



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Sviluppo di un tool per la progettazione ottimizzata del sistema di accumulo termico di energia elettrica in ambito nanogrid

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D3.5a



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D3.5a
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	03/06/2021
Obiettivo Realizzativo	OR3
Attività Realizzativa	3.5
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, FBK, ENEA
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Martina Caliano, Antonino Pontecorvo - ENEA Piero Bevilacqua - UNICAL Martina Trini, Edoardo Gino Macchi, Matteo Testi - FBK
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Edoardo Gino Macchi – FBK
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

INDICE

Executive summary	4
1 Introduzione e obiettivo di progetto	5
2 Stato dell'arte: sistemi di accumulo termico	6
3 Sistemi r-SOFC.....	8
4 Definizione degli schemi di nanogrid analizzati e progettazione del tool di simulazione	10
4.1 Modellazione dei principali componenti	11
4.1.1 Modellazione del sistema fotovoltaico	12
4.1.2 Modellazione della pompa di calore	12
4.1.3 Modellazione del sistema di accumulo termico	12
4.1.4 Modellazione del sistema fuel cell	12
4.1.5 Modellazione dell'utente	12
4.2 Principi di funzionamento implementati e sistema di controllo e monitoraggio.....	15
5 Ottimizzazione	18
5.1 Funzioni obiettivo	18
5.2 Variabili decisionali	19
5.3 Vincoli del problema di ottimizzazione.....	20
5.4 Metodo di ottimizzazione	20
5.5 Dati di input	20
6 Risultati	21
6.1 Scenario invernale	22
6.1.1 Nanogrid 1. Configurazioni ottimizzate sul fronte di Pareto nel caso senza fuel cell	22
6.1.2 Nanogrid 2. Configurazioni ottimizzate sul fronte di Pareto nel caso con fuel cell	23
6.2 Scenario estivo.....	24
6.2.1 Nanogrid 1. Configurazioni ottimizzate sul fronte di Pareto nel caso senza fuel cell	25
6.2.2 Nanogrid 2. Configurazioni ottimizzate sul fronte di Pareto nel caso con fuel cell	26
6.3 Funzionamento ottimizzato e considerazioni.....	27
7 Conclusioni.....	29
8 Bibliografia	30

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente rapporto tecnico riporta le attività svolte e i risultati ottenuti nell'ambito dell'attività di ricerca (AR) 3.5 del progetto ComESTo. Tale AR ha previsto lo sviluppo di un tool per la progettazione ottimizzata di un sistema di accumulo termico di energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico per applicazioni a livello di nanogrid, mediante un approccio multi-obiettivo in un'ottica di riduzione dei costi e di riduzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Quest'ultimo obiettivo, data la natura delle tecnologie in gioco, consente anche di minimizzare l'impatto ambientale associato al sistema. Il tool di simulazione/ottimizzazione è stato sviluppato mediante i software TRNSYS e Matlab, messi in comunicazione mediante opportuna interfaccia di appositi script in linguaggio Matlab. L'obiettivo del tool proposto è quello di determinare le soluzioni progettuali e operative sul fronte di Pareto, ovvero le configurazioni della nanogrid e le relative strategie operazionali ottimizzate secondo criteri economici e gestionali.

Tra i punti di forza del tool sviluppato vi è l'applicabilità in contesti reali; inoltre, esso consente simulazioni in range temporali molto ampi, dall'ora fino a più anni di simulazione, riuscendo a fornire indicazioni e supporto decisionale ai pianificatori in termini di progettazione delle configurazioni ottimali della nanogrid. Assegnati i dati di input del modello, quali carichi dell'utenza, dati climatici locali, prezzi dei vettori energetici e dati tecnici ed economici delle tecnologie della nanogrid, il tool proposto consente di ottenere la loro combinazione ottimizzata, in termini di taglie, e le corrispondenti strategie di funzionamento, attraverso criteri economici e gestionali. Inoltre, l'utilizzo del software TRNSYS consente una rappresentazione realistica di tutti i processi in gioco, grazie ad una simulazione completa e dettagliata dei vari componenti del sistema.

Il tool sviluppato consente di testare a livello di nanogrid l'utilizzo di due tipologie di accumulo elettrico non convenzionale, ovvero l'accumulo termico di energia elettrica e un sistema di accumulo elettrico non convenzionale caratterizzato da un sistema fuel cell reversibile di tipo SOFC.

1 INTRODUZIONE E OBIETTIVO DI PROGETTO

I sistemi di accumulo termico (TES dall'inglese Thermal Energy Storage) possiedono un grande potenziale di risparmio energetico, in quanto, consentendo di sopperire al mancato sincronismo tra domanda e generazione termica, favoriscono l'incremento dell'efficienza dei sistemi in cui sono integrati e una possibile riduzione dei costi e delle emissioni inquinanti. Sebbene consentano un disaccoppiamento tra domanda e generazione termica, i TES possono contribuire in modo efficace anche alla flessibilità del carico elettrico, mediante l'accoppiamento con sistemi di tipo power-to-heat, come le moderne pompe di calore (HP), rientrando nell'ambito dei sistemi di regolazione del sistema elettrico. Mediante l'utilizzo delle pompe di calore abbinate ai sistemi TES, infatti, è possibile effettuare un accumulo termico di energia elettrica, accumulando il calore generato dalle HP in opportuni serbatoi di accumulo termico, tipicamente ad acqua. La capacità dei TES di assorbire eventuali surplus elettrici istantanei, tipici delle ore di punta, in forma termica, da poter fornire all'utente in maniera differita, fa sì che questi siano uno strumento efficace per i programmi di gestione della domanda elettrica (DSM - Demand Side Management) [1]. Un utilizzo molto promettente di tali sistemi, costituiti da TES abbinati a pompe di calore, permette, inoltre, di accumulare sotto forma termica, l'energia elettrica generata da Fonti Energetiche Rinnovabili (RES), contribuendo al controllo dell'intermittenza tipica delle RES e favorendo, quindi, la sostenibilità del sistema di approvvigionamento energetico. Alla luce di ciò, l'impiego di questo tipo di accumulo elettrico non convenzionale può risultare molto promettente in ambito nanogrid, favorendo l'elettrificazione dei consumi termici e in generale la flessibilità del sistema [2].

La reale utilità di tali sistemi, tuttavia, non può prescindere da un corretto dimensionamento delle tecnologie in gioco e dall'identificazione di strategie operazionali che siano in grado di favorire il pieno sfruttamento delle risorse energetiche disponibili, al fine di favorire la sostenibilità del sistema energetico e assicurando al tempo stesso il continuo soddisfacimento dei carichi dell'utente. La progettazione di un sistema di questo tipo risulta, quindi, essere impegnativa e introduce un elevato numero di gradi di libertà anche nelle fasi operative. Pertanto, al fine di rispondere alle esigenze di sostenibilità e di soddisfacimento dei carichi sopra elencate, e garantire al contempo anche una sostenibilità economica, il sistema nel suo complesso dovrà essere ottimizzato.

In tale contesto si collocano le attività svolte nell'ambito dell'Attività di Ricerca (AR) 3.5a del progetto ComESTo. Obiettivo di tale attività è stato infatti lo sviluppo di un tool per la progettazione ottimizzata di un sistema di accumulo termico di energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico per applicazioni a livello di nanogrid, mediante un approccio multi-obiettivo in un'ottica di riduzione dei costi e di riduzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Quest'ultimo obiettivo, data la natura delle tecnologie in gioco, consente anche di minimizzare l'impatto ambientale associato al sistema. Il tool di simulazione/ottimizzazione è stato sviluppato mediante i software TRNSYS e Matlab, messi in comunicazione mediante opportuna interfaccia di appositi script in linguaggio Matlab. L'obiettivo del tool proposto è quello di determinare le soluzioni progettuali e operative sul fronte di Pareto, ovvero le configurazioni della nanogrid e le relative strategie operazionali ottimizzate secondo criteri economici e gestionali.

Tra i punti di forza del tool sviluppato vi è l'applicabilità in contesti reali; inoltre, esso consente simulazioni in range temporali molto ampi, dall'ora fino a più anni di simulazione, riuscendo a fornire indicazioni e supporto decisionale ai pianificatori in termini di progettazione delle configurazioni ottimali della nanogrid. Assegnati i dati di input del modello, quali carichi dell'utenza, dati climatici locali, prezzi dei vettori energetici e dati tecnici ed economici delle tecnologie della nanogrid, il tool proposto consente di ottenere la loro combinazione ottimizzata, in termini di taglie, e le corrispondenti strategie di funzionamento, attraverso criteri economici e gestionali. Inoltre, l'utilizzo del software TRNSYS consente una rappresentazione realistica di tutti i processi in gioco, grazie ad una simulazione completa e dettagliata dei vari componenti del sistema.

Nell'analisi condotta, l'utenza considerata è una casa unifamiliare di 200 m² situata nella zona climatica italiana E, nella città di Milano. Al fine di identificare i profili orari di riscaldamento e raffrescamento degli ambienti interni, è stato simulato il comportamento termico dell'edificio utilizzando il software di simulazione dinamica TRNSYS, mentre i profili orari elettrici sono stati costruiti considerando il numero di occupanti, l'uso degli elettrodomestici e i sistemi di illuminazione presenti. Con riferimento alla medesima utenza, sono state testate due configurazioni di nanogrid differenti, al fine di valutare le performance della nanogrid nel caso in cui l'accumulo termico di energia elettrica operasse come unico sistema di accumulo e nel caso in cui operasse in combinazione con un sistema di accumulo elettrico non convenzionale caratterizzato da un sistema fuel cell reversibile di tipo SOFC. Nel dettaglio, le configurazioni di nanogrid considerate sono state le seguenti:

- sistema 1 composto da impianto fotovoltaico, pompa di calore e un sistema di accumulo termico ad acqua utilizzato come accumulo elettrico non convenzionale dell'energia elettrica prodotta da FER;
- sistema 2 che differisce dal primo per la presenza di un sistema fuel cell reversibile (r-SOFC), utilizzato come accumulo elettrico non convenzionale.

Entrambi i sistemi sono stati considerati collegati alla rete elettrica nazionale.

2 STATO DELL'ARTE: SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO

I sistemi di accumulo termico si dividono in sistemi a calore sensibile; a calore latente; e infine in sistemi di accumulo di tipo chimico. Nella prima tipologia, l'energia termica accumulata è direttamente proporzionale alla temperatura del materiale di accumulo, per cui maggiore è la sua temperatura, maggiore sarà la quantità di energia termica accumulata. Nel secondo tipo, invece, l'energia termica è accumulata sotto forma di calore latente sfruttando il passaggio di fase (solitamente solido/liquido) di un materiale a cambiamento di fase (detto PCM da Phase Change Materials). Tale tipologia di accumulo possiede un elevato potenziale dovuto alla natura quasi isoterma del processo, permettendo di utilizzare volumi di materiale di accumulo ridotti rispetto a quelli tipici dei sistemi di accumulo termico a calore sensibile, a parità di energia termica accumulata. Tuttavia, a fronte di tali vantaggi, ad oggi, tale tipologia di accumulo termico presenta delle forti criticità, tra cui l'elevato costo dei materiali di accumulo e il decadimento delle performance a lungo termine, che ne limitano l'applicabilità perlopiù a sistemi in scala di laboratorio.

I sistemi di accumulo di tipo chimico consentono di accumulare energia termica attraverso reazioni chimiche endotermiche reversibili, o mediante processi di assorbimento o adsorbimento termochimico. Con riferimento a quanto riportato al riferimento [3], l'accumulo chimico equivalente a un accumulo termico realizzato con 34 m³ di acqua e 70°C come delta di temperatura, può essere ottenuto con solo 1 m³ di materiale di accumulo. Il potenziale dei sistemi di accumulo di tipo chimico risulta, quindi, essere nettamente superiore anche rispetto a quello dei sistemi a calore latente, presentando una densità di accumulo molto elevata. Questi sistemi presentano inoltre perdite termiche molto basse rispetto alle altre due tipologie di sistemi di accumulo, data la conservazione dell'energia accumulata a temperatura ambiente, facendo sì che esso rappresentino nel lungo periodo senza alcun dubbio la metodologia di accumulo termico più promettente.

La Figura 1 mostra un confronto tra le densità di energia termica che caratterizzano le tre diverse tipologie di accumulo termico.

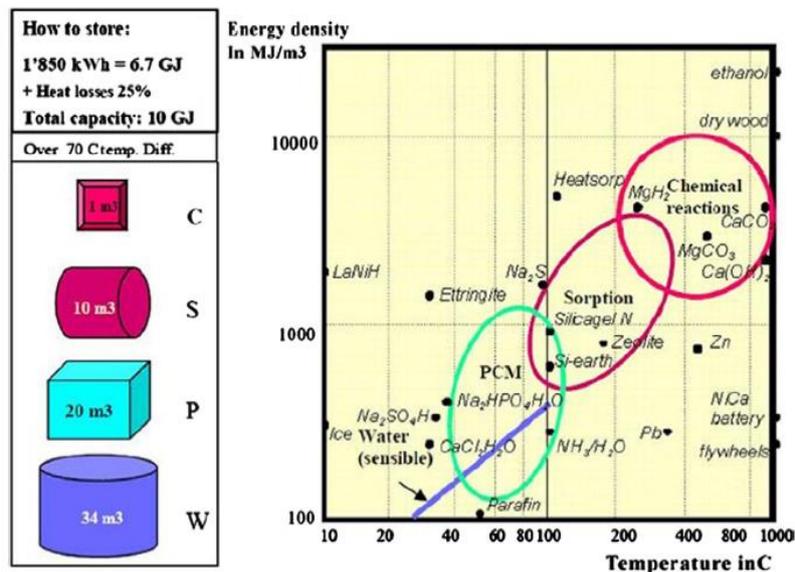


Figura 1. Densità di energia termica per le diverse metodologie di accumulo termico [4].

