere utilizzato in maniera versatile per valutare diversi casi di studio, che coinvolgano per ciascun hub aspetti puramente elettrici, elettrici e termici o che considerino anche l'impatto della mobilità elettrica sulla soluzione ottima. Il modello matematico può essere risolto attraverso l'utilizzo di diversi solver (o "solutori") come ad esempio Gurobi, BARON e CPLEX.
- II. Durante la seconda fase della presente annualità si è andato ad effettuare un'analisi dello stato AS-IS del polo della Scuola Politecnica dell'Università degli studi di Genova di Via all'Opera Pia, in quanto sito scelto come caso studio del presente modello matematico. Il polo è costituito da sei edifici principali, raggruppabili in quattro hub. È stata quindi condotta un'analisi approfondita dello stato di fatto dei quattro diversi hub energetici multi-vettore a servizio dei summenzionati edifici dell'Ateneo genovese. Dallo studio delle certificazioni energetiche di ogni edificio, degli allegati II (generatore di calore) e III (pompe di calore) e dai libretti di impianto, è stato possibile ricavare preziose informazioni circa gli attuali fabbisogni termici degli edifici e le caratteristiche tecniche degli impianti di climatizzazione ad oggi installati. Dall'analisi delle bollette e dalla misurazione diretta dei carichi elettrici storici è stato possibile ricavare il fabbisogno elettrico di ciascun edificio. Tale studio ha permesso di definire i profili giornalieri di carico elettrico e termico (riscaldamento, acqua calda sanitaria e raffrescamento) di ogni hub per ogni giorno tipo considerato nel modello di ottimizzazione.

- III. Durante la terza fase, il modello di ottimizzazione è stato applicato al caso di studio di una LEC virtuale, così come definita dall'attuale regolamentazione italiana in materia di comunità energetiche rinnovabili [27, 28]. Per tale ragione il modello è stato fatto girare focalizzando l'attenzione solamente su alcune tecnologie: fotovoltaico monocristallino e a film sottile, accumulo elettrochimico di piccola taglia e sistemi di ricarica modulanti per veicoli elettrici. Sono state quindi considerate unicamente la domanda di energia elettrica e di ricarica dei veicoli elettrici. In questo modo si è voluto valutare una configurazione il più simile possibile a quella definita per una comunità di energia rinnovabile, così come riportato dalla Direttiva europea UE/2018/2001 [29] e dalla sua implementazione italiana [28]. Dapprima, si è condotta un'ottimizzazione puramente economica per i quattro hub presi singolarmente considerando i prezzi attuali dell'energia elettrica (gennaio 2022), che servisse da scenario di riferimento. Successivamente, tale scenario è stato comparato con la soluzione ottima ottenuta considerando un approccio di LEC virtuale, attraverso la valutazione di alcuni KPY (Key Performance Indicators). Infine, la stessa analisi per una LEC virtuale è stata riproposta considerando uno scenario di prezzi ante luglio 2021.
- IV. Durante la quarta ed ultima fase, il modello matematico di ottimizzazione è stato applicato alla medesima comunità energetica della fase precedente, questa volta però considerando una relazione di LEC fisica. In questo secondo caso, il modello è stato fatto girare focalizzando l'attenzione sulle seguenti tecnologie per tutti o per alcuni degli hub considerati: fotovoltaico, accumulo elettrochimico e termico, unità cogenerative (CHP), pompe di calore reversibili e chiller ad assorbimento. Inoltre, per ciascun hub è stata considerata una domanda di energia elettrica, di riscaldamento e per solo uno dei quattro hub anche una domanda di raffrescamento, definite attraverso profili giornalieri di carico. La scelta di considerare solo alcune tecnologie e alcune domande per ciascun hub deriva dalla volontà di andare a proporre tecnologie adatte a ciascun hub e dalla necessità tecnica di trovare un giusto trade-off tra tempi computazionali e descrizione precisa del sistema. Due sotto casi sono stati valutati, il primo in cui la funzione obiettivo considerata è puramente economica ed il secondo in cui la funzione è di tipo multi-obiettivo economico-ambientale. Per ciascun caso vengono riportati il mix energetico installato nella soluzione ottima, il comportamento giornaliero delle diverse tecnologie in alcune giornate tipiche, nonché i principali valori annuali energetici ed economici. Infine, vengono effettuate alcune considerazioni circa la comparazione tra l'approccio fisico e quello virtuale.

3 Modello matematico

Il modello di ottimizzazione sviluppato consiste in un modello di programmazione matematica lineare mista-intera (MILP, Mixed Integer Linear Programming) che utilizza variabili decisionali continue (reali) e discrete (intere e binarie) e considera vincoli e funzione obiettivo lineari. Tale modello è volto al dimensionamento e alla gestione operativa ottimale di una comunità energetica locale, sia essa virtuale o fisica, costituita da N hub energetici multi-vettore, ciascuno al servizio di uno o più edifici. L'obiettivo è quindi quello di decidere quali tecnologie installare, di che taglia e in che quantità nonché dove installarle (in quale hub) e come gestirne il funzionamento quotidiano per soddisfare i fabbisogni energetici richiesti dalle diverse utenze. La presenza di diversi hub permette di andare a determinare non solo le tecnologie migliori per ciascun hub ma anche il posizionamento ottimo di queste tecnologie tra i diversi hub e le interconnessioni che ne derivano. L'orizzonte temporale del modello di ottimizzazione è un anno, suddiviso in D giorni tipo; ogni giorno tipo d ($d=1...D$) è suddiviso in T intervalli temporali di durata Δ . Il singolo giorno tipo d è rappresentativo di N_d giorni dell'anno. Il modello matematico è stato implementato in YALMIP [266], un toolbox richiamabile in ambiente MATLAB. Il problema di ottimizzazione viene poi risolto attraverso l'ausilio di diversi solver ("solutori") quali Gurobi, BARON e CPLEX.

3.1 Descrizione sistema energetico

Il modello matematico di ottimizzazione vuole rappresentare un sistema energetico costituente una comunità energetica locale (LEC) virtuale o fisica caratterizzata dalla presenza di N hub energetici multi-vettore ciascuno a servizio di uno o più edifici come definito in Figura 1. Ciascun hub energetico può essere dotato di differenti tecnologie di produzione e accumulo di energia. Ogni hub deve soddisfare una *domanda elettrica*, una *domanda di riscaldamento*, una *domanda di acqua calda sanitaria (acs)*, una *domanda di raffrescamento* ed infine una *domanda di trasporto* associata alla presenza di veicoli elettrici. La domanda termica di riscaldamento e di acs sono state volutamente trattate separatamente per diverse ragioni quali, ad esempio, una differente temperatura di mandata di progetto di impianto, differenti portate in gioco e diverse configurazioni di impianto e di fluido termo vettore.

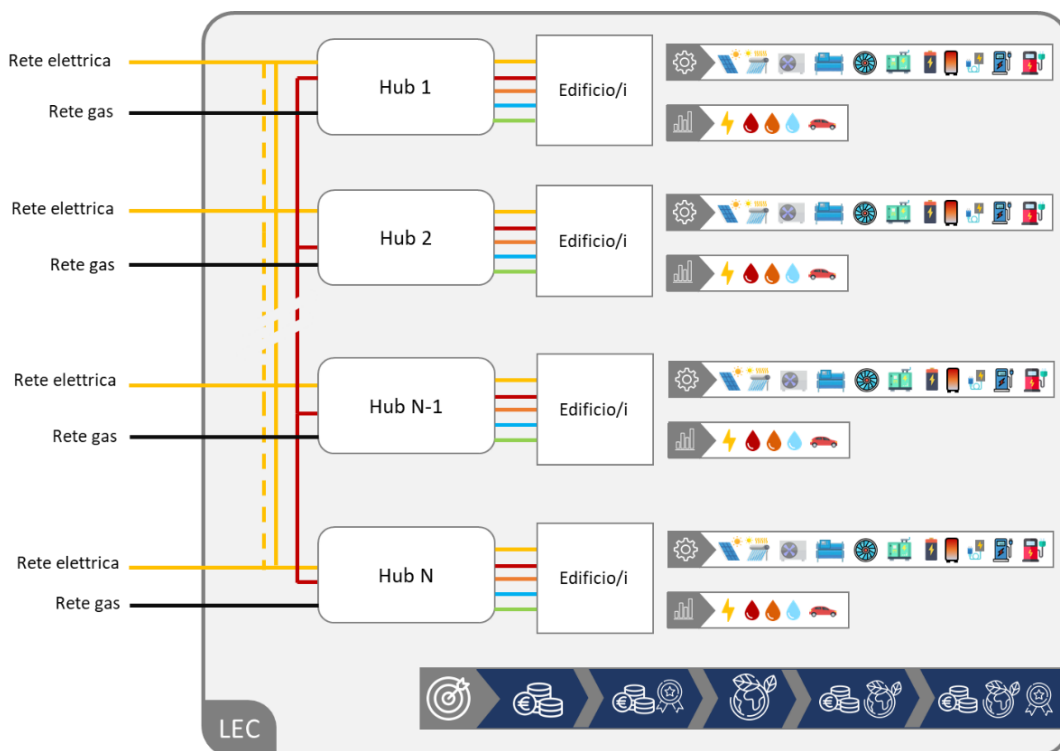


Figura 1: Rappresentazione grafica del sistema energetico LEC

Le interconnessioni presenti tra i diversi hub, tra ciascun hub e le reti di approvvigionamento di elettricità e gas, ed infine tra ogni hub e le utenze da esso asservite sono identificate in Figura 1 con colori diversi:

- i collegamenti elettrici sono riportati in giallo (linea continua per collegamenti fisici e linea tratteggiata per collegamenti virtuali);
- l'allaccio alla rete gas nazionale è indicato in nero;
- la rete termica per la fornitura del servizio di riscaldamento è mostrata in rosso;
- la rete termica per la fornitura del servizio di acqua calda sanitaria è indicata in arancione;
- il circuito di distribuzione di energia di raffrescamento è riportato in azzurro;
- in verde si evidenzia la presenza di un servizio di ricarica per veicoli elettrici.

I fabbisogni energetici, definiti per ogni giorno tipo a partire dai cosiddetti "profili di carico" caratteristici delle utenze associate ad ogni singolo hub, devono essere soddisfatti attraverso un possibile mix delle tecnologie rappresentate in Figura 2.

Nello specifico, la domanda elettrica può essere soddisfatta da unità di cogenerazione (microturbine e motori a combustione interna alimentati a gas), da impianti fotovoltaici costituiti da pannelli in silicio monocristallino o a film sottile, attraverso l'allaccio alla rete di distribuzione elettrica nazionale ed infine attraverso uno scambio fisico (via cavo) con gli altri hub energetici; inoltre è possibile prevedere l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico ("batterie") per garantire maggiore flessibilità e massimizzare l'autoconsumo.

La domanda di riscaldamento può essere soddisfatta attraverso l'utilizzo delle già citate unità di cogenerazione, di pompe di calore aria/acqua reversibili ed attraverso la rete di teleriscaldamento che consente alle utenze del singolo hub di essere alimentate con energia termica prodotta da altri hub; inoltre, maggiore flessibilità può essere garantita dall'utilizzo di accumuli termici posti in parallelo al carico.

La domanda di acs può essere soddisfatta da tutte le tecnologie utilizzate per la fornitura del servizio di riscaldamento con l'aggiunta dei collettori solari termici. Va precisato che l'acqua calda sanitaria è ottenuta facendo confluire l'acqua tecnica scaldata dalle precedenti tecnologie all'interno di uno o più bollitori dove il calore viene ceduto all'acqua proveniente dall'acquedotto; per tale ragione, i bollitori sono posti in serie rispetto alle precedenti tecnologie.

La domanda di raffrescamento può essere soddisfatta attraverso pompe di calore reversibili e/o tramite chiller ad assorbimento in assetto trigenerativo (posti in serie alle unità di cogenerazione ovvero in serie al teleriscaldamento).

Per quanto riguarda la mobilità elettrica, il modello di calcolo sviluppato include un dato numero di diversi modelli di veicoli elettrici (EVs, Electric Vehicles), aventi differenti caratteristiche tecniche e prestazionali e differenti domande di trasporto. Per ciascun modello di veicolo è possibile andare a specificare il numero di veicoli associati ad ogni singolo hub. La domanda di trasporto di ciascun veicolo deve essere soddisfatta e quindi è prevista la possibilità di poter installare, in prossimità degli edifici associati ad ogni hub, infrastrutture di ricarica di tre diverse tipologie. Nello specifico, si fa riferimento a charger tradizionali "non smart", che erogano sempre la massima potenza disponibile, charger V1G capaci di modulare la ricarica in potenza e nel tempo e charger V2G capaci di modulare la carica e la scarica del veicolo in potenza e nel tempo.

Ogni hub è dotato di un allaccio privato sia alla rete di distribuzione elettrica che alla rete gas. Di conseguenza i diversi hub possono avere diversi prezzi di acquisto e di vendita per elettricità e gas. In caso di LEC virtuale, come dice il nome stesso, lo scambio di energia elettrica tra i diversi hub è puramente virtuale attraverso l'implementazione di un meccanismo incentivante economico proporzionale all'energia condivisa, così come definito dalla Legge n. 8 del 28 febbraio 2020 [30]. In caso di LEC fisica, invece, lo scambio di energia elettrica avviene per mezzo di un collegamento diretto tra i diversi hub. Infine, il modello di calcolo consente di introdurre una rete di teleriscaldamento che interconnette alcuni o tutti i diversi hub, rendendo possibile lo scambio di energia termica sotto forma di acqua tecnica ad alta temperatura. Per tale ragione, solo i dispositivi primari di conversione (microturbine a gas e motori cogenerativi) possono essere usati come fonte

per il teleriscaldamento. Come è possibile vedere in Figura 2, il teleriscaldamento può essere utilizzato per soddisfare la domanda di riscaldamento e di acqua calda sanitaria e per alimentare i chiller ad assorbimento. Il sistema energetico analizzato è soggetto all'influenza di parametri ambientali quali la temperatura ambiente esterna, l'irraggiamento, l'altitudine del sito e di parametri economici come i costi di installazione (Capex) ed operativi (Opex) delle tecnologie, la vita utile di ciascun componente e i prezzi di elettricità e gas. Politiche di detrazione fiscale attualmente in uso e meccanismi di incentivazione associati alle comunità energetiche locali possono inoltre essere considerati nel modello matematico così come i costi ambientali legati alle emissioni di anidride carbonica, al fine di effettuare una completa valutazione economico-ambientale.

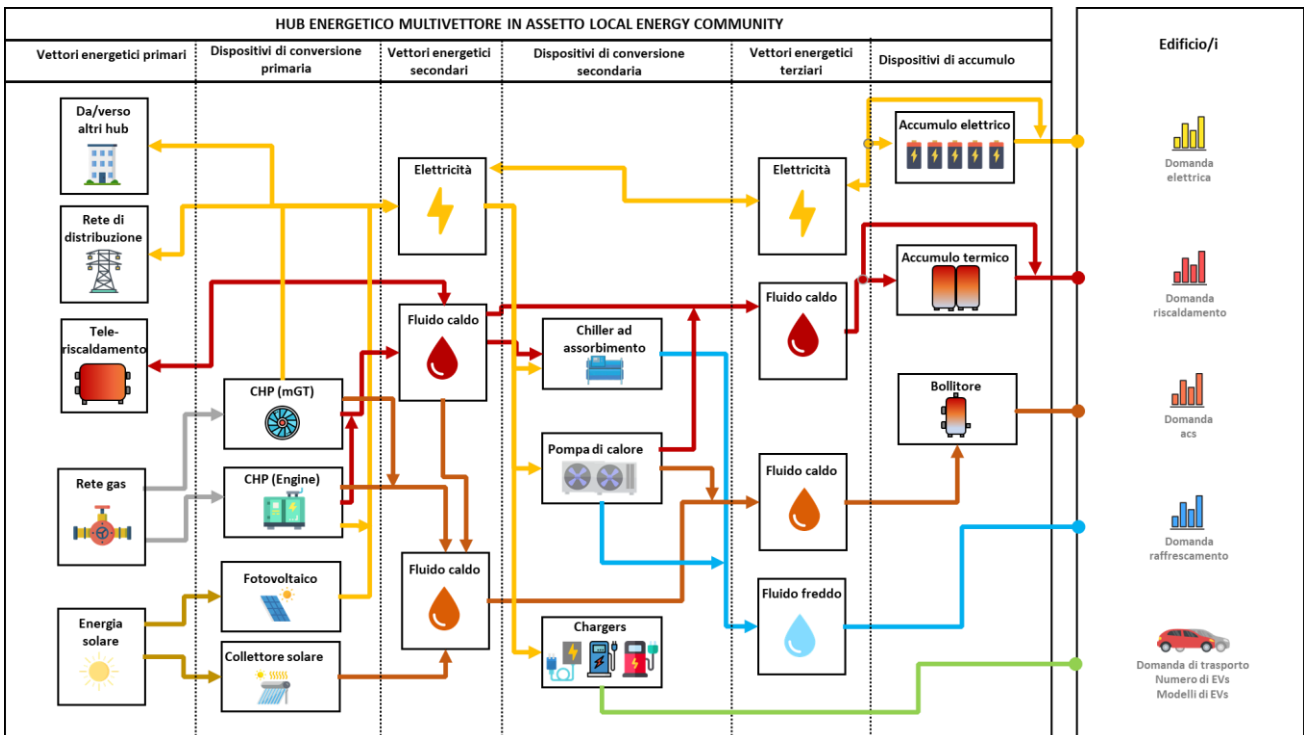


Figura 2: Rappresentazione grafica del singolo hub

3.2 Tecnologie

Al fine di mantenere una struttura del report simile a quella del report della precedente annualità [1], in questo paragrafo le singole tecnologie installabili nei diversi hub sono analizzate suddividendole nelle macrocategorie: *impianti a fonte rinnovabile*, *impianti di cogenerazione*, *impianti di conversione secondaria*, *sistemi di accumulo*, *infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici*, *reti di distribuzione* e *teleriscaldamento*. Per ogni tecnologia vengono elencate le principali variabili decisionali del modello matematico mentre, dal punto di vista dei vincoli, si riportano unicamente quelli che sono stati aggiunti o modificati rispetto a quanto illustrato in [1]. Una particolare attenzione è dedicata all'esplicitazione dei vincoli rappresentati i bilanci energetici di ogni singolo hub e dell'insieme di tutti gli hub. È opportuno precisare che la maggior parte dei vincoli di installazione e funzionamento delle tecnologie, definiti in [1], continuano ad essere validi anche nel caso di modello a più hub energetici multi-vettore. Logicamente, come verrà illustrato nel seguito, le variabili decisionali delle diverse tecnologie andranno caratterizzate con un pedice aggiuntivo, indicante l'hub nel quale la specifica tecnologia verrà installata. Si è deciso di indicare tale pedice con la lettera greca ζ , variabile da 1 a Z , essendo Z il numero di hub presi in esame.

3.2.1 Impianti a fonte rinnovabile

Gli impianti a fonte rinnovabile considerati nel presente modello sono: pannelli fotovoltaici (in silicio monocristallino e a film sottile) e collettori solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria.

3.2.1.1 Fotovoltaico

In ogni singolo hub è possibile installare, sulle coperture degli edifici, sia pannelli in silicio monocristallino che pannelli a film sottile. Le variabili decisionali di installazione sono pertanto:

- $n_{\zeta}^{PV,mono}$, numero di pannelli in silicio monocristallino installati nel ζ -esimo hub;
- $n_{\zeta}^{PV,film}$, numero di pannelli a film sottile installati nel ζ -esimo hub;

la principale variabile decisionale di funzionamento risulta essere quella indicante la potenza elettrica $P_{\zeta,d,t}^{el,PV}$ erogata all'istante t ($t=1...T$) del giorno d ($d=1...D$) dall'impianto presente nell'hub ζ ($\zeta=1...Z$).

I vincoli riportati in [1] da (1) a (6) continuano ad essere validi per ogni impianto fotovoltaico installato nel singolo hub, così come i dati di input e le variabili decisionali riportati nella Tabella 1 in [1]. Si ricorda inoltre il vincolo (127) sulla superficie a tetto degli edifici disponibile per l'installazione di pannelli fotovoltaici e solari termici.

3.2.1.2 Solare termico

Gli impianti solari termici installabili sulle coperture degli edifici sono caratterizzati da due principali variabili decisionali: il numero di pannelli installati nel singolo hub (n_{ζ}^{sol}) e la potenza termica $P_{\zeta,d,t}^{hw,sol}$ erogata all'istante t ($t=1...T$) del giorno d ($d=1...D$) nel ζ -esimo hub. Continuano a restare validi i vincoli (7) e (8) e la Tabella 2 riportati in [1].

3.2.2 Impianti di cogenerazione

Gli impianti cogenerativi installabili nei diversi hub sono le microturbine e i motori alternativi a combustione interna a gas. Come mostrato in Figura 2, tali unità di generazione, oltre a produrre energia elettrica per gli edifici del proprio hub o a servizio degli altri hub o della rete nazionale, erogano calore sotto forma di acqua calda da utilizzare a fini di riscaldamento degli edifici, produzione di acqua calda sanitaria e anche raffrescamento degli edifici quando accoppiate a chiller ad assorbimento. Gli impianti cogenerativi installati nel singolo hub sono anche interfacciati con la rete di teleriscaldamento e quindi possono essere utilizzati per fornire calore alle utenze presenti negli altri hub, qualora questi ultimi siano sprovvisti di unità di generazione termica o si trovino in momenti di deficit di produzione. Le unità cogenerative sono modellizzate attraverso mappe di funzionamento che legano le principali grandezze operative (potenza elettrica, termica e primaria) tra loro e alle condizioni al contorno (temperatura ambiente, temperatura dell'acqua di ritorno dalle utenze, ecc.).

3.2.2.1 Microturbine a gas

M diversi modelli di microturbina a gas sono considerati. Per ogni modello m ($m=1...M$), al massimo I_{ζ} unità possono essere installate nel ζ -esimo hub, tenendo conto di eventuali vincoli tecnici e limitazioni di spazio correlati alla loro installazione.

Le principali variabili decisionali che descrivono il funzionamento della microturbina i -esima di taglia m installata nel ζ -esimo hub sono:

- $P_{\zeta,m,i,d,t}^{el,mgt}$, potenza elettrica erogata all'istante t ($t=1...T$) del giorno d ($d=1...D$);
- $P_{\zeta,m,i,d,t}^{th,mgt}$, potenza termica erogata all'istante t ($t=1...T$) del giorno d ($d=1...D$);

- $P_{\zeta,m,i,d,t}^{f,mgt}$, potenza primaria di alimentazione all'istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$).

All'insieme di microturbine installate nel ζ -esimo hub e funzionanti all'istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$) è associato il seguente set di variabili decisionali:

- $P_{\zeta,d,t}^{el,mgt,tot}$, potenza elettrica totale erogata;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot}$, potenza termica totale erogata;
- $P_{\zeta,d,t}^{f,mgt,tot}$, potenza primaria totale consumata.

Inoltre, visto che l'energia termica prodotta dalle microturbine può trovare diverse applicazioni, è necessario anche introdurre le seguenti variabili decisionali:

- $P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,risc}$, potenza termica totale prodotta all'istante t del giorno d a fini di riscaldamento degli edifici associati al ζ -esimo hub;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,acs}$, potenza termica totale prodotta all'istante t del giorno d a fini di produzione di acqua calda sanitaria per gli edifici associati al ζ -esimo hub;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,chi}$, potenza termica totale prodotta all'istante t del giorno d per alimentare termicamente i chiller ad assorbimento installati nel ζ -esimo hub;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,DH}$, potenza termica totale prodotta all'istante t del giorno d e ceduta alla rete di teleriscaldamento.

I vincoli dal (9) al (20) in [1] continuano a valere per ogni singolo hub, mentre il vincolo (21) in [1] necessita di essere modificato al fine di contemplare la possibile interazione delle microturbine con la rete di teleriscaldamento che interconnette i diversi hub. Si ha quindi:

$$P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot} = P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,risc} + P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,acs} + P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,chi} + P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,DH} \quad \forall \zeta = 1\dots Z, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (1)$$

Restano validi i dati di input e le variabili decisionali riporta in Tabella 3 in [1].