Quanto sopra riportato giustifica il grande interesse della comunità scientifica verso questa tipologia di accumulo termico. Attualmente, gli studi sull’accumulo chimico sono in fase di analisi di laboratorio, per lo più indirizzati verso lo studio dei materiali e la modellazione.

In Tabella 1 è riportato un confronto tra le tre diverse metodologie di accumulo termico [5].

Tabella 1. Confronto tra le metodologie di accumulo di energia termica [5].

	Sensible	Latent	Chemical
Storage Medium	Water, gravel, pebble, soil...	Organics, inorganics	Metal chlorides, metal hydrides, metal oxides...
Type	Water based system (Water tank, Aquifer) Rock or ground based system	Active storage Passive storage	Thermal-sorption (Adsorption, Absorption) Chemical reaction (Normally for high-temperature storage)
Advantage	Environmentally friendly cheap material Relative simple system, easy to control Reliable	Higher energy density than sensible heat storage Provide thermal energy at constant temperature	Highest energy density, compact system Negligible heat losses
Disadvantage	Low energy density, huge volumes required for district heating Self discharge and heat losses problem High cost of site construction Geological requirements	Lack of thermal stability Crystallization Corrosion High cost of storage material	Poor heat and mass transfer property under high density condition Uncertain cyclability High cost of storage material
Present status	Large-scale demonstration plants	Material characterization, laboratory-scale prototypes	Material characterization, laboratory-scale prototypes
Future Work	Optimisation of control policy to advance the solar fraction and reduce the power consumption Optimisation of storage temperature to reduce heat losses Simulation of ground/soil based system with the consideration of affecting factors (e.g. Underground water flow)	Screening for better suited PCM materials with higher heat of fusion Optimal study on store process and concept Further thermodynamic and kinetic study, noble reaction cycle	Optimisation of the particle size and reaction bed structure to get constant heat output Optimisation of temperature level during charging/discharging process Screening for more suitable and economical materials Further thermodynamic and kinetic study, noble reaction cycle

Ad oggi, tra i tre diversi tipi di sistemi di accumulo termico presentati sopra, solo il primo e il secondo possono potenzialmente essere economicamente sostenibili. Tuttavia, sebbene i sistemi a calore latente, che sfruttano i materiali a cambiamento di fase, hanno il vantaggio di avere densità di accumulo termico più elevate rispetto ai sistemi convenzionali a calore sensibile, il loro utilizzo è ancora poco diffuso soprattutto nell’ambito di

applicazioni residenziali. Pertanto, la tipologia di accumulo termico considerata ai fini delle applicazioni al presente studio è quella a calore sensibile, che ad oggi rappresenta ancora la tipologia di accumulo termico economicamente più vantaggiosa e di più semplice progettazione.

L'accumulo termico a calore sensibile si ottiene attraverso un aumento della temperatura del materiale di accumulo, e dipende dal calore specifico e dalla densità del materiale. In accordo con quanto riportato in [6], i fattori che condizionano maggiormente la progettazione di un sistema di accumulo termico a calore sensibile sono:

- la densità di energia termica per unità di volume o per unità di massa del materiale di accumulo;
- il range di temperatura in cui opera;
- le proprietà del fluido termovettore;
- la stratificazione all'interno del materiale di accumulo;
- i carichi termici;
- il serbatoio, o comunque il sistema che contiene il materiale di accumulo termico;
- l'isolamento termico;
- il costo.

Un requisito fondamentale per i sistemi di accumulo termico è che il materiale di accumulo sia caratterizzato da un'alta densità di energia termica.

La necessità di contenere l'ingombro dei tipici serbatoi di accumulo, soprattutto per applicazioni di tipo residenziale, limita la scelta del mezzo di accumulo a materiali liquidi e/o solidi. Un aspetto importante nella progettazione dei sistemi di accumulo è rappresentato dalla necessità di trasferire potenze termiche relativamente elevate durante i picchi di richiesta termica. Questo dipende dalle caratteristiche del fluido termovettore, e dalla diffusività termica del materiale di accumulo nel caso in cui questo sia rappresentato da un solido. In generale, i materiali di accumulo termico liquidi permettono di trasferire calore alle utenze termiche in maniera più agevole, mentre i materiali solidi sono più semplici da contenere e permettono una migliore stratificazione. Migliore è la stratificazione e più alta è la qualità dell'energia accumulata, ovvero più alta risulta l'exergia associata al materiale di accumulo, poiché, per un dato volume di materiale di accumulo e a parità di energia termica accumulata, una migliore stratificazione implica una più alta temperatura massima del materiale di accumulo termico.

La caratteristica che maggiormente condiziona la scelta del materiale di accumulo per un dato sistema è senza dubbio il costo. Infatti, gran parte delle applicazioni vedono l'utilizzo di materiali a basso costo o addirittura nullo, come ad esempio acqua, ghiaia, e terreno.

3 SISTEMI R-SOFC

Le celle a combustibile ad elettrolita solido (Solid Oxide Fuel Cells, SOFCs) operano a temperature elevate (in genere attorno ad 800-1000 °C). Le elevate temperature operative permettono di raggiungere efficienze elevate utilizzando il calore prodotto, tuttavia, se numerosi e promettenti studi sono stati recentemente intrapresi con l'obiettivo di ridurre le temperature di funzionamento per poter limitare la degradazione dei materiali. Numerose sono le qualità delle SOFCs che le rendono un promettente oggetto di ricerca: risparmio sull'utilizzo di catalizzatori, possibilità di utilizzo di diversi combustibili, elevata efficienza cogenerativa. I sistemi SOFC sono particolarmente interessanti per applicazioni cogenerative, in particolare su piccola scala. Sistemi micro-CHP basati su SOFC e generalmente alimentati con gas naturale sono commercializzati da diverse aziende e a livello mondiale diversi programmi hanno agevolato il loro utilizzo in ambito residenziale e commerciale. In particolare, il Giappone e l'Europa stanno assumendo un ruolo guida nel finanziamento e nelle applicazioni di CHP basate su celle a combustibile a ossido solidi.

Un'altra caratteristica particolarmente interessante è che la stessa cella ad ossidi solidi può essere utilizzata in maniera reversibile come elettrolizzatore per la produzione di idrogeno senza che alcuna modifica sia apportata alla cella stessa. Questa caratteristica permette lo sviluppo di un sistema reversibile (power-to-power) ad alta temperatura basato su un unico stack di celle ad ossidi solidi e giustifica la ricerca su queste tecnologie. Tuttavia, le alte temperature richiedono lunghi tempi di avviamento e un numero limitato di procedure di spegnimento al fine di evitare stress termici sui componenti della cella che possono portare alla sua rottura. Per un'approfondita analisi dello stato dell'arte, della maturità tecnologica e dei potenziali sviluppi delle celle reversibili ad ossidi solidi si rimanda ad alcuni studi nella letteratura di riferimento [7] [8].

L'operazione del sistema come cella a combustibile, illustrata in Figura 2, prevede il pre-riscaldamento dell'aria in ingresso alla SOFC attraverso due scambiatori di calore: HE3 in cui l'aria viene riscaldata utilizzando i fumi di scarico del burner e HE1 dove lo scambio termico avviene tra aria catodica entrante ed uscente dalla SOFC. L'idrogeno viene prelevato dall'accumulo e pre-riscaldato nello scambiatore HE2 prima di essere alimentato all'anodo della cella, il pre-riscaldamento avviene utilizzando la miscela di vapore e idrogeno non reagito in uscita dall'anodo stesso. I flussi catodici e anodici in uscita dalla SOFC, dopo aver attraversato gli scambiatori HE1 e HE2, rispettivamente, vengono alimentati al burner per la combustione dell'idrogeno residuo non utilizzato dalla SOFC, i gas di scarico vengono poi alimentati allo scambiatore HE3.

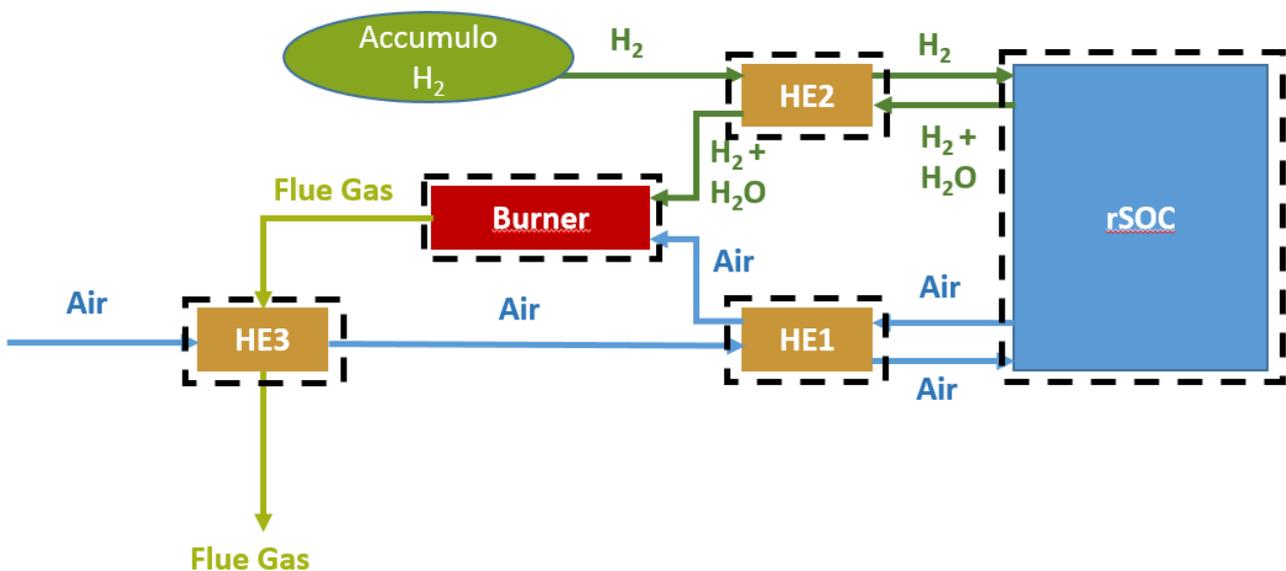


Figura 2. Schema a blocchi per la cella ad ossidi solidi in modalità cella a combustibile (SOFC).

La configurazione presentata in Figura 3 prevede l'operazione della cella a combustibile come SOE. In questa configurazione, acqua liquida viene alimentata all'evaporatore (EVAP) per la produzione di vapore in entrata al catodo della SOE previo pre-riscaldamento nello scambiatore di calore HE2. Dopo aver attraversato lo scambiatore HE2 l'idrogeno prodotto al catodo viene stoccato nell'accumulo. I flussi lato aria per la SOE sono analoghi a quanto osservato per la SOFC, la differenza principale è che nessuna reazione avviene nel burner in questo caso. Il modello matematico è descritto in Appendice e sarà implementato in una funzione MATLAB per la successiva integrazione in TRNSYS.

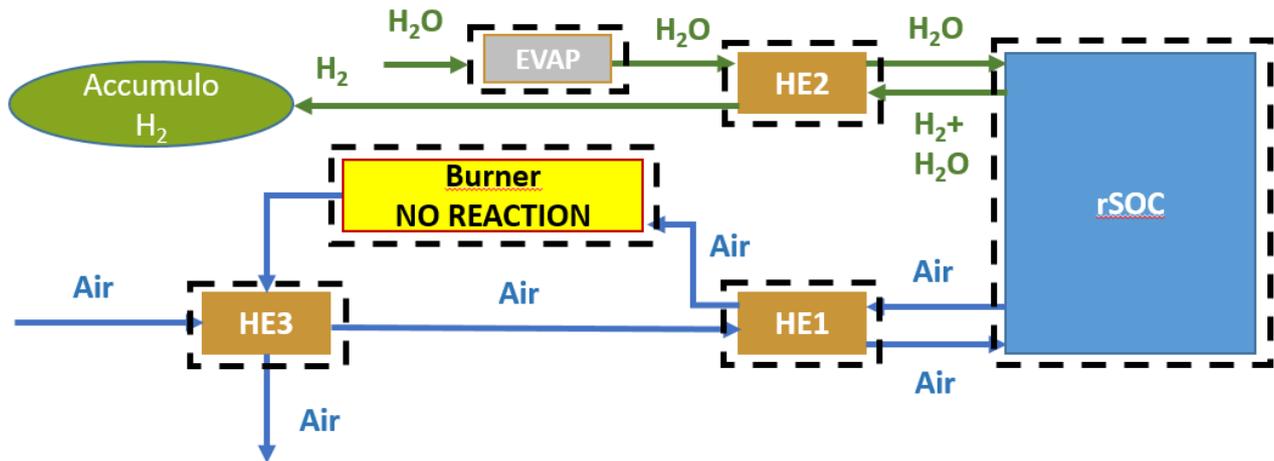


Figura 3. Schema a blocchi per la cella ad ossidi solidi in modalità elettrolizzatore (SOE).