3.2.2.2 Motori a combustione interna a gas

In analogia con l'approccio adottato per rappresentare le microturbine, le principali variabili decisionali che descrivono il funzionamento dei motori a combustione interna cogenerativi installabili nel ζ -esimo hub e sono:

- $P_{\zeta,n,j,d,t}^{el,eng}$, potenza elettrica erogata all'istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$);
- $P_{\zeta,n,j,d,t}^{th,eng}$, potenza termica erogata all'istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$);
- $P_{\zeta,n,j,d,t}^{f,eng}$, potenza primaria di alimentazione all'istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$).

dove j ($j=1\dots J$) indica il j -esimo motore di taglia n ($n=1\dots N$). All'insieme di motori installati nel ζ -esimo hub e funzionanti all'istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$) è associato il seguente set di variabili decisionali:

- $P_{\zeta,d,t}^{el,eng,tot}$, potenza elettrica totale erogata;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot}$, potenza termica totale erogata;
- $P_{\zeta,d,t}^{f,eng,tot}$, potenza primaria totale consumata.

I vincoli dal (22) al (33) in [1] continuano a valere per ogni singolo hub, mentre il vincolo (34) in [1] necessita di essere modificato dal momento che anche i motori, come le microturbine, possono scambiare energia termica con la rete di teleriscaldamento. Si può quindi scrivere il seguente bilancio termico:

$$P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot} = P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,risc} + P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,acs} + P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,chi} + P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,DH} \quad \forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (2)$$

dove:

- $P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,risc}$ è la potenza termica totale prodotta a fini di riscaldamento dai motori dell'hub ζ all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,acs}$ indica la potenza termica totale prodotta dagli stessi motori all'istante t del giorno d a fini di produzione di acqua calda sanitaria;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,chi}$ rappresenta la potenza termica totale prodotta da tali motori all'istante t del giorno d per alimentare termicamente i chiller ad assorbimento installati nel ζ -esimo hub;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,DH}$ è la potenza termica totale prodotta dai motori del ζ -esimo hub, all'istante t del giorno d , che viene ceduta alla rete di teleriscaldamento.

Restano validi i dati di input e le variabili decisionali riportate in Tabella 4 in [1].

3.2.3 Impianti di conversione secondaria

Gli "impianti di conversione secondaria", come illustrato in Figura 2, sono tecnologie di produzione di energia elettrica o termica che utilizzano come fonte di alimentazione una forma di energia prodotta da altre tecnologie installate all'interno del singolo hub energetico. Nel caso specifico in esame, per il singolo hub, ci si riferisce alle pompe di calore e ai chiller ad assorbimento. Le pompe di calore possono assorbire energia elettrica prodotta dai cogeneratori e dal fotovoltaico installati nello stesso hub, prelevata direttamente dalla rete di distribuzione o fornita da altri hub. I chiller ad assorbimento, al contrario, sono alimentati termicamente con acqua calda prodotta dalle microturbine e/o dai motori installati nel medesimo hub oppure tramite acqua calda prelevata dalla rete di teleriscaldamento.

3.2.3.1 Pompe di calore

Le pompe di calore considerate nel presente modello sono pompe di calore aria/acqua reversibili utilizzabili per la produzione di acqua calda per riscaldamento, per utilizzo sanitario ed infine acqua fredda per raffrescamento. Come dettagliatamente descritto in [1], nel modello di calcolo il trasferimento del calore è stato modellato, in maniera semplificata, solo da un punto di vista puramente energetico in termini di potenza ed energia, senza considerare temperature, pressioni e portate dei fluidi termovettori nei diversi punti del sistema, al fine di mantenere la linearità dei vincoli e contenere i tempi di calcolo della soluzione ottima. Q diversi modelli di pompe di calore sono considerati e, per ogni modello q ($q=1...Q$), al massimo O unità possono essere installate nel singolo hub. Le principali variabili decisionali che descrivono la generica pompa di calore o ($o=1...O$) di taglia q operante nel ζ -esimo hub sono:

- $P_{\zeta,q,o,d,t}^{el,hp}$, potenza elettrica assorbita all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,q,o,d,t}^{el,hp,th}$, $P_{\zeta,q,o,d,t}^{el,hp,hw}$, $P_{\zeta,q,o,d,t}^{el,hp,co}$, potenza elettrica assorbita all'istante t del giorno d nelle tre rispettive modalità di funzionamento della pompa di calore (riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria, raffrescamento);
- $P_{\zeta,q,o,d,t}^{th,hp}$, $P_{\zeta,q,o,d,t}^{hw,hp}$, $P_{\zeta,q,o,d,t}^{co,hp}$, potenza termica prodotta all'istante t del giorno d nelle già menzionate modalità di funzionamento.

Per la totalità delle pompe di calore installate nel ζ -esimo hub è possibile definire le variabili decisionali $P_{\zeta,d,t}^{el, hp, tot}$, $P_{\zeta,d,t}^{th, hp, tot}$, $P_{\zeta,d,t}^{hw, hp, tot}$ e $P_{\zeta,d,t}^{co, hp, tot}$ che permettono di quantificare i valori globali di potenza elettrica assorbita e potenza termica (riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria, raffrescamento) prodotta all'istante t del giorno d .

Riferendosi alla descrizione dettagliata delle pompe di calore riportata in [1], si conferma la validità dei vincoli da (35) a (46) nonché della Tabella 5.

3.2.3.2 Chiller ad assorbimento

All'interno di ogni hub è possibile installare al massimo G chiller ad assorbimento di taglia b ($b=1\dots B$). Le principali variabili decisionali che descrivono il funzionamento del generico chiller ad assorbimento g ($g=1\dots G$) di taglia b installato nel ζ -esimo hub risultano essere:

- $P_{\zeta,b,g,d,t}^{el, chi}$, potenza elettrica assorbita all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,b,g,d,t}^{th, chi}$, potenza termica assorbita all'istante t del giorno d ed erogata da impianti cogenerativi installati nel medesimo hub o in altri hub ad esso connessi attraverso la rete di teleriscaldamento;
- $P_{\zeta,b,g,d,t}^{co, chi}$, potenza termica di raffrescamento erogata all'istante t del giorno d .

Inoltre, sono definite le variabili decisionali $P_{\zeta,d,t}^{el, chi, tot}$, $P_{\zeta,d,t}^{th, chi, tot}$ e $P_{\zeta,d,t}^{co, chi, tot}$ che indicano rispettivamente la potenza totale elettrica, termica di alimentazione e di raffrescamento dei chiller ad assorbimento installati nel ζ -esimo hub.

Per modellizzare il funzionamento dei chiller ad assorbimento restano validi i vincoli dal (47) al (69) riportati in [1], così come i dati di input e le variabili decisionali elencati in Tabella 6.

3.2.4 Sistemi di accumulo

Tre differenti tipologie di sistemi di accumulo energetico possono essere installate nel singolo hub:

- accumulo elettrico, posto in parallelo rispetto al carico elettrico, costituito da un'unica tipologia di batterie elettrochimiche;
- accumulo termico di acqua tecnica posto in parallelo rispetto al carico di riscaldamento;
- accumulo di acqua calda sanitaria posto in serie rispetto al carico di acs.

L'interconnessione dei sistemi di accumulo con le unità di generazione elettrica e termica è evidenziata in Figura 2.

3.2.4.1 Accumulo elettrico

Il modello matematico utilizzato per rappresentare il funzionamento delle batterie di accumulo installate nel ζ -esimo hub resta descritto dai vincoli riportati in [1], da (70) a (88), e dalle grandezze elencate in Tabella 7.

Le principali variabili decisionali che descrivono il sistema di accumulo elettrico sono:

- N_{ζ}^{bat} , numero di batterie installate nel ζ -esimo hub;
- $E_{\zeta,d,t}^{ES}$, energia totale contenuta nelle suddette batterie all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,d,t}^{el, in, ES}$ e $P_{\zeta,d,t}^{el, out, ES}$, rispettivamente potenza elettrica assorbita ed erogata all'istante t del giorno d dal sistema di accumulo presente nel ζ -esimo hub.

3.2.4.2 Accumulo termico di acqua tecnica

Come mostrato in Figura 2, nel modello di ottimizzazione sviluppato si contempla la possibilità di installare, all'interno di ogni singolo hub, un accumulo termico di acqua tecnica (chiamato "puffer") posto in parallelo rispetto al carico di riscaldamento. L'accumulo termico riceve in ingresso acqua tecnica proveniente dalle pompe di calore, dalle microturbine, dai motori a combustione interna e dalla rete di teleriscaldamento. Il

puffer installato nel ζ -esimo hub è caratterizzato dall'energia termica utile massima immagazzinabile Γ_{ζ}^{puf} e da variabili decisionali di funzionamento, riferite all'istante t del giorno d , quali: l'energia termica utile immagazzinata $E_{\zeta,d,t}^{puf}$, l'energia persa $Loss_{\zeta,d,t}^{puf}$ per dispersione termica statica e dinamica, il flusso termico entrante ed uscente ($P_{\zeta,d,t}^{th,in,puf}$ e $P_{\zeta,d,t}^{th,out,puf}$). I vincoli di funzionamento del singolo puffer sono riportati in [1] da (89) a (93), mentre i dati di input sono richiamati in Tabella 8.

3.2.4.3 Bollitore

Nei singoli hub è previsto un sistema di produzione di acqua calda sanitaria basato sull'installazione di un accumulo termico, denominato "bollitore", posto in serie rispetto al carico di acs ed alimentato, attraverso uno scambiatore, dalle pompe di calore, dalle unità cogenerative, dalla rete di teleriscaldamento e dai collettori solari termici.

Il bollitore installato nel ζ -esimo hub è caratterizzato dalle seguenti variabili decisionali: la taglia Γ_{ζ}^{bol} (indicante l'energia termica utile massima immagazzinabile), l'energia immagazzinata all'istante t del giorno d ($E_{\zeta,d,t}^{bol}$), le perdite per dispersione termica statica e dinamica ($Loss_{\zeta,d,t}^{bol}$), ed infine il flusso termico entrante ($P_{\zeta,d,t}^{hw,in,bol}$) ed uscente ($P_{\zeta,d,t}^{hw,out,bol}$). I vincoli da (94) a (99), illustrati in [1], sono utilizzati per rappresentare il funzionamento del componente, così come i dati di input elencati in Tabella 9.

3.2.5 Infrastrutture di ricarica e veicoli elettrici

Per il servizio di ricarica dei veicoli elettrici di proprietà degli utenti del singolo hub, il modello di ottimizzazione considera la possibilità di installare tre diversi tipi di colonnine di ricarica: charger tradizionali, colonnine di ricarica V1G (capaci di modulare la sessione di ricarica in potenza e nel tempo secondo segnali esterni) e colonnine di ricarica V2G (capaci di caricare e scaricare il veicolo modulando in potenza e nel tempo). Le principali variabili decisionali associate alle tre tipologie di colonnina sono:

- Colonnine tradizionali ("dumb")
 - $P_{\zeta,h,a,v,d,t}^{ch,dumb}$, potenza erogata dal charger numero a ($a=1...A$) di taglia h ($h=1...H$) al veicolo v ($v=1...V$) nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d ;
 - $P_{\zeta,d,t}^{ch,dumb,tot}$, potenza di ricarica totale fornita dai charger tradizionali nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d .
- Colonnine V1G
 - $P_{\zeta,w,u,v,d,t}^{ch,V1G}$, potenza erogata dal charger numero u ($u=1...U$) di taglia w ($w=1...W$) al veicolo v nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d ;
 - $P_{\zeta,d,t}^{ch,V1G,tot}$, potenza di ricarica totale fornita dai charger V1G nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d ;
 - $P_{\zeta,w,u,v,d,t}^{max,ch,V1G}$, potenza massima trasferibile dal charger u di taglia w al veicolo v nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d , dipendente dallo stato di carica del veicolo $SOC_{\zeta,v,d,t}$, anch'esso variabile decisionale.
- Colonnine V2G
 - $P_{\zeta,r,e,v,d,t}^{ch,V2G}$, potenza erogata dal charger numero e ($e=1...E$) di taglia r ($r=1...R$) al veicolo v nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d ;
 - $P_{\zeta,r,e,v,d,t}^{dch,V2G}$, potenza ceduta dal veicolo v al charger V2G numero e ($e=1...E$) di taglia r ($r=1...R$) nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d ;

- $P_{\zeta,d,t}^{ch,V2G,tot}$, potenza di ricarica totale fornita dai charger V2G nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,d,t}^{dch,V2G,tot}$, potenza totale ceduta dai veicoli ai charger V2G nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,r,e,v,d,t}^{max,ch,V2G}$, potenza massima trasferibile dal charger e di taglia r al veicolo v nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d , dipendente dallo stato di carica del veicolo $SOC_{\zeta,v,d,t}$;
- $P_{\zeta,r,e,v,d,t}^{max,dch,V2G}$, potenza massima trasferibile dal veicolo v al charger e di taglia r nel ζ -esimo hub all'istante t del giorno d , dipendente dallo stato di carica del veicolo $SOC_{\zeta,v,d,t}$.

Dal punto di vista dei vincoli, restano validi i vincoli da (100) a (118), per le colonnine di ricarica, e da (119) a (121), per i veicoli, descritti in [1]; analogamente, le indicazioni riportate nelle Tabelle 10, 11, 12, 13 [1].

3.2.6 Rete di distribuzione elettrica e rete di teleriscaldamento

Ogni hub energetico multi-vettore è caratterizzato da un unico punto di interconnessione alla rete elettrica nazionale con la quale ha la possibilità di scambiare potenza bidirezionalmente. Le variabili decisionali che caratterizzano il ζ -esimo hub in termini di scambio di potenza elettrica con la rete nazionale sono:

- $P_{\zeta,d,t}^{el,from-grid}$, potenza elettrica assorbita dalla rete all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,d,t}^{el,to-grid}$, potenza elettrica iniettata in rete all'istante t del giorno d ;
- $x_{\zeta,d,t}^{from-grid}$, variabile binaria che assume il valore unitario quando l'hub sta prelevando energia dalla rete;
- $x_{\zeta,d,t}^{to-grid}$, variabile binaria che assume il valore unitario quando l'hub sta cedendo energia alla rete.

Le variabili $P_{\zeta,d,t}^{el,from-grid}$ e $P_{\zeta,d,t}^{el,to-grid}$ sono limitate superiormente dalla potenza di contratto che il singolo hub ha con l'ente distributore. L'energia acquistata dalla rete è pagata al prezzo $c_{\zeta,d,t}^{el,from-grid}$, mentre l'energia elettrica immessa in rete può essere retribuita al prezzo di vendita $c_{\zeta,d,t}^{el,to-grid}$.

Nel caso di comunità energetica "fisica", il singolo hub può scambiare energia elettrica con gli hub ai quali è connesso elettricamente (tramite cavo). Le variabili decisionali che descrivono tale interazione sono:

- $P_{\zeta,d,t}^{el,from-Z}$, potenza elettrica che il ζ -esimo hub assorbe dagli altri hub all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,d,t}^{el,to-Z}$, potenza elettrica che il ζ -esimo hub cede agli altri hub all'istante t del giorno d ;
- $x_{\zeta,d,t}^{el,from-Z}$, variabile binaria che assume il valore unitario quando l'hub sta assorbendo energia dagli altri hub;
- $x_{\zeta,d,t}^{el,to-Z}$, variabile binaria che assume il valore unitario quando l'hub sta cedendo energia agli altri hub.

I principali vincoli che limitano lo scambio di potenza elettrica con gli altri hub sono:

$$0 \leq P_{\zeta,d,t}^{el,from-Z} \leq P_{\zeta}^{el,from-Z,max} \cdot x_{\zeta,d,t}^{el,from-Z} \quad \forall \zeta = 1 \dots Z, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (3)$$

$$0 \leq P_{\zeta,d,t}^{el,to-Z} \leq P_{\zeta}^{el,to-Z,max} \cdot x_{\zeta,d,t}^{el,to-Z} \quad \forall \zeta = 1 \dots Z, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (4)$$

dove $P_{\zeta}^{el,from-Z,max}$ e $P_{\zeta}^{el,to-Z,max}$ indicano i valori massimi di potenza scambiabile in prelievo ed iniezione. Le variabili binarie che descrivono lo scambio di potenza elettrica tra il singolo hub e la rete nazionale, nonché tra il singolo hub e gli hub a cui è connesso elettricamente, si possono così enunciare:

$$x_{\zeta,d,t}^{el,from-Z} + x_{\zeta,d,t}^{el,to-Z} \leq 1 \quad \forall \zeta = 1 \dots Z, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (5)$$

$$x_{\zeta,d,t}^{from-grid} + x_{\zeta,d,t}^{el,to-Z} \leq 1 \quad \forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (6)$$

$$x_{\zeta,d,t}^{el,from-Z} + x_{\zeta,d,t}^{to-grid} \leq 1 \quad \forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (7)$$

Le disuguaglianze (5)-(7) indicano rispettivamente che il ζ -esimo hub non può contemporaneamente:

- assorbire e cedere energia dagli/altri hub;
- cedere agli altri hub energia prelevata dalla rete nazionale;
- cedere alla rete nazionale energia fornita dagli altri hub.

In particolare, gli ultimi due punti evidenziano come il singolo hub possa scambiare con gli altri hub solo energia elettrica prodotta localmente e non possa svolgere un ruolo di distributore verso il punto di interconnessione con la rete nazionale. I vincoli (6) e (7) sono fondamentali qualora si voglia mantenere una certa indipendenza tra i diversi hub, che in questo modo possono avere contratti di acquisto e vendita dell'energia elettrica differenti. In caso contrario, in assenza dei vincoli (6) e (7), l'energia verrebbe acquistata prevalentemente dall'hub avente il prezzo di acquisto più basso ed allo stesso modo verrebbe venduta dall'hub con il prezzo di vendita più alto.

Dal punto di vista termico, il singolo hub è caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete nazionale gas e, qualora sia conveniente, il modello di ottimizzazione può prevedere la connessione del singolo hub alla rete di teleriscaldamento tramite la quale i diversi hub possono scambiarsi calore. Riferendosi al ζ -esimo hub, le principali variabili decisionali relativi alla connessione con la rete di teleriscaldamento sono:

- y_{ζ}^{DH} , variabile binaria che assume valore unitario qualora l'hub in esame venga connesso alla rete di teleriscaldamento distribuito;
- $P_{\zeta,d,t}^{from-DH}$, flusso termico che l'hub preleva dalla rete di teleriscaldamento all'istante t del giorno d ;
- $P_{\zeta,d,t}^{to-DH}$, flusso termico che l'hub cede alla rete di teleriscaldamento all'istante t del giorno d ;

La grandezza $P_{\zeta,d,t}^{from-DH}$ può essere così esplicitata attraverso il seguente vincolo:

$$P_{\zeta,d,t}^{from-DH} = P_{\zeta,d,t}^{hw,DH} + P_{\zeta,d,t}^{th,DH} + P_{\zeta,d,t}^{chi,DH} \quad \forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (8)$$

dove a secondo membro dell'uguaglianza compaiono le variabili decisionali:

- $P_{\zeta,d,t}^{hw,DH}$, potenza termica fornita all'istante t del giorno d dalla rete di teleriscaldamento al ζ -esimo hub per la produzione di acqua calda sanitaria per le utenze asservite dal medesimo hub;
- $P_{\zeta,d,t}^{th,DH}$, potenza termica fornita all'istante t del giorno d dalla rete di teleriscaldamento al ζ -esimo hub per contribuire alla domanda di riscaldamento delle utenze asservite dal medesimo hub;
- $P_{\zeta,d,t}^{chi,DH}$, potenza termica fornita all'istante t del giorno d dalla rete di teleriscaldamento al ζ -esimo hub per alimentare i chiller ad assorbimento presenti nel medesimo hub.

Alcuni importanti vincoli che regolano l'interazione del ζ -esimo hub con la rete di teleriscaldamento sono:

$$0 \leq P_{\zeta,d,t}^{from-DH} \leq P_{\zeta}^{DH,max} \cdot x_{\zeta,d,t}^{from-DH} \quad \forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (9)$$

$$0 \leq P_{\zeta,d,t}^{to-DH} \leq P_{\zeta}^{DH,max} \cdot x_{\zeta,d,t}^{to-DH} \quad \forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (10)$$

$$x_{\zeta,d,t}^{from-DH} + x_{\zeta,d,t}^{to-DH} \leq y_{\zeta}^{DH} \quad \forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (11)$$

dove $P_{\zeta}^{DH,max}$ è il dato che indica la potenza termica massima scambiabile, in ambo le direzioni, con la rete di teleriscaldamento, mentre $x_{\zeta,d,t}^{from-DH}$ e $x_{\zeta,d,t}^{to-DH}$ sono due variabili decisionali binarie che assumono il valore unitario rispettivamente quando l'hub sta prelevando energia dalla rete di teleriscaldamento o la sta cedendo alla stessa. Il vincolo (11) garantisce la possibilità per l'hub di scambiare energia con la rete unicamente se esso è fisicamente connesso alla rete medesima. L'ipotesi semplificativa qui proposta prevede che in caso di connessione alla rete di teleriscaldamento distribuita si abbia obbligatoriamente una connessione bidirezionale, capace di garantire un flusso termico in entrata e in uscita dall'hub. Tale scenario si discosta dal teleriscaldamento tradizionale, dove la connessione alla rete prevede uno scambio puramente unidirezionale, sia esso in uscita (produttore) o in entrata (utente finale).

Il flusso termico ceduto dal ζ -esimo alla rete di teleriscaldamento all'istante t del giorno d risulta essere legato al contributo termico fornito da microturbine e motori attraverso la seguente relazione:

$$P_{\zeta,d,t}^{to-DH} = P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,DH} + P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,DH} \quad \forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (12)$$

dove le variabili decisionali $P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,DH}$ e $P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,DH}$ sono già state definite nel paragrafo 3.2.2.

3.2.7 Sistema complessivo

Al fine di modellare correttamente l'interazione, sia dal punto di vista elettrico che termico, tra le diverse tecnologie all'interno del singolo hub e l'interconnessione tra i diversi hub, il modello di ottimizzazione contiene diversi vincoli che rappresentano equazioni di bilancio energetico.

- Bilancio elettrico del ζ -esimo hub:

$$\begin{aligned} P_{\zeta,d,t}^{el,mgt,tot} + P_{\zeta,d,t}^{el,eng,tot} + P_{\zeta,d,t}^{el,PV} + P_{\zeta,d,t}^{dch,V2G,tot} + P_{\zeta,d,t}^{el,out,ES} + P_{\zeta,d,t}^{el,from-grid} + P_{\zeta,d,t}^{el,from-Z} - P_{\zeta,d,t}^{el,to-grid} + \\ - P_{\zeta,d,t}^{el,in,ES} - P_{\zeta,d,t}^{ch,dumb,tot} - P_{\zeta,d,t}^{ch,V1G,tot} - P_{\zeta,d,t}^{ch,V2G,tot} - P_{\zeta,d,t}^{el,hp,tot} - P_{\zeta,d,t}^{el,chi,tot} - P_{\zeta,d,t}^{el,to-Z} - L_{\zeta,d,t}^{el} = 0 \end{aligned} \quad (13)$$

$$\forall \zeta = 1...Z, \forall d = 1...D, \forall t = 1...T$$

Dal punto di vista elettrico, il singolo hub è studiato con un modello monobarra. Si ha quindi che la somma totale delle generazioni (microturbine, motori, fotovoltaico, veicoli in fase di scarica, prelievo dalla rete nazionale, prelievo da altri hub) deve uguagliare, ad ogni istante t del giorno d , la somma totale degli assorbimenti (iniezione nella rete nazionale, carica delle batterie, carica dei veicoli tramite le tre tipologie di colonnine, consumo di pompe di calore e chiller ad assorbimento, erogazione verso altri hub, carico elettrico totale degli edifici associati all'hub in questione).

- Bilancio elettrico della comunità energetica:

$$\sum_{\zeta=1}^Z P_{\zeta,d,t}^{el,to-Z} = \sum_{\zeta=1}^Z P_{\zeta,d,t}^{el,from-Z} \quad \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (14)$$

Considerata la limitata estensione della rete elettrica di interconnessione dei diversi hub, si trascurano le perdite di potenza attiva nei cavi della suddetta rete, da cui ne consegue quindi il bilancio (14).