4 DEFINIZIONE DEGLI SCHEMI DI NANOGRID ANALIZZATI E PROGETTAZIONE DEL TOOL DI SIMULAZIONE

Le configurazioni di nanogrid testate sono state le seguenti:

- sistema 1 composto da impianto fotovoltaico, pompa di calore e un sistema di accumulo termico ad acqua utilizzato come accumulo elettrico non convenzionale dell'energia elettrica prodotta da FER;
- sistema 2 che differisce dal primo per la presenza di un sistema fuel cell reversibile (r-SOFC), utilizzato come accumulo elettrico non convenzionale.

Entrambi i sistemi sono stati considerati collegati alla rete elettrica nazionale.

La Figura 4 riporta lo schema semplificato di nanogrid relativo al sistema 1. La tecnologia di generazione considerata è un sistema fotovoltaico integrato nel tetto (PV), mentre la tecnologia di conversione consiste in una pompa di calore reversibile (HP); infine, è utilizzato un accumulo termico sia per il riscaldamento che per il raffreddamento. Nel dettaglio, la richiesta elettrica dell'utente può essere soddisfatta dal sistema PV e dalla rete elettrica nazionale; mentre le richieste termiche di riscaldamento e raffreddamento ambiente dell'utente possono essere soddisfatte dalla pompa di calore alimentata dal PV e dalla rete elettrica, e dall'accumulo termico, il quale consente di accumulare la generazione della pompa di calore solo quando questa è alimentata dal PV.

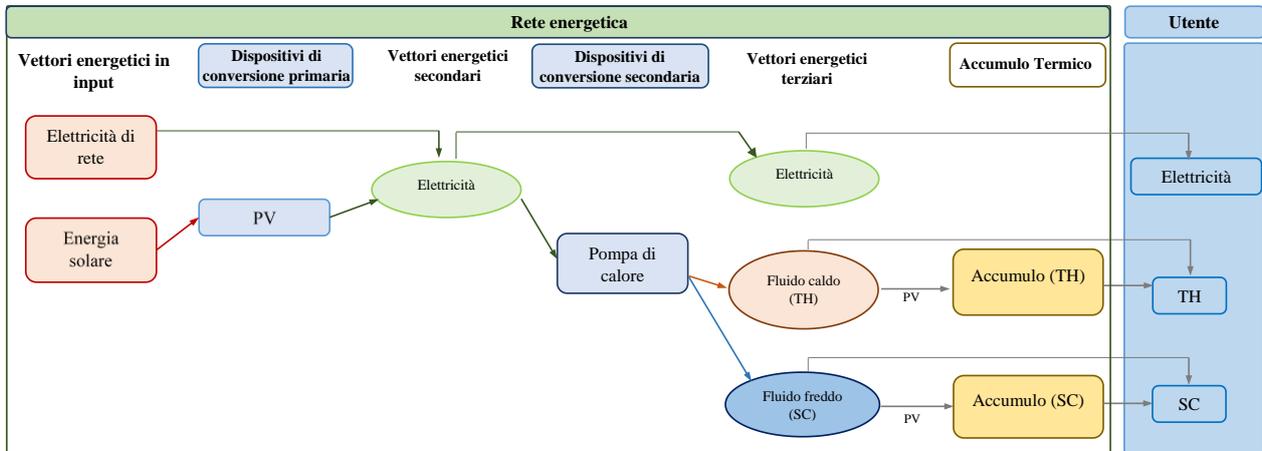


Figura 4. Schema semplificato di nanogrid relativo al sistema 1.

La Figura 5 riporta lo schema semplificato di nanogrid relativo al sistema 2. Tale sistema differisce dal precedente per la presenza dell'accumulo r-SOFC, ovvero un accumulo elettrico non convenzionale basato sulla tecnologia fuel cell di tipo SOFC. Tale sistema può essere alimentato dal PV e dall'elettricità di rete. In tal caso, la richiesta elettrica dell'utente può essere soddisfatta dal sistema PV, dalla rete elettrica nazionale e dal sistema fuel cell operante in modalità SOFC; mentre le richieste termiche di riscaldamento e raffreddamento ambiente dell'utente possono essere soddisfatte dalla pompa di calore alimentata dal PV, dalla rete elettrica e dal sistema fuel cell operante in modalità SOFC, e dall'accumulo termico, il quale consente di accumulare la generazione della pompa di calore solo quando questa è alimentata dal PV e/o dal sistema fuel cell se anch'esso è alimentato dal PV (nelle ore in cui il sistema fuel cell non è alimentato dal PV, la sua generazione elettrica potrà alimentare la pompa di calore, ma l'energia termica derivante non potrà essere inviata in accumulo termico, ma andrà direttamente all'utenza).

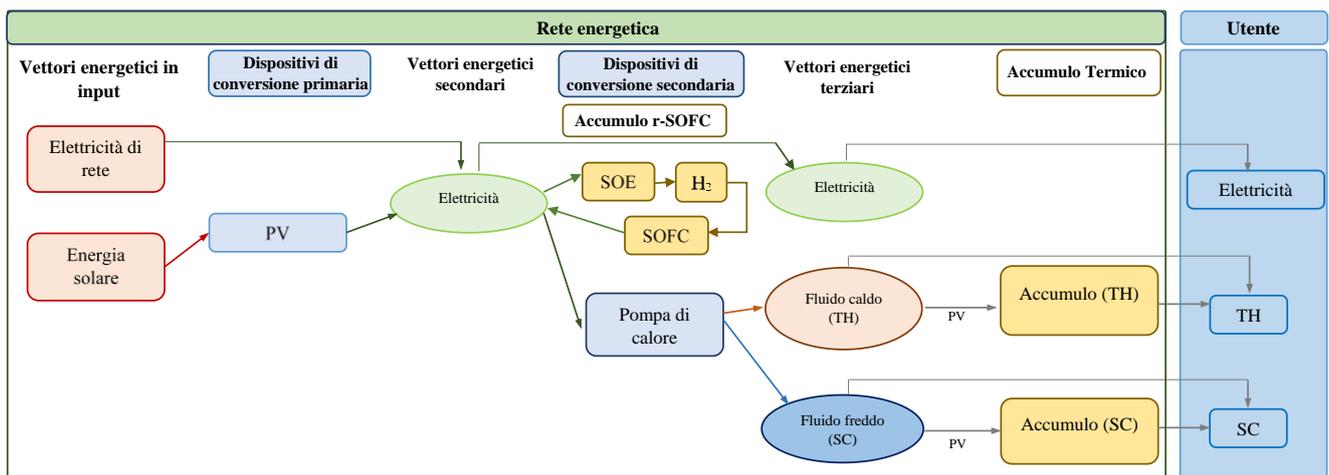


Figura 5. Schema semplificato di nanogrid relativo al sistema 2.

4.1 Modellazione dei principali componenti

I principali componenti da modellare sono stati: sistema fotovoltaico, pompa di calore, accumulo termico e sistema r-SOFC. Inoltre, ai fini della valutazione dei carichi associati all'utenza è stato modellato dinamicamente il comportamento termico dello user, al fine di valutare i profili orari per il riscaldamento e il raffreddamento ambiente, ed è stato definito il profilo di consumo orario per il carico elettrico. Il tool di simulazione della

nanogrid per entrambi i sistemi analizzati è stato implementato mediante il software di simulazione dinamica TRNSYS 18, pertanto la modellazione dei singoli componenti è stata effettuata mediante opportuni type messi a disposizione dalle librerie TRNSYS. Il sistema r-SOFC, invece, è stato modellato in modo semplificato mediante il software Matlab.

4.1.1 Modellazione del sistema fotovoltaico

Il type scelto per la simulazione del sistema PV è il Type 190, il quale può essere utilizzato per la modellazione delle prestazioni elettriche di sistemi fotovoltaici in silicio monocristallino o policristallino utilizzati in simulazioni che coinvolgono batterie di accumulo elettrico, l'accoppiamento diretto del carico e collegamenti alla rete elettrica nazionale.

4.1.2 Modellazione della pompa di calore

Il type scelto per la modellazione della pompa di calore ad acqua è il Type 941, il quale consente di modellare tali dispositivi basandosi, per il calcolo delle caratteristiche di performance, su una serie di cataloghi di diverse case produttrici, sia per la modalità riscaldamento che per la modalità raffrescamento.

4.1.3 Modellazione del sistema di accumulo termico

Il type utilizzato per la simulazione dei sistemi di accumulo termico è il Type 158, che modella un serbatoio cilindrico a volume costante pieno di liquido, con una configurazione verticale e con la presenza di due scambiatori di calore immersi. Il fluido nel serbatoio di accumulo interagisce con il fluido negli scambiatori di calore (attraverso uno scambio termico con gli scambiatori di calore), con l'ambiente (attraverso perdite termiche verso l'alto, il basso e dai bordi) e con un numero definito di flussi di massa che entrano ed escono dal serbatoio. Il serbatoio è suddiviso in un determinato numero di nodi isotermi, necessari a modellare la stratificazione, settato dall'utente.

4.1.4 Modellazione del sistema fuel cell

La fuel cell è stata modellata mediante un approccio semplificato che ha permesso una modellazione in Matlab compatibile con il codice TRNSYS sviluppato. Le specifiche della fuel cell e il principio di funzionamento implementato sono riportati al paragrafo 4.3.

4.1.5 Modellazione dell'utente

La modellazione dell'utente è stata effettuata mediante il Type 56 del TRNSYS, con il quale sono stati valutati i profili di carico orari relativi al riscaldamento e al raffrescamento ambiente. Il profilo di carico elettrico è stato invece costruito in funzione del numero di occupanti, dei dispositivi presenti e dello schedule ipotizzato. L'utente considerato è una *single family house* con superficie utile pari a 200 m² e altezza pari a 3 m, localizzata nella zona climatica italiana E, nella città di Milano. L'edificio è suddiviso in 8 stanze (zona living, cucina, due bagni, tre camere da letto e una zona corridoio), ciascuna simulata come una singola zona termica, come mostrato in Figura 6.

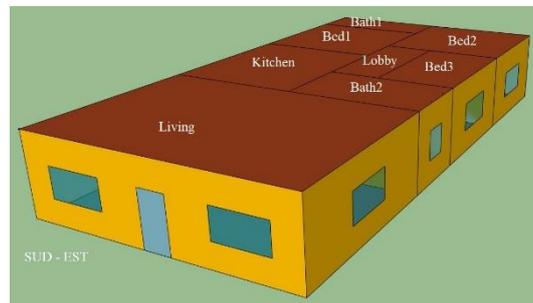


Figura 6. Zone termiche di cui si compone l'edificio considerato.

Ai fini della modellazione con il Type 56 del TRNSYS, è stato utilizzato il plug-in TRNSYS 3D per Google SketchUp per disegnare l'edificio multi-zona e importare la geometria dall'interfaccia SketchUp nell'ambiente TRNSYS dedicato (TRNBuild). Importando l'edificio nell'interfaccia TRNSYS Simulation Studio, sono stati assegnati i dati meteorologici e la temperatura del terreno, precedentemente valutata secondo la relazione Hadvig, relativi alla città di Milano. La stratigrafia delle componenti opache dell'edificio è stata definita in modo che la trasmittanza termica delle pareti esterne, del tetto e del piano terra fosse, rispettivamente, pari a 0,34, 0,30 e 0,33 W/m²/K [9]. Per le finestre, la trasmittanza del vetro e del telaio è stata fissata, rispettivamente, a 6,56 e 1,53 W/m²/K [9] e l'area di ciascuna finestra è stata definita come il 12,5% dell'area utile della zona termica in cui la finestra è collocata [10]. Infine, per ogni zona termica è stato assunto un tasso di ricambio dell'aria pari a 0,28 h⁻¹ [11]. Al fine di considerare gli apporti termici gratuiti sono stati presi in considerazione gli occupanti, gli elettrodomestici e i sistemi di illuminazione. Nel dettaglio, il numero degli occupanti è stato fissato a 5 e il calore sensibile dovuto a ciascuno di essi è stato assunto pari a 75,0 W considerando una leggera attività lavorativa come grado di attività [10]. Il numero di occupanti e il calore sensibile che ne deriva al variare del tempo sono mostrati in Figura 7.

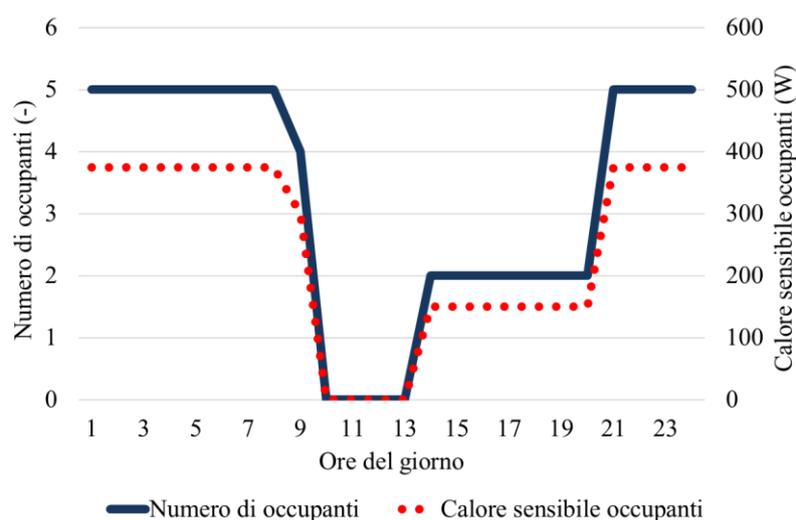


Figura 7. Numero di occupanti e calore sensibile ad essi correlato per un giorno.

La richiesta elettrica è stata costruita considerando il numero di occupanti, l'utilizzo degli elettrodomestici e dei sistemi di illuminazione. Ai fini dell'analisi sono stati considerati tipici elettrodomestici casalinghi (frigorifero, lavastoviglie, lavatrice, asciugacapelli, ferro da stiro, PC e TV), e sistemi di illuminazione con lampade a LED. Per ciascuna zona termica, la potenza elettrica del sistema di illuminazione è stata calcolata in funzione del tipo di lampada, della destinazione d'uso della zona e della sua metratura, mentre la potenza termica di ciascuna lampada è stata assunta pari al 75% della sua potenza elettrica nominale. Per tener conto anche degli apporti

termici connessi all'utilizzo degli elettrodomestici e dei sistemi di illuminazione, è stato assunto che il calore sensibile da questi emesso fosse trasmesso per radiazione al 70% e per convezione al 30% [12]. Il funzionamento di tali apparecchiature è stato considerato uguale per ciascun giorno dell'anno [13] [14] [15]. La Figura 8 riporta il carico elettrico giornaliero.

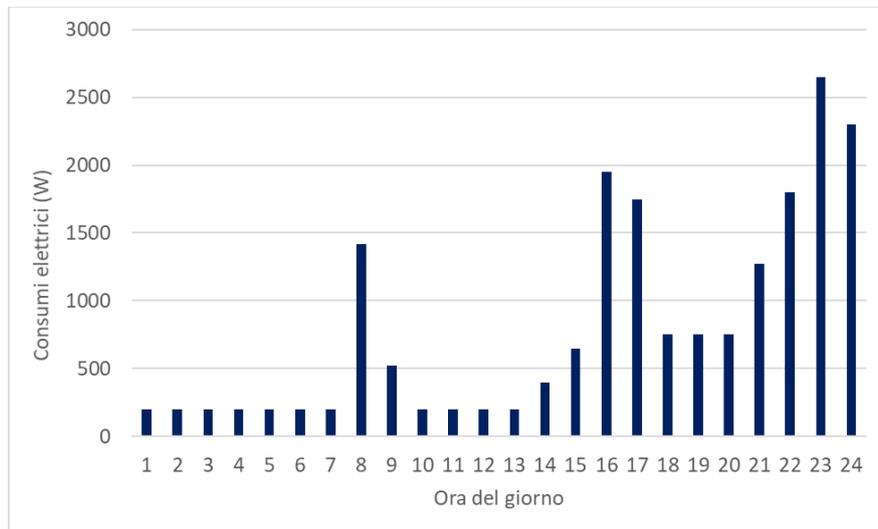


Figura 8. Carico elettrico giornaliero.

Secondo quanto stabilito dalla legge italiana [9], per la zona climatica E, il periodo di riscaldamento va dal 15 ottobre al 15 aprile. Di conseguenza, per ciascuna zona termica, durante questo periodo è stato effettuato un controllo della temperatura dell'aria degli ambienti interni, fissando una temperatura interna di set point giornaliera (dalle 6.30 alle 23.00) pari a 21°C e una temperatura di set point notturna pari a 15°C. Infine, nel periodo estivo, da giugno ad agosto, per ciascuna zona termica, è stata impostata una temperatura di set point pari a 26°C, ai fini del controllo della temperatura degli ambienti interni.

I risultati delle simulazioni effettuate sono mostrati in Figura 9 e Figura 10 in cui sono riportati, rispettivamente, i profili di carico orari per il riscaldamento e il raffrescamento ambiente.

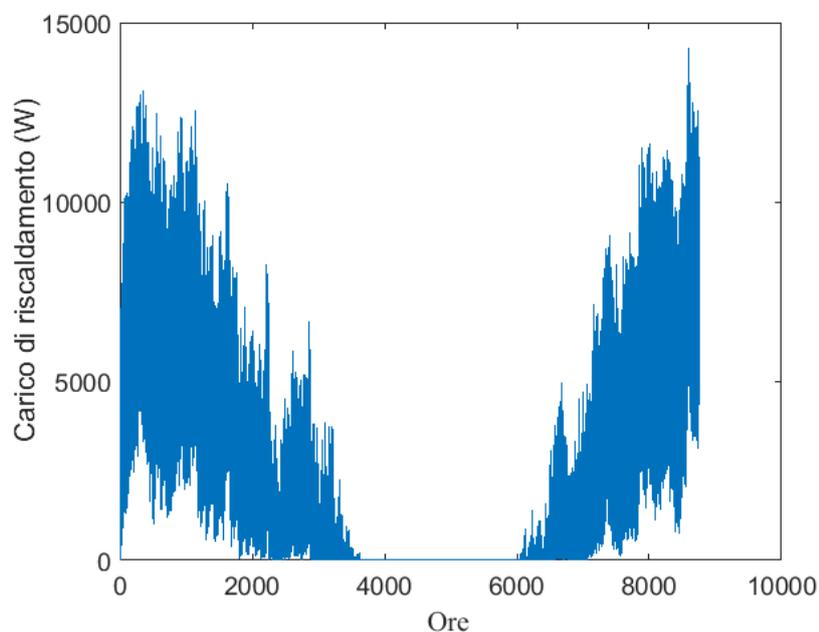


Figura 9. Carico di riscaldamento.

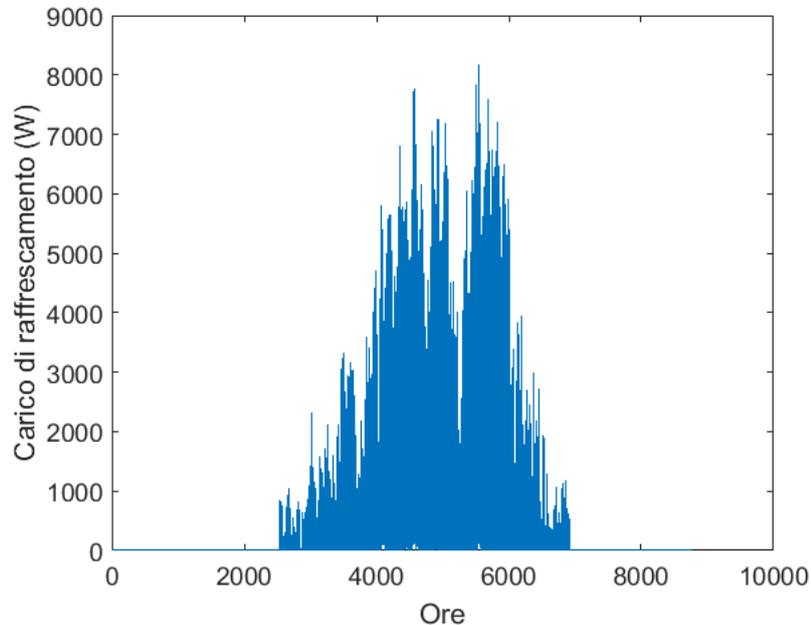


Figura 10. Carico di raffrescamento.

4.2 Principi di funzionamento implementati e sistema di controllo e monitoraggio

I principi di funzionamento implementati sono basati sull'obiettivo di accumulare l'energia termica o frigorifera generata dalla pompa di calore solo quando questa può essere alimentata dall'energia elettrica generata dal sistema fotovoltaico, direttamente o mediante la fuel cell, se presente. Nel caso di Nanogrid 2, infatti, la pompa di calore può essere alimentata non solo dal sistema PV, ma anche dal sistema fuel cell (in modalità SOFC): quando quest'ultima (in modalità SOE) è alimentata dal PV, e la sua generazione in modalità SOFC è usata per alimentare la pompa di calore, la generazione termica della heat pump potrà essere immagazzinata in accumulo; ovvero nel caso in cui la pompa di calore è alimentata dalla rete elettrica nazionale, la sua generazione termica può essere utilizzata unicamente per soddisfare il carico e non per caricare il serbatoio di accumulo. In Figura 11 è riportato lo schema di impianto utilizzato per le simulazioni in ambiente TRNSYS nel caso di Nanogrid 2 per lo scenario invernale. Dallo schema si evincono: il campo fotovoltaico (PV); la cella a combustibile (FUEL CELL); la pompa di calore aria-acqua (HP); l'accumulo termico (TES); le pompe di ricircolo (pump_1 e pump_2); i diverter (Diverter_1 e Diverter_2), e i mixer (Mixer_1 e Mixer_2), rispettivamente utilizzati per la separazione, e il miscelamento dei flussi di massa; il carico elettrico e termico dell'utenza, quest'ultimo relativo al carico di riscaldamento o raffrescamento ambiente a seconda della stagione considerata (Carico_elettrico e Richiesta_termica); e infine un modulo per il controllo dell'impianto sviluppato in ambiente Matlab (Controllore).

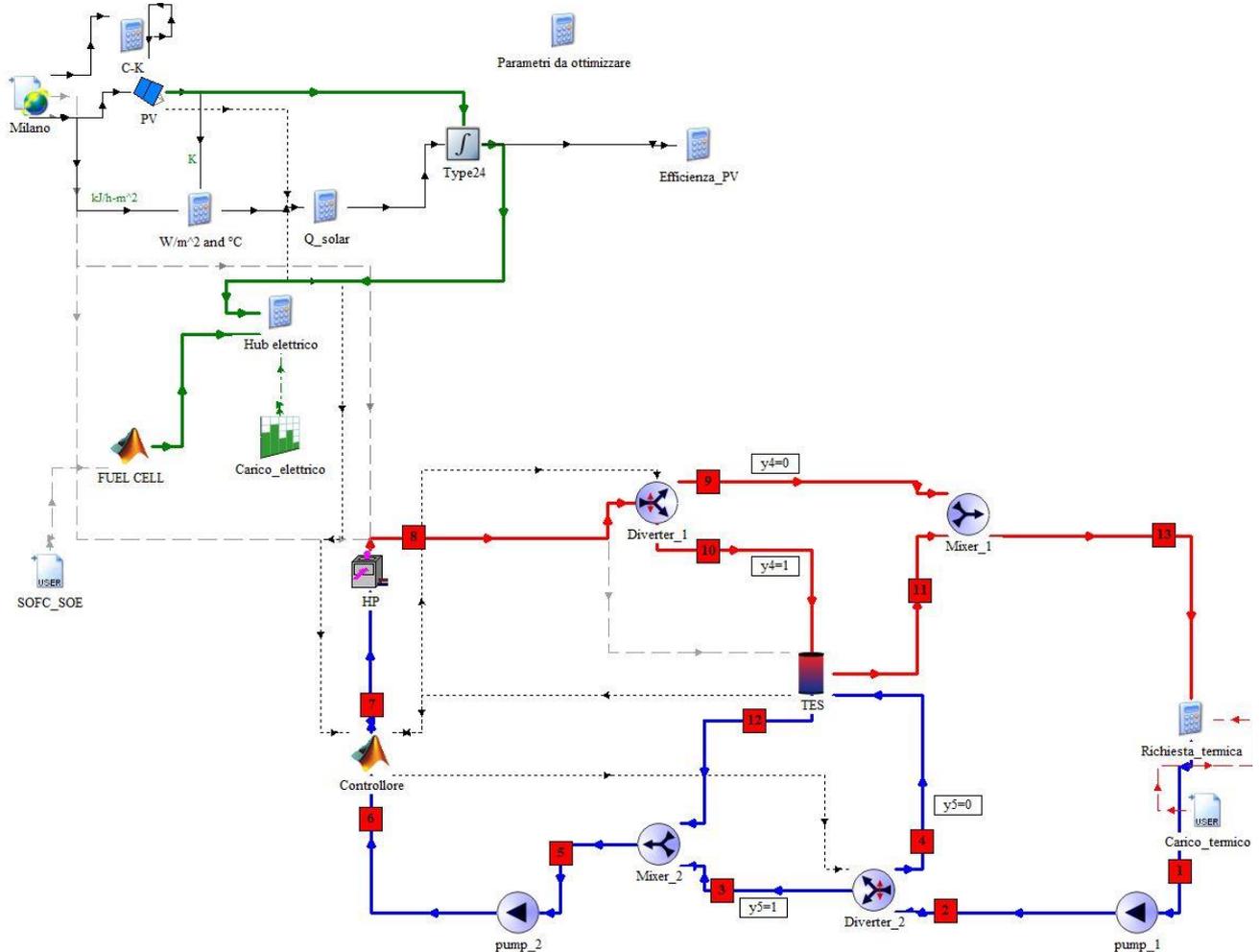


Figura 11. Schema TRNSYS del sistema.

Ai fini implementativi sono state fatte le seguenti assunzioni:

- Il carico elettrico è soddisfatto in via prioritaria.
- La temperatura di progetto dello storage e, quindi, la temperatura in ingresso all'utenza è di 50°C nel caso invernale, e di 18°C nel caso estivo, considerando un salto di temperatura massimo tra ingresso e uscita dall'utenza di 5°C. Considerando il massimo carico invernale, pari a 14,3 kW, il massimo carico estivo, pari a 8,2 kW, e un calore specifico medio dell'acqua pari a 4,19 kJ/kg/K, tali assunzioni hanno permesso il calcolo della portata d'acqua all'interno dell'impianto, pari a 2450 kg/h nel caso invernale, e a 1409 kg/h nel caso estivo.
- Nel funzionamento invernale, il serbatoio di accumulo è considerato carico quando la temperatura dell'acqua in uscita dallo stesso è maggiore a 50°C; in caso contrario è considerato scarico. Similmente, nel funzionamento estivo, il serbatoio di accumulo è considerato carico quando la temperatura dell'acqua in uscita dallo stesso è inferiore a 18°C; in caso contrario è considerato scarico.
- La cella a combustibile, se presente, lavora in modalità reversibile e sempre al punto di progetto, generando, quindi, 1,7 kW di energia elettrica quando operante in modalità SOFC, con un consumo di 0,026 g/s di idrogeno, e producendo 0,058 g/s di idrogeno quando operante in modalità SOE, con un consumo di 8 kW elettrici. Affinché la cella possa operare in autoconsumo, ovvero utilizzando unicamente l'idrogeno da essa prodotto, e alla luce degli specifici dati tecnici, è necessario alimentarla per almeno 7 ore in modalità SOE per ottenere l'idrogeno necessario al suo funzionamento in modalità

SOFC nelle restanti 15 ore, considerando un'ora di stop del sistema nel passaggio da una configurazione all'altra (da SOFC a SOE e viceversa), per un totale di due ore di stop giornalieri.