- Bilancio termico di riscaldamento del ζ -esimo hub:

$$\eta_{\zeta}^{th,tot} \cdot \left(P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,risc} + P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,risc} + P_{\zeta,d,t}^{th,hp,tot} + P_{\zeta,d,t}^{th,DH} + P_{\zeta,d,t}^{th,out,puf} - P_{\zeta,d,t}^{th,in,puf} \right) = L_{\zeta,d,t}^{th} \quad (15)$$

$$\forall \zeta = 1 \dots Z, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T$$

Tale bilancio garantisce che, ad ogni istante t del giorno d , la somma delle generazioni (microturbine, motori, pompe di calore, erogazione del puffer) sia uguale alla somma dei carichi (assorbimento del puffer e domanda di riscaldamento totale degli edifici associati all'hub in questione) e delle perdite legate alla dispersione delle tubazioni che veicolano acqua calda ai diversi edifici. In (15) il parametro $\eta_{\zeta}^{th,tot}$ indica il rendimento del sistema di distribuzione ed emissione del ζ -esimo hub.

- Bilancio termico associato alla produzione di acqua calda sanitaria nel ζ -esimo hub:

$$\eta_{\zeta}^{hw,distr} \cdot \left(P_{\zeta,d,t}^{hw,out,bol} \right) = L_{\zeta,d,t}^{hw} \quad \forall \zeta = 1 \dots Z, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (16)$$

La potenza in uscita dal bollitore, al netto del rendimento di distribuzione $\eta_{\zeta}^{hw,distr}$, deve eguagliare la domanda termica di acqua calda sanitaria $L_{\zeta,d,t}^{hw}$ ad ogni istante t del giorno d .

- Bilancio termico della comunità energetica:

$$\eta^{DH} \cdot \sum_{\zeta=1}^Z P_{\zeta,d,t}^{to-DH} = \sum_{\zeta=1}^Z P_{\zeta,d,t}^{from-DH} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (17)$$

Ad ogni istante t del giorno d la potenza termica totale immessa dagli hub nella rete di teleriscaldamento deve uguagliare, opportunamente moltiplicata per il fattore η^{DH} indicante l'efficienza della rete di teleriscaldamento, la potenza termica totale prelevata dagli hub dalla rete medesima.

- Bilancio termico di alimentazione dei chiller ad assorbimento installati nel ζ -esimo hub:

$$P_{\zeta,d,t}^{th,mgt,tot,chi} + P_{\zeta,d,t}^{th,eng,tot,chi} + P_{\zeta,d,t}^{chi,DH} = P_{\zeta,d,t}^{th,chi,tot} \quad \forall \zeta = 1 \dots Z, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (18)$$

Ad ogni istante t del giorno d , la potenza termica di alimentazione dei chiller ad assorbimento presenti nel ζ -esimo hub risulta pari alla somma dei contributi forniti dalle microturbine e dai motori installati nel medesimo hub, con l'eventuale aggiunta del contributo proveniente dalla rete di teleriscaldamento nel caso di hub interconnesso termicamente con altri hub.

- Bilancio termico di raffreddamento del ζ -esimo hub:

$$\eta_{\zeta}^{co,tot} \cdot \left(P_{\zeta,d,t}^{co,chi,tot} + P_{\zeta,d,t}^{co,hp,tot} \right) = L_{\zeta,d,t}^{co} \quad \forall \zeta = 1 \dots Z, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (19)$$

La somma della potenza termica di raffreddamento fornita dall'insieme dei chiller ad assorbimento e delle pompe di calore installate nel ζ -esimo hub deve eguagliare, al netto del rendimento di distribuzione ed emissione $\eta_{\zeta}^{co,tot}$, il carico di raffreddamento $L_{\zeta,d,t}^{co}$ rappresentato dalle utenze connesse al ζ -esimo hub che richiedono di essere condizionate.

3.3 Funzioni obiettivo

Come illustrato in [1], all'interno del modello di ottimizzazione diverse funzioni obiettivo possono essere scelte: di carattere economico, ambientale o misto economico-ambientale. In questo paragrafo si descrivono le principali funzioni obiettivo implementate nel presente modello di optimal design di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community.

3.3.1 Funzione obiettivo economica: *minimizzazione dei costi totali*

La funzione obiettivo di carattere puramente economico è scrivibile come:

$$F.O._{econ} = \sum_{\zeta=1}^Z (Capex_{\zeta} + Opex_{\zeta}) - Revenues^{LEC} \quad (20)$$

dove:

- $Capex_{\zeta}$ indica la somma dei costi di acquisto e installazione delle diverse tecnologie presenti nel ζ -esimo hub (impianti di generazione elettrica e termica, sistemi di accumulo, infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici). È opportuno ricordare che tali costi sono valutati su base annua, per ogni tecnologia, moltiplicando il costo totale di acquisto e installazione per il corrispondente Capital Recovery Factor, calcolato secondo quanto riportato nelle equazioni (132)-(142) in [1]. Non si considera il costo di allaccio alla rete gas e alla rete elettrica nazionale in quanto ogni hub è già dotato di entrambe le connessioni, mentre si computa nella funzione obiettivo il costo totale di allaccio alla rete di teleriscaldamento, logicamente solo per gli hub ad essa connessi. Tale costo, valutato su base annua, è calcolabile come:

$$Capex_{\zeta}^{DH} = CRF^{DH} \cdot C_{\zeta}^{DH} \cdot y_{\zeta}^{DH} \quad \forall \zeta = 1 \dots Z \quad (21)$$

dove C_{ζ}^{DH} indica il costo totale di interconnessione alla rete di teleriscaldamento del ζ -esimo hub. Tale voce di costo considera il costo delle tubazioni e dello scambiatore di interfaccia con la rete.

- $Opex_{\zeta}$ rappresenta la somma dei costi annui operativi del ζ -esimo hub. Nello specifico, si fa riferimento ai costi di manutenzione delle unità di generazione, dei sistemi di accumulo e delle colonnine di ricarica, nonché ai costi associati agli approvvigionamenti energetici dalla rete elettrica nazionale e dalla rete gas. Restano valide le equazioni (144)-(145) relative ai costi operativi degli impianti cogenerativi e l'equazione (147), relativa allo scambio bidirezionale di energia con la rete elettrica nazionale, descritte in [1]. Non è invece più necessario introdurre nel modello l'equazione (146) in quanto il teleriscaldamento non rappresenta più un servizio esterno fornito alla comunità energetica, e pertanto a pagamento. Nel presente modello, infatti, l'energia erogata ai diversi hub dalla rete di teleriscaldamento è costituita da energia prodotta in loco dalle unità di generazione installate a servizio della comunità. Ne consegue che il costo operativo di tale servizio è già computato nei costi di combustibile delle unità di generazione termica. Si è deciso di non computare esplicitamente il costo di manutenzione della rete di teleriscaldamento in quanto esso è stato indirettamente già considerato in fase di valutazione dei costi di manutenzione delle tecnologie di generazione termica.
- $Revenues^{LEC}$ è la voce della funzione obiettivo che è stata introdotta per valutare i diversi possibili benefici economici riconosciuti alla comunità energetica in accordo a quanto disposto dall'attuale legislazione o da futuri nuovi meccanismi incentivanti, che sicuramente verranno introdotti dal legislatore nei mesi e negli anni a venire, vista la grande dinamicità di questo settore motore della transizione energetica. Si vuole qui proporre la valutazione di tali ricavi effettuata secondo quanto disposto dal legislatore nel caso delle CER (Comunità energetiche rinnovabili) [307, 2827]:

$$Revenues^{LEC} = r^{LEC} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T \min \left\{ \sum_{\zeta=1}^Z P_{\zeta,d,t}^{el,to-grid}, \sum_{\zeta=1}^Z P_{\zeta,d,t}^{el,from-grid} \right\} \right) \quad (22)$$

La suddetta equazione permette di calcolare l'incentivo riconosciuto oggi all'energia condivisa tra i membri della comunità energetica. Tale quantitativo di energia è valutato su base oraria andando a

calcolare, per l'intera comunità energetica costituita da Z hub con le relative utenze, il minimo tra l'energia elettrica totale immessa nella rete nazionale e l'energia elettrica totale prelevata dalla medesima rete. È importante evidenziare che l'energia immessa in rete costituisce il surplus di generazione locale. Con il termine r^{LEC} si indica l'incentivo riconosciuto alla suddetta energia condivisa, espresso in €/kWh. Come verrà illustrato negli esempi applicativi descritti nel presente report, l'utilizzo della formula (22) è possibile solo nel caso in cui la comunità energetica presa in esame possa essere definita una REC in accordo all'attuale legislazione in materia. In ogni caso, qualora tale condizione non sussista, nulla vieta di computare nella funzione obiettivo altre tipologie di incentivo, riconosciute ad esempio alla produzione di energia elettrica e/o termica da fonte rinnovabile o in impianti cogenerativi ad alto rendimento. Inoltre, è possibile anche inserire nella funzione obiettivo eventuali benefici economici derivanti da detrazioni di spesa, come indicato nelle espressioni (148)-(150) descritte in [1].

3.3.2 Funzione obiettivo ambientale: *minimizzazione delle emissioni di CO₂*

La funzione obiettivo che considera unicamente aspetti ambientali è esprimibile come la somma totale delle emissioni annue di CO₂ associate al funzionamento dei diversi hub che costituiscono la comunità energetica. In particolare, tale funzione obiettivo si può scrivere come:

$$F.O._{amb} = \sum_{\zeta=1}^Z e_{amb,\zeta}^{mgt} + e_{amb,\zeta}^{eng} + e_{amb,\zeta}^{el,grid} \quad (23)$$

ovvero pari alla somma tra le emissioni annue di microturbine e motori e le emissioni associate al prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale di tutti gli hub. I tre termini riportati a secondo membro della (23) possono essere così esplicitati:

$$e_{amb,\zeta}^{mgt} = \sigma_f^{mgt} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T P_{\zeta,m,i,d,t}^{f,mgt} \right) \quad \forall \zeta = 1..Z \quad (24)$$

$$e_{amb,\zeta}^{eng} = \sigma_f^{eng} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T P_{\zeta,n,j,d,t}^{f,eng} \right) \quad \forall \zeta = 1..Z \quad (25)$$

$$e_{amb,\zeta}^{el,grid} = \sigma^{el,grid} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{\zeta,d,t}^{el,from-grid} \right) \quad \forall \zeta = 1..Z \quad (26)$$

dove σ_f^{mgt} e σ_f^{eng} indicano i fattori di emissione (espressi in kg di CO₂ per kWh di energia primaria) del gas di alimentazione degli impianti cogenerativi, mentre $\sigma^{el,grid}$ indica il fattore di emissione medio (in kg di CO₂ per kWh di energia elettrica) associato ai consumi elettrici nazionali, ovvero ai prelievi dalla rete di distribuzione. L'espressione (23) non riporta alcun termine legato al teleriscaldamento in quanto le emissioni associate all'energia distribuita attraverso il teleriscaldamento sono già computate nel calcolo delle emissioni di microturbine e motori.

3.3.3 Funzione obiettivo mista: *minimizzazione dei costi totali comprensivi dei costi ambientali*

In analogia a quanto già riportato in [1], nel modello di ottimizzazione è possibile anche definire una funzione obiettivo mista, che considera la somma tra i costi totali annui di acquisto, installazione e gestione dell'infrastruttura e i costi annui derivanti dalle emissioni di anidride carbonica:

$$F.O._{econ+amb} = F.O._{econ} + p^{CO_2} \cdot F.O._{amb} \quad (27)$$

Con il termine p^{CO_2} si indica il costo unitario in €/kg associato all'unità di massa delle emissioni di anidride carbonica, assunto pari al valor medio annuo del prezzo di mercato delle quote di CO₂ [31].

3.3.4 Ottimizzazione multi-obiettivo

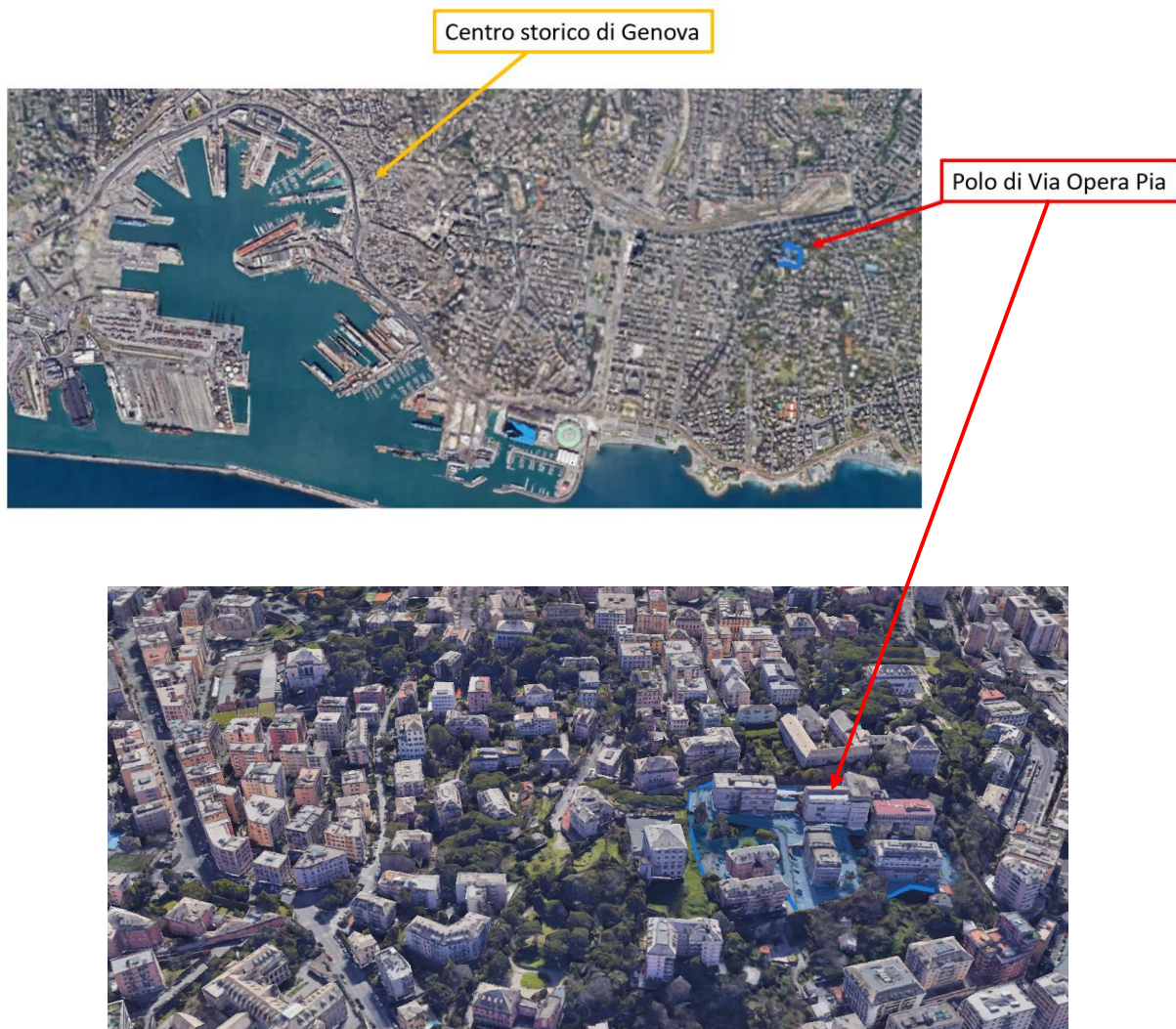
Nel caso di analisi multi-obiettivo si definisce come funzione obiettivo la somma pesata tra i costi totali annuali (Capex e Opex) delle diverse tecnologie di approvvigionamento energetico a servizio della comunità e le emissioni totali annue di anidride carbonica. I suddetti due termini sono resi adimensionali, e quindi comparabili, dividendoli rispettivamente per i costi (C_{tot}^{AS-IS}) e le emissioni (Y_{tot}^{AS-IS}) totali del caso AS-IS. La funzione obiettivo diventa quindi:

$$F.O._{multi-ob} = \omega \cdot \frac{F.O._{econ}}{C_{tot}^{AS-IS}} + (1 - \omega) \cdot \frac{F.O._{amb}}{Y_{tot}^{AS-IS}} \quad (28)$$

essendo ω un peso compreso tra 0 e 1. Per il calcolo di C_{tot}^{AS-IS} e Y_{tot}^{AS-IS} si rimanda alle equazioni (160) e (161) descritte in [1].

4 Descrizione del caso di studio

Come caso applicativo del modello matematico di ottimizzazione descritto nel Capitolo 3, si considera uno dei poli universitari della Scuola Politecnica dell'Università degli Studi di Genova. In particolare, si fa riferimento al polo di Via Opera Pia, nel quartiere genovese di Albaro, che si trova nella parte est della città e dista circa 2 km dalla stazione ferroviaria di Brignole e 3 km dal centro storico. In Figura 3 si riportano due viste dall'alto del polo universitario mentre nelle Figure 4, 5, 6 e 7 si possono vedere, più da vicino, i sei principali edifici che formano il polo (edificio 15, edificio 15A, padiglione G, edificio 11, edificio 11A, edificio 13). Tali edifici ospitano aule per la didattica, aule studio, biblioteche, sale riunioni, due bar con servizio ristorazione, locali tecnici, oltre che gli uffici e i laboratori di ricerca dei dipartimenti DITEN (Dipartimento di ingegneria navale, elettrica, elettronica e delle telecomunicazioni), DICCA (Dipartimento di ingegneria civile, chimica e ambientale), DIBRIS (Dipartimento di informatica, bioingegneria, robotica e ingegneria dei sistemi) e DIME (Dipartimento di ingegneria meccanica, energetica, gestionale e dei trasporti).



**Figura 3 Polo universitario dell'Università degli Studi di Genova
in via all'Opera Pia nel quartiere genovese di Albaro**

Allo stato attuale gli edifici soddisfano interamente il proprio fabbisogno di energia elettrica prelevando energia dalla rete nazionale, non essendo presenti in sito impianti fotovoltaici o altri sistemi di generazione

distribuita. Sono presenti quattro POD (due connessi alla media tensione e due alla bassa tensione) per una potenza totale contrattuale di 623 kW.

Dal punto di vista termico, il riscaldamento degli ambienti è garantito da alcune caldaie ad acqua calda alimentate a gas ed installate tra il 1982 ed il 2014. La potenza termica totale installata supera i 2 MW ma alcune delle caldaie presenti hanno una funzione prevalente di back-up.

Il raffrescamento estivo è garantito da pompe di calore aria/acqua installate a tetto e da condizionatori a split; solo in pochi edifici è presente un sistema centralizzato di raffrescamento.



Figura 4: Edificio 15



Figura 5: Edificio 15A



Figura 6: Edificio pad. G



Figura 7: Edificio 11, Edificio 11A ed Edificio 13

Ai fini del presente studio si è deciso di raggruppare i sei edifici in quattro hub:

- hub 1 (edificio 15, edificio 15A, padiglione G);
- hub 2 (edificio 11);
- hub 3 (edificio 11A);
- hub 4 (edificio 13).

Tale scelta deriva da considerazioni sull'attuale configurazione del polo universitario. Gli edifici 11 e 13 hanno POD dedicati, mentre i restanti edifici hanno un unico POD. Si è però preferito non includere l'edificio 11A nell'hub 1 sia per ragioni organizzative (esso ospita il dipartimento DITEN che non ha locali negli edifici del hub 1) che logistiche (tale edificio si trova separato dagli altri ad un piano stradale inferiore). I sei edifici presentano un numero di piani fuori terra da tre a cinque ed in media uno o due piani interrati dove sono collocati alcuni laboratori pesanti e vani tecnici.

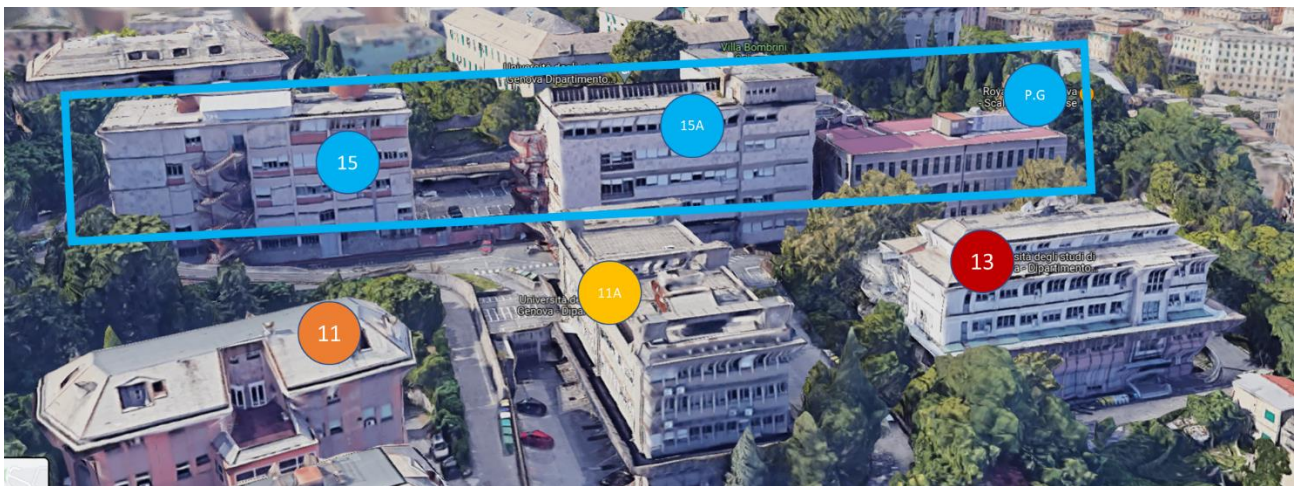


Figura 8: Ripartizione in hub del polo universitario

In Tabella 1 sono riportati i fabbisogni annui di energia elettrica, termica e di raffrescamento per i quattro hub, determinati a seguito di un’analisi dettagliata delle bollette dell’energia elettrica e del gas e degli attestati di prestazione energetica messi a disposizione dall’Area Conservazione Edilizia dell’Ateneo. Come evidenziato in Tabella 1, il fabbisogno di raffrescamento è stato valutato solo per l’hub 3, dal momento che l’edificio 11A è l’unico che dispone di un sistema di condizionamento centralizzato, avendo già installata una rete termica per la distribuzione del freddo. Negli altri edifici, al contrario, si ritrovano solo alcune aree predisposte con canalizzazioni ed elementi emissivi da abbinare ad un impianto di raffrescamento centralizzato basato sull’impiego di pompe di calore e/o chiller ad assorbimento.

Tabella 1: Fabbisogni energetici dei singoli hub

	Fabbisogno annuo di energia elettrica [MWh/anno]	Fabbisogno annuo di energia termica per riscaldamento [MWh/anno]	Fabbisogno annuo di energia termica di raffrescamento [MWh/anno]
Hub 1 (15, 15A, p.G)	838.1	867.5	-*
Hub 2 (11)	114.3	268.0	-*
Hub 3 (11A)	201.1	261.2	45.7
Hub 4 (13)	276.6	263.6	-*
Totale	1430.1	1660.3	45.7

* Non preso in considerazione

In Tabella 2 si riporta la stima dei costi annui di approvvigionamento energetico per i singoli hub, valutati in due diversi scenari al variare dei prezzi di acquisto di energia elettrica e gas: prezzi ante luglio 2021 (scenario LP) e prezzi attuali aggiornati al 1° gennaio 2022 (scenario HP). Tali valori, rappresentanti il caso AS-IS, saranno utilizzati al fine di valutare la percentuale di riduzione dei costi di approvvigionamento energetico ottenibile a seguito dell’installazione di unità di produzione elettrica e termica in situ.

La Tabella 3 riporta la stima delle emissioni di anidride carbonica di ogni hub, calcolate assumendo un fattore di emissione del gas naturale di 0.205 tonnellate a MWh di energia primaria ed un fattore di emissione legato al prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale di 0.2583 tonnellate a MWh di energia elettrica.