Nel caso della Nanogrid 1, il principio di funzionamento implementato dipende principalmente dalla disponibilità oraria della risorsa solare e quindi dalla generazione oraria del sistema PV, e dalla richiesta termica oraria dell'utenza e quindi dalla capacità di accumulo oraria del serbatoio.

In particolare si possono verificare le tre condizioni descritte di seguito, da cui dipende la logica di controllo implementata per la Nanogrid 1:

- 1) L'accumulo termico è carico (sia nel caso di presenza o assenza della generazione del PV);
- 2) L'accumulo termico è scarico e vi è generazione di energia elettrica da PV;
- 3) L'accumulo termico è scarico e non vi è generazione di energia elettrica da PV.

Ricevendo, quindi, in ingresso le informazioni circa la potenza elettrica generata dal fotovoltaico ed il livello di temperatura dell'accumulo, il controllore implementato presente nell'impianto decide in quale caso riportarsi:

- a) Nella condizione 1, l'accumulo termico è carico, quindi la pompa di calore risulta spenta e la richiesta termica è soddisfatta solo dall'accumulo termico. Quindi, dal circuito lato HP, mediante il Diverter_1, il flusso è indirizzato all'accumulo e poi all'ingresso della pompa di calore; dal circuito lato utenza, il flusso è inviato allo user e poi mediante il Diverter_2 in ingresso al tank.
- b) Nella condizione 2, la pompa di calore è accesa ed essendo alimentata dal PV, la sua generazione è usata per caricare il tank oltre che soddisfare l'utenza. Quindi, dal circuito lato HP, mediante il Diverter_1, il flusso è inviato allo storage, e poi all'ingresso della pompa di calore; dal circuito lato utenza, il flusso è inviato allo user e poi mediante il Diverter_2 in ingresso al tank.
- c) Nella condizione 3, l'accumulo è scarico e non vi è generazione di PV; pertanto, non è possibile accumulare la generazione della pompa di calore che risulta accesa; il fluido, quindi, passa completamente nel circuito esterno bypassando lo storage. Quindi, dal circuito lato HP, mediante il Diverter_1, il flusso è inviato direttamente all'utenza; dal circuito lato utenza, il flusso, passando per il Diverter_2, è inviato direttamente all'ingresso della pompa di calore.

Nel caso della Nanogrid 2, il principio di funzionamento implementato dipende oltre che dalla disponibilità oraria della risorsa solare e quindi dalla generazione oraria del sistema PV, e dalla richiesta termica oraria dell'utenza e quindi dalla capacità di accumulo oraria del serbatoio, anche dalle condizioni operative della fuel cell. In questo caso possono verificarsi sei condizioni da cui dipende la logica di controllo implementata per il caso di Nanogrid 2. Le sei condizioni sono le seguenti:

- 1) L'accumulo termico è carico;
- 2) L'accumulo termico è scarico e vi è generazione da parte del PV oppure della fuel cell operante in modalità SOFC;
- 3) L'accumulo termico è scarico, vi è generazione da parte del PV, e la fuel cell è in fase di stop;
- 4) L'accumulo termico è scarico, non vi è generazione da parte del PV, e la fuel cell è in fase di stop;
- 5) L'accumulo termico è scarico, vi è generazione da parte del PV, e la fuel cell opera in modalità SOE;
- 6) L'accumulo termico è scarico, non vi è generazione da parte del PV, e la fuel cell opera in modalità SOE.

Similmente al caso senza cella, il controllore implementato presente nell'impianto, ricevendo in ingresso le informazioni circa la potenza elettrica generata dal fotovoltaico, il livello di temperatura dell'accumulo, e le condizioni operative della cella, decide in quale caso riportarsi:

- d) Nella condizione 1, si verificano le stesse circostanze descritte al punto a);
- e) Nella condizione 2, si verificano le medesime condizioni descritte al punto b). L'unica differenza è che la pompa di calore può essere alimentata sia dal PV che dalla generazione della fuel cell;
- f) Nella condizione 3, si verificano le medesime condizioni descritte al punto b);
- g) Nella condizione 4, si verificano le medesime condizioni descritte al punto c);
- h) Nella condizione 5, si verificano le medesime condizioni descritte al punto b). L'unica differenza è che la fuel cell sta operando in modalità SOE e quindi l'eccesso di PV rispetto al carico termico è utilizzato per alimentare la fuel cell;
- i) Nella condizione 6, si verificano le medesime condizioni descritte al punto c). In questo caso però la fuel cell sta operando in modalità SOE e risulta alimentata completamente dall'elettricità di rete (condizione che si verifica in modo molto diverso a seconda della stagione considerata).

5 OTTIMIZZAZIONE

In accordo agli schemi di nanogrid definiti in Figura 2 e Figura 3, l'obiettivo del problema di ottimizzazione coincide con il dimensionamento e l'identificazione delle strategie di funzionamento del sistema PV, della HP e del sistema di accumulo termico che permettono di minimizzare il costo totale annuale associato al sistema e l'energia elettrica prelevata dalla rete, obiettivo che data la natura delle tecnologie in gioco consente di minimizzare anche l'impatto ambientale associato alla nanogrid, soddisfacendo contestualmente la richiesta energetica variabile dell'utente. Per il sistema r-SOFC, avendo scelto di simulare un sistema reale, la taglia e lo schedule sono stati preimpostati, come indicato al paragrafo 4.3. Le funzioni obiettivo sono state formulate come riportato al paragrafo 5.1, mentre le variabili decisionali e i vincoli del problema sono riportati, rispettivamente, al paragrafo 5.2 e 5.3. Il paragrafo 5.4 riporta il metodo di ottimizzazione scelto, e infine, il paragrafo 5.5 riporta gli input necessari all'implementazione dei casi.

5.1 Funzioni obiettivo

Il problema di ottimizzazione presenta obiettivi di tipo economico e gestionale. Quest'ultimo coincide con la minimizzazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete, al fine di incrementare l'autoconsumo della nanogrid. Data la tecnologia di generazione in gioco, alimentata da fonte rinnovabile, tale obiettivo coincide anche con la minimizzazione dell'impatto ambientale associato alla nanogrid.

L'obiettivo economico consiste nel minimizzare il costo totale annuo della rete energetica distribuita, formulato come la somma del costo di investimento totale annualizzato e del costo totale annuo di esercizio e manutenzione (O&M) delle tecnologie, e del costo totale annuo dell'elettricità di rete input al sistema, meno il guadagno dovuto alla vendita di elettricità alla rete:

$$C_{TOT} = C_{INV} + C_{O\&M} + C_{GRID} - G_{GRID} \quad (1)$$

Il costo di investimento totale annualizzato, C_{INV} è stato formulato come:

$$C_{INV} = \sum_i CRF_i (C_{c,i} S_i), \quad CRF_i = r(1+r)^{N_i} / [(1+r)^{N_i} - 1] \quad (2)$$

dove CRF_i è il fattore di recupero del capitale della tecnologia i ; S_i è la taglia del dispositivo energetico; $C_{e,i}$ è il costo specifico di investimento; r è il tasso di interesse; e N_i è la vita utile della tecnologia i , espressa in anni. Con riferimento al sistema di accumulo, la taglia rappresenta la capacità espressa in kWh con il costo specifico di investimento espresso in €/kWh.

Il costo totale annuo di esercizio e manutenzione, $C_{O\&M}$ è stato formulato come:

$$C_{O\&M} = \sum_i \sum_d \sum_{hr} OM_i R_{i,d,hr} D_t \quad (3)$$

dove OM_i è il costo di esercizio e manutenzione della tecnologia i ; $R_{i,d,hr}$ è il livello di generazione della tecnologia all'ora hr del giorno d ; e D_t è il time-step orario.

Il costo totale annuo associato all'acquisto dell'elettricità di rete è stato formulato come:

$$C_{GRID} = \sum_d \sum_{hr} P_e E_{GRIDin,d,hr} D_t \quad (4)$$

dove P_e è il prezzo dell'elettricità di rete e $E_{GRIDin,d,hr}$ è la potenza elettrica acquistata dalla rete.

Il guadagno totale annuo associato alla vendita di elettricità alla rete è stato formulato come:

$$G_{GRID} = \sum_d \sum_{hr} V_e E_{GRIDout,d,hr} D_t \quad (5)$$

dove V_e è il valore dell'elettricità immessa in rete e $E_{GRIDout,d,hr}$ è la potenza elettrica venduta alla rete.

L'obiettivo gestionale/ambientale consiste nel minimizzare l'energia elettrica di rete in input alla nanogrid, formulata come la differenza tra la somma della richiesta elettrica dell'utente, dell'elettricità in input alla pompa di calore, dell'elettricità in input all'elettrolizzatore del sistema r-SOFC (se presente) e l'elettricità necessaria ad azionare le pompe di ricircolo del sistema, e la generazione del sistema PV.

$$E_{GRIDin,d,hr} = (E_{dem,d,hr} + E_{HP,d,hr} + E_{SOE,d,hr} + E_{pump,d,hr}) - R_{PV,d,hr} \quad (6)$$

5.2 Variabili decisionali

Le variabili decisionali del problema di ottimizzazione includono: le taglie delle tecnologie e i loro livelli di generazione, ovvero del PV, che è funzione della superficie di fotovoltaico installata, e della HP; la capacità del sistema di accumulo e l'energia termica in ingresso e uscita dallo stesso; infine, la potenza prelevata dalla rete elettrica e la potenza immessa in rete.

5.3 Vincoli del problema di ottimizzazione

I vincoli del problema di ottimizzazione consistono in:

- vincoli di funzionamento che dipendono dalle caratteristiche delle tecnologie pre-implementate nei type TRNSYS o nel caso della fuel cell dal principio di funzionamento implementato in Matlab;
- vincoli di design per le tecnologie in gioco, che dipendono dalla taglia massima e minima in cui può variare ciascuna tecnologia;
- vincoli di bilancio, che assicurano che in ogni ora siano rispettati il bilancio elettrico e termico della nanogrid;

5.4 Metodo di ottimizzazione

La metodologia utilizzata per l'ottimizzazione delle configurazioni della nanogrid, effettuata in accordo ai due obiettivi sopra descritti, è stata basata su una accurata analisi condotta mediante l'ausilio di un processo di ottimizzazione basato su algoritmi genetici (ga). In particolare, lo studio ha permesso di individuare tra le possibili configurazioni della nanogrid quelle caratterizzate dal minor costo di investimento e di esercizio e dalla minor quantità di energia elettrica prelevata dalla rete, soddisfacendo al contempo la richiesta variabile dell'utente. Tale analisi è stata condotta facendo variare le taglie della pompa di calore e dell'accumulo termico, considerando delle taglie commerciali preimpostate, e facendo variare continuamente le taglie per il sistema PV.

L'analisi è stata condotta mediante interfaccia TRNSYS - Matlab: in ambiente Matlab è stata creata una procedura di calcolo in grado di richiamare il software TRNSYS a cui sono trasferite le variabili decisionali generate dall'algoritmo genetico ed oggetto dell'ottimizzazione; successivamente il solutore TRNSYS effettua la simulazione dinamica della nanogrid e restituisce in output i risultati attesi all'algoritmo genetico del codice Matlab, il quale immagazzina i risultati ottenuti e genera il nuovo set di variabili decisionali. La Figura 12 riporta uno schema semplificato della procedura utilizzata.

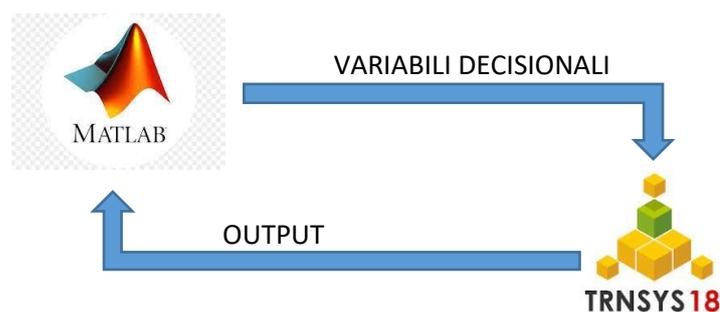


Figura 12. Procedura utilizzata.

A valle di tale analisi, è stato effettuato il post processing dei risultati ottenuti, che ha permesso di determinare, per tutti i casi analizzati, il fronte di Pareto delle soluzioni ottimizzate della nanogrid.

5.5 Dati di input

I dati di input necessari all'implementazione dei modelli includono le richieste energetiche della specifica utenze, i valori di irradianza per la località considerata, le caratteristiche tecnico economiche delle tecnologie in gioco, e il prezzo dell'elettricità prelevata dalla rete e il valore dell'elettricità immessa in rete.

- La richiesta elettrica e termica oraria dell'utente considerato è stata, rispettivamente, costruita e modellata in TRNSYS come riportato al paragrafo 4.1.5, considerando un intero anno di simulazione.
- I valori e i profili di irradianza per la città di Milano in input al sistema sono stati ottenuti mediante il Type meteo del TRNSYS, indicato come "Milano" in Figura 11.
- Con riferimento alle caratteristiche tecniche, la taglia della fuel cell è stata fissata come riportato al paragrafo 4.2, mentre per il sistema PV, la pompa di calore e l'accumulo termico sono stati definiti dei range di variazione. Nel dettaglio, la taglia del sistema PV dipende della superficie installata; pertanto il range di variazione della superficie di fotovoltaico installata è stata fissata tra 50 e 200 m² con passo 25 (la potenza nominale del PV è pari a 92 W/m²). Il range di variazione della pompa di calore varia a seconda della stagione considerata, ovvero in funzione del massimo carico di riscaldamento e raffrescamento dell'utente. Al fine di definire delle taglie commerciali per tale tecnologia, è stata fissata una taglia di riferimento invernale ed una estiva, la quale è stata poi scalata in modo opportuno per ottenere altre 6 taglie commerciali. In dettaglio, la taglia della pompa di calore fissata come riferimento per l'inverno è pari a 4,62 kW_e, mentre in estate è pari a 2,24 kW_e. Le altre taglie considerate sono state ottenute come prodotto della taglia di riferimento per il vettore [0,9 0,95 1 1,1 1,2 1,3]. In modo similare sono state ottenute le 8 taglie dell'accumulo termico, considerando come capacità massima di riferimento un accumulo di 1 m³, e variando tale taglia con passo 0,25 tra 0,50 e 2,25 m³. Le efficienze di tali sistemi non sono riportate in quanto variabili a seconda del funzionamento TRNSYS.
- In Tabella 2 sono riportate le informazioni economiche delle tecnologie presenti nella sovrastruttura dei due sistemi considerati. In entrambi i casi, al fine di valutare il costo di investimento annualizzato è stato considerato un tasso di interesse pari al 5%. Nel costo del sistema r-SOFC è stato considerato incluso anche il costo del serbatoio di idrogeno (di 30 bar con 56 kWh di accumulo).

Tabella 2. Dati economici delle tecnologie dei due sistemi [16] [17] [18].

Tecnologia	Costo di investimento specifico	Costi di O&M (€/kWh)	Vita utile
PV	2000 Eur/kW _p	0,0100	30
Pompa di calore reversibile	460 €/kW _e	0,0025	20
Accumulo termico	20 €/kWh	0,0014	20
Sistema r-SOFC	16.666 €/kW	0,05	10

- Il prezzo dell'elettricità di rete è stato assunto pari a 0,123 e 0,152 €/kWh, rispettivamente, nelle ore fuori picco e di picco, mentre il valore dell'elettricità immessa in rete è stato assunto pari a 0,08 €/kWh.

6 RISULTATI

Nei paragrafi che seguono sono riportati i principali risultati in termini di fronti di Pareto e strategie operazionali ottenuti dall'ottimizzazione dei sistemi considerati. Sono prima riportati i risultati ottenuti nel caso dello scenario invernale e poi quelli relativi al caso dello scenario estivo per entrambe le nanogrid implementate.

6.1 Scenario invernale

Per lo scenario invernale, il periodo di simulazione va dal 15 ottobre al 15 aprile, essendo questo il periodo di riscaldamento definito dalla legge italiana per la zona climatica E, e il time step utilizzato è di 1h.

Il processo di ottimizzazione è stato implementato utilizzando l'algoritmo genetico disponibile in ambiente Matlab. In particolare, i parametri forniti all'algoritmo genetico per effettuare le simulazioni sono stati i seguenti:

- Population size: 20;
- Crossover probability: 0,8;
- Mutation probability: 0,01;
- Number of Generation: 10;
- La potenza elettrica di progetto della pompa di calore è di 4,62 kW elettrici potendo assumere il 90%, 95 %, 100 %, 105 %, 120%, 130 % della potenza nominale, come descritto al paragrafo 5.5 relativo ai dati di input;
- Il volume del serbatoio di accumulo di progetto è di 1 m³ e può assumere i seguenti valori espressi in m³: 0,5; 1; 1,25; 1,5; 1,75; 2; 2,25; 2,5, come descritto al paragrafo 5.5;
- La superficie del fotovoltaico di progetto è di 100 m² e può assumere i seguenti valori tutti espressi in m²: 50, 75, 100, 125, 150, 175, 200, come descritto al paragrafo 5.5.

Per lo scenario invernale, il problema di ottimizzazione è stato risolto in circa 20 ore con un PC con 2,60 GHz (2 processori multi-core) CPU Intel (R) Xeon (R) E5 e 32 GB di RAM, sia nel caso di Nanogrid 1 che di Nanogrid 2.

6.1.1 Nanogrid 1. Configurazioni ottimizzate sul fronte di Pareto nel caso senza fuel cell

Il fronte di Pareto è presentato in Figura 15. Il punto indicato con *a* è ottenuto considerando solo l'obiettivo di tipo energetico. In questo caso, l'energia annua totale prelevata dalla rete elettrica nazionale è minima e uguale a 17675 kWh, mentre il costo annuo totale è massimo e uguale a 5598 €. Il punto indicato con *b* è ottenuto con considerando solo l'obiettivo di tipo economico. In questo caso, il costo totale annuo è minimo e uguale a 3588 €, mentre l'energia annua totale prelevata dalla rete elettrica nazionale è massima e uguale a 19401 kWh. Tutti gli altri punti del fronte di Pareto rappresentano le soluzioni di trade-off del problema di ottimizzazione multi-obiettivo. I punti esterni al fronte di Pareto sono le soluzioni generate dall'algoritmo genetico.

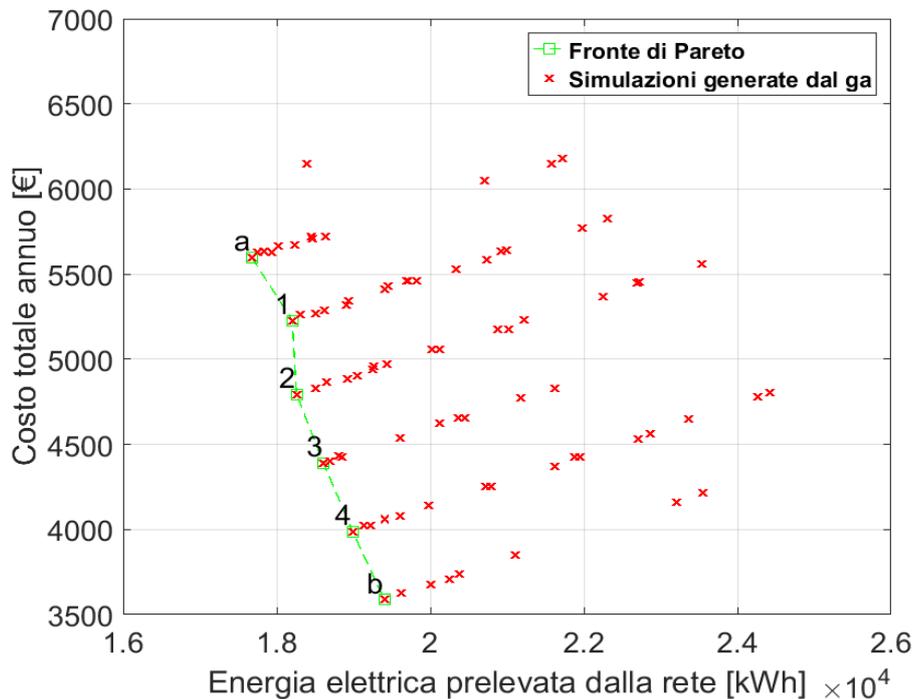


Figura 13. Fronte di Pareto per la Nanogrid 1 in scenario invernale.

Ogni punto sul fronte di Pareto corrisponde ad una differente configurazione ottimizzata della nanogrid, come mostrato in Tabella 5.

Tabella 3. Configurazioni ottimizzate della Nanogrid 1 per tutti i punti sul fronte di Pareto per lo scenario invernale.

punto	a	1	2	3	4	b
PV (m ²)	175	150	125	100	75	50
Pompa di calore (kW _e)	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
TES (m ³)	1,25	1,50	1,25	1,25	1,25	1,25

Dalla tabella, si può notare che per quanto riguarda il sistema PV, l'area di installazione aumenta man mano che il peso dell'obiettivo energetico aumenta rispetto a quello dell'obiettivo economico. In tale condizione, infatti, la taglia di tale tecnologia aumenta, a dimostrazione del grande contributo fornito dal PV ai fini della riduzione dell'energia di rete totale in input al sistema. La taglia della pompa di calore non subisce variazioni al variare dell'obiettivo e, similmente, ciò vale anche per il sistema di accumulo termico. Quest'ultimo è utilizzato per accumulare l'energia termica della pompa di calore solo quando questa è alimentata da elettricità rinnovabile e per tale motivo ci si aspetterebbe un aumento della sua capacità all'aumentare della disponibilità di PV. Tuttavia, il sistema di accumulo è considerato carico quando la temperatura del fluido in uscita è maggiore di 50°C, condizione in corrispondenza della quale, un ulteriore aumento delle dimensioni del tank non comporterebbe alcun beneficio. Pertanto, la taglia ottima del tank dipende dalla combinazione di tali due fattori.

6.1.2 Nanogrid 2. Configurazioni ottimizzate sul fronte di Pareto nel caso con fuel cell

La Figura 16 riporta il confronto tra i fronti di Pareto ottenuti per lo scenario invernale per le soluzioni ottimizzate della Nanogrid 1 e della Nanogrid 2. I punti indicati con *a* e *a'* sono ottenuti considerando solo

l'obiettivo di tipo energetico, rispettivamente, per il caso senza e con fuel cell. In questo punto, l'energia annua totale prelevata dalla rete elettrica nazionale è minima, e il sistema con fuel cell consente di ottenere una riduzione dell'elettricità di rete in input al sistema del 12 % rispetto al caso senza fuel cell. I punti indicati con b e b' sono ottenuti considerando solo l'obiettivo di tipo economico. In questo caso, il costo totale annuo è minimo e, il caso con fuel cell presenta un incremento del costo minimo pari al 63% del caso senza fuel cell, a fronte di un vantaggio energetico.

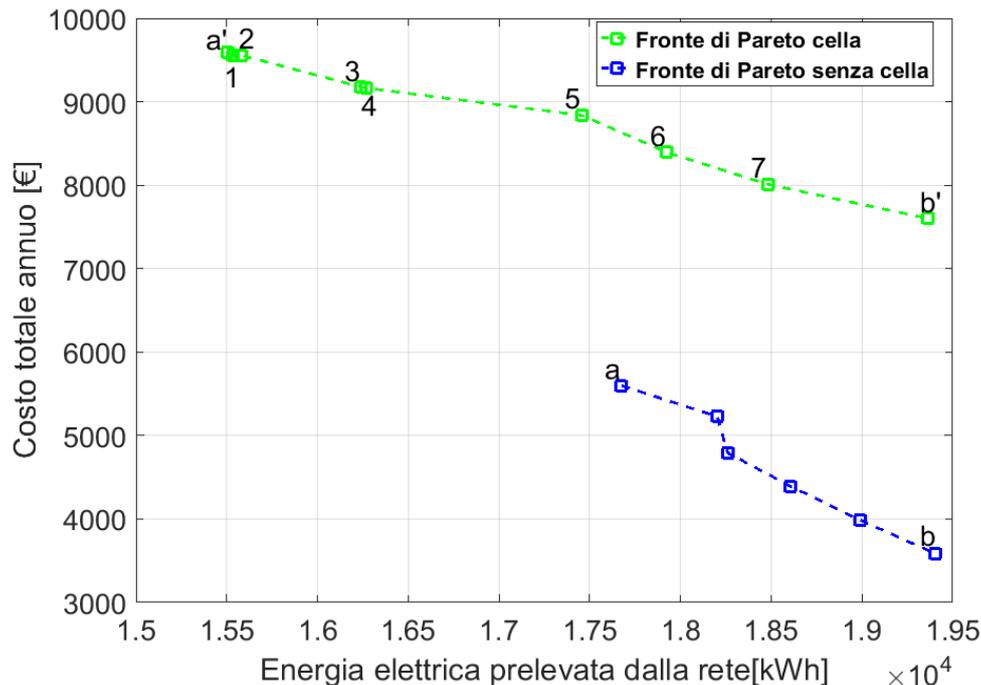


Figura 14. Confronto dei fronti di Pareto per lo scenario invernale.

Ogni punto sul fronte di Pareto corrisponde ad una differente configurazione ottimizzata della nanogrid, come mostrato in Tabella 6.

Tabella 4. Configurazioni ottimizzate della Nanogrid 2 per tutti i punti sul fronte di Pareto per lo scenario invernale.

punto	a'	1	2	3	4	5	6	7	b'
PV (m ²)	175	175	175	150	150	125	100	75	50
Pompa di calore (kW _e)	5,54	4,39	4,39	4,62	4,39	4,39	4,16	5,54	4,62
TES (m ³)	0,5	0,5	1	0,5	1	1,5	1	0,5	0,5

Dalla tabella, si può notare che per quanto riguarda il sistema PV, l'area di installazione aumenta man mano che il peso dell'obiettivo energetico aumenta rispetto a quello dell'obiettivo economico. Lo stesso comportamento può essere riscontrato nel caso della pompa di calore elettrica la cui taglia è massima nel caso di ottimizzazione energetica, dimostrando l'importanza di tale tecnologia ai fini della riduzione dell'energia primaria totale in input al sistema. Per l'accumulo termico valgono le stesse considerazioni fatte in precedenza.