Tabella 2: Costi energetici annui dei singoli hub

	Costo annuo elettricità [k€/anno]		Costo annuo riscaldamento [k€/anno]		Costo annuo raffrescamento [k€/anno]	
	LP	HP	LP	HP	LP	HP
Hub 1 (15, 15A, p.G)	145.0	353.7	50.5	136.4	-*	-*
Hub 2 (11)	19.8	48.0	15.6	42.1	-*	-*
Hub 3 (11A)	34.8	84.7	15.2	41.1	3.1	7.9
Hub 4 (13)	47.9	116.1	15.3	41.4	-*	-*
Totale	247.5	602.5	96.6	261.0	3.1	7.9

* Non preso in considerazione

Tabella 3: Emissioni annue di CO₂

	Emissioni annue di CO ₂ [t/anno]
Hub 1 (15, 15A, p.G)	490.1
Hub 2 (11)	114.0
Hub 3 (11A)	139.0
Hub 4 (13)	154.5
Totale	897.6

5 Applicazione 1: *Comunità Energetica Locale (Virtuale)*

Il primo esempio di applicazione del modello di ottimizzazione descritto nel Capitolo 3 fa riferimento ad un approccio di Comunità Energetica Locale di tipo virtuale. In questo primo caso gli edifici presi in esame, descritti nel Capitolo 4, sono suddivisi in quattro hub, ciascuno dotato di un POD indipendente. Nei successivi scenari di analisi, la condivisione di energia elettrica tra i diversi hub avverrà in maniera virtuale, verificando la contemporaneità di produzione ed assorbimento tra di essi. In questa prima applicazione, pertanto, non verrà considerata la necessità di andare ad effettuare nuovi collegamenti diretti tra gli hub esistenti ma la rete elettrica di distribuzione agirà da tramite. Per l'Applicazione 1 il modello di ottimizzazione sviluppato è stato utilizzato in maniera parziale, limitando l'attenzione dello studio alla parte puramente elettrica e alla mobilità elettrica; le uniche tecnologie oggetto di dimensionamento sono il fotovoltaico, gli accumulatori elettrochimici e le infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici di tipo V1G. Questa primo caso studio si rifà al concetto di "comunità di energia rinnovabile", chiamata REC (Renewable Energy Community), definito dalla Direttiva Europea 2018/2001 [29] e dal Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n. 199 [2828] che ne riporta l'implementazione nazionale definitiva.

Nella presente trattazione, i quattro hub vengono considerati non di proprietà di un unico soggetto, al fine di poter aderire al concetto di comunità di energia rinnovabile così come recepita a livello italiano. Senza questa ipotesi, infatti, essendo gli edifici appartenenti tutti al medesimo soggetto non si avrebbero le condizioni necessarie per il riconoscimento giuridico di comunità energetica rinnovabile. Inoltre, al fine di tenere conto dell'impressionante fenomeno dell'aumento del prezzo del gas e dell'energia elettrica che si registra in Italia da luglio del 2021 ad oggi, del quale non si hanno precedenti né previsioni attendibili circa la sua connotazione temporanea o duratura, vengono considerati due distinti scenari: prezzi attuali aggiornati al 1° gennaio 2022 e prezzi ante luglio 2021, a seconda del caso in esame.

Per tutti gli scenari presi in esame, viene considerata una funzione obiettivo puramente economica (20), al fine di snellire la trattazione.

5.1 *Scenario di ottimizzazione per singolo edificio*

Il primo scenario di ottimizzazione consiste nel considerare i quattro hub energetici multi-vettore indipendentemente l'uno dall'altro. Questo primo scenario, sebbene non riguardi una comunità energetica locale, è di interesse per ottenere uno scenario di base, al fine di valutare quanto le possibili relazioni tra i diversi hub possano andare ad influenzare la soluzione ottima.

Le tecnologie considerate nell'ottimizzazione dell'hub 1 sono il fotovoltaico monocristallino, per via delle ampie superfici piane in copertura orientate verso sud, e il fotovoltaico a film sottile pensato per le superfici inclinate in copertura e le numerose tettoie verso sud di protezione al percorso pedonale di collegamento tra il civico 15 e il civico 15A. Viene inoltre preso in esame un accumulo elettrochimico di piccola taglia costituito da moduli da 5 kWh l'uno, che potrebbe essere posizionato in prossimità degli impianti fotovoltaici in copertura o in alcuni locali tecnici dei diversi edifici 15, 15A e Padiglione G. Infine, anche infrastrutture di ricarica V1G vengono considerate con l'obiettivo di soddisfare la domanda di trasporto di cinque veicoli elettrici. L'hub 1 è quello dotato del maggior numero di parcheggi e di un accesso carrabile più funzionale e, come tale, è il più indicato per l'installazione di punti di ricarica.

Per quanto riguarda l'hub 2, l'unica tecnologia considerata è rappresentata dall'accumulo elettrochimico di piccola taglia posizionabile in un locale tecnico al piano terreno. I punti di ricarica e la mobilità elettrica non vengono presi in esame in quanto la parte carrabile attorno all'edificio è piuttosto angusta non permettendo gli spazi adeguati alla collocazione di punti di ricarica a norma di legge. Non viene contemplata la possibilità di installare moduli fotovoltaici dal momento che il tetto dell'edificio non risulta adatto per il loro posizionamento.

Per l'hub 3, vengono considerati il fotovoltaico monocristallino per le zone piane ben esposte in copertura, mentre per le zone parzialmente ombreggiate viene ipotizzato il fotovoltaico a film sottile. L'accumulo di piccola taglia viene considerato installabile in un locale tecnico al piano -1.

Infine, per l'hub 4 si assume la possibilità di installare unicamente l'accumulo elettrochimico di piccola taglia da posizionare in un locale tecnico al piano -1, poiché la copertura non risulta adatta all'installazione di impianti fotovoltaici.

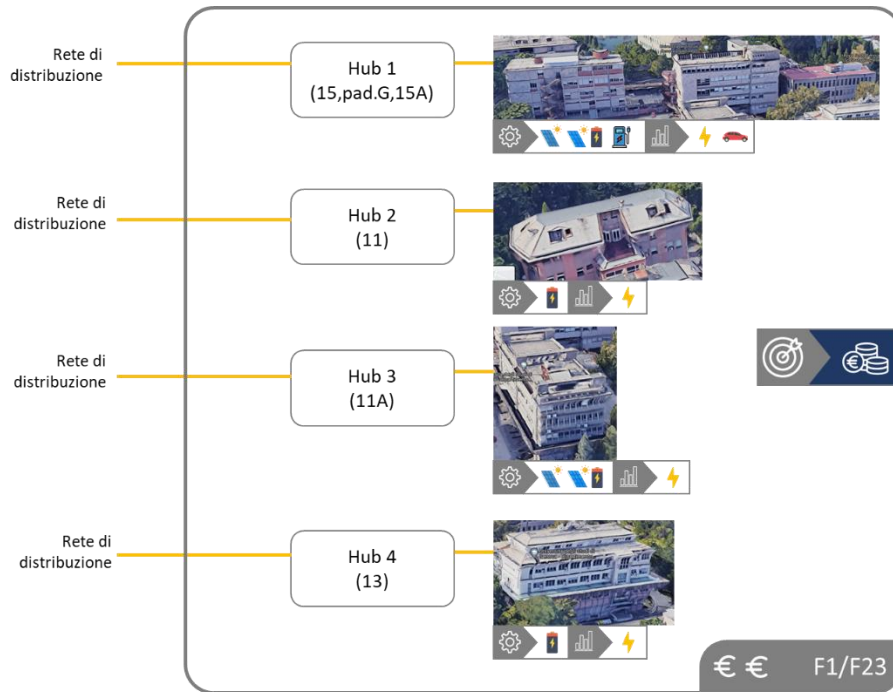


Figura 9: Scenario di ottimizzazione per singolo edificio

In questo scenario di base, la funzione obiettivo utilizzata è puramente economica e non tiene conto di incentivi legati alle detrazioni fiscali.

La Figura 10 riporta i profili giornalieri di carico elettrico dei quattro hub nelle dodici giornate tipo rappresentanti l'anno (giorno ferial e festivo dei bimestri gennaio/febbraio, marzo/aprile, maggio/giugno, luglio/agosto, settembre/ottobre, novembre/dicembre). I profili sono stati determinati dopo un'approfondita analisi delle misure acquisite sul campo e messe a disposizione dal Gruppo di Lavoro sul risparmio energetico di Ateneo [32-35]. Infatti, l'Ateneo ha messo a punto un sistema di monitoraggio in tempo reale del carico elettrico dei diversi poli universitari genovesi per la valutazione della qualità dei consumi, per l'identificazione e la quantificazione degli sprechi e per individuare le opportunità di miglioramento. Per mezzo di questa piattaforma viene effettuato il monitoraggio ed il controllo dei consumi elettrici dell'Ateneo, stimabili in circa 20 GWh/anno, tramite l'installazione di punti di misura presso utenze elettriche significative e la raccolta dei relativi valori di consumo in tempo reale.

Il prezzo dell'energia elettrica comprata dagli hub è diversificato nell'arco della giornata sulla base di due fasce orarie F1 e F23 così come definite da ARERA [286] e mostrato in Figura 11. L'entità dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica tiene in considerazione le stime di ARERA per il trimestre gennaio - marzo 2022 mentre il prezzo di vendita, ipotizzato tramite il servizio di ritiro dedicato (RD), è considerato proporzionale al prezzo zonale di riferimento (zona NORD). A tutti gli hub viene associato lo stesso prezzo di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Questa è in realtà una semplificazione, poiché i costi sono anche legati alla potenza disponibile al contatore che è diversa per i quattro hub e al livello di tensione a cui l'energia viene fornita (bassa o media tensione) che è differente per i diversi hub. Infine, per quanto riguarda la domanda di trasporto dell'hub 1, viene ipotizzata costituita da 5 veicoli, con diversi profili di presenza presso l'hub e diverse domande di trasporto. Nello specifico sono state definite tre diverse tipologie di utenza: il *professore*, il *tecnico-amministrativo* e il *custode*. A ciascun utente è associata una diversa domanda di trasporto e un diverso profilo di utenza come visibile in Figura 12. Pertanto, i cinque veicoli considerati, tutti di caratteristiche differenti, hanno associati una delle precedenti tipologie di utenza. Nel dettaglio, viene

ipotizzata una Tesla Model 3 per l'utenza *professore*, una Volkswagen E-golf per l'utenza *professore*, una Volkswagen E-Up per l'utenza *tecnico-amministrativo*, una Fiat 500e per l'utenza *tecnico-amministrativo* e una Peugeot E-2008 per l'utenza *custode*.

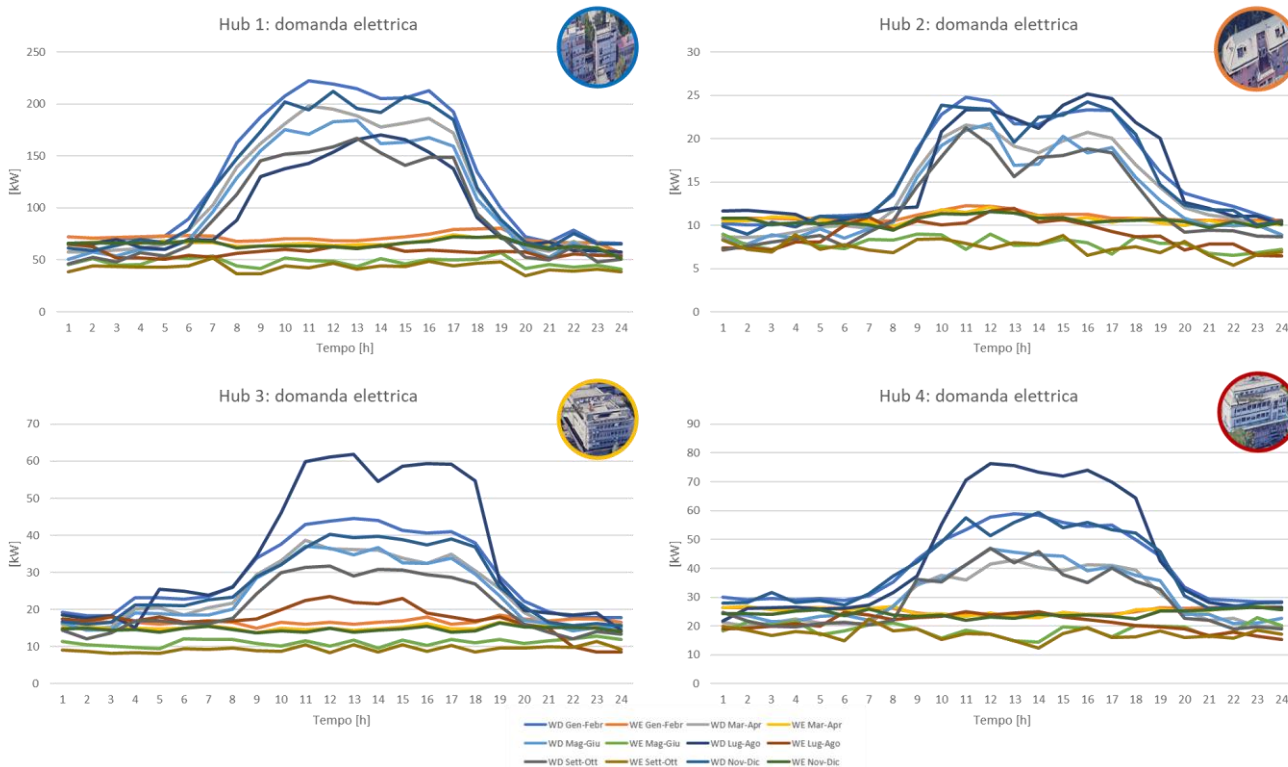


Figura 10: Profili di carico elettrico nelle diverse giornate tipo per i quattro hub

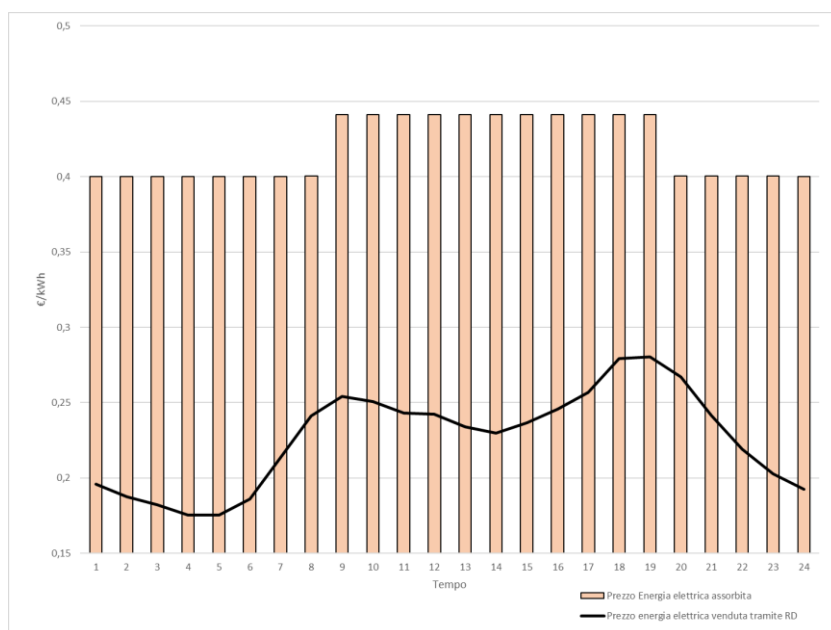


Figura 11: Prezzi energia elettrica assorbita e venduta dai quattro hub nei giorni feriali

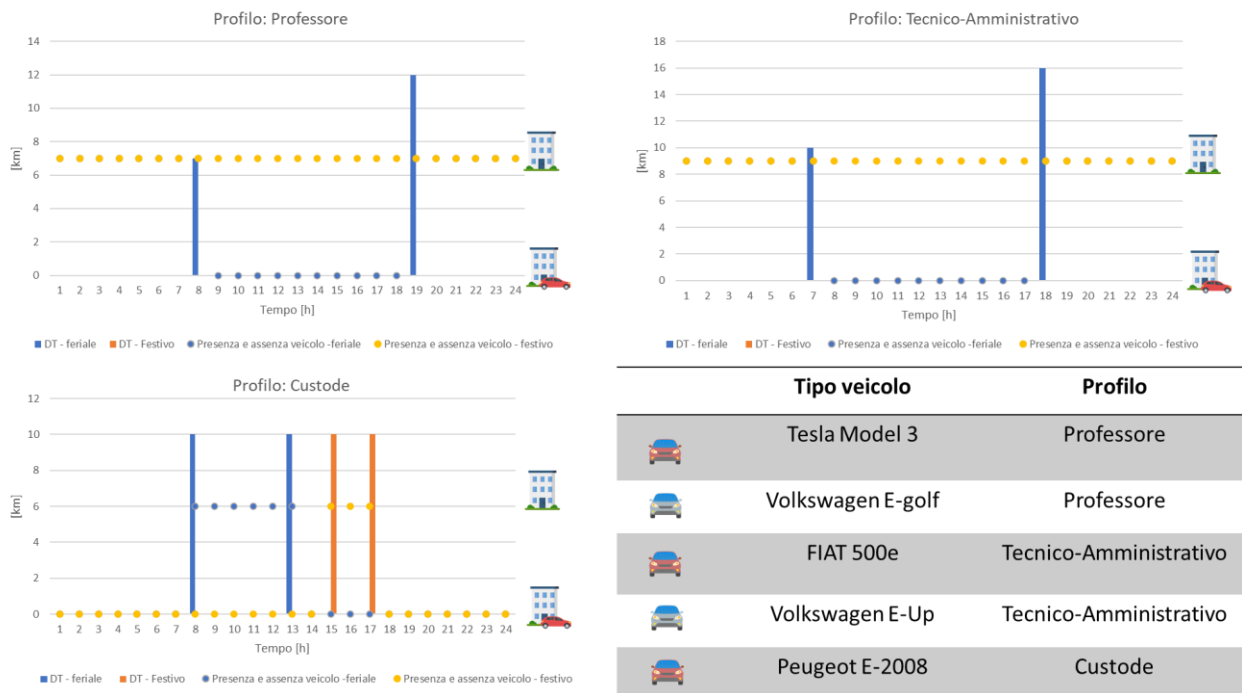


Figura 12: Profili di trasporto e veicoli considerati per l'hub 1

In Figura 13 viene proposto un riassunto dei risultati ottimi ottenuti per i diversi hub considerati indipendenti: vengono riportate le taglie installate in relazione al massimo installabile e vengono considerati i valori di tre Key Performance Indicators (KPIs). Nello specifico, i KPIs considerati sono: i costi annuali [k€/anno] derivanti dall'investimento spalmato nel tempo e dai costi di gestione, le emissioni di CO₂ annuali [t/anno] e la percentuale di autoconsumo [%] inteso come il rapporto tra l'energia elettrica autoprodotta e consumata ed il fabbisogno totale di energia elettrica.

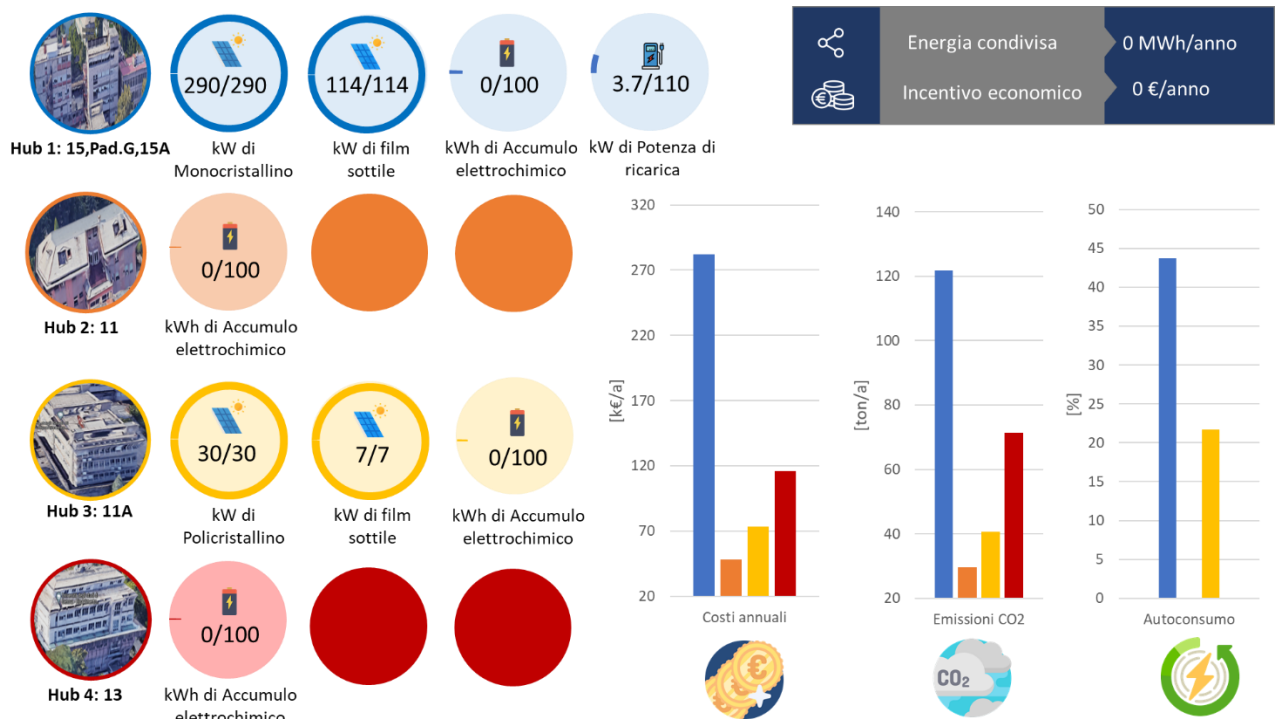


Figura 13: Risultati soluzioni ottime per singoli edifici indipendenti

Dalla Figura 13 è possibile notare come per l’hub 1 e l’hub 3, considerando i prezzi dell’energia elettrica attuali (primo trimestre 2022), l’installazione del fotovoltaico sia estremamente conveniente. La soluzione ottima prevede infatti di andare a saturare la superficie disponibile sia per il fotovoltaico monocristallino che per quello a film sottile. Questo risultato è dovuto ad un buon allineamento annuale tra carichi e produzione dei due hub, dovuto alla destinazione d’uso degli edifici ad essi associati e alla produzione stimata da fotovoltaico. Gli accumuli elettrochimici, nonostante l’aumento del prezzo dell’energia acquistata dalla rete, non trovano ancora applicazione in nessuno degli hub considerati. Per quanto riguarda la domanda di trasporto legata all’hub 1, essa viene soddisfatta tramite un punto di ricarica da 3.7 kW. La presenza di pochi veicoli, caratterizzati da lunghe permanenze e aventi tipologie di utenza con consumi di tipo cittadino, non giustifica l’utilizzo di più di un punto di ricarica. Come prevedibile, i KPIs assumono valori molto differenti per i diversi hub, caratterizzati da un numero di utenti significativamente differente. È interessante notare come l’introduzione del fotovoltaico negli hub 1 e 3 faccia diminuire sensibilmente le emissioni di CO₂ e porti l’autoconsumo rispettivamente a 44% e 22%.

5.2 Scenario di ottimizzazione per LEC virtuale

In questo secondo caso, a cui fa riferimento la Figura 14, i quattro hub già analizzati in precedenza vengono ora visti in un’ottica di comunità energetica virtuale: rimangono tutti dotati di una relazione indipendente con il fornitore di energia elettrica ma percepiscono un incentivo sull’energia condivisa, così come identificata dal decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199 [2828]. Per ogni ora del giorno è possibile calcolare l’energia condivisa come il minimo tra la somma dell’energia iniettata in rete da tutti e quattro gli hub e la somma dell’energia da essi assorbita. Più questi due quantitativi tenderanno ad essere comparabili, maggiore sarà l’incentivo ottenuto e quindi migliore la configurazione ottima raggiunta. Viceversa, se in alcuni intervalli temporali si otterrà una grande differenza tra l’energia cumulativamente assorbita e quella iniettata, l’energia condivisa sarà molto piccola e di conseguenza minimo l’incentivo riconosciuto alla comunità energetica.

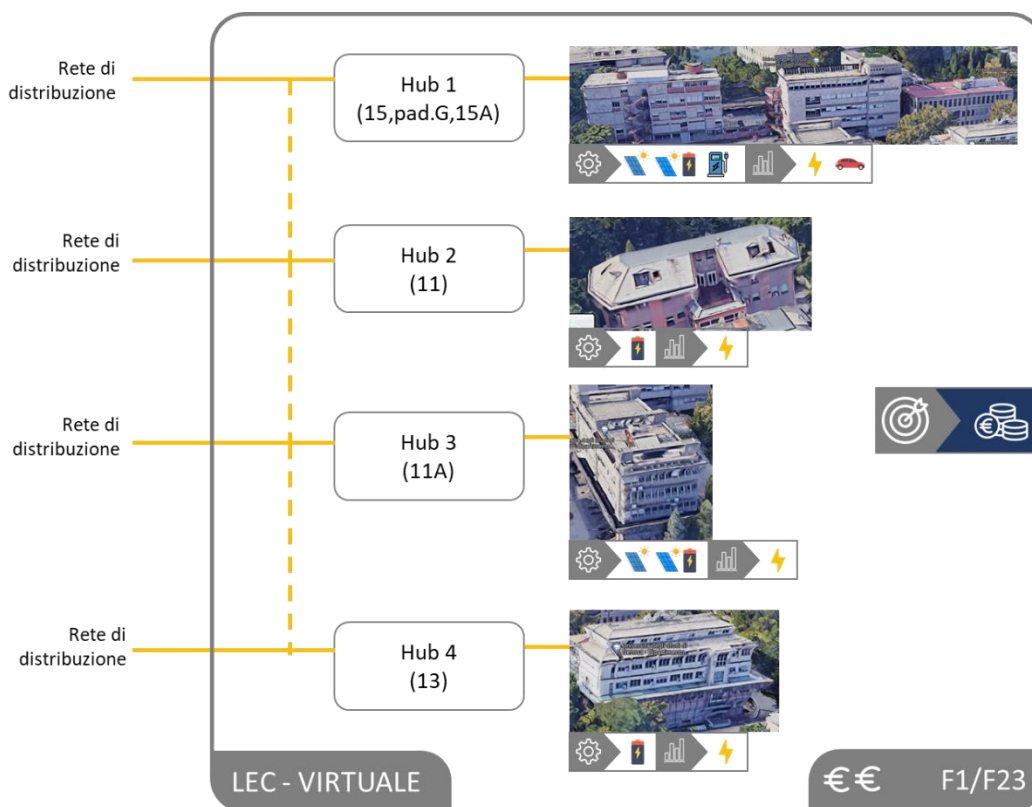


Figura 14: Scenario LEC virtuale

5.2.1 Caso 1: Prezzi gennaio 2022

Nel caso 1, la comunità energetica virtuale considerata verrà analizzata considerando i prezzi attuali di acquisto e vendita dell'energia elettrica dalla rete nazionale, rilasciati da ARERA per il I trimestre 2022.

L'analisi condotta, per mezzo del tool di ottimizzazione sviluppato in MATLAB-YALMIP, per il caso in esame ha evidenziato un modello matematico caratterizzato da: 42'940 variabili binarie, 10 variabili intere, 78'600 variabili continue e 326'191 vincoli. Come solutore è stato scelto Gurobi. I tempi di calcolo, su un pc Intel (R) Core (TM) i7-8565U CPU @1.80GHZ con 16 GB di RAM, si attestano su circa 3 ore.

In Figura 15 vengono riportati i risultati, descritti in forma grafica, per la soluzione ottima dello scenario LEC virtuale con prezzi attuali. Come si può vedere, la soluzione ottima risulta diversa rispetto al caso dei singoli hub indipendenti. La relazione virtuale tra i diversi hub, sebbene meno significativa di un'interconnessione fisica, sposta la soluzione ottima globale. La taglia del fotovoltaico monocristallino e a film sottile per l'hub 1 e l'hub 3 rimane sul massimo installabile. La colonnina di ricarica è sempre di taglia equivalente, ma quello che è estremamente evidente è la comparsa di due sistemi di accumulo elettrochimico, uno per l'hub 1 da 10 kWh e uno da 5 kWh per l'hub 3. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica estremamente elevato e la possibilità di ricevere un incentivo economico in presenza di flessibilità, massimizzando l'energia condivisa, rende l'installazione di un accumulo elettrochimico di piccola taglia conveniente per il caso in esame. In questo modo l'energia condivisa si attesta su circa 76 MWh/anno che corrispondono ad un ritorno economico per la comunità di circa 9 k€/anno, considerando un incentivo sull'energia condivisa di 110 €/MWh a cui vengono sommati circa 8 €/MWh di costi di distribuzione evitati, come riportato dalle regole tecniche del GSE in materia di comunità energetiche rinnovabili [277].

Dal punto di vista dei costi annuali, per il singolo edificio la soluzione ottima non si discosta di molto (dell'ordine di circa 2 k€/anno) rispetto al caso degli hub ottimizzati singolarmente. Queste conclusioni devono essere contestualizzate considerando che, per il caso specifico preso in esame, le utenze universitarie associate al singolo hub rappresentano carichi estremamente significativi che pertanto sono maggiormente interessate dalla possibilità di un autoconsumo diretto rispetto che da un'eventuale condivisione dell'energia.



Figura 15: Scenario LEC virtuale con prezzi di acquisto e vendita dell'elettricità di gennaio 2022

In Figura 16 vengono riportati alcuni grafici che descrivono l’operatività dell’hub 1 per il giorno tipico feriale rappresentante i mesi di marzo e aprile. Nel primo grafico a sinistra viene proposto il bilancio elettrico; come si può notare, esso viene riportato attraverso un grafico a barre simmetrico rispetto all’asse delle ascisse. Tutti gli assorbimenti dell’hub 1, come il carico di base degli edifici o i carichi aggiuntivi dei veicoli elettrici e degli accumuli elettrochimici (ESS) in fase di carica, sono riportati con valori negativi mentre con valori positivi vengono rappresentati i contributi con cui sono stati soddisfatti tali carichi, come l’apporto dalla rete di distribuzione, la produzione da fotovoltaico o la scarica degli accumuli elettrochimici. Nel grafico centrale viene riportato un riassunto di tutte le fasi di carica dei veicoli eseguite durante la giornata tipica, mentre il grafico di destra riporta l’andamento dello stato di carica dell’accumulatore elettrochimico.

Si può evidenziare, analizzando il bilancio elettrico globale riportato in Figura 16, che la potenza installata di fotovoltaico estremamente significativa permette anche durante la stagione primaverile di ottenere risultati interessanti, coprendo una porzione importante del carico di base dell’hub 1, con un livello molto alto di autoconsumo. Inoltre, si può notare come la produzione da fotovoltaico superi il carico di base nelle ore centrali della giornata e come sia pertanto conveniente concentrare in tale periodo la carica dei veicoli elettrici. Nella presente applicazione, infatti, si è scelto di ipotizzare l’installazione di colonnine V1G, capaci di modulare la potenza di ricarica e di differirla nel tempo. Ogni veicolo presente all’istante t del giorno tipico d potrà essere collegato al punto di ricarica e, una volta connesso, la sua ricarica potrà avere una durata condizionata nel tempo dal solo profilo di presenza del veicolo presso l’hub. Tuttavia ogni veicolo può essere collegato alla colonnina una singola volta al giorno, quindi nel caso in cui si voglia ricaricare più veicoli con un singolo punto di ricarica, una volta scollegato il primo veicolo della giornata esso non potrà più essere ricaricato durante quella giornata.

L’accumulo elettrochimico, in questa giornata tipica analizzata, viene usato per massimizzare l’autoconsumo del singolo hub piuttosto che l’energia condivisa con gli altri hub. Come si può vedere in Figura 16, esso è caricato nelle ore centrali della giornata con il surplus dell’energia da fotovoltaico e viene poi scaricato, dopo poche ore, per ridurre il quantitativo di energia comprata dalla rete. Questo risultato testimonia come l’autoconsumo in loco sia sempre più conveniente rispetto alla condivisione dell’energia secondo le condizioni attualmente in vigore in Italia per una comunità energetica rinnovabile.

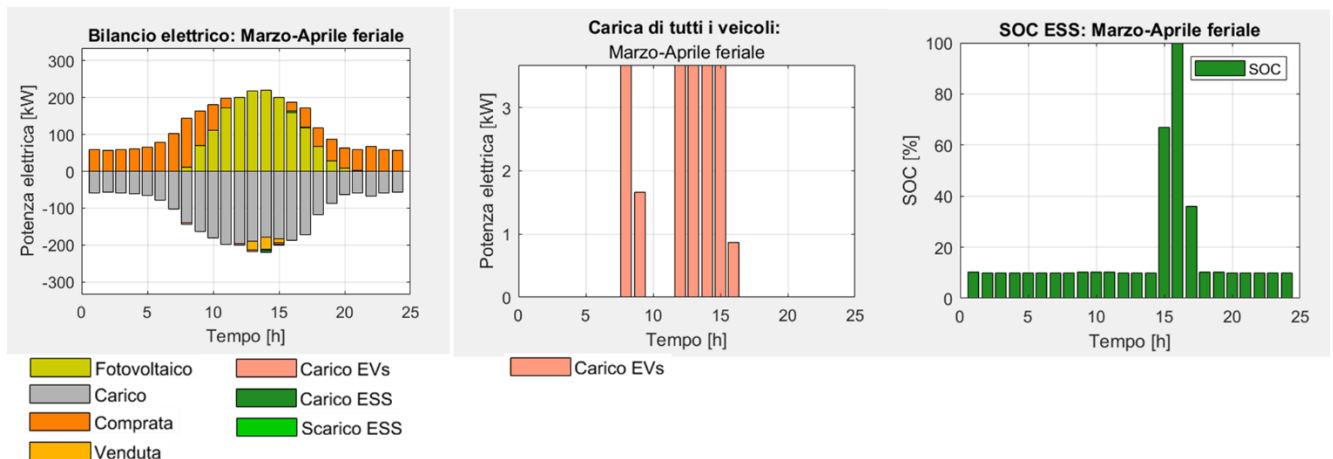


Figura 16: Hub 1 - giorno tipico feriale di marzo/aprile

5.2.2 Caso 2: Prezzi ante luglio 2021

Nel caso 2, la comunità energetica virtuale considerata verrà analizzata considerando i prezzi ante luglio 2021 per l'energia elettrica scambiata con la rete nazionale, in prelievo o immissione.

Come si può vedere in Figura 17

, la soluzione ottima è significativamente influenzata dai prezzi dell'energia elettrica scambiata con la rete. Per quanto riguarda l'hub 1, il fotovoltaico monocristallino satura la superficie disponibile, come nel caso precedente, mentre il fotovoltaico a film sottile non viene proprio installato. I prezzi più competitivi dell'energia comprata dalla rete di distribuzione non giustificano più l'acquisto di accumulatori elettrochimici per aumentare l'energia condivisa, che si riduce a 23 MWh/anno pari ad un ritorno economico di 2768 €/anno per l'intera comunità. Infine, è interessante notare come il punto di ricarica installato si attesti su 11 kW, al fine di sfruttare maggiormente la flessibilità data dai veicoli elettrici che ora non può essere ottenuta con gli accumuli elettrochimici. Anche nell'hub 3 si prevede di installare una minore potenza di picco di fotovoltaico a film sottile che si attesta su 2 kW di picco sui 7 kW disponibili.

I KPIs analizzati rimangono simili al caso precedente sebbene i costi annuali beneficino di un costo dell'energia elettrica molto ridotto rispetto al caso precedente e si attestino su valori circa dimezzati (hub 1: 170 k€/anno, hub 2: 24 k€/anno, hub 3: 40 k€/anno, hub 4: 58 k€/a). L'autoconsumo si riduce a causa di una potenza di generazione fotovoltaica nettamente inferiore.

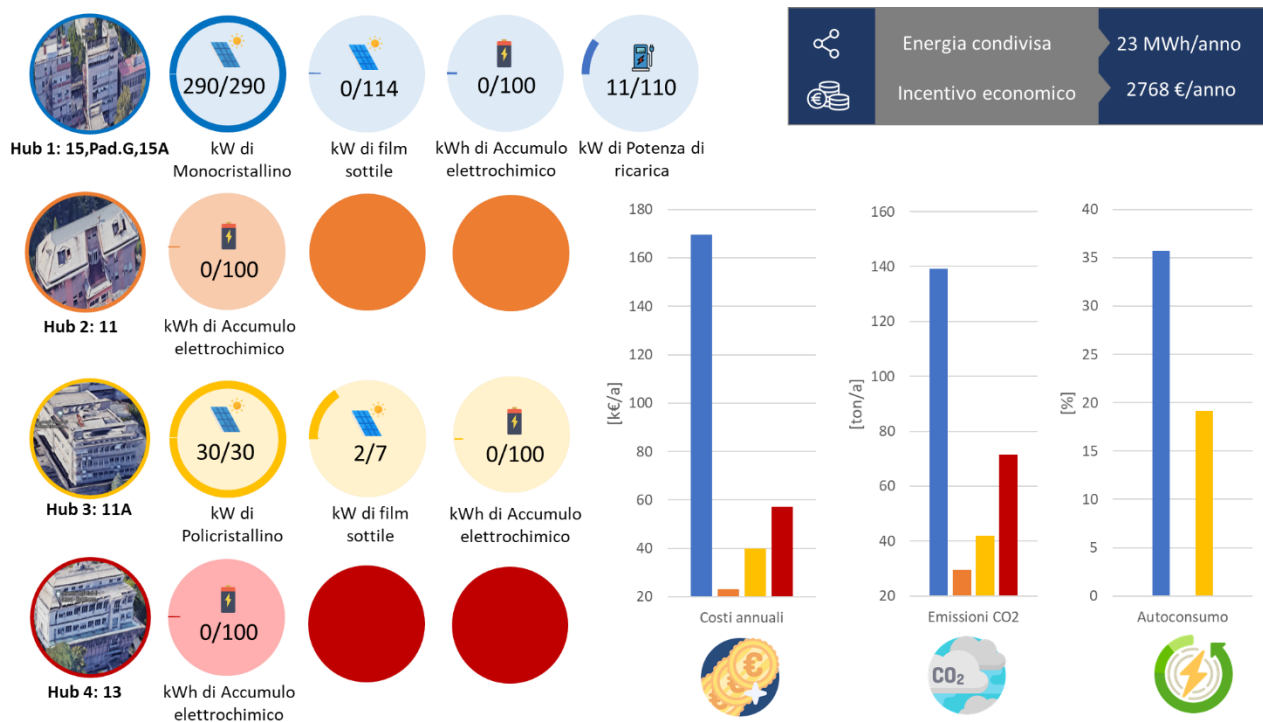


Figura 17: Scenario LEC virtuale con prezzi di acquisto e vendita dell'elettricità ante luglio 2021

In Figura 18 vengono riportati il bilancio elettrico dell'hub 1 per la giornata tipica feriale di luglio/agosto e la potenza di ricarica totale associata ai 5 veicoli elettrici considerati. Come si può vedere, l'energia prodotta dal fotovoltaico è sensibilmente inferiore rispetto al caso precedente e pertanto il surplus di produzione viene ottenuto solo nelle giornate tipiche estive. Per tale ragione, una potenza di ricarica superiore dell'infrastruttura di ricarica permette di sfruttare maggiormente il surplus da fotovoltaico nelle ore in cui è presente, non avendo a disposizione sistemi di accumulo elettrochimico. Rispetto al caso precedente si può

evidenziare come la potenza di ricarica sia sempre mediamente più alta con picchi pari alla potenza massima uguale a 11 kW.

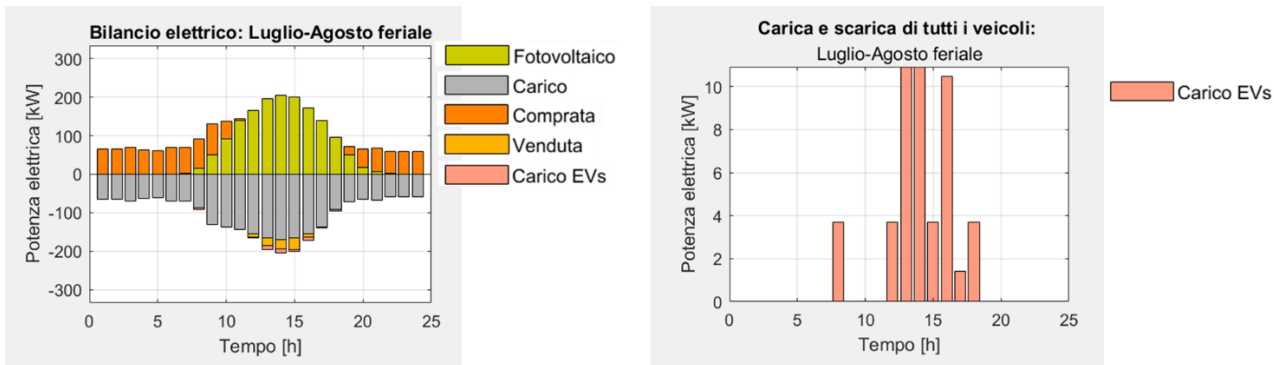


Figura 18: Hub 1 - giorno tipico feriale di luglio/agosto

In conclusione, è interessante notare come una relazione virtuale tra i diversi hub influenzi in maniera limitata la soluzione ottima rispetto al caso dei singoli hub indipendenti se paragonata all'effetto dei prezzi dell'energia elettrica comprata e venduta. Questi ultimi, infatti, hanno un impatto estremamente significativo sulla soluzione ottima ottenuta.

6 Applicazione 2: *Comunità energetica locale fisica*

La seconda applicazione si concentra su un approccio di comunità energetica locale fisica, ovvero costituita da hub multi-vettore capaci di scambiare energia elettrica e termica tramite una rete di distribuzione elettrica e una rete termica proprietarie. Questo secondo caso mira ad andare a studiare come una relazione fisica tra più hub possa andare ad influenzare la soluzione ottima del problema di ottimizzazione rispetto ad una relazione puramente virtuale.

6.1 *Scenari di ottimizzazione per LEC fisica*

Gli scenari di ottimizzazione esaminati nel seguito avranno come soggetto una LEC fisica costituita dai quattro hub considerati nel Capitolo 5. In questa seconda applicazione di studio, però, le domande di energia di ciascun hub e le tecnologie di cui fare l'ottimizzazione saranno differenti rispetto all'applicazione descritta nel Capitolo 5.

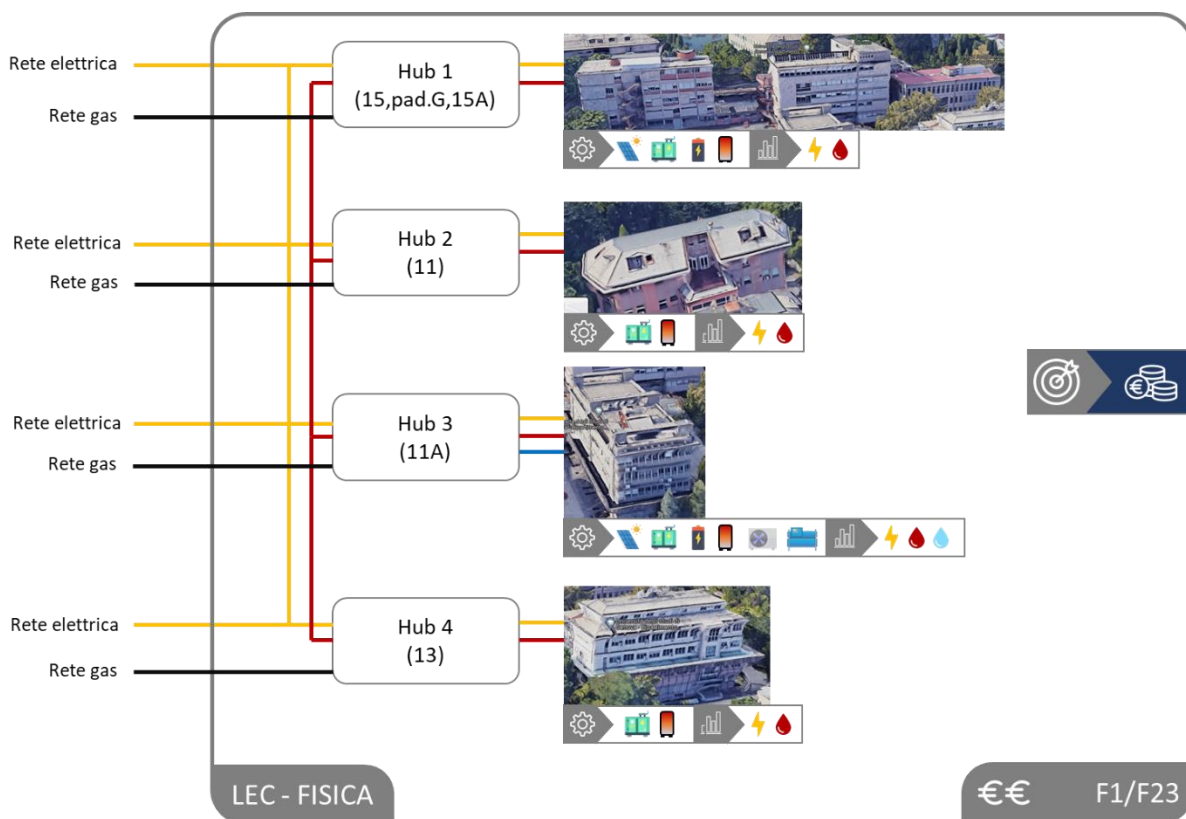


Figura 19: Scenario LEC fisica

Come è possibile vedere in Figura 19, per l'hub 1 le domande di energia considerate sono quella elettrica e quella di acqua calda tecnica per riscaldamento. La domanda di raffrescamento non viene considerata in quanto gli edifici afferenti all'hub 1, come già evidenziato nel Capitolo 3, risultano sprovvisti di un sistema di distribuzione ed emissione per il raffrescamento. La domanda di acqua calda sanitaria viene considerata di entità trascurabile a causa della destinazione d'uso degli edifici. Le tecnologie considerate per l'ottimizzazione sono il fotovoltaico monocristallino e a film sottile, i motori a combustione interna in assetto CHP, gli accumuli elettrochimici di piccola taglia ed i puffer o accumuli di acqua calda tecnica, le cui

caratteristiche tecniche sono descritte in dettaglio in [1]. Rispetto a quanto riportato in [1], si è deciso di considerare il fotovoltaico a film sottile al posto dei pannelli in silicio policristallino.

Per quanto riguarda gli hub 2 e 4 vengono considerate le sole domande di energia elettrica e di acqua calda tecnica per riscaldamento per le stesse ragioni già presentate per l’hub 1. Le tecnologie considerate sono le stesse dell’hub 1 ad esclusione degli impianti fotovoltaici e degli accumuli elettrochimici, difficilmente collocabili in tali hub.

Infine, per quanto riguarda l’hub 3, alla domanda di energia elettrica e di riscaldamento si aggiunge la domanda di raffrescamento sotto forma di acqua fredda tecnica. L’edificio 11A è infatti dotato di un sistema di distribuzione ed emissione per il raffrescamento. Le tecnologie considerate comprendono il fotovoltaico monocristallino e a film sottile, i motori a combustione interna in assetto CHP, gli accumuli elettrochimici e termici ed inoltre i chiller ad assorbimento e le pompe di calore reversibili.

Come mostrato in Figura 19, i quattro hub possono scambiarsi energia elettrica attraverso una rete di distribuzione proprietaria; per semplicità viene assunta la possibilità da parte di ciascun hub di poter scambiare energia con tutti gli altri hub. Ciascun hub ha inoltre la possibilità di dotarsi di una stazione di teleriscaldamento, che viene caratterizzata come bidirezionale, ovvero capace di cedere calore verso la rete di teleriscaldamento (se proveniente da unità CHP) ma anche di assorbire calore dalla rete di teleriscaldamento al fine di soddisfare il proprio carico. Gli hub presentano anche connessioni dedicate sia alla rete elettrica nazionale che alla rete gas.

L’analisi condotta, per mezzo del tool di ottimizzazione sviluppato e implementato in MATLAB-YALMIP, ha evidenziato per il caso in esame un modello matematico caratterizzato da: 99’180 variabili binarie, 2’030 variabili intere, 112’920 variabili continue e 338’194 vincoli. Come solutore è stato scelto Gurobi. I tempi di calcolo, su un pc Intel (R) Core(TM) i7-8565U CPU @1.80GHZ con 16 GB di RAM, superano le 10 ore.

6.1.1 Caso 1: LEC fisica con funzione obiettivo puramente economica

In questo primo caso, i prezzi considerati per l’energia elettrica e il gas sono quelli attuali (gennaio 2022) mentre la funzione obiettivo è di tipo puramente economica, descritta in (20).

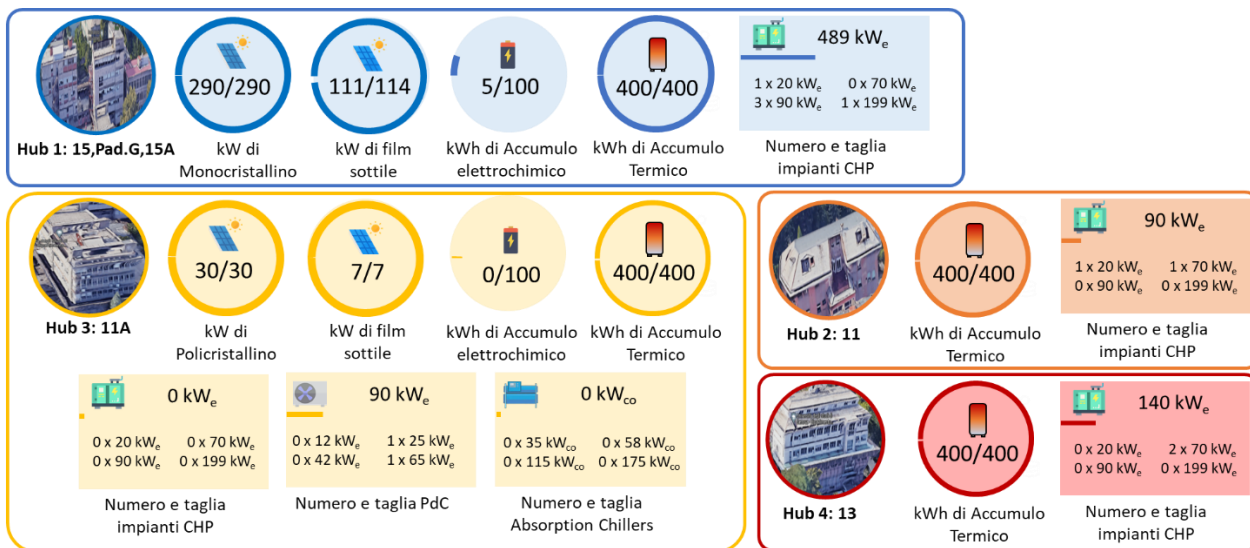


Figura 20: Soluzione ottima economica per la LEC fisica - taglie e tipologie di impianto

In Figura 20 viene riportato un riassunto delle tecnologie considerate (numero e taglia) per la soluzione ottima identificata.

Per l’hub 1, come nei casi precedente di LEC virtuale, la potenza installata di fotovoltaico è estremamente elevata, la massima possibile per gli impianti monocristallini e quasi la totalità per il film sottile. Vengono inoltre installate 5 unità cogenerative (motori a combustione interna) di taglie differenti per un totale di 489 kW elettrici di potenza nominale installata. La taglia più grande di puffer viene considerata.

Per quanto riguarda gli hub 2 e 4, in essi vengono installati cogeneratori (motori a combustione interna) per una potenza elettrica totale nominale rispettivamente di 90 kW e 140 kW. Per entrambi gli hub la taglia massima di accumulo di acqua tecnica viene presa in considerazione.

Per l'hub 3 viene scelta la massima potenza installabile di fotovoltaico monocristallino e a film sottile saturando l'area disponibile a tetto. L'hub 3 ha la peculiarità di dover soddisfare anche una domanda di raffrescamento nella stagione estiva che poteva essere soddisfatta attraverso l'utilizzo dell'accoppiamento tra unità CHP e chiller ad assorbimento, dell'accoppiamento di teleriscaldamento e chiller ad assorbimento o attraverso pompe di calore reversibili (PdC). La soluzione ottima prevede quest'ultima ipotesi con l'installazione di due pompe di calore per una potenza elettrica assorbita totale di 90 kW. Anche per questo hub viene scelta la taglia massima di accumulo termico di acqua tecnica.

In Figura 21 vengono evidenziati gli scambi annuali di energia elettrica e termica tra i diversi hub. Come si può notare alcuni hub cedono più energia di quanta ne ricevono nell'anno mentre altri, al contrario, ne assorbono di più di quanta ne cedono.

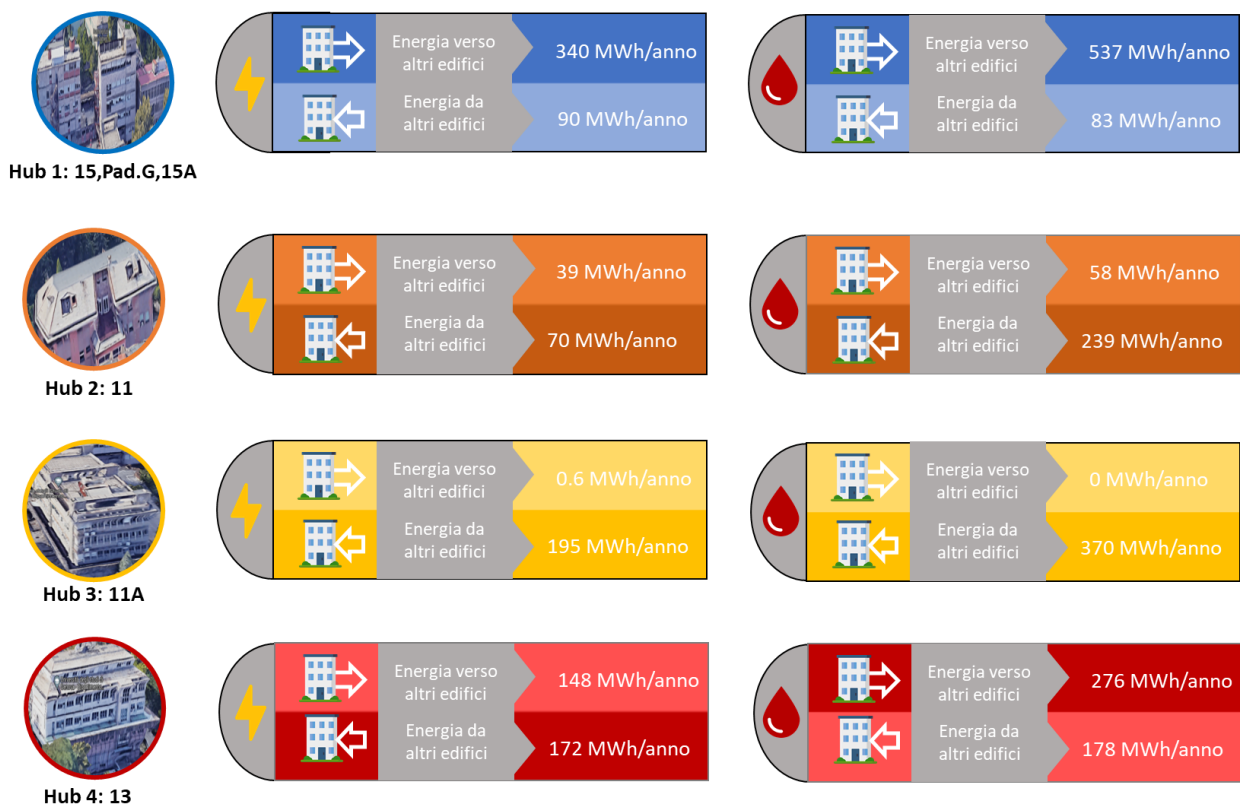


Figura 21: Soluzione ottima economica - scambio di energia elettrica e termica tra i diversi hub

Nello specifico, l'hub 1, che come visto è l'hub caratterizzato dalle maggiori dimensioni, essendo a servizio di tre edifici, viene dotato di una potenza installata di produzione molto elevata che gli permette di cedere una porzione significativa della propria produzione elettrica e termica agli altri hub. L'energia elettrica ceduta, infatti, si attesta su 340 MWh/anno mentre quella ricevuta ammonta a solamente 90 MWh/anno. La stessa proporzione viene abbastanza mantenuta anche per quanto riguarda l'energia termica scambiata attraverso la rete di teleriscaldamento: 537 MWh/anno di energia ceduta contro soli 83 MWh all'anno di energia assorbita. È interessante notare come, sebbene l'hub 1 sia decisamente un hub "positivo" in quanto produce più di quanto richiesto per soddisfare il proprio carico, esistano dei momenti nell'anno in cui sia più conveniente a livello comunitario assorbire l'energia proveniente da altri hub invece che produrla localmente.

L’hub 2, in maniera esattamente opposta all’hub 1, può essere definito un hub “negativo”, che assorbe più energia di quella che cede alla comunità, 39 MWh/anno di energia elettrica ceduta contro i 70 MWh/anno assorbiti dalla comunità. Lo stesso comportamento si può evidenziare nel caso termico, dove l’energia ceduta alla comunità è 58 MWh/anno e quella assorbita 239 MWh/anno.

L’hub 3, non essendo dotato di unità CHP, è limitato nella sua possibilità di cedere energia al resto della comunità. Esso, infatti, cede 0.6 MWh/anno di energia elettrica e 0 MWh di energia termica. L’energia assorbita è invece considerevole, pari a 195 MWh/anno per l’energia elettrica e 370 MWh/anno per l’energia termica.

Infine, l’hub 4 presenta un comportamento particolare poiché risulta un hub “negativo” dal punto di vista dell’energia elettrica scambiata con la comunità ed un hub “positivo” per quanto riguarda l’energia termica.

Nella Figura 22, 23 e 24 vengono riportati alcuni grafici che rappresentano l’operatività dei quattro hub durante alcune giornate tipiche. In particolare, in Figura 22 viene rappresentato il bilancio elettrico per la giornata tipica feriale di gennaio/febbraio per i quattro diversi hub.

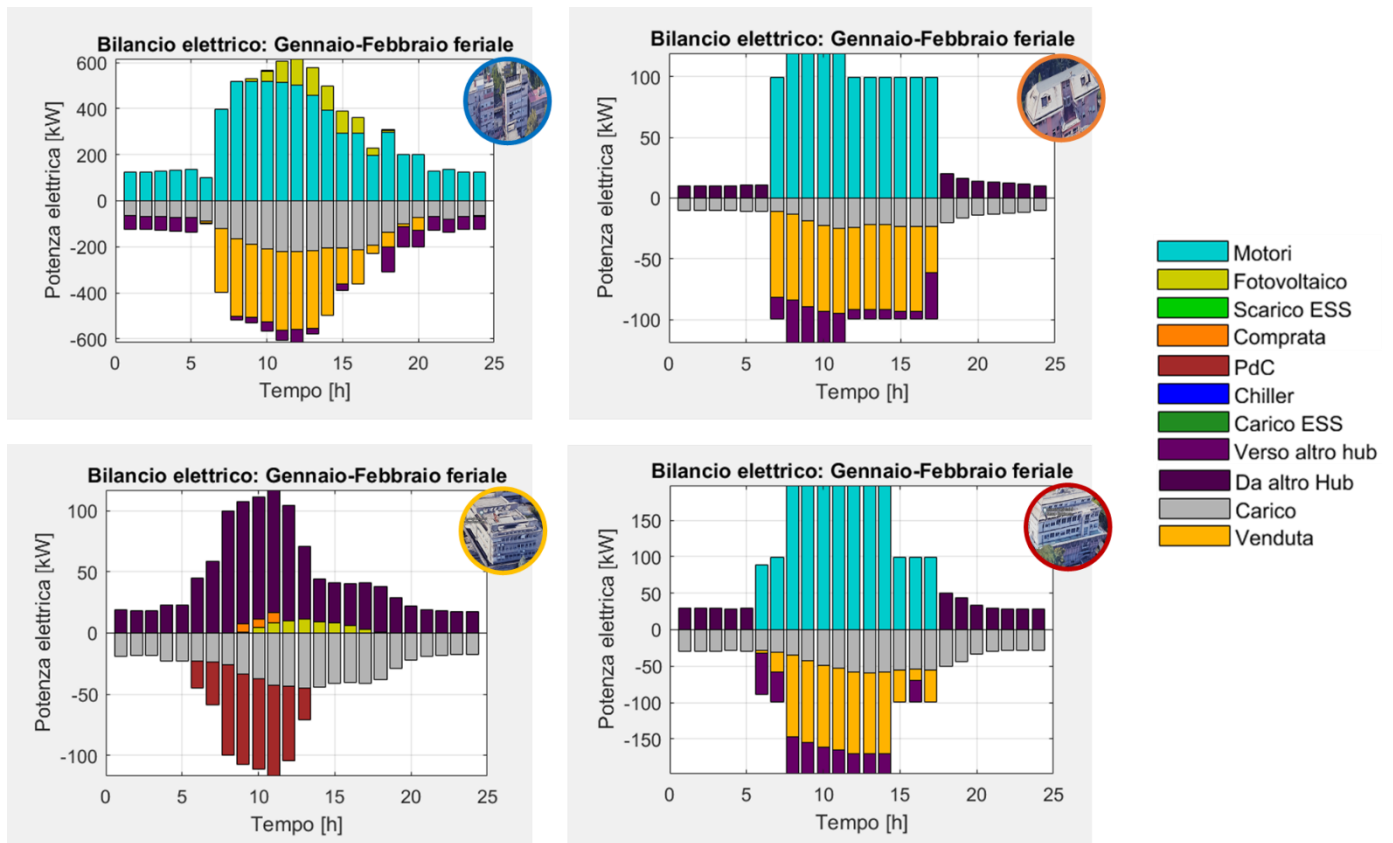


Figura 22: Soluzione ottima economica - Bilancio elettrico degli hub nel giorno tipico feriale di gennaio/febbraio

Come si può vedere in Figura 22, l’hub 1 mantiene in funzione le unità CHP sia durante la notte che durante il giorno, in questo modo evitando di comprare energia dalla rete di distribuzione. Durante la notte non tutte le unità CHP sono in funzione e l’eccesso di produzione, moderato, viene assorbito dagli altri tre hub; di giorno, l’eccesso di produzione diventa significativo in quanto le unità CHP, inseguendo la domanda di energia termica, producono più energia elettrica di quanta sia richiesta dall’hub medesimo che di conseguenza diventa esportatore. La produzione da fotovoltaico nell’hub 1 durante i mesi invernali è contenuta e viene in parte inviata all’hub 3 o parzialmente venduta. In piccolissima parte il surplus da fotovoltaico viene accumulato nel sistema di storage installato nell’hub 1 e, successivamente, utilizzato al fine di massimizzare

l'energia autoconsumata. L'hub 2 e l'hub 4 hanno un comportamento simile: durante la notte beneficiano dell'energia elettrica prodotta dalle unità CHP dell'hub 1, mentre durante il giorno, utilizzano le proprie unità CHP per inseguire la domanda termica. L'eccesso di produzione elettrica viene parzialmente venduto e in parte ceduto all'hub 3. L'hub 3 è l'unico non dotato di unità CHP e pertanto utilizza prevalentemente l'energia prodotta dagli altri hub, con l'eccezione dell'autoproduzione da fotovoltaico nelle ore centrali. In tale hub le pompe di calore reversibili vengono utilizzate durante la prima metà della giornata per coprire i picchi di richiesta termica degli edifici, quando la produzione elettrica dalle unità CHP degli altri hub è in surplus e quando il COP delle pompe di calore è più elevato a causa delle temperature più miti.

In Figura 23 viene riportato il bilancio termico di riscaldamento per i quattro hub per la giornata tipica feriale di gennaio/febbraio. Come si può vedere, i diagrammi riportati in Figura 23 sono coerenti con quelli di Figura 22: l'hub 1 produce la quasi totalità del proprio fabbisogno attraverso le unità CHP, utilizza la presenza del puffer come elemento di flessibilità per spostare l'energia termica prodotta di notte durante le ore diurne e solo in piccola parte beneficia dell'energia termica proveniente dalla rete di teleriscaldamento. Gli hub 2 e 4 hanno un comportamento molto simile: sfruttano la flessibilità dei puffer accumulando l'energia proveniente dal teleriscaldamento durante le ore notturne per riusarla durante le ore centrali a supporto della produzione delle unità CHP. Al contrario l'hub 3 soddisfa, nella prima metà del giorno, la quasi totalità del proprio fabbisogno termico attraverso le pompe di calore reversibili mentre nelle restanti ore beneficia della presenza del teleriscaldamento.

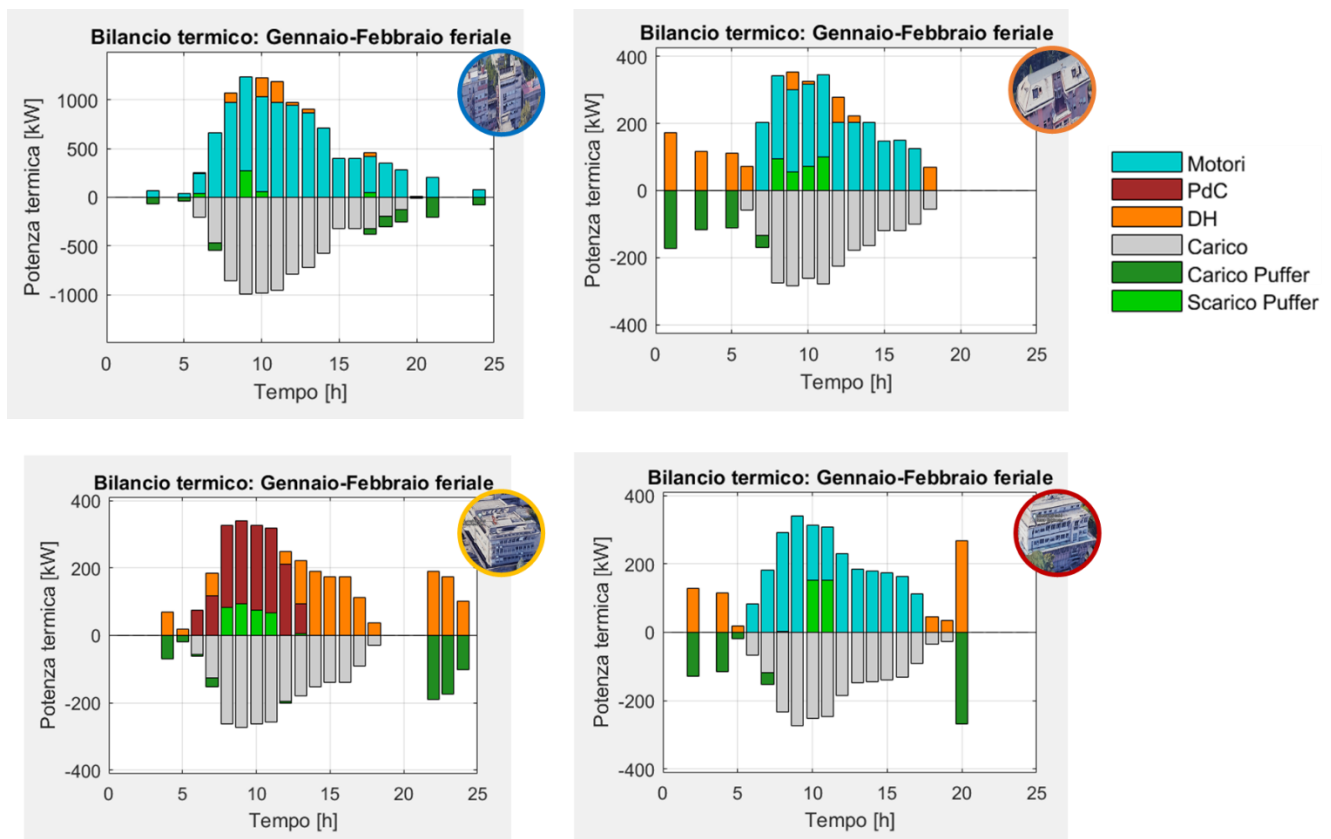


Figura 23: Soluzione ottima economica - Bilancio termico di riscaldamento degli hub nel giorno tipico feriale di gennaio/febbraio

In Figura 24 viene riportato il bilancio elettrico per i quattro hub con riferimento alla giornata tipica feriale di luglio/agosto. L'assenza di domanda termica di acqua calda modifica radicalmente lo scheduling degli impianti installati. L'hub 1 non preleva mai energia dalla rete di distribuzione anche se è caratterizzato da un'autoproduzione sensibilmente inferiore e di conseguenza da una vendita dell'energia molto contenuta. L'energia inviata agli altri hub rimane consistente, compensando la minor produzione dalle unità CHP con un

incremento della produzione da fotovoltaico. L’hub 2 e l’hub 4 tendono prevalentemente ad assorbire l’energia elettrica proveniente dall’hub 1 con l’eccezione di alcune ore in cui le unità CHP sono in funzione. Infine, l’hub 3, l’unico caratterizzato da una domanda di energia di raffreddamento, vede aumentare l’assorbimento elettrico nelle ore centrali a causa dell’assorbimento aggiuntivo delle pompe di calore, che viene soddisfatto parzialmente con l’autoproduzione da fotovoltaico e dalla produzione di fotovoltaico dell’hub 1.

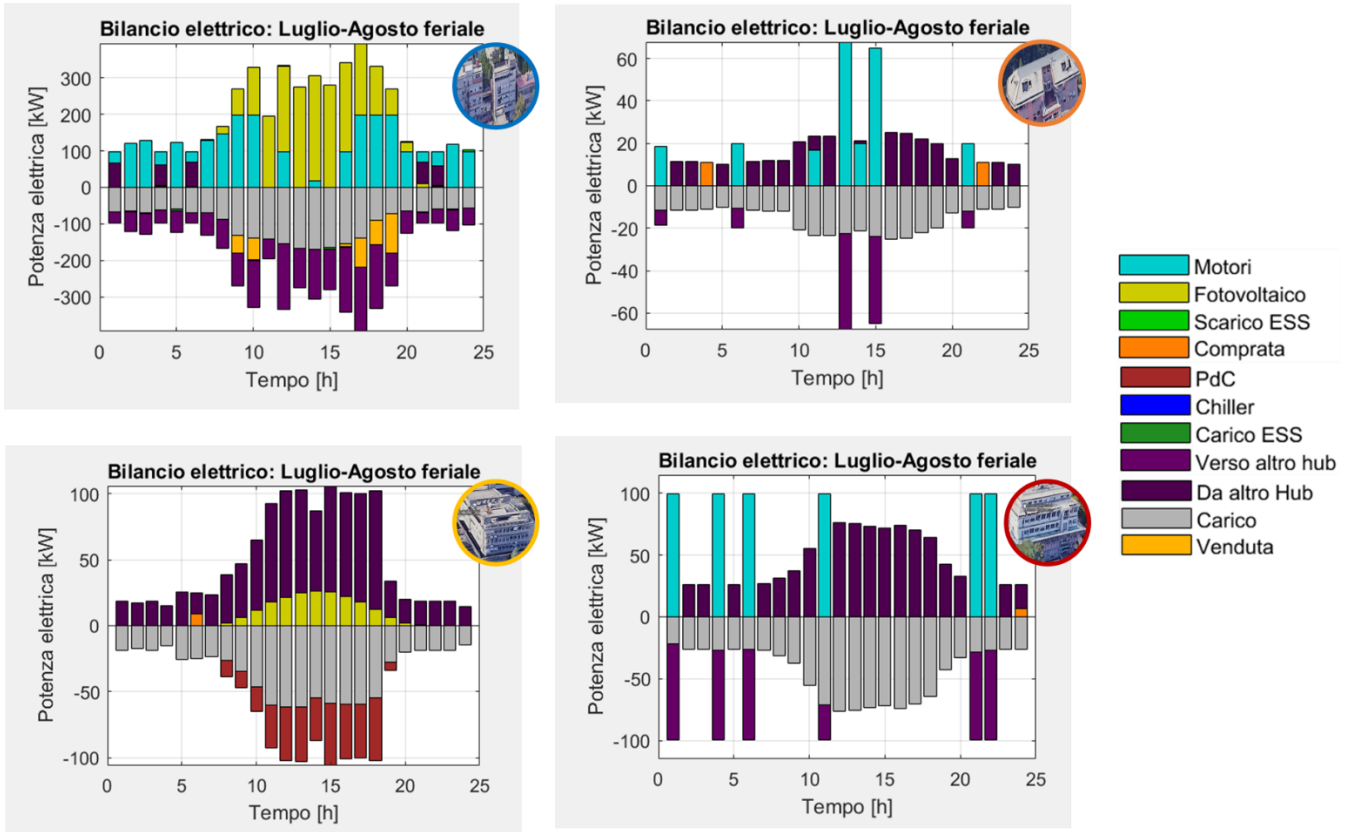


Figura 24: Soluzione ottima economica - Bilancio elettrico degli hub nel giorno tipico feriale di luglio/agosto

Dall’analisi delle precedenti figure è possibile notare come un approccio di comunità fisica permetta relazioni molto più strette tra i diversi hub multi-vettore. Le domande termiche ed elettriche di ogni hub influenzano in maniera molto più diretta la programmazione della produzione delle diverse unità. I prezzi elevati dell’energia elettrica assorbita dalla rete di distribuzione ne scoraggiano l’utilizzo a favore di una autoproduzione locale da condividere tra i diversi hub. La flessibilità è perseguita attraverso l’accumulo di acqua calda tecnica in puffer piuttosto che attraverso accumulatori elettrochimici grazie ai costi di acquisto e installazione dei puffer significativamente inferiori. Nell’hub 3 viene preferito l’utilizzo di pompe di calore reversibili piuttosto che dei chiller ad assorbimento a causa dei costi di acquisto e installazione inferiori e di un buon accoppiamento con gli impianti fotovoltaici e le unità CHP degli altri hub. Le pompe di calore, infatti, portano ad un aumento del fabbisogno di energia elettrica che viene soddisfatto anche dalle unità CHP, necessariamente in funzione per soddisfare la domanda termica.

Dopo aver visto alcuni esempi dell’operatività giornaliera delle diverse unità di generazione e accumulo installate nei diversi hub, è ora utile esaminare come questi si ripercuotano sul comportamento annuale dell’intero sistema. In Figura 25 vengono riportati i valori energetici annuali, sia lato elettrico che termico di riscaldamento, per i quattro diversi hub adottando barre di colore diverso per i quattro hub: blu per l’hub 1, arancione per l’hub 2, giallo per l’hub 3 e rosso per l’hub 4.

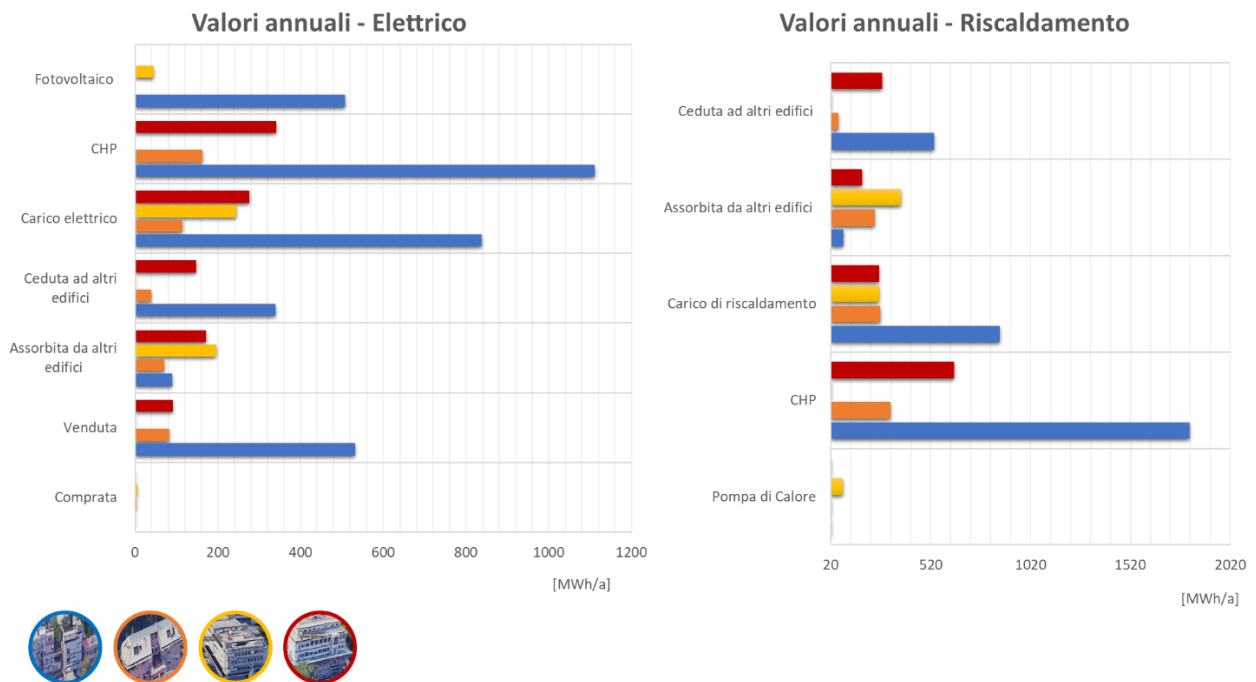


Figura 25: Soluzione ottima economica - Valori energetici annuali elettrici e termici di riscaldamento per i diversi hub

Come è possibile notare dall'energia elettrica comprata praticamente trascurabile, i quattro hub nella presente configurazione sono completamente autosufficienti; non solo, gli hub 1, 2 e 3 hanno un eccesso di produzione, al netto degli scambi con gli altri hub, che risulta in una quota di energia venduta pari a 531 MWh per l'hub 1, 82 MWh per l'hub 2 e 91 MWh per l'hub 3. Se si confronta il carico elettrico di ciascun hub con la produzione da CHP e da fotovoltaico, è possibile notare come per l'hub 1 il carico elettrico (838 MWh) sia nettamente inferiore della produzione congiunta di fotovoltaico (511 MWh) e unità cogenerative (1110 MWh); l'hub 2 e l'hub 4 hanno una produzione da unità CHP (rispettivamente di 163 MWh e 361 MWh) superiore al proprio carico elettrico (rispettivamente pari a 114 MWh e 277 MWh) mentre l'hub 3 è l'unico ad avere una produzione (45 MWh) inferiore al proprio fabbisogno annuale (244 MWh).

In Tabella , per ciascun hub, vengono riportati gli indicatori di dipendenza energetica dalla comunità che misurano, su base annua, la percentuale di energia elettrica e termica assorbita da altri hub rispetto al proprio fabbisogno. La Tabella 5 riporta invece, per ciascun hub, gli indicatori di contributo energetico alla comunità che misurano, su base annua, la percentuale di energia elettrica e termica ceduta agli altri hub rispetto alla propria produzione. Focalizzando l'attenzione sui valori dell'indicatore elettrico di dipendenza energetica di Tabella 4, si evidenzia che l'hub 1 e l'hub 3 si trovano in posizione diametralmente opposte con rispettivamente l'11% e l'80% mentre l'hub 2 e 4 si trovano entrambi a circa il 61-62%. Questo indicatore, in un certo senso, determina la dipendenza elettrica di ciascun hub multi-vettore rispetto alla comunità a cui appartiene: l'hub 1 risulta molto poco dipendente dalla comunità, l'hub 3 viceversa risulta estremamente dipendente dalla comunità ed infine gli hub 2 e 4 sono parzialmente dipendenti dalla comunità dal punto di vista elettrico. Riferendosi invece all'indicatore elettrico di contributo energetico, i cui valori sono mostrati in Tabella 5, si può notare come rispettivamente solo il 21% e il 24% dell'energia prodotta dall'hub 1 e dall'hub 2 vengono effettivamente cedute alla comunità, mentre l'hub 4 cede alla comunità ben il 43% della propria produzione. Quest'ultimo valore riferito all'hub 4 è particolarmente interessante se comparato al precedente 62% di energia elettrica assorbita dalla comunità. L'hub 4, in effetti, dipende dal resto della comunità per soddisfare il proprio carico ma allo stesso tempo cede il 43% della propria produzione alla comunità. Questo avviene poiché la produzione e la domanda dell'hub sono parzialmente sfasate nel tempo, come già visto nella Figura 22 e nella Figura 24.

Spostando l'attenzione sul lato termico, in Figura 25 si può vedere come l'hub 1 e l'hub 4 abbiano una produzione di energia termica da unità cogenerative (rispettivamente di 1817 MWh e 638 MWh) superiore ai propri fabbisogni termici (rispettivamente 867 MWh e 264 MWh) e come pertanto ne cedano una parte significativa agli altri hub tramite la rete di teleriscaldamento (rispettivamente 537 MWh e 276 MWh). L'hub 2 invece ha una produzione termica da unità cogenerative (319 MWh) molto simile al proprio fabbisogno netto (268 MWh), ciononostante scambia energia con la rete di teleriscaldamento della comunità in assorbimento (239 MWh) ed immissione (58 MWh), sfruttando la flessibilità del proprio puffer come mostrato in Figura 23. Si ha infine l'hub 3 che soddisfa il proprio carico termico di riscaldamento (261 MWh) attraverso l'utilizzo delle proprie pompe di calore (79 MWh) e con una significativa integrazione dal teleriscaldamento di comunità (370 MWh).

Tabella 4 Indici di dipendenza energetica dalla comunità

	HUB 1	HUB 2	HUB 3	HUB 4
Percentuale di energia elettrica assorbita da altri hub rispetto al proprio fabbisogno	11%	61%	80%	62%
Percentuale di energia termica assorbita da altri hub rispetto al proprio fabbisogno	10%	90%	142%	68%

Tabella 5 Indici di contributo energetico alla comunità

	HUB 1	HUB 2	HUB 3	HUB 4
Percentuale di energia elettrica ceduta ad altri hub rispetto alla propria produzione	21%	24%	1%	43%
Percentuale di energia termica ceduta ad altri hub rispetto alla propria produzione	30%	18%	0%	43%

Come riportato nelle Tabelle 4 e 5, dal punto di vista termico gli hub 2, 3 e 4 assorbono una percentuale significativa del proprio fabbisogno di riscaldamento dalla comunità (rispettivamente il 90%, il 142% e il 68%) a fronte di una cessione di energia termica alla comunità rispetto alla propria produzione rispettivamente del 18%, 0% e 43%. L'hub 1 si riconferma un hub "positivo" anche dal punto di vista termico, cedendo il 30% della propria produzione alla comunità ed assorbendo dagli altri hub solo il 10% del proprio fabbisogno.

In Figura 26 vengono riportati alcuni valori economici della soluzione ottima appena descritta. Come si può vedere i costi di investimento iniziale sono decisamente significativi, variando tra i circa 187 k€ per l'hub 2 e 184 k€ per l'hub 3, 297 k€ per l'hub 4 e 1358 k€ per l'hub 1 per un totale di circa 2.028 M€. A fronte di questo costo iniziale molto significativo, i costi operativi al netto dei ricavi si vanno ad assestare su 227 k€/anno per l'hub 1, 33 k€/anno per l'hub 2, 5 k€/anno per l'hub 3 e 84 k€/anno per l'hub 4, per un totale di 349 k€ all'anno per l'intera comunità. Le emissioni di CO₂ si assestano su 654 t/anno per l'hub 1, 154 t/anno per l'hub 2, 89 t/anno per l'hub 3 e 241 t/anno per l'hub 4, per un totale di 1138 t/anno per l'intera comunità energetica.

In Tabella 6 si riportano i valori annui di variazione percentuale dei costi operativi e delle emissioni di anidride carbonica per i singoli hub e per l'intera comunità. È evidente come l'adesione alla comunità energetica determini cospicui vantaggi economici per gli hub, sia a livello individuale che complessivo. Globalmente si ha una riduzione dei costi di approvvigionamento energetico di circa il 60% rispetto al caso AS-IS. L'hub 3, in particolare, riesce quasi ad azzerare la propria bolletta energetica per il fatto che non consuma gas, non disponendo di unità CHP ed assorbendo energia dalla rete di teleriscaldamento. Logicamente i diversi proprietari degli hub dovranno accordarsi su come monetizzare gli scambi energetici tra i diversi hub e su come ripartire le spese di acquisto e installazione delle tecnologie di generazione e accumulo a servizio della comunità, aspetti non presi in considerazione nella presente analisi. Andando a rapportare i costi di investimento totali delle tecnologie con il risparmio annuo dell'intera comunità, si stima un tempo di ritorno semplice dell'investimento di circa 3.9 anni, valore più che accettabile.

Dal punto di vista delle emissioni di CO₂ della comunità, la soluzione proposta presenta un incremento del 26.8% rispetto al caso AS-IS, dovuto al fatto che le unità cogenerative di piccola taglia alimentate a gas naturale non sono competitive, dal punto di vista ambientale, con il prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale oggi caratterizzata, in Italia, da un ridotto fattore emissivo grazie al cospicuo contributo delle fonti rinnovabili. Risultati nettamente migliori si potrebbero per esempio ottenere installando cogeneratori alimentati a biogas prodotto da biomassa rinnovabile.

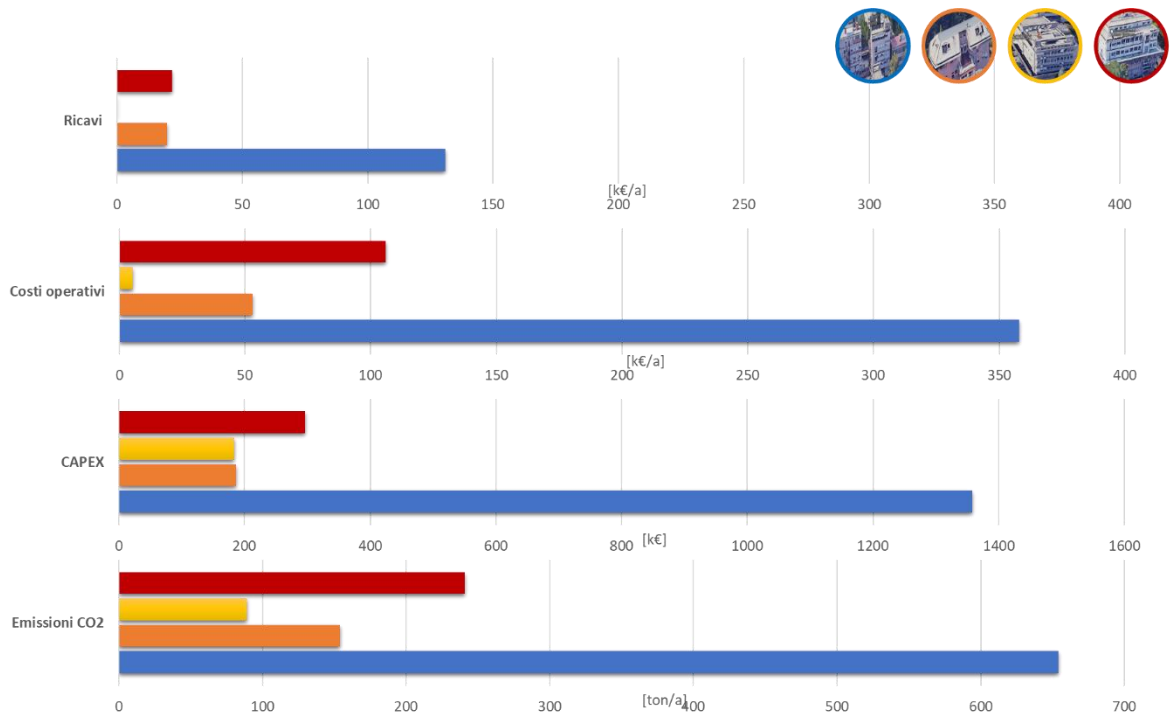


Figura 26: Soluzione ottima economica: valori economici e ambientali

Tabella 6 Variazione percentuale annua dei costi operativi e delle emissioni di CO₂

	HUB 1	HUB 2	HUB 3	HUB 4	LEC
Variazione annua costi operativi	- 53.7%	- 63.4%	- 96.3%	- 46.7%	- 59.9%
Variazione annua emissioni di CO ₂	+ 33.4%	+35.1%	-35.6%	+ 56.0%	+ 26.8%

6.1.2 Caso 2: LEC fisica con funzione obiettivo mista economico-ambientale

In questo secondo caso, i prezzi considerati per l'energia elettrica e il gas rimangono quelli attuali (I trimestre 2022) mentre la funzione obiettivo presa in esame è quella di tipo misto economico-ambientale riportata in (27).

Come mostrato in Figura 27, il mix energetico ottimale tende a cambiare di poco rispetto alla soluzione trovata con funzione obiettivo puramente economica. Questo avviene poiché le tecnologie tra cui scegliere nel caso in esame sono molto limitate. L'hub 1 aumenta la potenza installata di fotovoltaico a film sottile andando a saturare la superficie disponibile ed elimina la presenza dell'accumulo elettrico di piccola taglia. Il mix energetico dell'hub 2 rimane pressoché lo stesso, mentre la nuova soluzione per l'hub 3 rispetto al caso puramente economico prevede l'inserimento di una unità CHP da 70 kW_e, una taglia dell'accumulo termico inferiore pari 200 kWh e l'installazione di un accumulo elettrico di piccola taglia da 5 kWh. Infine, la soluzione per l'hub 4 prevede di ridurre la potenza installata di unità CHP da 140 a 110 kW_e.

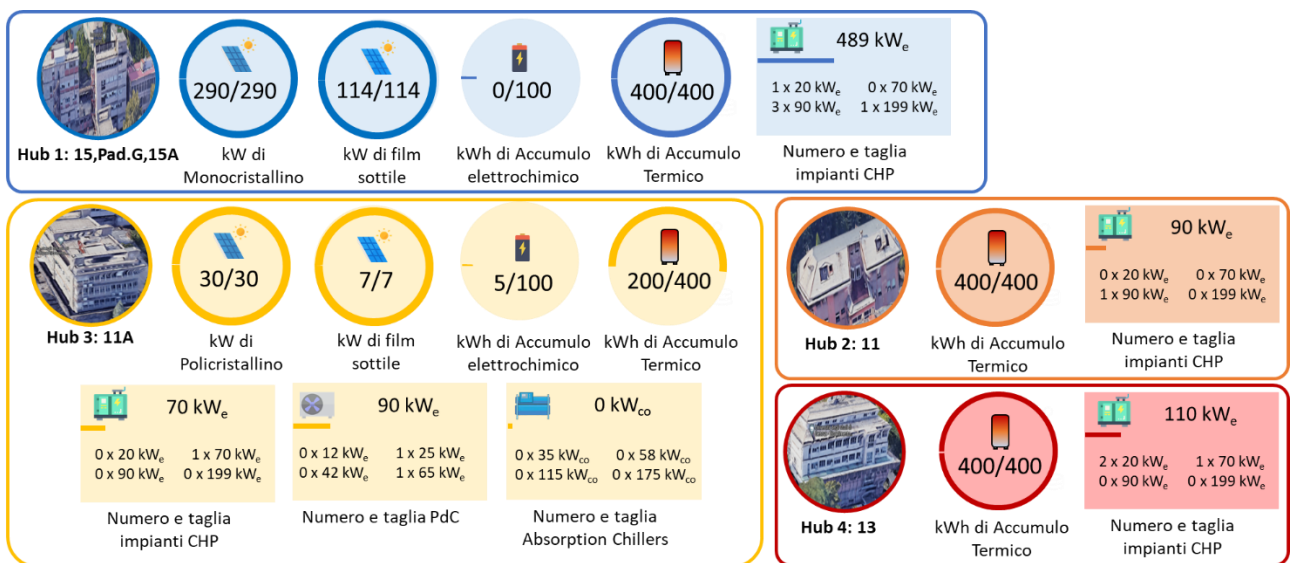


Figura 27: Soluzione ottima economico-ambientale per la LEC fisica - taglie e tipologie di impianto

Sebbene il mix energetico sia rimasto molto simile al precedente (illustrato in 6.1.1), a causa delle ipotesi fatte circa le tecnologie installabili dalla comunità, in Figura 28 si può vedere come il comportamento di tale mix sia decisamente differente rispetto al caso precedente. La principale differenza è un utilizzo decisamente inferiore del teleriscaldamento, a cui sono associate maggiori perdite dovute alla distribuzione e ai numerosi scambi termici tra i diversi circuiti. Al fine di minimizzare le emissioni di CO₂, a parità di potenza installata di unità cogenerative, avvicinando geograficamente la produzione e l'emissione si ha una significativa riduzione delle perdite e delle emissioni ad esse associate. Più nel dettaglio, l'hub 1 passa da cedere il 30% dell'energia termica prodotta al 6%, l'hub 2 passa da soddisfare il 90% del proprio carico termico con energia proveniente dalla comunità al 40%, l'hub 4 passa da assorbire il 68% al 10% ed infine l'hub 3 dal 142% al 10% a causa dell'installazione di una nuova unità CHP. La produzione di energia termica da unità cogenerative è maggiormente distribuita tra i diversi hub e vi è un aumento significativo dell'utilizzo delle pompe di calore dell'hub 3, passando da 79 MWh/anno termici a 139 MWh/anno. Dal punto di vista elettrico, il comportamento è più simile al caso puramente economico dal momento che le perdite elettriche, su una distribuzione così locale, sono state considerate trascurabili. Tuttavia, anche il comportamento elettrico risente di questo approccio di produzione maggiormente distribuito che porta ad una produzione inferiore delle unità CHP per l'hub 1, da 1110 MWh/anno ad 824 MWh/anno, e a un incremento per l'hub 3 da 0 MWh/anno a 208 MWh/anno.

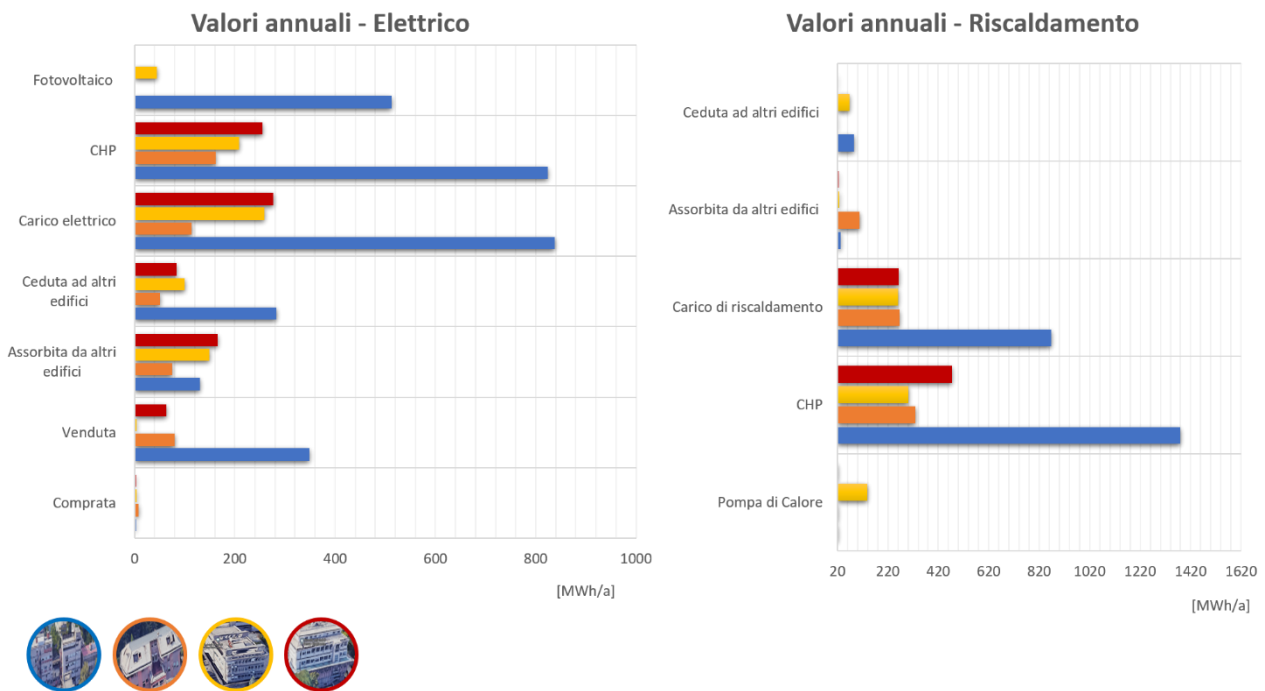


Figura 28: Soluzione ottima economico-ambientale - valori energetici annuali elettrici e termici di riscaldamento per i diversi hub

Come si può vedere in Figura 29 i costi di investimento iniziale sono decisamente significativi, variando tra i circa 151 k€ per l'hub 2 e 223 k€ per l'hub 4, 338 k€ per l'hub 3 e 1359 k€ per l'hub 1 per un totale di circa 2,071 M€. A fronte di questo costo iniziale molto significativo, i costi operativi al netto dei ricavi si andrebbero ad assestare su 194 k€/anno per l'hub 1, 35 k€/anno per l'hub 2, 58 k€/anno per l'hub 3 e 67 k€/anno per l'hub 4 per un totale di 354 k€ all'anno. Le emissioni di CO₂ si assestano su 488 t/anno per l'hub 1, 123 t/anno per l'hub 2, 129 t/anno per l'hub 3 e 158 t/anno per l'hub 4, per un totale di 898 t/anno per l'intera comunità energetica. Se si paragona il presente risultato al caso puramente economico, si può notare che a fronte di un investimento iniziale leggermente superiore (circa 43 k€) ed un costo annuale al netto dei ricavi leggermente superiore (circa 5 k€/anno) le emissioni della comunità risultino significativamente inferiori (circa 240 t/anno in meno) con una riduzione del 21%. Da questo confronto emerge chiaramente come sia sempre importante condurre più analisi, tenendo conto di obiettivi misti economico-ambientali. Si riportano infine in Tabella 7 i valori annui di variazione percentuale dei costi operativi e delle emissioni di anidride carbonica per i singoli hub e per l'intera comunità rispetto al caso AS-IS. Si ha una riduzione dei costi operativi di circa il 59% per l'intera comunità e pressoché un valore inalterato di emissioni. Tale risultato è molto significativo in quanto mostra, come precedentemente evidenziato, che l'introduzione di costi ambientali nella funzione obiettivo permette di migliorare la performance ambientale della LEC senza compromettere eccessivamente gli aspetti economici. Il tempo di ritorno semplice dell'investimento si attesta su 4 anni.

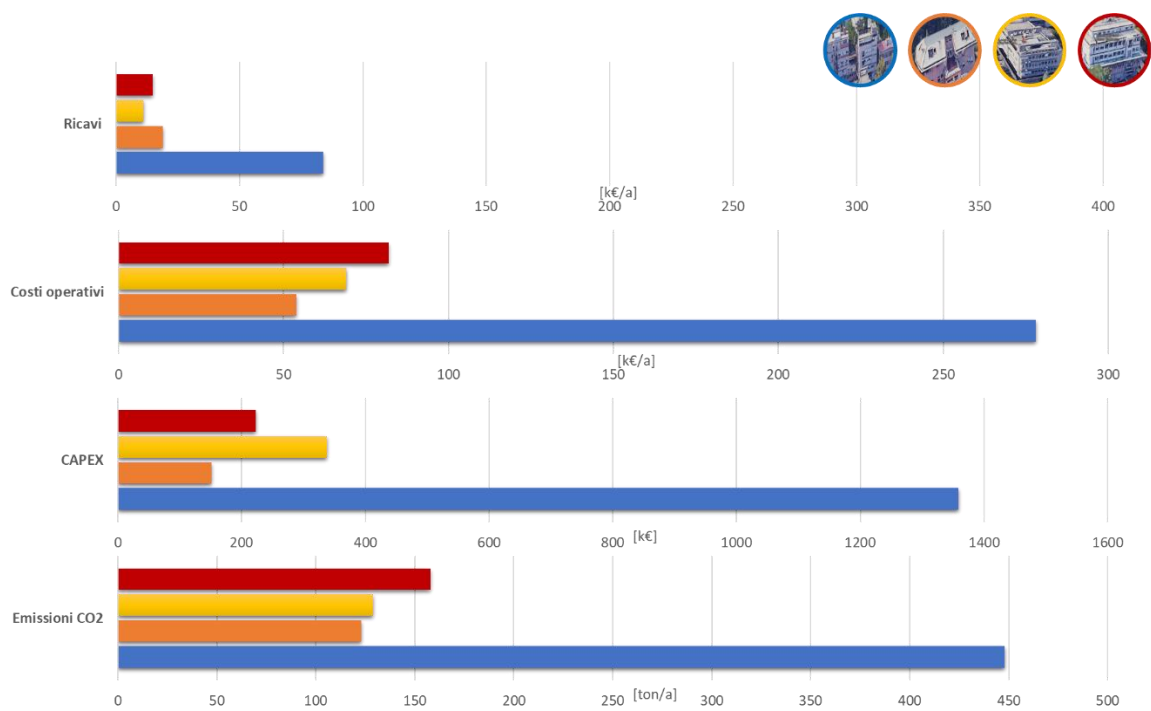


Figura 29: Soluzione ottima economico-ambientale: valori economici e ambientali

Tabella 7 Variazione percentuale annua dei costi operativi e delle emissioni di CO₂

	HUB 1	HUB 2	HUB 3	HUB 4	LEC
Variazione annua costi operativi	- 60.4%	- 61.1%	- 56.6%	- 57.5%	- 59.4%
Variazione annua emissioni di CO ₂	- 0.4%	+ 7.9%	- 7.2%	+ 2.3%	+ 0.05%

7 Conclusioni

Questo documento riporta in dettaglio le attività svolte dal gruppo di lavoro dell'Università degli Studi di Genova nell'ambito della terza annualità del Progetto 1.7 "Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali" previsto dal Piano Triennale di Realizzazione (PTR) 2019-2021 predisposto da ENEA. L'elaborato riporta la descrizione del modello matematico di ottimizzazione di tipo lineare misto intero (MILP – Mixed Integer Linear Programming) che è stato sviluppato e implementato in ambiente MATLAB/YALMIP al fine di dimensionare un sistema energetico poligenerativo, denominato Local Energy Community (LEC), costituito da più hub energetici multi-vettore ciascuno a servizio di una o più utenze del settore civile o industriale che richiedono un approvvigionamento elettrico e termico (per il riscaldamento ed il raffrescamento degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria) e servizi di ricarica per veicoli elettrici. In tale approccio, i diversi hub energetici presi in esame possono relazionarsi tra loro in maniera virtuale o fisica, scambiandosi energia attraverso la rete elettrica di distribuzione pubblica o tramite collegamenti diretti quali distribuzioni elettriche private e reti di teleriscaldamento distribuite. Il lavoro svolto è stato organizzato nelle seguenti fasi:

- I. Ampliamento del modello matematico di ottimizzazione realizzato nella precedente annualità [1]. Il sistema energetico rappresentato è passato dal singolo hub energetico a più hub energetici capaci di interagire tra loro in maniera fisica o virtuale. Per ciascuna tecnologia inclusa in ciascun hub energetico è stato necessario definire le nuove relazioni con il nuovo sistema rappresentato. È stata quindi introdotta la possibilità di distribuire energia elettrica all'interno della comunità, assorbendo o cedendo energia elettrica ad altri hub e di distribuire energia termica, assorbendo o cedendo energia termica attraverso una rete di teleriscaldamento. Infine, il nuovo modello matematico è stato implementato in ambiente MATLAB attraverso il toolbox YALMIP.
- II. Definizione dello stato di fatto (AS-IS) per il sito identificato come caso studio: il polo della Scuola Politecnica dell'Università degli studi di Genova di via all'Opera Pia, costituito da quattro diversi hub energetici a servizio di sei edifici. Per i sei edifici è stata effettuata un'analisi degli attestati di prestazione energetica, dei documenti tecnici di impianto (allegati II, III e libretti d'impianto), delle misure dei consumi storici elettrici e delle bollette di luce e gas. Tutti i dati analizzati sono stati elaborati al fine di pervenire ai fabbisogni energetici (profili di carico elettrico e termico nonché della domanda di trasporto associata ai veicoli elettrici per ogni giorno tipo preso in esame) dei sei edifici raggruppati nei quattro hub energetici identificati. Un'analisi economica ha inoltre permesso di prevedere i costi energetici operativi futuri di ciascun immobile secondo gli ultimi andamenti di prezzo di mercato.
- III. Applicazione del tool sviluppato al polo di via all'Opera Pia secondo un approccio di LEC virtuale. Il modello è stato applicato considerando per ciascun hub energetico solamente un sottoinsieme delle tecnologie e delle domande disponibili. Questa scelta è stata presa al fine di rappresentare uno scenario il più possibile simile a quello definito dalla Direttiva Europea UE/2018/2001 e dalla sua implementazione a livello italiano per le comunità energetiche rinnovabili. Dapprima si è effettuata la progettazione ottima dei diversi hub presi singolarmente per ottenere uno scenario base di riferimento. Successivamente si è effettuata l'ottimizzazione del caso LEC virtuale con i prezzi attuali di mercato (gennaio 2022). Infine, l'ottimizzazione del caso della LEC virtuale è stata riproposta con i prezzi di elettricità e gas ante luglio 2021, per andare a valutare come l'innalzamento dei prezzi di mercato impatti la soluzione ottima. Per tutti i casi analizzati, sono stati riportati nel presente elaborato i mix energetici scelti per ciascun hub, i principali indicatori tecnico-ambientali, l'energia condivisa dalla comunità e l'incentivo economico ad essa associato ed infine un riassunto delle strategie operative di gestione degli hub.
- IV. Applicazione del tool al polo di via all'Opera Pia secondo un approccio di LEC fisica. Il modello di ottimizzazione, per questo secondo caso, è stato applicato considerando la domanda elettrica e di climatizzazione per ciascun hub. Anche in questo caso per ciascun hub energetico è stato considerato solamente un sottoinsieme delle tecnologie disponibili, mentre la mobilità elettrica, già analizzata in dettaglio nel primo caso di studio, è stata trascurata per limitare i tempi di calcolo del tool e focalizzare l'attenzione sull'utilizzo dei sistemi di generazione e di accumulo, nonché sulla rete elettrica e sul teleriscaldamento. In questo secondo caso gli hub energetici sono infatti in grado di scambiarsi energia

elettrica e termica fisicamente attraverso la realizzazione di collegamenti elettrici diretti e una rete di teleriscaldamento distribuita. Il modello è stato fatto girare dapprima considerando una funzione obiettivo puramente economica e successivamente una funzione multi-obiettivo economico-ambientale. Per ciascun caso studio sono stati riportati, nel presente elaborato, i mix energetici ottimali delle tecnologie da installare in ciascun hub, il comportamento di ciascun hub in alcune giornate tipiche e alcuni valori tecnico-economici annuali che vengono utilizzati come metro di comparazione con il caso *AS-IS*.

Il presente studio ha permesso di comprendere come hub energetici multi-vettore, organizzati in comunità energetica virtuale o fisica, possano fortemente contribuire ad una riduzione dei costi di approvvigionamento energetico per gli utenti finali membri della comunità. L'efficacia dell'integrazione di differenti tecnologie di generazione elettrica e termica e di sistemi di accumulo, abbinata ad innovative infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici, sarà tangibile se e solo se tali sistemi poligenerativi verranno dimensionati e gestiti applicando logiche ottimizzate. La progettazione del giusto mix di tecnologie a servizio di una pluralità di utenti caratterizzati da fabbisogni energetici i più disparati sarà sempre più importante perché capace di innalzare i livelli di autoconsumo attraverso lo sfruttamento distribuito delle fonti rinnovabili. All'interno di questi nuovi scenari energetici, una particolare attenzione andrà rivolta alla progettazione di una corretta integrazione dei sistemi di mobilità elettrica all'interno delle reti elettriche, sfruttando le potenzialità offerte dalle tecnologie vehicle-to-grid e dalle logiche di smart charging.

Inoltre, il presente studio ha analizzato come le relazioni che intercorrono tra i diversi hub energetici possano influenzarne la progettazione ottima, siano esse relazioni puramente virtuali o fisiche. Le direttive Europee RED II e EMD II lasciano presagire un futuro in cui le comunità energetiche locali avranno sempre maggior peso. In tale contesto, la progettazione dovrà evolvere, considerando non solo il singolo hub energetico con le sue caratteristiche ma l'insieme di più hub energetici e come essi interagiscono tra loro. Il tool proposto permette proprio di considerare le relazioni che si possono andare ad instaurare tra diversi hub energetici multi-vettore, ciascuno dotato di differenti domande energetiche e con la possibilità di installare diversi gruppi di tecnologie tenendo conto dei vincoli fisici e tecnici di ogni hub. In tali configurazioni, la crescente difficoltà di andare ad integrare una molteplicità di vettori energetici ed una pluralità di soggetti non può esulare da un approccio alla progettazione a 360 gradi che vada a considerare contestualmente le esigenze del singolo e della comunità trovandone il giusto bilanciamento.

8 Riferimenti bibliografici

1. S. Bracco, F. Delfino, G. Piazza, "Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore", Report RdS/PTR(2020)/036, Aprile 2021.
2. A. Cosic, M. Stadler, M. Mansoor, M. Zellinger, "Mixed-integer linear programming based optimization strategies for renewable energy communities", *Energy*, vol. 237, 2021, 121559.
3. M. Secchi, G. Barchi, D. Macii, D. Moser, D. Petri, "Multi-objective battery sizing optimisation for renewable energy communities with distribution-level constraints: A prosumer-driven perspective", *Applied Energy*, vol. 297, 2021, 117171.
4. P. Gabrielli, A. Acquilino, S. Siri, S. Bracco, G. Sansavini, M. Mazzotti, "Optimization of low-carbon multi-energy systems with seasonal geothermal energy storage: the Anergy Grid of ETH Zurich", *Energy Conversion and Management: X*, Vol. 8, pp., 1-16, 100052, December 2020.
5. A. Ehsan, Q. Yang, "Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: a review of analytical techniques", *Applied Energy*, vol. 210 (2018), pp. 44-59.
6. G.M. Kopanos, M.C. Georgiadis, E.N. Pistikopoulos, "Energy production planning of a network of micro combined heat and power generators", *Applied Energy*, vol. 102 (2013), pp. 1522-1534.
7. P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli, M. Mazzotti, "Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage", *Applied Energy*, vol. 219 (2018), pp. 408-424.
8. S. Mashayekh, M. Stadler, G. Cardoso, M. Heleno, "A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids", *Applied Energy*, vol. 187 (2017), pp. 154-168.
9. R. Rigo-Mariani, S.O.C. Wae, S. Mazzoni, A. Romagnoli, "Comparison of optimization frameworks for the design of a multi-energy microgrid", *Applied Energy*, vol. 257 (2020), 113982.
10. J. Cao, M. McCulloch, "Optimal design and operation of a low carbon community based multi-energy system considering EV integration", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10 (July 2019), no. 3, pp. 1217-1226.
11. S. Bracco, G. Dentici, S. Silvia, "Economic and environmental optimization model for the design and the operation of a combined heat and power distributed generation system in an urban area", *Energy*, vol. 55 (15 June 2013), pp. 1014-1024.
12. S. Bracco, G. Dentici, S. Siri, "DESOD: a mathematical programming tool to optimally design a distributed energy system", *Energy*, vol. 100 (1 April 2016), pp. 298-309.
13. S. Bracco, F. Delfino, G. Ferro, L. Pagnini, M. Robba, M. Rossi, "Energy planning of sustainable districts: towards the exploitation of small size intermittent renewables in urban areas", *Applied Energy*, vol. 228 (15 October 2018), pp. 2288-2297.
14. P. Mancarella, "MES (multi-energy systems): an overview of concepts and evaluation methods", *Energy*, vol. 65 (2014), pp. 1-17.
15. G. Chicco, P. Mancarella, "Distributed multi-generation: a comprehensive view", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13 (2009), pp. 535-551.
16. G. Comodi, A. Bartolini, F. Carducci, B. Nagaranjan, A. Romagnoli, "Achieving low carbon local energy communities in hot climates by exploiting networks synergies in multi energy systems", *Applied Energy*, vol. 256 (2019), 113901.
17. S. Bracco, M. Brignone, F. Delfino, R. Procopio, M. Robba, M. Rossi, "Microgrids design and operation – toward smart energy in cities", 2018, Artech House, Boston, USA.
18. B. Rezaie, M.A. Rosen, "District heating and cooling: review of technology and potential enhancements", *Applied Energy*, vol. 93 (2012), pp. 2-10.
19. J. Deng, R.Z. Wang, G.Y. Han, "A review of thermally activated cooling technologies for combined cooling, heating and power systems", *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 37 (2011), pp. 172-203.
20. H. Cho, A. D. Smith, P. Mago, "Combined cooling, heating and power: a review of performance improvement and optimization", *Applied Energy*, vol. 136 (2014), pp. 168-185.

21. L. Rubino, C. Capasso, O. Veneri, "Review on plugin electric vehicle charging architectures integrated with distributed energy sources for sustainable mobility", *Applied Energy*, vol. 207 (2017), pp. 438-464.
22. S. Bracco, C. Cancemi, F. Causa, M. Longo, S. Siri, "Optimization model for the design of a smart energy infrastructure with electric mobility", *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51 (1 January 2018), issue 9, pp. 200-205.
23. S. Bracco, F. Delfino, M. Longo, S. Siri, "Electric vehicles and storage systems integrated within a sustainable urban district fed by solar energy", *Journal of Advanced Transportation*, vol. 2019, 2019.
24. G. Piazza, F. Delfino, S. Siri, S. Bracco, "Optimal design of electric mobility services for a local energy community", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 26, 2021.
25. S. Bracco, F. Delfino, G. Piazza, S. Siri, "Integration of electric mobility services within an existing polygeneration microgrid", *Atti di 19th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 3rd IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/ICPS Europe 2019, Genova (Italia), 11-14 giugno 2019.*
26. J. Löfberg, "YALMIP: a toolbox for modeling and optimization in MATLAB", *Atti di CACSD Conference, Taipei, Taiwan, 2004.*
27. Regole tecniche per le comunità energetiche rinnovabili e i consumatori collettivi di energia rinnovabile, <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/documenti>.
28. Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.199 <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00214/sg>
29. Direttiva Europea (UE) 2018/2001, <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>.
30. Legge n.8 del 28 febbraio 2020, <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20G00021/sg>.
31. Prezzi della CO₂ mercato EU ETS, <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>.
32. S. Massucco, G. Mosaico, M. Saviozzi, F. Silvestro, A. Fidigatti, E. Ragaini, "An instantaneous growing stream clustering algorithm for probabilistic load modeling/profiling", *In Proc. of 16th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Liege, 18-21 August 2020.*
33. F. Silvestro, A. Bagnasco, I. Lanza, S. Massucco, A. Vinci, "Energy efficient policy and real time energy monitoring in a large hospital facility: a case study", *International Journal of Heat and Technology*, vol. 35, S221-S227, 2017.
34. A. Bagnasco, F. Fresi, M. Saviozzi, F. Silvestro, A. Vinci, "Electrical consumption forecasting in hospital facilities: An application case", *Energy and Buildings*, vol. 103, 2015, pp. 261-270.
35. Università di Genova, Gruppo di Lavoro sul risparmio energetico di Ateneo, https://unigesostenibile.unige.it/risparmio_energetico.
36. ARERA, Definizione fasce orarie, <https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/glossario/fasce-orarie#:~:text=Nel%20caso%20di%20clienti%20domestici,%2C%20domeniche%20e%20giorni%20festivi>.

Curricula scientifici degli autori

Stefano Bracco

Professore associato nel Settore Scientifico Disciplinare ING-IND/33 “Sistemi Elettrici per l’Energia” presso l’Università degli Studi di Genova, è docente degli insegnamenti “Impianti Elettrici”, “Power Systems Simulation and Optimization”, “Power Systems Management” e “Critical Energy Infrastructures Modelling and Simulation” presso la Scuola Politecnica della medesima università. Ha inoltre incarichi di docenza presso l’Istituto Tecnico Superiore (ITS) sull’Efficienza Energetica di Savona, presso l’Università di León e nell’ambito del Master di specializzazione in Energie Rinnovabili organizzato da École Nationale Supérieure des Mines de Paris. È stato Direttore del corso di perfezionamento in “Esperto di sistemi di mobilità elettrica per la Smart City”, organizzato dall’Università degli Studi di Genova e dall’Associazione nazionale MOTUS-E. La sua attività di ricerca è incentrata sulle seguenti tematiche di studio: analisi di sistemi di generazione distribuita e di accumulo in microreti; sviluppo di modelli matematici di ottimizzazione per l’optimal design di sistemi poligenerativi e microreti; sviluppo di Energy Management Systems per la gestione operativa di microreti; sviluppo di modelli di simulazione dinamica di impianti per la produzione di energia elettrica e termica; impatto della mobilità elettrica sulle reti elettriche, smart charging di veicoli elettrici e tecnologie V2G; valutazioni tecnico-economiche di sistemi energetici complessi. È responsabile di progetti di ricerca sviluppati su tali tematiche in collaborazione con aziende e università nazionali/estere ed autore di più di 100 pubblicazioni scientifiche oltre che di un libro internazionale sulla progettazione e la gestione operativa di microreti sostenibili. È stato inoltre Referente Tecnico dell’Università degli Studi di Genova presso il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per il progetto “Palazzina Energia Sostenibile – Campus Universitario di Savona”. Membro dell’editorial board di riviste internazionali e di comitati tecnici di convegni internazionali, ha organizzato special issue su rivista e special session in convegni internazionali su tematiche inerenti alle microreti poligenerative e alla mobilità elettrica.

Federico Delfino

Dottore di Ricerca in Ingegneria Elettrica nel 2001, dal 2005 ha intrapreso la sua carriera accademica nel Settore Scientifico Disciplinare ING-IND/33 “Sistemi Elettrici per l’Energia” presso l’Università degli Studi di Genova, dapprima come ricercatore (2005 – 2010) poi come professore associato (2010 – 2016) e dal 2016 come professore ordinario di Sistemi Elettrici per l’Energia presso la Scuola Politecnica, dove insegna “Sistemi Elettrici per l’Energia” e “Power Systems Management”, rispettivamente nel corso di studi triennale in Ingegneria Meccanica e nella laurea magistrale in Energy Engineering. La sua attività di ricerca si sviluppa nei seguenti ambiti: modellistica, analisi, controllo, protezione e gestione di sistemi di potenza e reti elettriche; sistemi di supporto alle decisioni per la pianificazione energetica urbana sostenibile; integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e dei sistemi di accumulo nelle reti di trasmissione e distribuzione; progettazione e gestione operativa di microreti energetiche sostenibili per applicazioni Smart City. Su queste tematiche è autore o coautore di più di 200 pubblicazioni scientifiche. Ha scritto anche un libro internazionale specificatamente dedicato alla progettazione e alla gestione operativa di microreti sostenibili. È infine titolare di un brevetto inerente i sistemi di produzione di energia ad alta efficienza. Da novembre 2020 è Rettore dell’Università degli Studi di Genova. Negli anni precedenti è stato Direttore del Campus di Savona, dove ha svolto attività di coordinamento scientifico su numerosi progetti di ricerca, internazionali e nazionali in tema di Energia Sostenibile e Smart Cities. È attualmente membro del Consiglio Direttivo del Digital Innovation Hub di Confindustria Liguria, Consigliere di Amministrazione della Fondazione Ansaldo e membro dell’Executive Board della Regione Liguria per la progettazione delle iniziative a valere sul PNRR (Area Digital Next Generation). È stato membro dei seguenti comitati scientifici: Efficienza Energetica presso il Ministero dello Sviluppo Economico e Smart Grids presso l’Autorità regolatoria italiana per l’energia.

Giorgio Piazza

Dottorando di Ricerca in Scienze e tecnologie per l’ingegneria elettrica e sistemi complessi per la mobilità presso l’Università degli Studi di Genova ed ingegnere energetico progettista iscritto all’Ordine degli Ingegneri di Genova. La sua attività di ricerca è incentrata sulle seguenti tematiche di studio: integrazione dei veicoli elettrici nelle reti intelligenti e nelle microreti; sviluppo di modelli matematici di ottimizzazione per la gestione e la progettazione ottima di microreti e comunità energetiche; sviluppo di modelli di simulazione dei consumi di veicoli elettrici; analisi dei mercati elettrici. Partecipa a progetti europei e nazionali ed è autore di più di 10 pubblicazioni scientifiche. Ha esperienza di progettazione di impianti elettrici in bassa tensione nel settore residenziale, di impianti termotecnici nel settore condominiale ed è autore di decine di diagnosi energetiche. Nel 2019-2020 è stato tra gli autori di alcuni video di e-learning per l’Associazione Nazionale sulla mobilità elettrica MOTUS-E ed è attualmente impegnato in attività di supporto alla didattica per il corso di “Power Systems Management” nella laurea magistrale in Energy Engineering. Risulta vincitore

del premio “GB Ferrari 2018” miglior tesi di laurea magistrale nella categoria “Smart city, smart grids and sustainable mobility” rilasciato da ABB Spa.