6.2 Scenario estivo

Per lo scenario estivo, il periodo di simulazione va dal 1 giugno al 31 agosto, essendo questo periodo rappresentativo della stagione calda, e il time step utilizzato è di 1h.

Il processo di ottimizzazione è stato implementato utilizzando l’algoritmo genetico disponibile in ambiente Matlab. In particolare i parametri forniti all’algoritmo genetico per effettuare le simulazioni sono stati i seguenti:

- Population size: 20;
- Crossover probability: 0,8;
- Mutation probability: 0,01;
- Number of Generation: 10;
- La potenza elettrica di progetto della pompa di calore è di 2,24 kW elettrici potendo assumere il 90%, 95 %, 100 %, 105 %, 120%, 130 % della potenza nominale, come descritto al paragrafo 5.5 relativo ai dati di input;
- Il volume del serbatoio di accumulo di progetto è di 1 m³ e può assumere i seguenti valori espressi in m³: 0,5; 1; 1,25; 1,5; 1,75; 2; 2,25; 2,5, come descritto al paragrafo 5.5;
- La superficie del fotovoltaico di progetto è di 100 m² e può assumere i seguenti valori tutti espressi in m²: 50, 75, 100, 125, 150, 175, 200, come descritto al paragrafo 5.5.

Per lo scenario estivo, il problema di ottimizzazione è stato risolto in circa 10 ore con un PC con 2 CPU Intel® Xeon® E5 2,60 GHz e 32 GB di RAM, sia nel caso di nanogrid 1 che di nanogrid 2.

6.2.1 Nanogrid 1. Configurazioni ottimizzate sul fronte di Pareto nel caso senza fuel cell

Il fronte di Pareto ottenuto per lo scenario estivo per la Nanogrid 1 è presentato in Figura 15. Il punto indicato con *c* è ottenuto considerando solo l’obiettivo di tipo energetico. In questo caso, l’energia annua totale prelevata dalla rete elettrica nazionale è minima e uguale a 992 kWh, mentre il costo annuo totale è massimo e uguale a 2530 €. Il punto indicato con *d* è ottenuto considerando solo l’obiettivo di tipo economico. In questo caso, il costo totale annuo è minimo e uguale a 917 €, mentre l’energia annua totale prelevata dalla rete elettrica nazionale è massima e uguale a 1367 kWh. Tutti gli altri punti del fronte di Pareto rappresentano le soluzioni di trade-off del problema di ottimizzazione multi-obiettivo. I punti esterni al fronte di Pareto sono le soluzioni generate dall’algoritmo genetico.

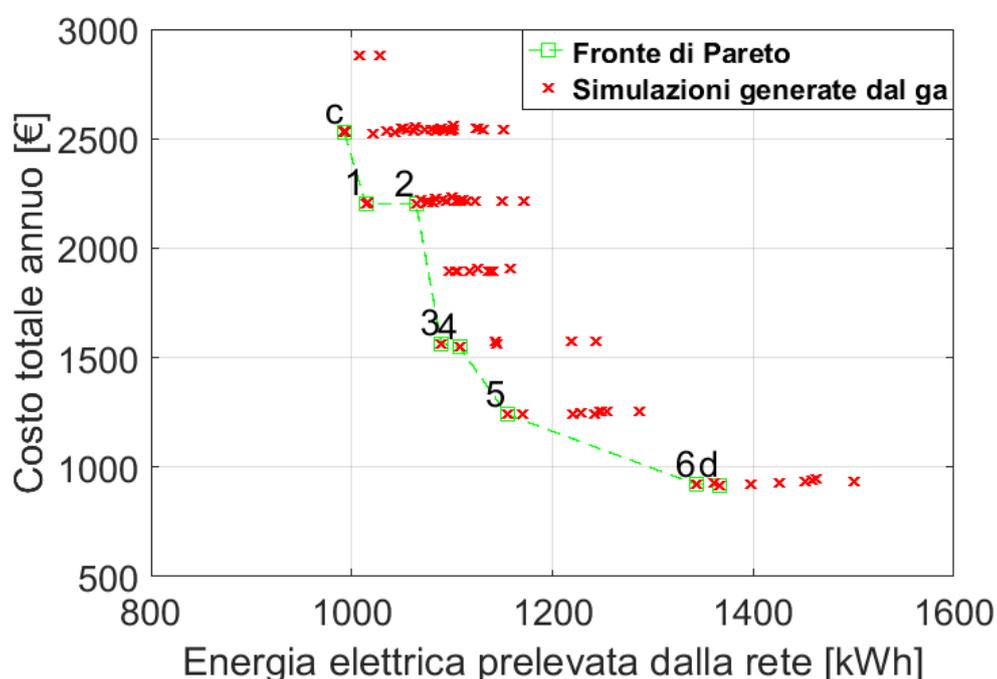


Figura 15. Fronte di Pareto per la Nanogrid 1 in scenario estivo.

Ogni punto sul fronte di Pareto corrisponde ad una differente configurazione ottimizzata della nanogrid, come mostrato in Tabella 5.

Tabella 5. Configurazioni ottimizzate della Nanogrid 1 per tutti i punti sul fronte di Pareto per lo scenario estivo.

punto	<i>c</i>	1	2	3	4	5	6	7	<i>d</i>
PV (m ²)	175	150	150	100	100	75	75	50	50
Pompa di calore (kW _e)	2,69	2,69	2,02	2,24	2,02	2,69	2,13	2,69	2,02
TES (m ³)	1	1	1,5	2	1	1	1,25	1	1,25

6.2.2 Nanogrid 2. Configurazioni ottimizzate sul fronte di Pareto nel caso con fuel cell

La Figura 16 riporta il confronto tra i fronti di Pareto ottenuti nel caso dello scenario estivo per le soluzioni ottimizzate della Nanogrid 1 e della Nanogrid 2. I punti indicati con *c* e *c'* sono ottenuti considerando solo l'obiettivo di tipo energetico, rispettivamente, per il caso senza e con fuel cell. In questo punto, l'energia annua totale prelevata dalla rete elettrica nazionale è minima, e il sistema con fuel cell consente di ottenere una riduzione dell'elettricità di rete in input al sistema del 44,6 % rispetto al caso senza fuel cell. I punti indicati con *d* e *d'* sono ottenuti considerando solo l'obiettivo di tipo economico. In questo caso, il costo totale annuo è minimo e, il caso con fuel cell presenta un incremento del costo minimo pari al 83% del caso senza fuel cell.

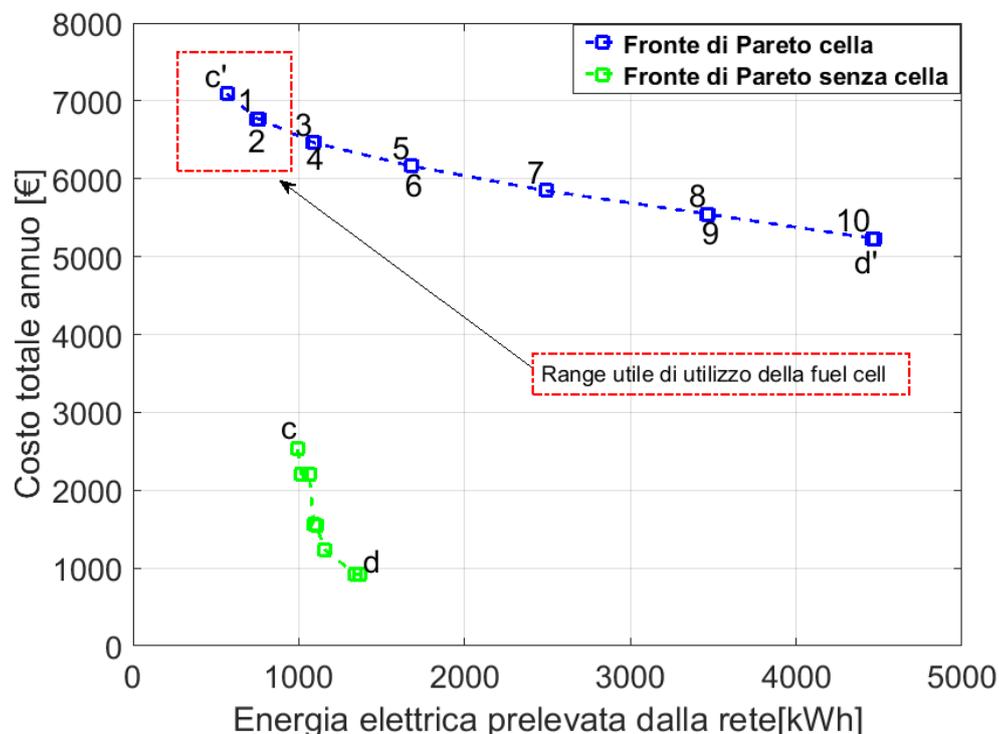


Figura 16. Confronto dei fronti di Pareto per lo scenario estivo.

La Tabella 6 riporta le varie configurazioni ottimizzate corrispondenti a ciascun punto sul fronte di Pareto per il caso di Nanogrid 2.

Tabella 6. Configurazioni ottimizzate della Nanogrid 2 per tutti i punti sul fronte di Pareto per lo scenario estivo.

punto	c'	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	d'
PV (m ²)	200	175	175	150	150	125	125	100	75	75	50	50
Pompa di calore (kW _e)	2,24	2,02	2,13	2,02	2,13	2,24	2,13	2,02	2,24	2,13	2,02	2,24
TES (m ³)	1,25	1	0,5	1,25	0,5	1,25	1,50	1	1,25	1,50	1,25	0,5

6.3 Funzionamento ottimizzato e considerazioni

In Figura 17 sono riportate le strategie di funzionamento ottimizzate per le due configurazioni di nanogrid per entrambi gli scenari considerati. A parità di ottimizzazione considerata (energetica o economica), l'energia prelevata dalla rete elettrica nazionale è nettamente inferiore per lo scenario estivo rispetto a quello invernale per entrambe le configurazioni di nanogrid, per effetto del maggior contributo fornito dal sistema PV; inoltre, l'energia elettrica in input alla pompa di calore risulta di molto inferiore per lo scenario estivo rispetto a quello invernale per effetto del minor carico termico. A parità di ottimizzazione, l'energia di rete prelevata risulta inferiore per la configurazione di Nanogrid 2 per entrambi gli scenari, per effetto del maggior contributo del PV; inoltre, l'energia elettrica in input alla pompa di calore risulta inferiore per effetto del maggior utilizzo del tank. Infine, l'energia elettrica prelevata dalla rete nel caso di ottimizzazione energetica risulta inferiore rispetto al caso di ottimizzazione economica e analogamente anche l'energia in input alla pompa di calore.

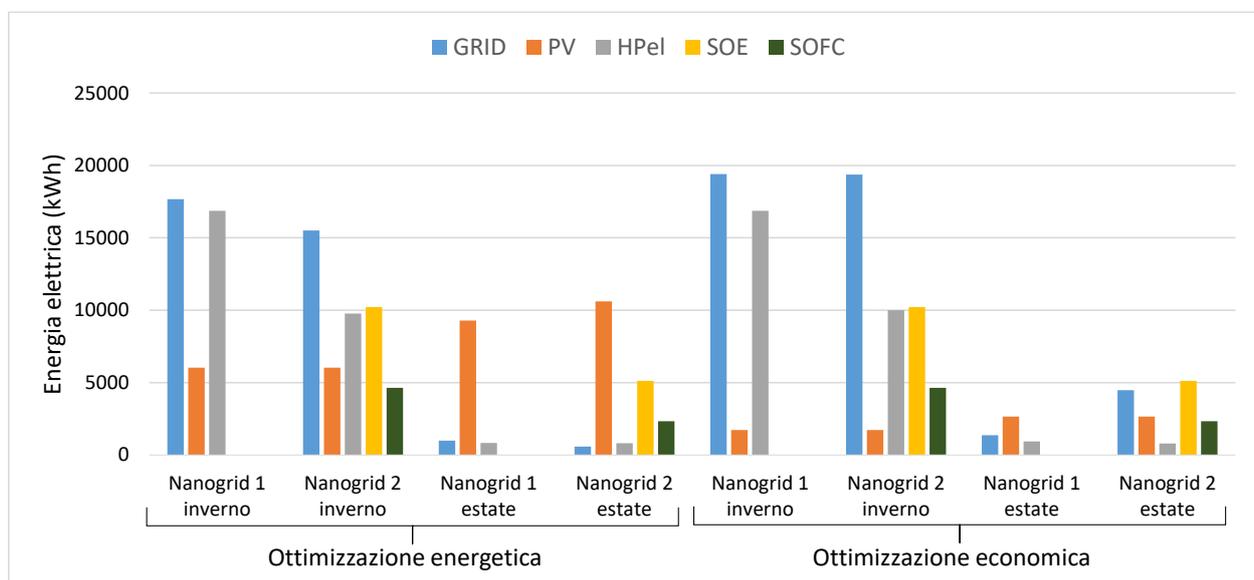


Figura 17. Strategie di funzionamento ottimizzate.

Nel caso di massimizzazione dell'obiettivo energetico, la Nanogrid 2 consente di avere un risparmio di energia elettrica di rete in input al sistema rispetto alla configurazione di Nanogrid 1 pari, rispettivamente, al 12 e al 44,6 %, per lo scenario invernale e estivo, per effetto della maggiore flessibilità fornita alla configurazione di Nanogrid 2 dal sistema r-SOFC. Quest'ultimo, infatti, consentendo di accumulare l'energia generata dal PV in eccesso rispetto alle richieste, consente anche una migliore gestione del sistema di accumulo termico.

Nel caso di massimizzazione dell'obiettivo economico, per lo scenario invernale la configurazione di Nanogrid 2 consente di avere ancora dei benefici in termini energetici (a fronte di un aumento del costo totale); in estate,

invece, ciò non avviene, anzi si riscontra, rispetto alla configurazione di Nanogrid 1, un peggioramento delle performance energetiche oltre che di quelle economiche. In inverno, per effetto della bassa generazione del PV e degli elevati valori del carico termico dell'utente, per la configurazione di Nanogrid 2, a fronte di un maggior prelievo di energia di rete necessaria ad alimentare la fuel cell, si riscontra, rispetto alla configurazione di Nanogrid 1, una maggiore flessibilità del sistema dovuto alla presenza del sistema r-SOFC, il quale consente una gestione migliore dell'accumulo termico e di ridurre notevolmente l'energia elettrica in input alla pompa di calore. La Figura 18 riporta per entrambe le configurazioni di nanogrid l'andamento della temperatura dell'acqua in uscita dal tank per entrambi gli scenari analizzati. Da questa si evince chiaramente che per lo scenario invernale, il sistema di accumulo termico presenta un funzionamento più omogeneo per la configurazione di Nanogrid 2 rispetto alla configurazione di Nanogrid 1: la temperatura dell'acqua in uscita dal tank per la configurazione di Nanogrid 2 è, infatti, mediamente più stabile e prossima alla temperatura di progetto, non solo nel caso di massimizzazione dell'obiettivo energetico, ma anche in quello di massimizzazione dell'obiettivo economico. Per lo scenario estivo, invece, il maggior beneficio energetico ottenuto per la configurazione di Nanogrid 2 nel caso di massimizzazione dell'obiettivo energetico si annulla completamente nel caso di massimizzazione dell'obiettivo economico. La grande disponibilità di PV, infatti, favorisce una buona gestione del sistema di accumulo termico per entrambe le configurazioni di nanogrid anche nel caso di massimizzazione dell'obiettivo economico. Pertanto, la configurazione di Nanogrid 2 risulta energeticamente penalizzata dalla necessità di dover alimentare il sistema r-SOFC.

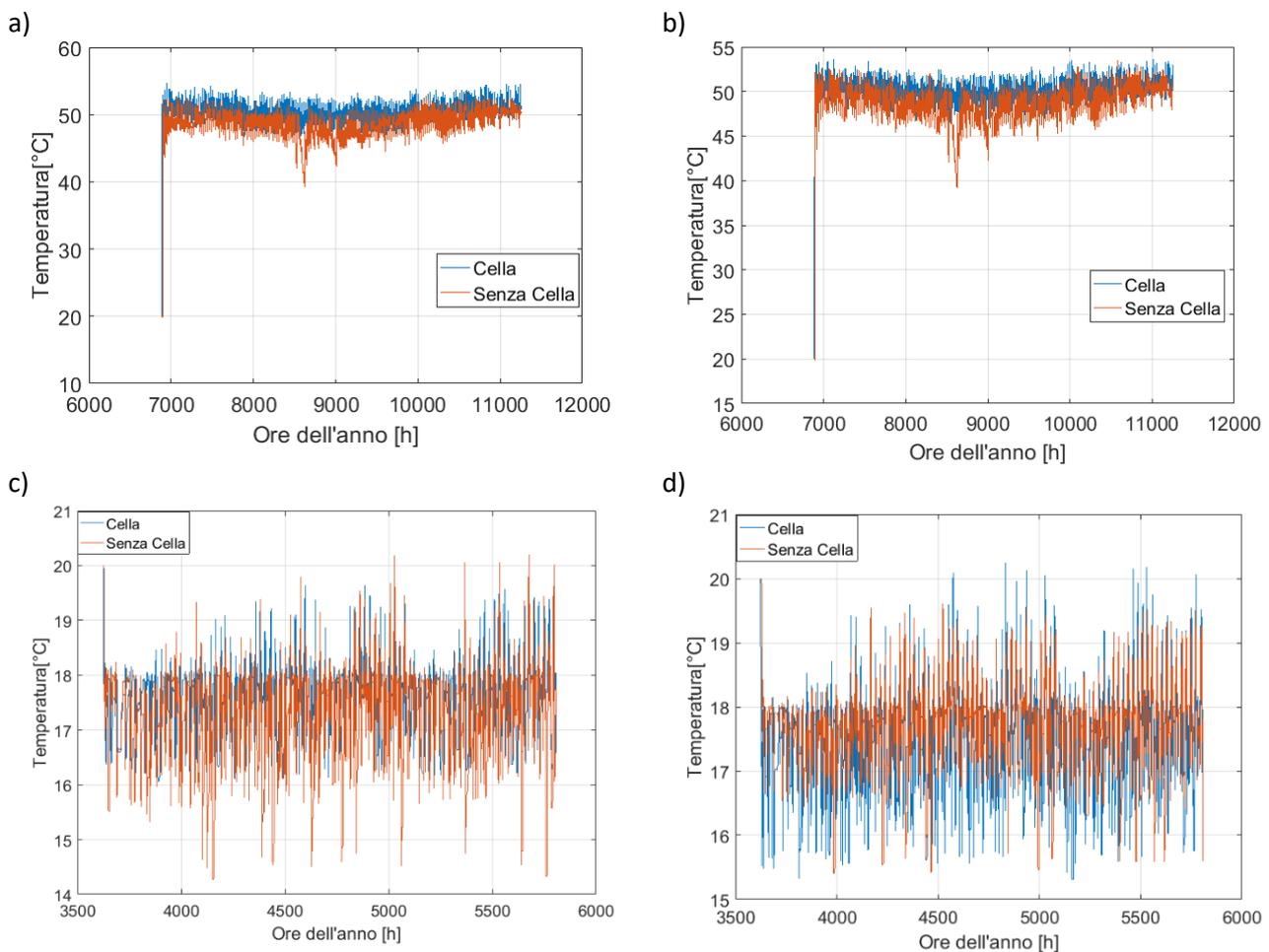


Figura 18. Andamento della temperatura dell'acqua in uscita dal tank: a) scenario invernale e ottimizzazione energetica; b) scenario invernale e ottimizzazione economica; c) scenario estivo e ottimizzazione energetica; d) scenario estivo e ottimizzazione economica.

7 CONCLUSIONI

Il presente rapporto tecnico riporta le attività di ricerca svolte e i risultati ottenuti nell'ambito dell'AR 3.5 del progetto ComESTo. Nel dettaglio, obiettivo di tale attività è stato quello di sviluppare un tool per la progettazione ottimizzata di un sistema di accumulo termico di energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico per applicazioni a livello di nanogrid, mediante un approccio multi-obiettivo in un'ottica di riduzione dei costi e di riduzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Ai fini dell'analisi, sono state considerate due configurazioni di nanogrid differenti, ovvero il sistema 1 (Nanogrid 1) composto da impianto fotovoltaico, pompa di calore e un sistema di accumulo termico ad acqua utilizzato come accumulo elettrico non convenzionale dell'energia elettrica prodotta da FER, e il sistema 2 (Nanogrid 2) che differisce dal primo per la presenza di un sistema fuel cell reversibile (r-SOFC), utilizzato come accumulo elettrico non convenzionale; entrambi i sistemi sono stati considerati collegati alla rete elettrica nazionale. Per entrambi i sistemi sono state, quindi, definite delle sovrastrutture, sulla base delle quali è stato formulato il problema di ottimizzazione multi-obiettivo finalizzato a definire le taglie delle tecnologie facenti parte della configurazione di nanogrid con lo scopo di ridurre il costo totale annuo e l'energia elettrica di rete in input al sistema, soddisfacendo al contempo i carichi variabili dell'utente. Con riferimento a quest'ultimo, il comportamento termico dell'edificio è stato simulato mediante il software di simulazione dinamica TRSNYS, al fine di ottenere i profili di carico per il riscaldamento e il raffrescamento ambiente, mentre il profilo di carico elettrico è stato costruito considerando il numero degli occupanti, l'utilizzo degli elettrodomestici e dei sistemi di illuminazione.

Il tool è stato sviluppato mediante i software TRNSYS e Matlab, messi in comunicazione mediante opportuna interfaccia di appositi script in linguaggio Matlab. Tra i punti di forza del tool sviluppato vi è l'applicabilità in contesti reali; inoltre, esso consente simulazioni in range temporali molto ampi, dall'ora fino a più anni di simulazione, riuscendo a fornire indicazioni e supporto decisionale ai pianificatori in termini di progettazione delle configurazioni ottimali della nanogrid. Assegnati i dati di input del modello, quali carichi dell'utenza, dati climatici locali, prezzi dei vettori energetici e dati tecnici ed economici delle tecnologie della nanogrid, il tool proposto consente di ottenere la loro combinazione ottimizzata, in termini di taglie, e le corrispondenti strategie di funzionamento, attraverso criteri economici e gestionali. L'ottimizzazione delle configurazioni della nanogrid, effettuata in accordo ai due obiettivi definiti, è stata eseguita mediante gli algoritmi genetici (ga), e ha permesso di individuare tra le possibili configurazioni della nanogrid quelle caratterizzate dal minor costo di investimento e di esercizio e dalla minor quantità di energia elettrica prelevata dalla rete, soddisfacendo al contempo la richiesta variabile dell'utente. Tale analisi è stata condotta facendo variare le taglie delle tecnologie pompa di calore e accumulo termico, considerando delle taglie commerciali preimpostate, e facendo variare continuamente le taglie per il sistema PV. Per entrambi i sistemi considerati, sono stati considerati due scenari, invernale e estivo.

I risultati mostrano che nel caso di ottimizzazione energetica, per lo scenario invernale, il sistema con fuel cell consente di ottenere una riduzione dell'elettricità di rete in input al sistema del 12 % rispetto al caso senza fuel cell, mentre nel caso di ottimizzazione economica il caso con fuel cell presenta un incremento del costo minimo pari al 63% del caso senza fuel cell, a fronte di un vantaggio energetico. Per lo scenario estivo, invece, nel caso di ottimizzazione energetica, il sistema con fuel cell consente di ottenere una riduzione dell'elettricità di rete in input al sistema del 44,6 % rispetto al caso senza fuel cell, mentre nel caso di ottimizzazione economica, il caso con fuel cell presenta un incremento del costo minimo pari al 83% del caso senza fuel cell. L'andamento della temperatura media dell'acqua in uscita dal serbatoio di accumulo evidenzia, inoltre, chiaramente come la presenza della fuel cell favorisca, per lo scenario invernale, una migliore gestione del sistema di accumulo rispetto al caso senza fuel cell favorendo quindi l'obiettivo energetico.

8 BIBLIOGRAFIA

- [1] Y. Sun, S. Wang, F. Xiao, D. Gao. Peak load shifting control using different cold thermal energy storage facilities in commercial buildings: A review. *Energy Conversion and Management*, 71 (2013), pp. 101-114.
- [2] J. Wang, H. Zhong, Z. Ma, Q. Xia, C. Kang. Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system. *Applied Energy*, 202 (2017), pp. 772–782.
- [3] JC Hadorn. Advanced storage concepts for active solar energy-IEA SHC Task 32 2003–2007. In: Eurosun – 1st International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings, 2008.
- [4] K.E. N'Tsoukpoe, H. Liu, N. Le Pierrès, L. Luo. A review on long-term sorption solar energy storage. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2009;13:2385–2396.
- [5] J. Xu, R.Z. Wang, Y. Li. A review of available technologies for seasonal thermal energy storage. *Solar Energy* 2014;103:610–638.
- [6] A.S Hariri, I.C. Ward. A review of thermal storage systems used in building applications. *Building and Environment* 1988;23(1):1–10.
- [7] Wang Y, Leung DYC, Xuan J, Wang H. A review on unitized regenerative fuel cell technologies, part B: Unitized regenerative alkaline fuel cell, solid oxide fuel cell, and microfluidic fuel cell. *Renew Sustain Energy Rev* 2017.
- [8] Gómez SY, Hotza D. Current developments in reversible solid oxide fuel cells. *Renew Sustain Energy Rev* 2016.
- [9] Italian Decree n. 311/06 <www.artechint.com/attestato-energetico.pdf> (in Italian).
- [10] ISO 7730:2005. Ergonomics of the thermal environment e analytical determination and interpretation of thermal comfort using calculation of the PMV and PPD indices and local thermal comfort criteria.
- [11] EN 12831:2003. Heating systems in buildings e method for calculation of the design heat load.
- [12] Philips Lighting Manual, fifth ed., The Netherlands, 1993.
- [13] Mongibello, L., Bianco, N., Caliano, M., Graditi, G. Influence of heat dumping on the operation of residential micro-CHP systems. *Appl Energy* 2015,160,206–20.
- [14] Barbieri, E.S., Melino, F., Morini, M. Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro CHP systems for residential building applications. *Appl Energy* 2012,97,714–22.
- [15] Bianchi, M., De Pascale, A., Spina, P.R.. Guidelines for residential micro-CHP systems design. *Appl Energy* 2012,97,673–85.
- [16] Makbul A.M., Ramlia H.R., E.H. Bouchekarab Abdulsalam, S.Alghamdia. Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm, *Renewable Energy* 2018, 121,400-411.
- [17] Darrow, K., Tidball, R., Wang, J., Hampson, A. Catalog of CHP technologies; 2015. Available: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies.pdf.
- [18] Technology Data for Energy Plants. Energinet.dk; 2012. Available: https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf.