



ISTI Technical Reports

Validazione dei criteri per la misurabilità delle performance richieste al manager dell'efficienza energetica

Vittorio Miori, CNR-ISTI, Pisa, Italy

Dario Russo, CNR-ISTI, Pisa, Italy

Luca Ferrucci, CNR-ISTI, Pisa, Italy



Validazione dei criteri per la misurabilità delle performance richieste al manager dell'efficienza energetica
Miori V.; Russo D.; Ferrucci L.
ISTI-TR-2020/022

Abstract

In questo documento vengono analizzate le metodologie adottate per la validazione dei criteri per la misurabilità delle performance richieste al manager dell'efficienza energetica del progetto SHELL. Nella prima parte del documento viene introdotta l'architettura del manager dell'energia e successivamente vengono esaminati i parametri di riferimento per le performance che il manager deve soddisfare. A tal proposito viene preso in considerazione lo standard internazionale LEED, atto a certificare l'efficienza raggiunta dal manager. Ai fini della validazione di tali criteri, nella seconda parte del documento, vengono descritti quattro casi di studio sviluppati durante le attività progettuali.

LEED, Certificazione energetica, Requisiti funzionali, Manager, Algoritmi, Programmazione mista

Citation

Miori V.; Russo D.; Ferrucci L. *Validazione dei criteri per la misurabilità delle performance richieste al manager dell'efficienza energetica* ISTI Technical Reports 2020/022. DOI: 10.32079/ISTI-TR-2020/022

Istituto di Scienza e Tecnologie dell'Informazione "A. Faedo"

Area della Ricerca CNR di Pisa

Via G. Moruzzi 1

56124 Pisa Italy

<http://www.isti.cnr.it>

Validazione dei criteri per la misurabilità delle performance richieste al manager dell'efficienza energetica

Vittorio Miori (CNR) – Dario Russo (CNR) – Luca Ferrucci (CNR)

Breve sommario

In questo documento vengono analizzate le metodologie adottate per la validazione dei criteri per la misurabilità delle performance richieste al manager dell'efficienza energetica del progetto SHELL.

Nella prima parte del documento viene introdotta l'architettura del manager dell'energia e successivamente vengono esaminati i parametri di riferimento per le performance che il manager deve soddisfare. A tal proposito viene preso in considerazione lo standard internazionale LEED, atto a certificare l'efficienza raggiunta dal manager.

Ai fini della validazione di tali criteri, nella seconda parte del documento, vengono descritti quattro casi di studio sviluppati durante le attività progettuali.

Parole chiave

LEED, certificazione energetica, requisiti funzionali, manager, algoritmi, programmazione mista

INDICE

Figura 1: Energy Management System	6
Figura 2: Costi dell'energia dovuti ai blocchi elettrici.....	18
Figura 3: Costi dell'energia dovuti ai blocchi termici.....	18
Figura 4: Risultati della simulazione dello scenario fancoil	22
Figura 5: Risultati della simulazione dello scenario riscaldamento a pavimento	23
Figura 6: Profilo di produzione di energia solare nello scenario 1	28
Figura 7: Energy management e schedulazione dei task nello scenario 1	29
Figura 8: Attività dello stoccaggio nello scenario 1	30
Figura 9: Gestione delle risorse totale nello scenario 1	31
Figura 10: Bilancio monetario della gestione energetica nello scenario 1	31
Figura 11: Schedulazione dei task nello scenario 2	33
Figura 12: Gestione delle risorse nello scenario 2.....	34
Figura 13: Bilancio monetario energetico nello scenario 2	35
Figura 14: Confronto bilanci monetari tra scenario 1 e 2.....	35
Figura 15: Configurazione schematica dell'impianto di potenza.....	38
Figura 16: Irraggiamento medio negli scenari (a) e (b)	40
Figura 17: Risultati delle simulazioni di tutte le configurazioni dello scenario (a).....	41
Figura 18: Risultati delle simulazioni di tutte le configurazioni dello scenario (b)	41

Indice delle figure

Figura 1: Energy Management System	6
Figura 2: Costi dell'energia dovuti ai blocchi elettrici.....	18
Figura 3: Costi dell'energia dovuti ai blocchi termici.....	18
Figura 4: Risultati della simulazione dello scenario fancoil	22

Introduzione

I principi che stanno alla base della misurabilità delle performance richieste al manager dell'efficienza energetica, hanno come riferimento gli obiettivi riferibili alle prestazioni attese dal manager, che sono in linea con i requisiti definiti dalla certificazione LEED.

LEED Green Building Rating System è lo standard di certificazione energetica e di sostenibilità più in uso al mondo: si tratta di una serie di criteri sviluppati negli Stati Uniti e applicati in oltre 100 paesi, per la progettazione, costruzione e gestione di edifici sostenibili dal punto di vista ambientale, sociale, economico e della salute. Attraverso tale standard, vengono fissati una serie di requisiti misurabili, dal consumo energetico alla qualità dell'ambiente interno, che definiscono il livello di eco-compatibilità degli edifici.

Il confronto con i risultati delle performance effettive del sistema permettono di estrapolare e quindi di validarne la loro misurabilità, derivando l'informazione se i criteri presi in esame sono o meno in linea con le attese. A tal proposito sono stati elaborati quattro casi di studio, nei quali sono state modellate delle sperimentazioni ad hoc e realizzati opportuni test di simulazione.

Le prestazioni delle performance vengono valutate durante l'esecuzione dei task, con i dati reali di produzione e consumo energetico, secondo le metriche dello standard LEED.

L'Energy manager di SHELL

L'architettura logica dell'Energy Manager sviluppato per il progetto SHELL chiamato *rEMpy* (*residential Energy Management in python*), è composto di vari moduli, per lei cui funzioni e approfondimenti si rimanda ai deliverable D2.3.1 e D2.3.3.

La struttura e l'architettura dell'Energy Management System (EMS) è presentata invece nel deliverable D2.3.1. L'interfacciamento con l'utente avviene per mezzo di una User Interface (UI) integrata nella struttura dell'EMS, mentre l'interazione coi dispositivi, rappresentati per mezzo del modulo SHELL Devices, viene esercitata attraverso il framework di interoperabilità stesso.

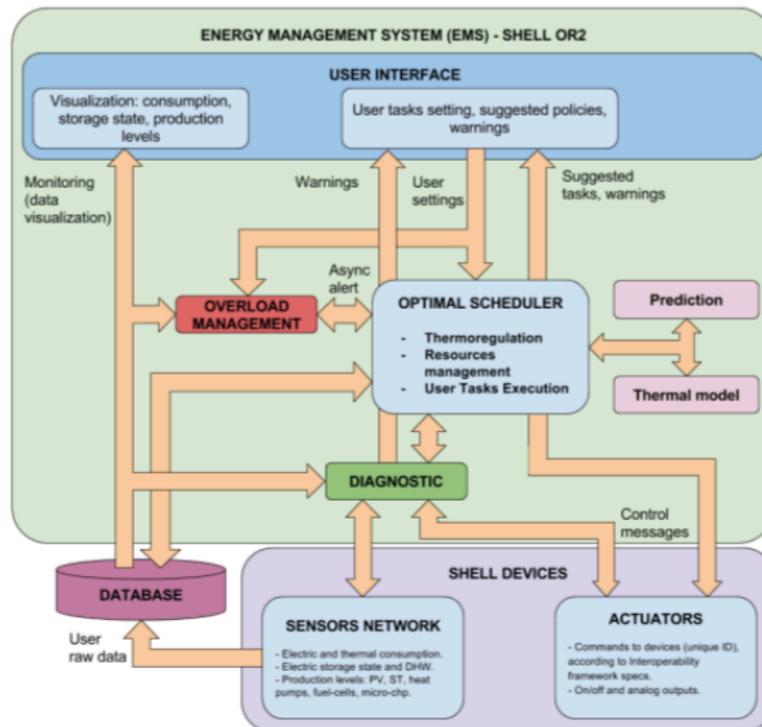


Figura 1: Energy Management System

Le funzionalità principali affidate al manager sono:

- Schedulazione delle attività energetiche.
- Monitoraggio dei sottosistemi.
- Memorizzazione dei dati prodotti.

La funzione costo, rappresentativa del bilancio monetario del sistema è data come:

$$Q = \sum_{t=1}^{slots} \sum_{i=1}^{res} (R_{i,t}^P P_t^{R_i} - R_{i,t}^S S_t^{R_i})$$

dove i parametri assumono i seguenti significati:

- $R_{i,t}^P$ rappresenta la quantità acquistata all'intervallo t per la risorsa i -esima.
- $R_{i,t}^S$ rappresenta la quantità venduta all'intervallo t per la risorsa i -esima.
- $P_t^{R_i}$ rappresenta il prezzo di acquisto all'intervallo t per la risorsa i -esima.
- $S_t^{R_i}$ rappresenta il prezzo di vendita all'intervallo t per la risorsa i -esima.

I vincoli strutturali modellano il fatto che per ogni sottosistema e per ogni intervallo di tempo t , la produzione ed il consumo di energia non debbano superare i limiti imposti dall'infrastruttura di distribuzione.

I vincoli dell'accumulatore modellano invece l'energia immagazzinata, quella in ingresso e quella di uscita, che non possono eccedere i minimi e massimi ammessi dal dispositivo. Quella immagazzinata deve dipendere, per ogni intervallo di tempo predefinito, dall'energia accumulata nell'intervallo precedente.

I vincoli per i task utente modellano la continuità dei task, in modo che il singolo task non sia diviso su intervalli di tempo non contigui. Tali task sono ad alta e a bassa priorità, vincolando i primi ad essere eseguiti prima dei secondi e la quantità di energia assegnata ad un task deve soddisfare il bilancio energetico dell'intero sistema. Tutto ciò considerando il consumo di energia previsto sia per il task che per i "consumatori", ad esempio per l'assorbimento dei vari elettrodomestici. Assegnati i dati del problema e i relativi vincoli, il risolutore fornisce la soluzione ottima come sequenza dei task da eseguire sulla base dell'interazione con il framework di interoperabilità.

In Figura 1 è mostrata la struttura dell'Energy Management System (EMS).

Criteri per la misurabilità delle performance dei Sistemi di Gestione dell'Energia

Gli obiettivi da perseguire per la validazione dei criteri per la misurabilità delle performance della gestione dei sistemi energetici sono elencati di seguito. Per ciascuno di essi sono specificati i potenziali vantaggi rispetto al sistema, al retailer e all'utente.

Minimizzazione del costo della fornitura (energia valorizzata in accordo al mercato elettrico)

- Vantaggi per il sistema: opportunità di selezionare in modo più efficiente il parco di produzione chiamato a produrre l'energia richiesta ora per ora dagli utenti della rete.
- Vantaggi per il retailer: possibilità di acquistare energia sul mercato a prezzi inferiori.
- Vantaggi per l'utente: possibilità di pagare l'energia elettrica a prezzi inferiori e/o di venderla a prezzi maggiori (prezzo comunque dipendente dalle offerte tariffarie vigenti).

Minimizzazione del picco di scambio con la rete

- Vantaggi per il sistema: possibilità di dimensionare l'infrastruttura di rete e il parco di produzione per una minore potenza di picco.
- Vantaggi per il retailer: opportunità di concludere contratti di acquisto dell'energia elettrica con un andamento più costante nel tempo e quindi economicamente più convenienti.
- Vantaggi per l'utente: riduzione del contributo in potenza della bolletta elettrica.

Minimizzazione della variazione giornaliera del profilo di scambio con la rete

- Vantaggi per il sistema: possibilità di dimensionare l'infrastruttura di rete e il parco di produzione per una minore potenza di picco.
- Vantaggi per il retailer: opportunità di concludere contratti d'acquisto dell'energia elettrica con un andamento maggiormente costante nel tempo e quindi più convenienti.
- Vantaggi per l'utente: riduzione del contributo in potenza della bolletta elettrica.

Massimizzazione del coordinamento su base energetica tra generazione e carico

- Vantaggi per il sistema: incremento dell'efficienza conseguente alla riduzione delle perdite che hanno luogo sulla rete.
- Vantaggi per il retailer: nessuno.
- Vantaggi per l'utente: in prospettiva, riduzione di alcuni punti percentuali del costo dell'energia elettrica.

Minimizzazione delle perdite in rete

- Vantaggi per il sistema: incremento dell'efficienza conseguente alla riduzione delle perdite che hanno luogo sulla rete.
- Vantaggi per il retailer: nessuno.
- Vantaggi per l'utente: in prospettiva, riduzione di alcuni punti percentuali del costo dell'energia elettrica.

Incremento della prevedibilità dei profili di scambio con la rete

- Vantaggi per il sistema: possibilità di selezionare in modo più efficiente il parco di generazione nazionale, nonché di ridurre i margini di riserva di cui si deve approvvigionare il Sistema al fine di compensare gli scostamenti dai profili di scambio previsti degli Utenti (riserva di bilanciamento).
- Vantaggi per il retailer: opportunità di prevedere più efficacemente il profilo di scambio con la rete dei propri clienti attivi e passivi.
- Vantaggi per l'utente: in prospettiva, riduzione degli oneri di dispacciamento associati alla fornitura di energia elettrica.

Tra i diversi criteri implementabili, sono di particolare rilevanza quelli in grado di portare l'utente domestico (o un aggregato di utenti) ad una programmazione ex-ante del proprio comportamento energetico, ossia ad un profilo di scambio con la rete prevedibile. Tali parametri garantirebbero infatti, contrariamente a quanto accade attualmente, di rendere pienamente programmabili le risorse di generazione/carico sottese alle reti di distribuzione.

Oltre ai criteri presentati in precedenza, i sistemi di gestione dell'energia possono fornire anche servizi di monitoring di parametri di interesse (come ad esempio consumo e produzione di energia) finalizzati a sensibilizzare l'utente finale in materia di utilizzo di tale risorsa e a fornire strumenti avanzati ai retailer e, più in generale, agli operatori delle reti elettriche per monitorare le condizioni della rete stessa.

Ai fini della validazione dei suddetti criteri di performance, assegnati i dati del problema e i relativi vincoli, è stata individuata la soluzione ottima come sequenza dei task da eseguire sulla base dell'interazione del Manager per l'Efficienza Energetica, con il framework SHELL.

Come parametri di validazione del livello di ottimizzazione energetica perseguita nei vari casi di studio, eseguendo lo scheduling dei task, sia esso ottimo (basato su dati esatti) che sub-ottimo (cioè affetto dall'inevitabile errore di predizione), vengono fornite le prestazioni attese e quelle effettive:

- **Prestazioni attese:** sono le prestazioni delle performance valutate al momento della proposta della soluzione al problema. Sono valutate sulla base dei dati del modulo di predizione e rappresentano il massimo teorico dell'edificio. Non sono ottenibili nella realtà, ma danno comunque una indicazione valida all'utente e possono essere utilizzate come metodo confronto per la scelta di eseguire o meno determinati task rispettando o meno la pianificazione ottima del sistema. Possono essere utilizzate per verificare se il criterio scelto di esecuzione dei task soddisfa i prerequisiti e le condizioni di certificazione proposti dallo standard LEED presentato nella di seguito.
- **Prestazioni effettive:** sono le prestazioni delle performance valutate durante l'esecuzione dei task, con i dati reali di produzione e consumo energetico. Queste sono quelle valutate secondo le metriche e lo standard LEED presentato di seguito.

Criteri di validazione della misurabilità delle performance e Protocollo Operativo

Certificazione LEEDv4

Le condizioni da soddisfare per validare i criteri per la misurabilità delle performance richieste al Manager dell'Efficienza Energetica, vengono messe a confronto con i requisiti definiti dalla certificazione LEED [1]. Per la validazione di tali criteri, i risultati ottenuti nei nostri casi di studio, vengono correlati ai crediti enunciati dalla certificazione, permettendoci di estrapolare le considerazioni di merito.

LEED Green Building Rating System è lo standard di certificazione energetica e di sostenibilità più in uso al mondo: si tratta di una serie di criteri sviluppati negli Stati Uniti e applicati in oltre 100 paesi del mondo per la progettazione, costruzione e gestione di edifici sostenibili dal punto di vista ambientale, sociale, economico e della salute. Uno standard a base volontaria, aperto, trasparente, in continua evoluzione, supportato da una vasta comunità tecnico-scientifica e ampiamente riconosciuto dal mercato.

L'organizzazione che definisce e promuove lo standard LEED è l'US Green Building Council, associazione no-profit nata nel 1993 e che oggi conta più di undicimila membri.

Gli standard LEED indicano i requisiti per costruire edifici eco-compatibili, capaci di "funzionare" in maniera sostenibile a livello energetico.

In sintesi, si tratta di un sistema di rating per lo sviluppo di edifici "verdi". Attraverso il sistema LEED, infatti, vengono fissati una serie di requisiti misurabili, dal consumo energetico alla qualità dell'ambiente interno, che definiscono il livello di eco-compatibilità degli edifici. Si individuano e delineano così le "best practices" per ingegneri, architetti, professionisti e per l'intera comunità del settore, destinate a divenire linee guida nella certificazione di parte terza.

I vantaggi competitivi per coloro che adottano gli standard LEED, siano essi professionisti o imprese, sono identificabili soprattutto nella certificazione da parte di un ente terzo, considerata fondamentale per ottenere un riscontro positivo sul mercato.

La certificazione LEED, infatti, fornisce al mercato una definizione condivisa, un obiettivo comune e uno standard misurabile.

Rivolgendosi all'intero processo (dalla progettazione fino alla costruzione vera e propria) e ad ogni parte dell'edificio, LEED opta per una visione olistica della sostenibilità sfruttando ogni possibilità di ridurre impatti ambientali di vario genere ed emissioni nocive degli edifici in costruzione. L'ente che rilascia la certificazione è il Green Building Certification Institute (GBCI): al sito www.gbci.org si trovano informazioni sui costi di registrazione di un progetto e sui costi di certificazione.

In Italia, LEED è sviluppato e promosso da GBC Italia, associazione promossa da Habitech.

Dal 14 aprile 2010 è entrato in vigore lo standard italiano di LEED: LEED Italia 2009 – Nuove Costruzioni e Ristrutturazioni, che opera per la maggior parte con standard italiani/europei.

Tutti i sistemi di riferimento valutano la sostenibilità sia in fase di progettazione che di costruzione dell'intervento oggetto di analisi; esiste inoltre un protocollo per edifici esistenti che aiuta la sostenibilità del processo di gestione e manutenzione.

Vengono illustrate qui le applicazioni dei protocolli scelti per l'analisi: protocolli per nuove costruzioni e protocolli per edifici esistenti. In particolare, i sistemi di certificazione presi in considerazione per questa valutazione sono stati LEED New Construction e LEED Existing Buildings Operations & Maintenance, in quanto presentano requisiti che possono essere considerati ed estesi alle caratteristiche del manager dell'energia.

Nello specifico, i crediti previsti e che riguardano i nostri scopi sono:

- **Credito 1: ottimizzazione delle prestazioni energetiche**

Questo credito richiede di monitorare l'edificio in questione per 12 mesi in maniera continuativa, al fine di valutare il contributo del manager dell'energia nell'ottenere un sufficiente e significativo risparmio energetico.

Nel nostro caso tale requisito è soddisfatto e sono state individuate 4 configurazioni di testing discusse nella presentazione dei casi di studio e che ci hanno permesso di validare i criteri di misurabilità delle performance:

1. Nella prima configurazione non c'è capacità di immagazzinamento di energia la validazione dei criteri riguarda solo la produzione di energia elettrica dai pannelli fotovoltaici.
2. La seconda configurazione differisce dalla prima per l'aggiunta del dispositivo di accumulo di energia elettrica.
3. La terza configurazione comprende il dispositivo di accumulo di energia elettrica e in aggiunta viene utilizzata una apposita politica di gestione dell'energia accumulata.
4. La quarta configurazione è identica alla terza, ma la politica di gestione conservativa non viene utilizzata.

Ogni configurazione viene testata per un periodo di 24 ore in modo da avere identiche condizioni ambientali esterne (ciclo giorno/notte) per ognuna di esse; al termine l'esecuzione di tale test viene nuovamente ripetuto fino ad 8 volte per ogni configurazione, ottenendo un ciclo totale di 32 test relativi ad un periodo di circa un mese.

Metà di questi test vengono effettuati senza attivare le ottimizzazioni calcolate dal manager e non sono utilizzati per calcolare il credito. Per poter ottenere dei risultati confrontabili deve essere predefinito in fase di progettazione dei test, un piano di comfort, identico per tutte le configurazioni, per un possibile gruppo di occupanti dell'ambiente considerato.

Tale piano e il relativo scenario di riferimento, devono essere rappresentativi dell'ambiente residenziale in tutti gli aspetti energivori.

Pertanto, i consumi e le richieste energetiche da parte di elettrodomestici o altre apparecchiature, devono essere rappresentative delle reali esigenze del gruppo di occupanti dell'ambiente considerato.

A tale scopo, durante le fasi di sperimentazione, è indispensabile monitorare opportunamente le risorse impiegate, nelle quantità e tempistiche, in modo da evitare situazioni non rappresentative.

Al termine del periodo delle 24 ore, viene ottenuto un valore in termini di *Kw/h* di energia consumata al termine di ogni test e facendo la media dei 4 test effettuati per ciascun periodo stagionale; il valore è ulteriormente mediato con i valori medi dei due periodi.

Tale valore, come richiesto dallo standard, deve essere confrontato con le prestazioni energetiche di edifici analoghi utilizzando valori effettivi oppure medi nazionali (qualora esistano e siano disponibili): per ottenere il credito, l'edificio deve avere una prestazione energetica (in termini di minore consumo) migliore di almeno il 26%.

Il valore utilizzato per il calcolo del credito è il più piccolo tra quelli ottenuti dalle varie configurazioni di test.

- **Credito 5: energia rinnovabile e carbon offset**

Questo credito richiede l'uso di un sistema di generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile che possa soddisfare, in tutto o in parte, la richiesta energetica dell'edificio.

Nel nostro caso esso è garantito dalla presenza in loco dei pannelli fotovoltaici, ma i punti acquisiti sono calcolati sulla base dell'energia rinnovabile prodotta, questo valore si evince dai test di simulazioni effettuati.

Essendo questa grandezza una variabile dipendente dai modelli di simulazione adottati, occorre fare la media dei risultati di tutti i test.

Tutti i valori, ottenuti come risultato nei test effettuati per ottenere il Credito 1, vengono confrontati con i numeri ottenuti dai test effettuati senza l'ausilio delle ottimizzazioni introdotte dal manager dell'energia, in modo da poter valutare la performance in termini di funzionalità nella gestione dell'energia del manager stesso e poter calcolare gli indici indicati nel deliverable D2.7.1.

- **Credito 6: Building automation systems**

Lo scopo di questo credito è di fornire informazioni per garantire il monitoraggio continuo e l'ottimizzazione delle prestazioni energetiche dell'edificio e identificare le opportunità per gli investimenti di risparmio energetico.

Per poter acquisire il credito, nell'edificio deve essere installato un sistema di building automation (BAS) che monitora e controlla i principali sistemi dell'edificio, tra cui come minimo, il riscaldamento, il raffrescamento, la ventilazione e l'illuminazione.

Si deve inoltre redigere un programma di manutenzione preventiva sul posto che garantisce che i componenti BAS siano testati e riparati o sostituiti secondo intervalli di tempo raccomandati dal costruttore. Infine occorre dimostrare che il BAS viene utilizzato per informare delle decisioni in materia di variazioni nelle logiche di funzionamento e degli investimenti per il risparmio energetico.

Simulazione al calcolatore

Ambiente di test - Software di Simulazione

Sono stati svolti più casi di studio con relativi di test simulazione al calcolatore. I risultati di tali test ci permettono, oltre che effettuare la verifica delle funzionalità, anche di validare i criteri di misurabilità delle performance del manager dell'efficienza energetica.

Caso di studio 1

E' stato utilizzato il software HAMBASE dell'EMS, sviluppato dall'università di Eindhoven (tale software è descritto nel deliverable D2.1.5).

Tale impianto software è stato poi integrato con il simulatore elettrico, EPSS (Energy Production and Storage Simulator), sviluppato dal partner di SHELL, Loccioni srl, che permette il dimensionamento del sistema di accumulo in base alle specifiche utente, consentendo il miglioramento delle performance di tale sistema (maggiori dettagli si possono trovare nel deliverable D.2.2.7.1.)

Funzionalità

La validazione effettuata è basata sulla raccolta dei dati provenienti da un edificio reale, chiamato Leaf House, durante un certo intervallo temporale.

Quest'ultimo è stato costruito nel 2008, si trova ad Angeli di Rosora, in provincia di Ancona ed è stato nominato da IEA Task 40/ECBCS Annex 52, come "Towards Net Zero Energy Solar Buildings".

In tale edificio la temperatura annuale varia tra 5 e 37 ° C, con una media di radiazione solare di 302W/m².

Esso è costituito da tre coppie di appartamenti gemelli. Due di questi sono occupati in modo occasionale, mentre gli altri quattro sono occupati da due inquilini ciascuno.

L'edificio è orientato a sud e il rapporto tra le lunghezze delle facciate sud e est è stato impostato su 1,34 per massimizzare la quantità di radiazione solare durante la stagione più fredda.

Il tetto, i pannelli solari termici e il balcone sono stati progettati per comportarsi come schermature solari durante i mesi più caldi.

Sottosistema energetico

L'intera Leaf House è alimentata da un impianto fotovoltaico con potenza di picco di 20 kW e produce l'energia elettrica necessaria per tutto lo stabile. L'impianto fotovoltaico è costituito da 150 m² di moduli mono cristallini suddivisi in 3 pannelli, è installato sul tetto ed è orientato a sud, inclinato di circa 21°.

Poiché solo quattro dei sei appartamenti sono occupati in modo regolare, vengono utilizzati due sistemi di accumulo per servire rispettivamente due coppie di appartamenti. Essi immagazzinano energia solo da due dei tre pannelli fotovoltaici.

Gli elementi principali del sistema sono:

- Batterie agli ioni di litio da 5,8 kW/h e il corrispondente inverter che gestisce le politiche di carica e scarica;
- Pannelli fotovoltaici da 6 kW e il corrispondente inverter;
- L'energy manager rEMPy.

L'energia elettrica viene immagazzinata quando la produzione fotovoltaica supera il fabbisogno energetico istantaneo. Per massimizzare l'affidabilità del sistema, sono stati imposti i seguenti vincoli:

- le batterie servono solo gli appartamenti;
- durante la fase di scarica, le batterie forniscono circa il 90% della domanda, il restante 10% viene sempre fornito dalla griglia principale di alimentazione, evitando così il ritorno di energia alla rete;
- il processo di scarica non è consentito con meno del 30% della capacità nominale poiché, al di sotto di tale percentuale, il processo di scarica diventa molto veloce e le letture del livello di energia residua sono inaffidabili e portano facilmente, oltre a una minore durata della batteria, a una perdita di controllo del processo di scarica;
- se il livello di energia residua della batteria scende al 30% e la produzione fotovoltaica non è sufficiente per ricaricare il sistema di accumulo, il gestore della batteria preleva circa 100 Watt dalla rete principale, per alimentare la batteria e impedire che il suo livello di energia residua scenda al di sotto del 30%;
- la batteria alimenta il carico solo se la domanda è maggiore della produzione fotovoltaica. Tuttavia, dopo l'inizio della fase di carica, ciò non avviene finché il livello di energia residua non è salito almeno al 65% della sua capacità nominale. Questa modalità è stata introdotta per limitare il numero dei cicli di ricarica e ridurre così l'usura della batteria.

La valutazione della misurabilità delle performance

Per valutare le prestazioni del framework come strumento di progettazione, il sistema reale della Leaf House è stato simulato tramite il software HAMBASE. E' stato introdotto un modello termico per mezzo del **simulatore termico** ed un modello elettrico con il **simulatore EPSS**.

Sono state testate 8 diverse configurazioni:

- 1- Nella prima sono stati valutati solo la produzione e domanda di elettricità, acqua calda, riscaldamento e raffreddamento. In questa configurazione non c'è immagazzinamento di energia.
- 2- Nella seconda sono stati aggiunti tre dispositivi di accumulo di energia termica, rispettivamente per acqua calda, riscaldamento e raffreddamento.
- 3- La terza differisce dalla prima dall'aggiunta di due dispositivi di accumulo dell'energia elettrica. In questo caso, due blocchi elettrici sono in grado di immagazzinare energia, mentre il blocco elettrico rimanente e i tre termici non forniscono alcuna forma di immagazzinamento.
- 4- La quarta vede due dispositivi di accumulo di energia elettrica e tre dispositivi di accumulo di energia termica. In queste prime quattro configurazioni gli elementi costitutivi sono indipendenti l'uno dall'altro, in questo modo l'eccedenza di energia di ciascun blocco non viene instradata agli altri. E' stata inoltre adottata un'apposita politica di gestione (basata sui vincoli presentati nel deliverable D2.3.1.1.).
- 5- La quinta è identica alla quarta, ma senza la politica di gestione conservativa.
- 6- Nella sesta è stata aggiunta sia la gestione integrata per la produzione di acqua calda sia per i sanitari, sia per il riscaldamento.
- 7- Nella settima, i tre blocchi elettrici rimangono indipendenti e quindi l'eccedenza di un blocco elettrico non viene mai instradata verso un altro blocco elettrico. Quindi in questa configurazione, possono sfruttare l'eccedenza di elettricità solo la pompa di calore e il bollitore.
- 8- Nella ottava, il sottosistema elettrico è stato modellato come un circuito monofase, il che significa che la produzione di energia solare è la somma della produzione dei tre pannelli. La domanda di energia è il fabbisogno dei 6 appartamenti e ed è supportata per intero dagli accumulatori elettrici. In questa configurazione quindi, sia la domanda che la produzione di elettricità sono gestiti a livello di edificio piuttosto che a livello di blocco elettrico.

Le simulazioni sono state eseguite utilizzando due differenti algoritmi di testing, basati rispettivamente su dati storici e su dati previsionali.

Nel test basato su dati storici, l'input è composto dalla domanda elettrica e termica e la simulazione copre un intero anno dal 1° gennaio 2017 al 31 dicembre 2017, a intervalli di un'ora.

Nel secondo, che prevede l'utilizzo di acqua calda, riscaldamento e raffreddamento, l'input comprende la produzione di energia fotovoltaica, energia termica ottenuta dai pannelli solari e energia immagazzinata residua. In questo caso, i dispositivi di accumulo termico vengono simulati come completamente carichi mentre quelli di accumulo elettrico vengono impostati al 50% del loro livello di capacità nominale.

Nel secondo test poi, i dati storici riguardanti la produzione di energia fotovoltaica e solare termica, sono stati sostituiti con la controparte previsionale.

I test di simulazione sono stati eseguiti usando i seguenti parametri:

- intervallo temporale di 15 minuti;

- al massimo 34° di differenza di temperatura di tra l'acqua di ingresso e di uscita dal generatore di acqua calda sanitaria;
- corrispondentemente, la quantità massima di energia immagazzinata dal generatore di acqua calda sanitaria viene configurata a 50kWh;
- al massimo 10° di differenza di temperatura nell'accumulatore di acqua calda sanitaria;
- corrispondentemente, la quantità massima di energia immagazzinata dall'accumulatore di acqua calda sanitaria viene configurato a 7kWh;

Ogni singolo test è stato eseguito 8 volte, per un totale di 128 simulazioni.

Per ogni singolo modulo, i dati forniti dalla simulazione sono stati analizzati secondo i seguenti criteri:

- **Modulo OS:** per ogni tipo di configurazione e algoritmo di testing vengono eseguite le 8 simulazioni previste e gli scheduling risultanti in output dal modulo OS vengono confrontati sia tra loro che con lo scheduling atteso e previsto in fase di progettazione, per individuare eventuali differenze e correggere gli errori nel codice: se vengono individuati errori, successivamente alla loro correzione le 8 simulazioni vengono ripetute e reiterato il procedimento. In caso non vengano rilevate differenze, tutti gli scheduling ottenuti dalle 8 configurazioni, con dati storici e successivamente con dati previsionali, vengono confrontate per poter fare un'analisi delle prestazioni ottenute rispetto alle prestazioni attese in fase di progettazione, in modo da poter migliorare le performance del modulo OS manager per i vari criteri funzionali.
- **Modulo PRED:** i dati previsionali calcolati da PRED vengono forniti in output come previsioni di energia fotovoltaica prodotta per ogni ora dell'anno 2017 preso in esame, a partire dai dati sulle previsioni di cielo e nuvolosità calcolate tramite i dati ottenuti da 5 diversi siti di previsioni del tempo. I dati ottenuti sono forniti in ingresso al modulo OS per eseguire i test basati su dati previsionali. Gli scheduling risultanti in output dal modulo OS vengono confrontati sia tra loro che con lo scheduling atteso e previsto in fase di progettazione, per individuare eventuali differenze e correggere gli errori nel codice del modulo PRED: se vengono individuati errori, successivamente alla loro correzione le 8 simulazioni per ogni test su dati previsionali vengono ripetute e reiterato il procedimento. In caso non vengano rilevate differenze, tutti gli scheduling ottenuti dalle 8 configurazioni con previsionali, vengono confrontate per poter fare un'analisi delle prestazioni ottenute rispetto alle prestazioni attese in fase di progettazione, in modo da poter migliorare le performance del modulo PRED del manager per i vari criteri funzionali.
- **Modulo TM:** i dati previsionali calcolati da TM vengono forniti in output come previsioni della quantità di energia termica prodotta dal pannello solare e della quantità di energia termica necessaria, per ogni ora dell'anno 2017 preso in esame, in base al livello di comfort espresso dall'utente, mediante setpoints per ogni stanza dell'ambiente abitativo, e in base alle condizioni meteorologiche esterne predette dal modulo PRED. I dati ottenuti sono forniti in ingresso al modulo OS per eseguire i test basati su dati previsionali. Gli scheduling risultanti in output dal modulo OS vengono confrontati sia tra loro che con lo scheduling atteso e previsto in fase di progettazione, per individuare eventuali differenze e correggere gli errori nel codice del modulo TM: se vengono individuati errori, successivamente alla loro correzione le 8 simulazioni per ogni test su dati previsionali vengono ripetute e reiterato il procedimento. In caso non vengano rilevate differenze, tutti gli scheduling ottenuti dalle 8 configurazioni con previsionali, vengono confrontate per poter fare un'analisi delle prestazioni ottenute rispetto alle prestazioni attese in fase di progettazione, in modo da poter migliorare le performance del modulo TM del manager per i vari criteri funzionali.

La performance del primo test è riassunta nella Tabella 1, che riporta, in ciascuna riga i risultati delle configurazioni corrispondenti.

		Configurations							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Energy cost due to electrical blocks	(€)	618.85	618.85	488.50	488.50	493.42	493.42	493.03	441.08
Energy cost due to thermal blocks	(€)	1356.69	1318.76	1356.69	1318.76	1318.76	830.59	585.25	594.30
Energy overall cost	(€)	1975.54	1937.61	1845.15	1807.26	1812.18	1324.01	1078.28	1035.38
Purchased energy amount	(kWh)	14,663	14,682	13,964	13,681	13,715	9874	7426	7926
Surplus energy amount	(kWh)	20,630	20,630	17,778	17,778	17,396	14,936	13,666	11,181
Residual electrical energy	(Wh)	0	0	3334	3334	3396	3396	3396	6267
Residual thermal energy	(Wh)	0	1750	0	1750	1750	1750	1750	1750
Residual refrigerating energy	(Wh)	0	1750	0	1750	1750	1750	1750	1750
Residual hot water energy	(Wh)	0	12,500	0	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
Electrical storage invest cost	(€)	0	0	30,740	30,740	30,740	30,740	30,740	30,740
Thermal storage invest cost	(€)	0	2000	0	2000	2000	2000	2000	2000
Total invest cost	(€)	0	2000	30,740	32,740	32,740	32,740	32,740	32,740
Electrical storage maintenance yearly fee	(€)	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Thermal storage maintenance yearly fee	(€)	0	100	0	100	100	100	100	100
Storage maintenance total yearly fee	(€)	0	100	1000	1100	1100	1100	1100	1100

Tabella 1- Energy Management, basata sui dati storici di tutte le configurazioni di sistema

Le righe presentano, nell'ordine, il costo dell'energia acquistata per alimentare i blocchi elettrici, il costo dell'energia acquistata per alimentare i blocchi termici, l'importo complessivo dell'energia acquistata e l'eccedenza. Infine, viene presentata l'energia residua immagazzinata all'interno di ogni dispositivo di accumulo.

Nella seconda configurazione, invece, la disponibilità di accumulo termico garantisce al sistema la capacità di preservare il surplus di energia termica, diminuendo così il fabbisogno elettrico dell'impianto termico. In questo caso però, i risparmi sono piuttosto limitati e ammontano a 38 € all'anno, poiché il collettore solare supporta solo la produzione di acqua calda.

Nella terza configurazione, i dispositivi di memorizzazione supportano l'attività di due dei tre blocchi elettrici. Quindi, a causa della maggiore richiesta di energia e della produzione, è possibile un miglioramento delle prestazioni rispetto alla 2a configurazione. In particolare si possono risparmiare 130 € rispetto alla 1a configurazione. Inoltre, poiché ogni blocco opera in modo indipendente dagli altri, quando vengono utilizzati sia i dispositivi di accumulo termico che elettrico il risparmio sia del blocco dell'acqua calda che dei blocchi elettrici consente di ridurre la bolletta energetica complessiva, come si evince dai risultati ottenuti dalla 4a configurazione.

La quinta configurazione si dimostra un po' meno performante della quarta. In questo caso infatti, rispetto al caso di riferimento rappresentato dalla 1a configurazione, il risparmio derivante dall'aggiunta dell'accumulo elettrico ammonta a 125 €. Ciò è probabilmente dovuto al fatto che il gestore non è costretto ad immagazzinare il surplus energetico poiché esso non viene contabilizzato e si ottiene così una gestione sub ottimale dello stesso. Inoltre l'assenza degli ulteriori vincoli, garantisce al gestore due ulteriori gradi di libertà, migliorando così la reattività della gestione dell'accumulo.

Ulteriori test rivelano infatti che, contabilizzando il surplus di energia all'interno della funzione obiettivo, si può ottenere un ulteriore risparmio di circa 20 €.

La sesta configurazione mostra che l'integrazione della produzione di acqua calda e del riscaldamento può migliorare notevolmente l'efficienza del sistema. Infatti, mentre il collettore solare può supportare la produzione di calore riducendo l'energia necessaria per riscaldare l'edificio, la pompa di calore può fornire, al posto della caldaia, l'energia supplementare necessaria a sostenere la produzione di acqua

calda. Ne risultata che, grazie ad un una gestione più efficiente delle risorse termiche, rispetto alla 5a configurazione si possono risparmiare approssimativamente 488 €. Il totale dei risparmi, se confrontati con le prestazioni della prima configurazione, sale quindi a circa 650 €.

L'integrazione della gestione elettrica e termica, con la possibilità di convogliare l'energia elettrica in eccesso verso la pompa di calore e il boiler, migliora ulteriormente la capacità del sistema di sfruttare le risorse rinnovabili. Ad esempio, la settima configurazione, raggiunge un'ulteriore riduzione della bolletta complessiva di circa 245 €.

Il confronto con i risultati della prima configurazione viene praticamente dimezzata la quantità di energia acquistata e il surplus di energia viene ridotto a circa il 60% della sua quantità originale.

Nell'ottava configurazione si sono ottenuti risultati simili.

I risultati proposti nella tabella 1 si riferiscono a una simulazione che copre l'arco temporale di un intero anno. Nelle Figg. 2 e 3, si mostra, rispettivamente, il costo energetico dovuto ai blocchi elettrici e il costo energetico dovuto ai blocchi termici.

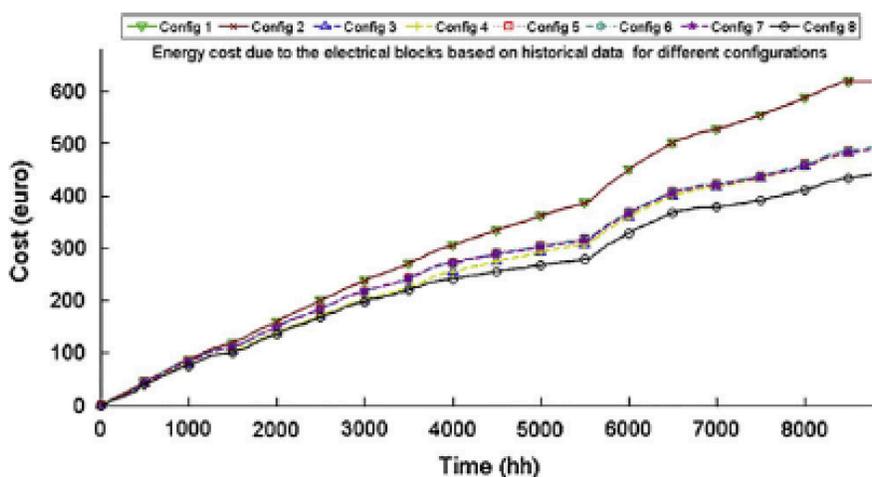


Figura 2: Costi dell'energia dovuti ai blocchi elettrici

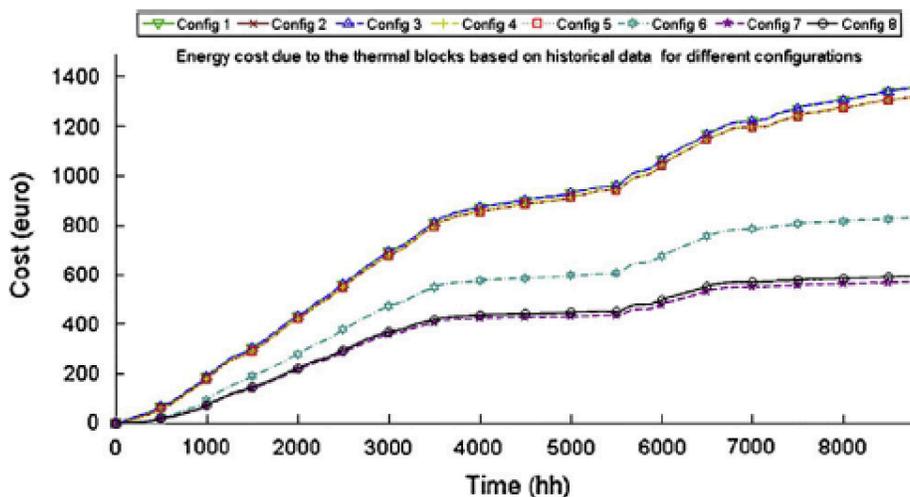


Figura 3: Costi dell'energia dovuti ai blocchi termici

Anche se i grafici raffigurano la stessa situazione presentata all'interno della tabella 1, si vede a colpo d'occhio che i risultati effettivi sono coerenti durante l'intera simulazione., E' inoltre possibile valutare in che modo i costi aumentano durante l'anno e quindi la capacità di risparmiare energia relativamente a ciascuna configurazione.

Nella Fig. 2 è possibile infatti osservare che poiché la domanda di energia dei blocchi elettrici rimane all'incirca la stessa nel corso dell'anno, l'aumento dei costi nel tempo, è quasi lineare.

In Fig. 3, poiché l'intervallo di tempo simulato inizia a novembre, è possibile osservare quattro cambiamenti stagionali della domanda di energia dei blocchi termici. Nel primo trimestre, che corrisponde all'incirca alla stagione invernale, il costo e la domanda di energia aumentano con un ritmo sostenuto. Nel secondo trimestre, cioè nella stagione primaverile, non sono necessari né riscaldamento né raffreddamento e il costo quindi rimane quasi costante. In estate invece il costo nel tempo ha una rapida di crescita che diminuisce poi nell'ultimo trimestre. Si evince poi che, meno efficiente è la configurazione, maggiore è l'aumento dei costi nel tempo.

I test effettuati hanno evidenziato due tendenze distinte in relazione alla gestione dei dispositivi di accumulo elettrici e termici. In particolare, per quanto riguarda la domanda di energia dovuta ai blocchi termici, si evidenziano solo piccole variazioni rispetto al test precedente, la gestione elettrica mostra invece una differenza significativa.

La prima configurazione, essendo priva di qualsiasi forma di stoccaggio, ha ottenuto gli stessi risultati mostrati del test precedente. La 2a configurazione, anche se in misura minore, è anch'essa in grado di migliorare le prestazioni rispetto alla 1a. La 3a configurazione invece, non solo non ha fornito i benefici attesi ma, anche se in minima parte, ha anche peggiorato la situazione rispetto al caso di riferimento.

Nella quarta configurazione, integrando sia l'accumulo elettrico che termico, le prestazioni complessive rimangono pressoché invariate rispetto al caso di riferimento. Nella 5a configurazione, l'adozione di una politica di gestione meno conservativa, allevia in parte i problemi derivanti dall'errore di previsione.

Nella 6a configurazione, il costo della richiesta di energia del blocco termico rimane pressoché invariato rispetto al test precedente, confermando così che il sottosistema di accumulo termico è abbastanza robusto contro gli errori di previsione. Questo risultato è probabilmente legato al fatto che è stata ipotizzata una perdita termica trascurabile per modellare l'accumulo termico ma, all'accumulo elettrico, è stata applicato un valore di autoscarica piuttosto significativo.

I risultati ottenuti dalla 7a configurazione sono abbastanza chiari. Infatti, rispetto al test precedente, i blocchi termici rimangono quasi inalterati dall'errore di previsione e non è presente nessuna differenza significativa dovuta al loro costo energetico.

Invece, il costo energetico dovuto ai blocchi elettrici, rispetto alla 6a configurazione mostra un aumento. Poiché il surplus di energia deve essere indirizzato verso i blocchi termici, la gestione dell'accumulo elettrico richiede una accurata precisione e, di conseguenza, il processo diventa meno robusto contro gli errori di previsione. L'ottava configurazione sembra essere la più robusta infatti a differenza della 7a, il risparmio energetico dovuto ai blocchi termici non è legato all'aumento del costo energetico dovuto ai blocchi elettrici. Anzi, tale costo energetico risulta ridotto, anche se in modo limitato. Alla luce di ciò, possiamo dire che l'ottava configurazione consente di ottenere le migliori prestazioni nella serie di test proposti.

In conclusione è possibile osservare, fin dal primo test, che la capacità di immagazzinare sia l'energia termica che quella elettrica migliora di solito le prestazioni della gestione complessiva energia e questo è vero maggiormente se i dispositivi di immagazzinamento sono integrati con i vari blocchi del sistema. In particolare, il confronto tra la 7a e l'8a configurazione rispetto alla 4a, che è caratterizzata dai vincoli per l'attività di stoccaggio realmente adottati nella Leaf House, ci mostra che c'è spazio per nuove scelte

progettuali all'interno del sottosistema di gestione dell'energia e che tali scelte sono suscettibili di migliorare la relativa efficienza.

I risultati del secondo set di test evidenziano che, mentre la gestione dell'energia termica mostra una discreta robustezza rispetto alla previsione di errore, la gestione dell'accumulo elettrico, in base a tale prospettiva, può essere migliorata.

Considerazioni economiche

Le strategie di gestione dell'energia, analizzate nelle sezioni precedenti, non devono essere valutate solo in termini di risparmio gestionale. Infatti, il costo dell'investimento rappresenta spesso un impedimento significativo, all'installazione degli impianti di stoccaggio dell'energia.

Le nostre simulazioni hanno dimostrato che quanto più alto è il livello di integrazione dell'accumulo elettrico e termico, tanto maggiore è la quantità di autoconsumo della microgrid e il risparmio energetico annuale. Questo risultato è però ottenuto a scapito di un elevato costo di investimento.

Al fine della valutazione, in ogni configurazione proposta, del risparmio energetico ottenuto contabilizzando anche l'aumento dei costi di investimento, nelle Tabelle 1,2 vengono presentati sia i costi di capitale che i costi di manutenzione dei sistemi di accumulo dell'energia installati nella Leaf House. Il confronto tra i costi di investimento e i risparmi ottenibili mostra che gli accumuli di energia proposti non sono attualmente redditizi.

		Configurations							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Energy cost due to electrical blocks	(€)	618.85	618.85	623.99	623.99	620.38	620.38	655.20	614.93
Energy cost due to thermal blocks	(€)	1356.69	1349.76	1356.69	1349.76	1349.76	830.59	588.25	616.87
Energy overall cost	(€)	1975.54	1968.61	1980.68	1973.75	1970.14	1450.97	1243.45	1231.8
Purchased energy amount	(kWh)	14,946	14,895	14,979	14,928	14,891	10,976	9470	9384
Surplus energy amount	(kWh)	20,630	20,630	18,791	18,791	18,382	18,382	13,453	11,164
Residual electrical energy	(Wh)	0	0	10,455	10,455	10,455	10,455	10,441	13,340
Residual thermal energy	(Wh)	0	1750	0	1750	1750	1750	1750	1750
Residual refrigerating energy	(Wh)	0	1750	0	1750	1750	1750	1750	1750
Residual hot water energy	(Wh)	0	12,500	0	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
Electrical storage invest cost	(€)	0	0	30,740	30,740	30,740	30,740	30,740	30,740
Thermal storage invest cost	(€)	0	2000	0	2000	2000	2000	2000	2000
Total invest cost	(€)	0	2000	30,740	32,740	32,740	32,740	32,740	32,740
Electrical storage maintenance yearly fee	(€)	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Thermal storage maintenance yearly fee	(€)	0	100	0	100	100	100	100	100
Storage maintenance total yearly fee	(€)	0	100	1000	1100	1100	1100	1100	1100

Tabella 2: Energy Management, basata sui dati atmosferici di tutte le configurazioni di sistema

Tuttavia, le configurazioni 6, 7 e 8 mostrano che l'utilizzo dell'accumulo termico, integrato in la gestione del sistema di riscaldamento, senza la presenza del costo dell'investimento, sarebbe una soluzione redditizia.

Nei casi di studio simulati affrontati invece, il ricorso all'accumulo dell'energia elettrica non sembra garantire elevati tassi di ritorno dell'investimento a causa degli elevati costi di acquisto e di manutenzione dei dispositivi.

Caso di studio 2

Simulazioni

Le simulazioni sono state effettuate includendo sia dati storici, sia dati previsionali.

I dati storici sono stati utilizzati per rappresentare il consumo residenziale in entrambi gli scenari simulati.

In particolare, al fine di rappresentare la i consumi nelle abitazioni, è stato adottato l'Almanac of Minutely Power dataset (AMPDs) [2.]. Le informazioni in esso contenute sono relative a 2 anni completi di registrazione, a intervalli di 1 minuto, dei valori di consumo di elettricità, acqua e il di gas naturale, in una singola casa.

Per quanto riguarda misure dell'elettricità, sono presenti le informazioni relative a 24 carichi diversi: tensione, corrente, frequenza, fattore di scostamento di potenza, fattore di potenza apparente, potenza reale, energia reale, potenza reattiva, energia reattiva, potenza apparente e energia apparente.

Poiché, per i nostri scopi, siamo interessati ai consumi residenziali, con esclusione dell'energia richiesta dai sistemi di riscaldamento e/o raffreddamento, i dati relativi alla pompa di calore (HPE) e al ventilatore e termostato del forno HVAC (FRE), sono stati eliminati dalle letture dell'energia elettrica della casa (WHE).

I dati sono stati poi ridimensionati per soddisfare la risoluzione della simulazione. Sono state inoltre incluse le informazioni relative alle previsioni meteorologiche e alle previsioni della produzione fotovoltaica.

Le simulazioni sono state eseguite impostando i parametri del framework come segue: Δ di 15 minuti (0,25 ore), 25 intervalli di tempo (6 ore per ogni singola simulazione), P_M di 3,3kW. Per ogni scenario la simulazione è stata ripetuta in sequenza per 8 volte, in modo da coprire 2 giorni di allocazione di risorse. Il periodo simulato va dal 4 al 6 gennaio 2017, ipotizzando una casa situata in Italia ad Ancona. Durante tale periodo la mediale temperatura esterna ha raggiunto un massimo di 9,4 °C e un minimo di 0,2 °C, con una media di 4,7 °C.

Il sistema

E' stata ipotizzata la presenza di un impianto fotovoltaico di 12,2 kWp, con inclinazione e orientamento dei pannelli rispettivamente di 25 gradi e 0 gradi (sud).

L'impianto è supportato da un ideale accumulatore a batteria agli ioni di litio (Li-ion) con un'energia di 10 kWh, una potenza di 5 kW, e una capacità di scarico del 100%.

E' stato scelto un modello di casa di 100 m² e il consumo di energia di due sistemi di riscaldamento basati su pompa di calore. Uno prevede un fancoil in ogni stanza, mentre l'altro è costituito da un sistema di riscaldamento a pavimento. La pompa di calore ha una potenza termica massima di 10 kW e un Coefficiente di prestazione nominale (COP) di 2,5.

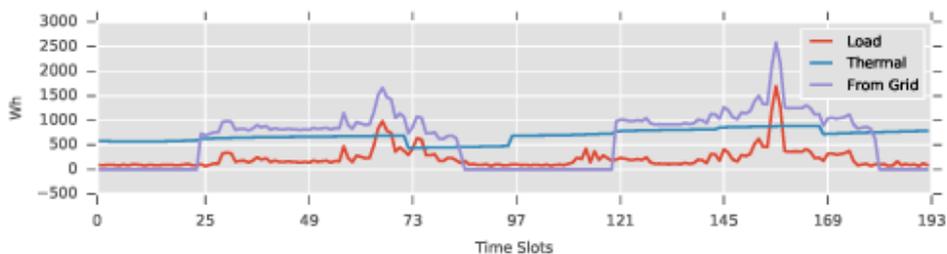
Per quanto riguarda il sistema di riscaldamento/raffreddamento, la temperatura di ciascuna stanza è stata impostata a: bagno 21 °C, soggiorno 20 °C, camera da letto matrimoniale 18 °C, cameretta dei bambini 20 °C e cucina 17 °C. Ovviamente c'è la consapevolezza che il riscaldamento a pavimento dovrebbe prevedere un sistema di tubazioni separate per ogni stanza e che ciò comporterebbe un costo

molto elevato per una abitazione residenziale. Lo scenario simulato descritto è stato pensato per poter sfruttare appieno il paradigma delle "smart grid".

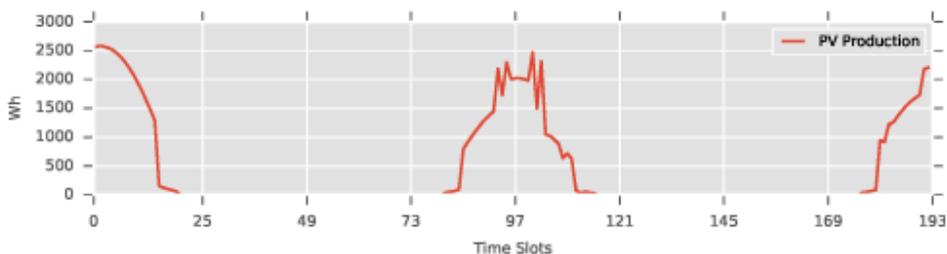
Valutazione sperimentale

I risultati delle valutazioni effettuate per gli scenari di riscaldamento a pavimento e fancoil sono riportati rispettivamente nella Fig. 4 e nella Fig. 5.

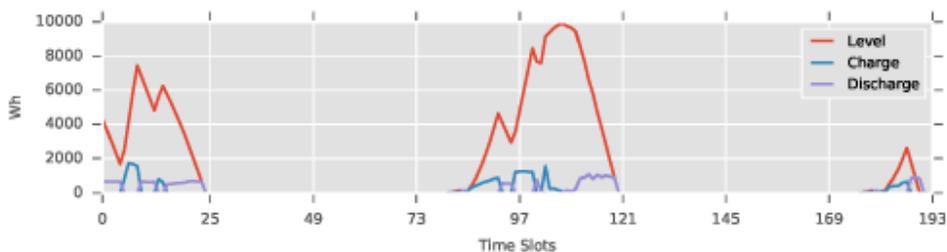
Al fine di fornire una panoramica completa dell'allocazione delle risorse per tutto il periodo della simulazione, i grafici riportano i trend di concatenazione realizzati in ciascun ambito della simulazione stessa.



(a) Estimated loads.

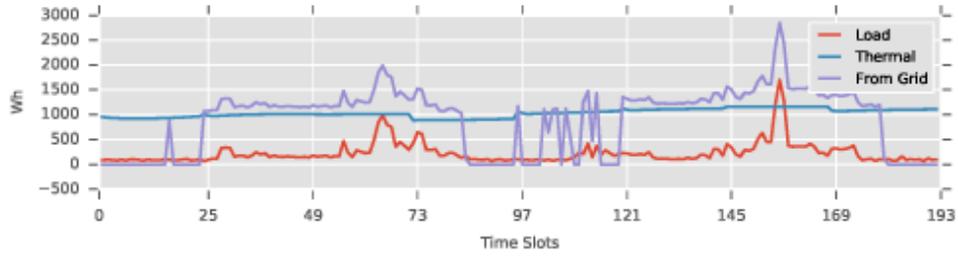


(b) Estimated photovoltaic production.

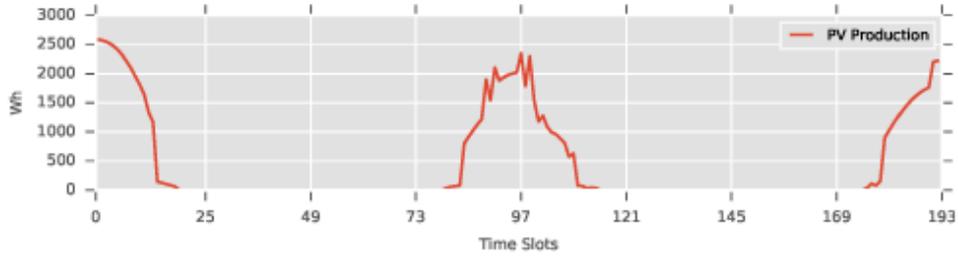


(c) Storage trends.

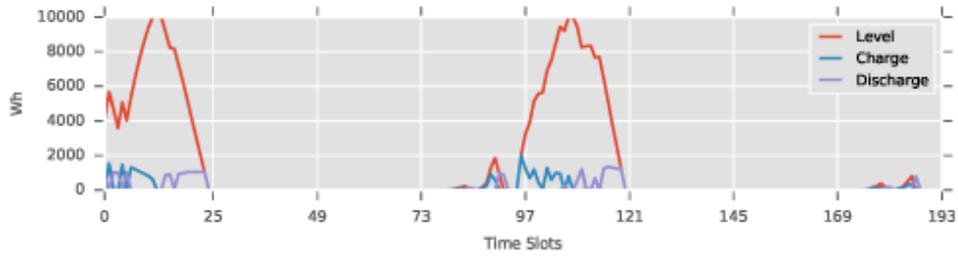
Figura 4: Risultati della simulazione dello scenario fancoil



(a) Estimated loads.



(b) Estimated photovoltaic production.



(c) Storage trends.

Figura 5: Risultati della simulazione dello scenario riscaldamento a pavimento

Il bilanciamento della gestione energetica può essere espresso dalla seguente *funzione obiettivo*:

$$Q = \sum_{t=1}^{slots} [E_t + (E_t^c - E_t^d) - E_t^{re} + E_t^{he} + E_t^{co} - E_t^{ac}]$$

dove E_t rappresenta la domanda di energia residenziale in ciascun intervallo di tempo. La quantità $(E_t^c - E_t^d)$ rappresenta l'energia trasferita nel t -esimo intervallo temporale, mentre E_t^{re} è la produzione di energia rinnovabile. E_t^{he} e E_t^{co} sono il fabbisogno di energia rispettivamente per il riscaldamento e per il raffreddamento. E_t^{ac} rappresenta l'ammontare di energia acquisita. Quindi, la quantità compresa tra le parentesi quadre, rappresenta il fabbisogno netto di energia richiesta in ogni intervallo di tempo.

Conformemente con tale funzione obiettivo, le quantità riportate nei grafici indicano, in Wh , l'energia elettrica stimata, richiesta e prodotta in ogni intervallo temporale. In particolare, nei grafici 4a e 5a troviamo i consumi energetici stimati dovuti alle attività dell'utente ("Load"), quelli per l'utilizzo degli elettrodomestici e per gli impianti di illuminazione, per il consumo della pompa di calore ("Thermal") necessario per soddisfare il comfort degli abitanti e l'energia complessivamente prelevata dalla rete ("From Grid").

La produzione fotovoltaica (PV) stimata è rappresentata nei grafici 4b e 5b. Mentre nei grafici 4 e 5 sono riportate le attività di stoccaggio stimate, dettagliate nel livello di stoccaggio e di carico/scarico.

La simulazione mette in evidenza che, nelle stesse condizioni ambientali, la soluzione del fancoil sembra richiedere meno energia del sistema di riscaldamento a pavimento.

In ogni caso, in entrambe le soluzioni la produzione fotovoltaica durante il periodo di funzionamento (inverno) non consente un'adeguata autosufficienza energetica e ciò è vero anche in combinazione con il sistema di stoccaggio.

Al fine di valutare la capacità del framework proposto e di validare il risparmio energetico ottenuto sfruttando il sistema a batteria, è stato simulato anche un sistema base, senza cioè l'unità di accumulo, per entrambi gli scenari.

Per ogni scenario valutato, nella Tabella 3 la colonna "Overall" riporta l'energia richiesta alla rete per l'intero periodo della simulazione, cioè 2 giorni. La media dell'energia richiesta alla rete in ogni intervallo temporale (6 h), è invece riportata nella colonna "Slot". La colonna "Diff." mostra, in percentuale, il risparmio energetico ottenuto passando dal sistema base al sistema ottimizzato.

In entrambi i casi studio, l'impiego e la gestione dell'unità a batteria permettono di immagazzinare la sovrapproduzione di energia, riducendo così la richiesta di energia dalla rete che avviene in caso di sottoproduzione locale.

Case Study:	Baseline		Optimized		Diff. (%)
	Overall	Slot	Overall	Slot	
Fancoil	136.7	17.1	122.2	15.3	~ 10.6
Under floor	185.5	23.2	173.2	21.6	~ 6.6

Tabella 3: Fabbisogno di Energia (kWh)

Caso di studio 3

MODELLO MULTI-OBIETTIVO MILP

La gestione dell'energia in ambienti di Micro-Grid mira a ottenere il miglior risultato a seconda delle esigenze di prese in considerazione, le quali includono la modellazione del flusso dell'energia all'interno del sistema e una funzione che descrive il grado di soddisfazione degli utenti.

Il framework open source rEMpy permette di migliorare l'utilizzo dell'energia all'interno di una Micro-Grid e l'approccio utilizzato prevede un pool di più soggetti. A tal proposito, viene preso in considerazione il modello multi-obiettivo MILP.

Tale modello è stato integrato nel framework rEMpy per creare un'implementazione atta a operare in un ambiente di vita reale.

Lo scenario preso in considerazione prevede un edificio, costituito da più appartamenti e gestito da un *Building Manager* (BM), che gestisce anche le risorse condivise tra i residenti.

Ogni appartamento possiede risorse proprie, chiamate Risorse Locali e ciascuna risorsa ha una disponibilità massima prefissata. Inoltre, ogni appartamento ha una serie di compiti da eseguire, che richiedono un insieme di risorse dedicate alla loro esecuzione.

Il lavoro ha un duplice obiettivo: determinare sia l'ottimale assegnazione delle risorse, sia individuare la migliore schedulazione dei compiti all'interno di un prefissato intervallo temporale.

Entrambi i problemi vengono risolti attraverso il modello MILP che mira a massimizzare i vantaggi sia dal punto di vista del BM che degli appartamenti.

Il lavoro di valutazione di tale modello multi-obiettivo mira a indagare i vantaggi di una gestione collaborativa tra più appartamenti rispetto a quella non collaborativa.

Sono stati messi in opera due scenari di simulazione, basati su un edificio costituito da quattro appartamenti. Lo Scenario 1 prevede che gli appartamenti siano gestiti in modo non collaborativo (ciascun appartamento è cioè dotato di un proprio impianto di produzione e di stoccaggio di energia), mentre lo Scenario 2 presuppone che gli appartamenti siano gestiti in modo collaborativo, cioè con un unico impianto di produzione di energia e un unico sistema di accumulo, entrambi condivisi tra gli appartamenti.

Per ogni scenario, è stato formulato un modello MILP i cui risultati sono stati ottenuti attraverso

l'IBM® ILOG® CPLEX® Optimization Studio Engine [3], che è lo strumento utilizzato dal framework rEMpy.

Simulazione

In entrambi gli scenari, la sperimentazione viene effettuata in un arco di tempo di 24 intervalli di 15 minuti ciascuno.

Inoltre, sono state considerate due sequenze di compiti per ogni appartamento.

Ad esempio, la prima sequenza modella il ciclo di funzionamento di una lavatrice (Tabella 4), mentre la seconda sequenza modella il ciclo di lavoro di un forno (Tabella 5).

	Duration (min)	Overall energy demand (Wh)
Heating	30	1000
Washing	60	1000
Centrifuge	15	500

Tabella 4: Ciclo di lavoro della lavatrice

	Duration (min)	Overall energy demand (Wh)
Warming	15	1000
Cooking	45	1000

Tabella 5: Ciclo di lavoro del forno

Per ogni sequenza di compiti, è stato indicato un orario di inizio t_{start}^j che, per fare in modo che, a seconda dell'appartamento, venga impedita l'esecuzione dei compiti assegnati, prima di un dato istante. In particolare, per il primo appartamento i compiti potevano essere eseguiti in qualsiasi momento, per il secondo i compiti potevano essere eseguiti dopo il quinto intervallo di tempo, mentre per il terzo e quarto appartamento, l'esecuzione poteva iniziare dopo il decimo intervallo.

Per quanto riguarda l'acquisto e la vendita dell'energia, sono state prese in considerazione due tariffe; Il prezzo di acquisto di circa 0,013 C/Wh e il prezzo di vendita di circa 0,004 C/Wh.

Nello Scenario 1 gli appartamenti vengono gestiti in modo non collaborativo e per ogni appartamento, è stato modellato un accumulatore di energia con una capacità di circa 3000Wh e un'efficienza del 90%, sia per la carica che per lo scarico.

Il profilo di produzione dell'energia è stato basato sui dati provenienti da un vero impianto fotovoltaico. I dati di produzione sono stati scalati di conseguenza, al fine di simulare un basso livello di disponibilità di energia, ipotizzando un massimo di circa 1500 Wh. Il profilo risultante è mostrato nella Fig. 6.

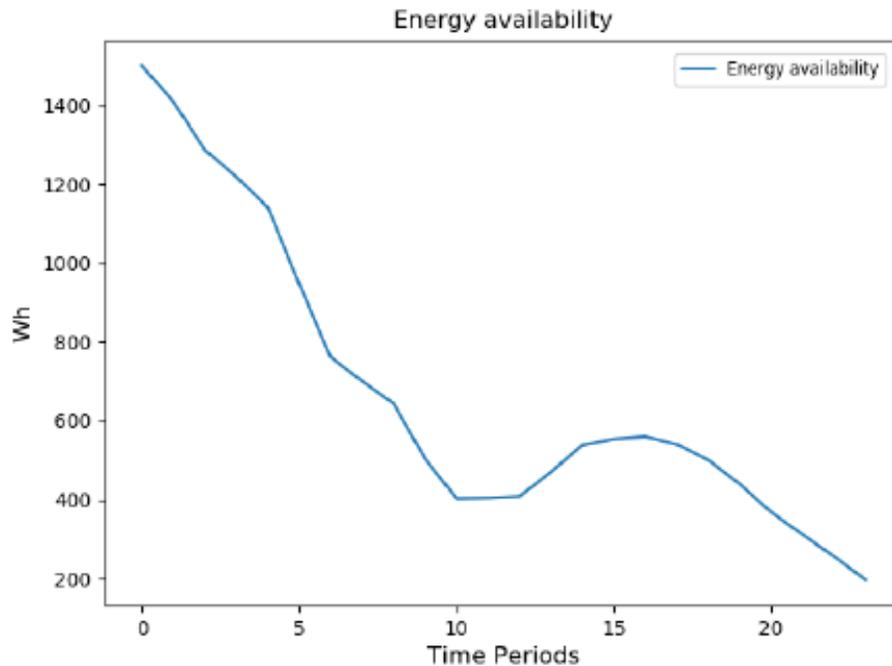


Figura 6: Profilo di produzione di energia solare nello scenario 1

Per quanto riguarda lo Scenario 2, si è assunto che il manager e gli appartamenti siano alla pari, quindi l'impostazione è pari a 0,5.

Inoltre, poiché in questo caso le risorse sono condivise tra gli appartamenti, è stato modellato un unico impianto stoccaggio di energia, con capacità di circa 9000Wh e il 90% di efficienza.

Il profilo della produzione di energia è stato ottenuto con lo stesso approccio utilizzato nel caso di Scenario 1. Adesso però, poiché c'è un solo impianto di potenza per l'intero blocco di appartamenti, il valore di scala è stato impostato in modo tale che il valore massimo fosse di circa 6000Wh e il profilo di produzione di energia uguale alla somma dei quattro profili di produzione dello Scenario 1.

Inoltre, nello Scenario 2 il prezzo di acquisto dell'energia fornita dall'impianto di stoccaggio condiviso, è stato considerata 0 €/Wh, per poterci concentrare esclusivamente sulla valutazione della gestione energetica.

Valutazione sperimentale

Lo scopo di questa valutazione sperimentale è quello di confrontare le performance della gestione non collaborativa dei quattro appartamenti dello Scenario 1, con la performance della gestione collaborativa basata sullo Scenario 2.

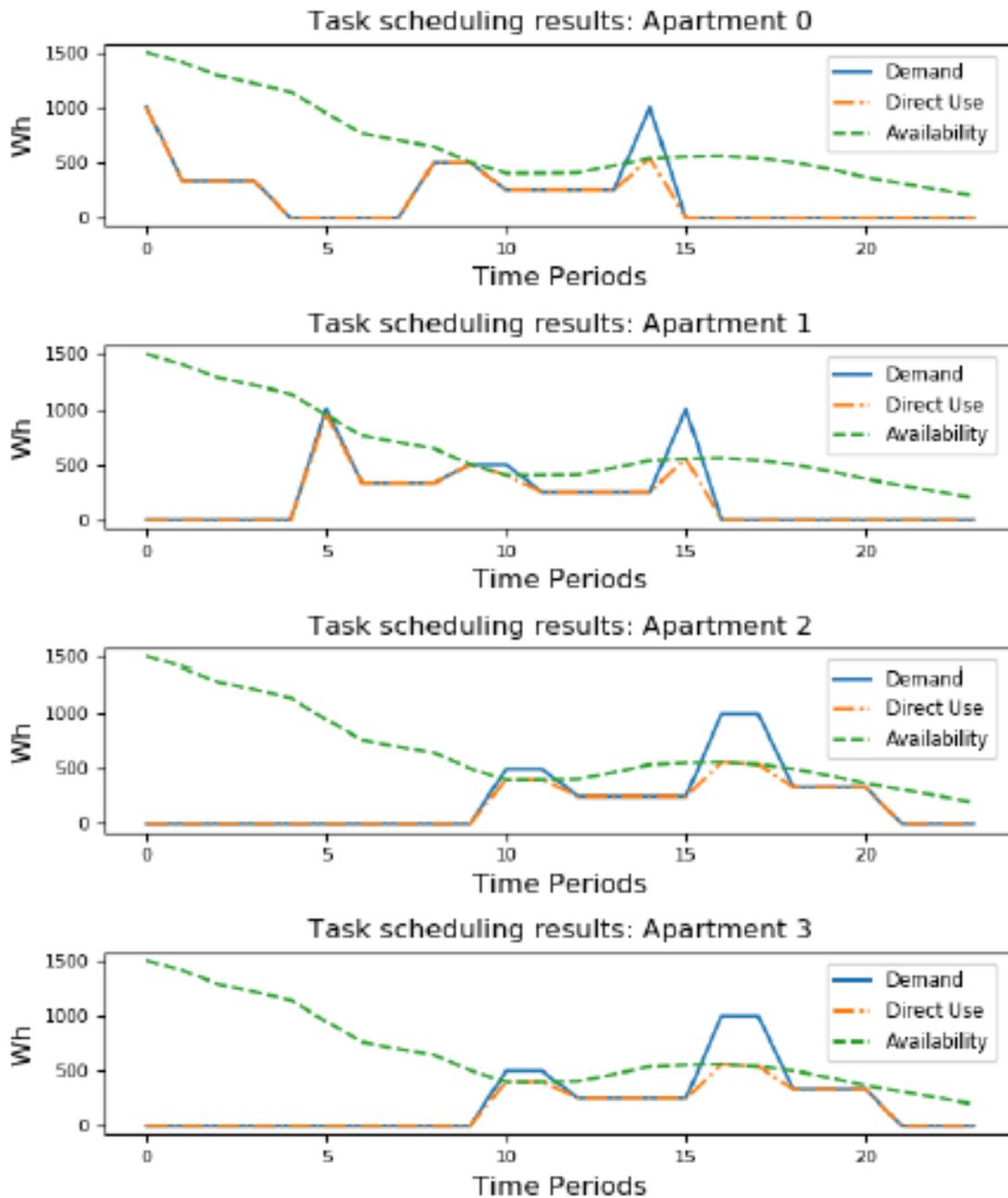


Figura 7: Energy management e schedulazione dei task nello scenario 1

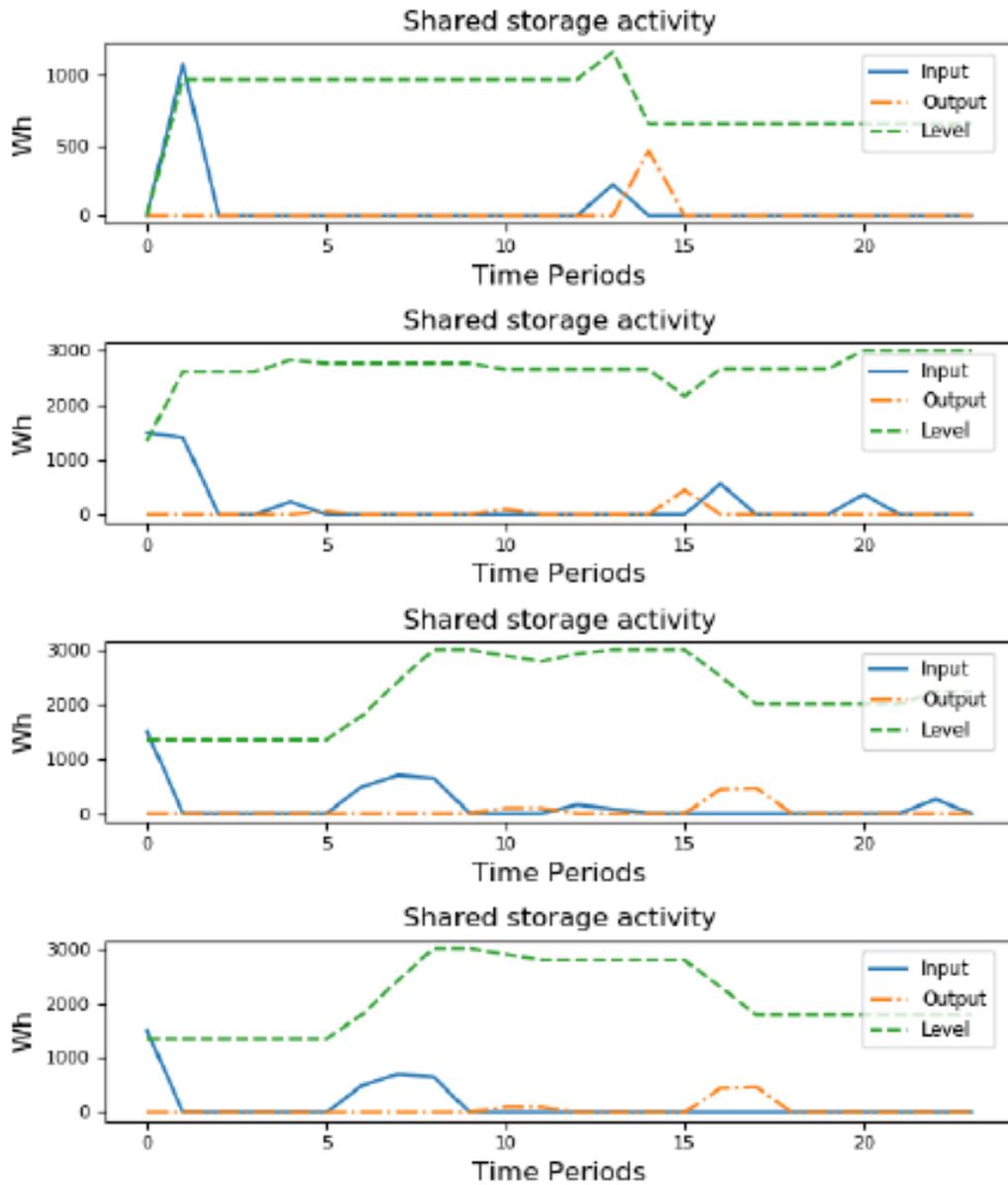


Figura 8: Attività dello stoccaggio nello scenario 1

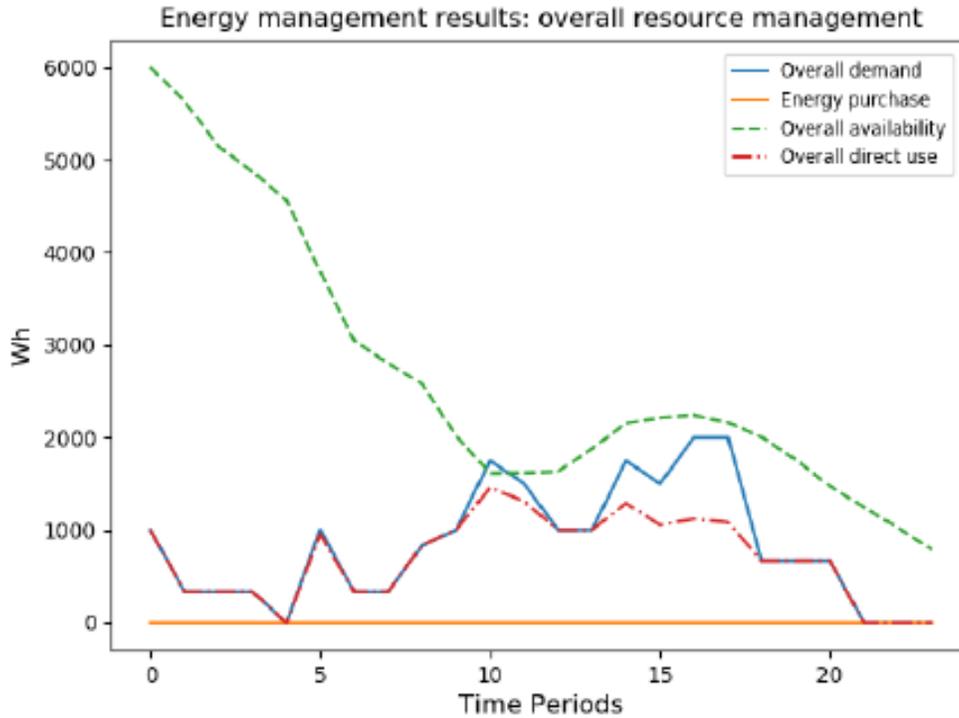


Figura 9: Gestione delle risorse totali nello scenario 1

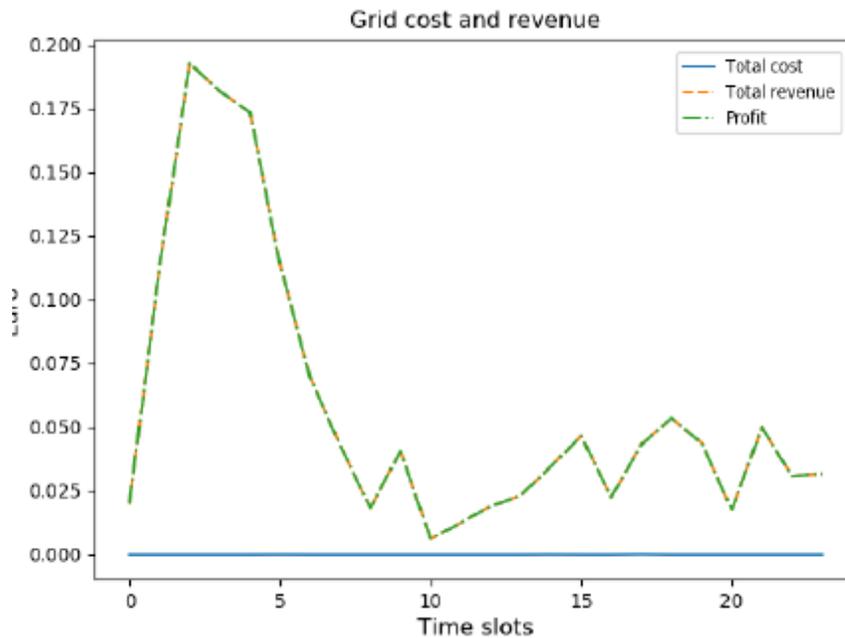


Figura 10: Bilancio monetario della gestione energetica nello scenario 1

Nel caso dello Scenario 1, i risultati delle attività di gestione sono riportati nelle Fig.7, Fig. 8, Fig. 9 e Fig. 10.

In particolare, la Fig. 7 presenta la disponibilità di energia rinnovabile, la domanda di energia dovuta all'esecuzione dei task e l'energia rinnovabile fornita direttamente ai task. Fig. 8 presenta l'attività di

stoccaggio e quindi considera la quantità di energia immagazzinata e la quantità di energia fornita ai task. La Fig. 9 descrive la gestione energetica presentata in Fig. 7 per i quattro appartamenti, mentre la Fig. 10 descrive l'equilibrio economico.

Nella Fig. 7 si può notare che l'energia rinnovabile fornita dall'impianto locale viene direttamente indirizzata ai task appena possibile. Tuttavia, se in un dato momento la disponibilità quantità di energia rinnovabile è inferiore alla domanda, viene utilizzato il sistema di accumulo di energia.

Come illustrato nella Fig. 8, l'energia rinnovabile non utilizzata viene prima immagazzinata e poi successivamente fornita al task per soddisfare le proprie richieste di energia.

Si nota che l'appartamento 0 utilizza l'energia immagazzinata nel periodo 14 e l'appartamento 1 la utilizza nei periodi 5, 10 e 15. Nel caso degli appartamenti 2 e 3, questo si verifica nei periodi 11, 16 e 17.

Poiché l'energia fornita allo stoccaggio è fornita dall'impianto di potenza elettrica locale, non c'è nessun costo aggiuntivo a carico dei proprietari degli appartamenti. Come mostrato nella Fig. 9, poiché quindi non si verifica nessun acquisto di energia, i ricavi si traducono in profitto (Fig. 10).

La Fig. 9, tuttavia, rivela anche che a causa delle perdite di energia per l'utilizzo dell'impianto di stoccaggio, le entrate complessive sono più basse.

Se siamo nel caso dello Scenario 2 invece, poiché le risorse sono condivise, nella Fig. 11 è riportato solo il fabbisogno energetico di ogni appartamento.

La Fig. 12 mostra il fabbisogno energetico complessivo di tutti gli appartamenti, la disponibilità di energia rinnovabile e la quantità di energia rinnovabile fornita agli appartamenti.

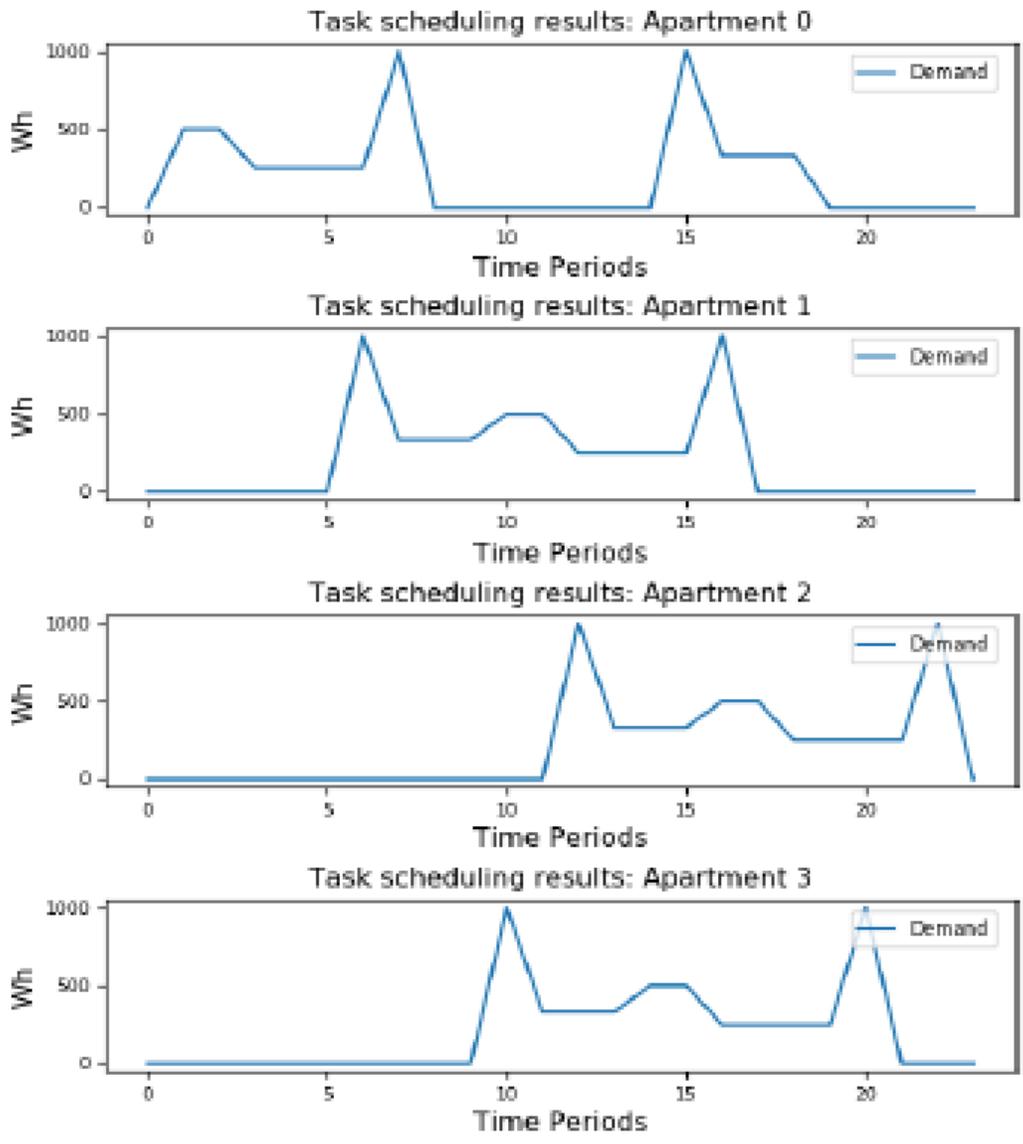


Figura 11: Schedulazione dei task nello scenario 2

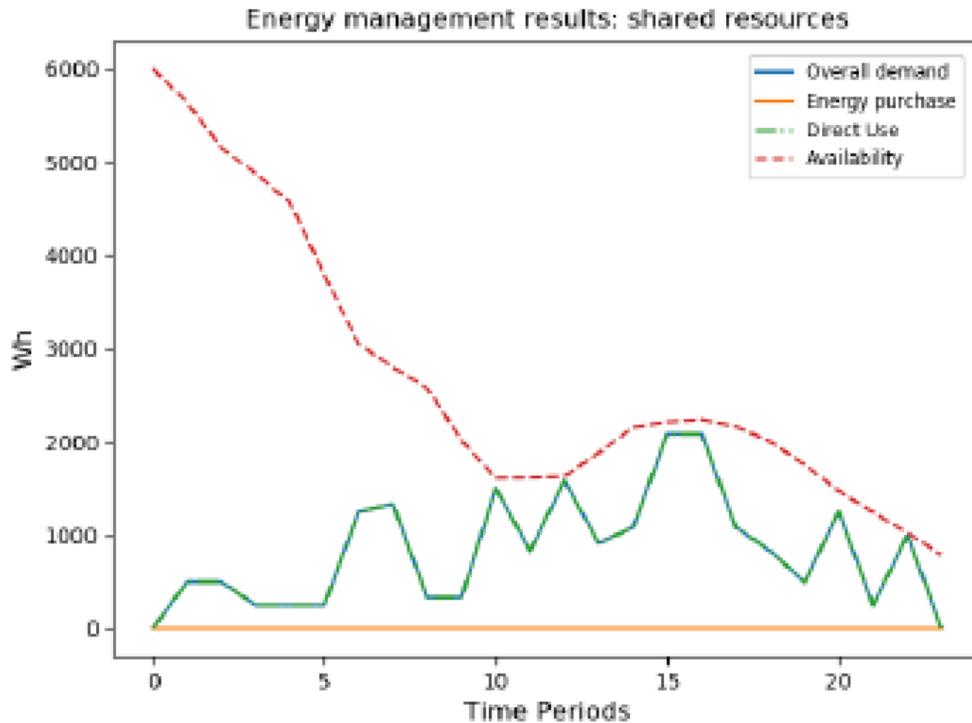


Figura 12: Gestione delle risorse nello scenario 2

Come si vede, nello Scenario 2 non si verifica alcun acquisto di energia e la domanda di energia viene soddisfatta senza il supporto dell'impianto di stoccaggio. Pertanto, in questo caso, nel grafico non è riportata tale attività di stoccaggio. Fig. 13 dettaglia il saldo costi/ricavi della gestione e infine, la Fig. 14, confronta i costi relativi ai due Scenari considerati.

La programmazione delle attività relative allo Scenario 2 (Fig. 11), a rispetto a quelle dello Scenario 1 (Fig. 7) ci dice che, sebbene siano state assegnate a tutti gli appartamenti le stesse sequenze di compiti, esse vengono eseguiti nello stesso ordine solo nel caso dell'Appartamento 1. Per quanto riguarda gli altri appartamenti, notiamo invece un ordine di esecuzione diverso.

Come risultato possiamo dire che, anche se in entrambi gli Scenari la disponibilità complessiva di energia è la stessa, nello Scenario 2 l'intera quantità di energia disponibile può essere sia condivisa tra più appartamenti, sia indirizzata verso uno solo. Per mezzo di una efficiente programmazione, Il manager è in grado di sfruttare al meglio le risorse, permettendo così che la domanda possa essere soddisfatta evitando le perdite dovute allo stoccaggio. E' per questo motivo che, come mostrato nella Fig. 14, il saldo monetario dello Scenario 1 è, in media, inferiore a quello dello Scenario 2.

Infatti, mentre il risultato complessivo nello Scenario 2 ammonta a 1,77 €, quello dello Scenario 1 è di circa 1,40 €. Di conseguenza, possiamo affermare che la gestione dell'energia effettuata nello Scenario 2 è più efficiente di quella dello Scenario 1 di circa il 26,4%.



Figura 13: Bilancio monetario energetico nello scenario 2

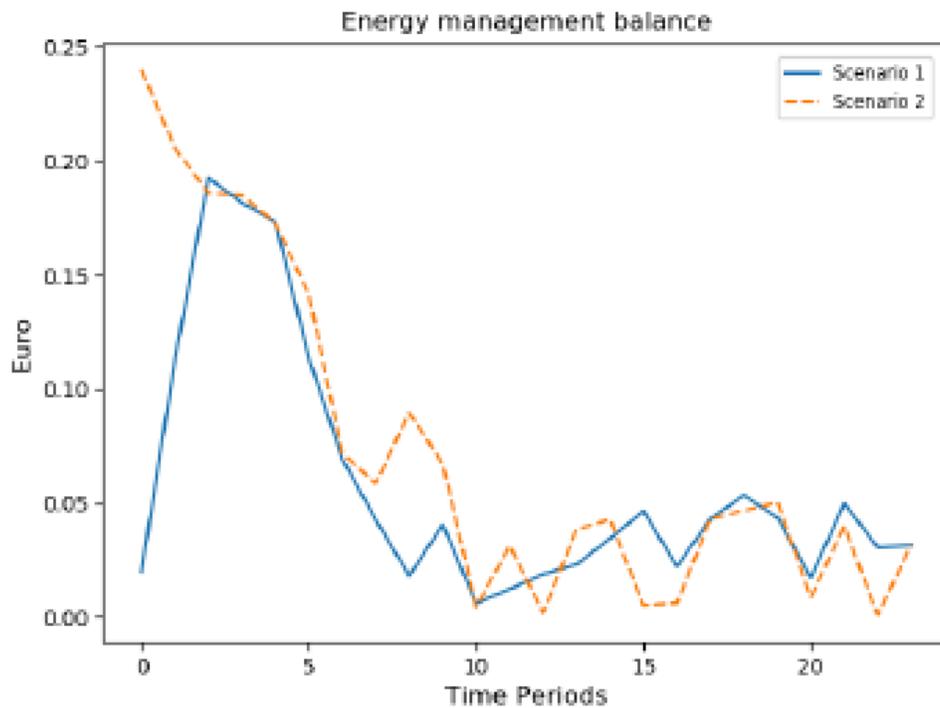


Figura 14: Confronto bilanci monetari tra scenario 1 e 2

Questo risultato dimostra chiaramente che la gestione collaborativa degli appartamenti, unita all'utilizzo delle risorse in modo condiviso, consente una gestione più efficiente dell'energia con minori costi e più alti benefici.

In quest'ultimo caso, il beneficio aggiuntivo può essere distribuito tra i proprietari degli appartamenti e il Building Manager (BM), in modo da coprire i costi dei servizi aggiuntivi.

Inoltre, la gestione collaborativa con l'utilizzo delle risorse condivise, può anche tradursi in costo inferiore della struttura. Ad esempio, grazie alle economie di scala, un unico impianto grande può essere più economico rispetto a più impianti più piccoli e questo sia in riferimento all'impianto di produzione di energia rinnovabile che ai depositi accumulatori.

Inoltre, il miglioramento dell'efficienza gestionale, può essere sfruttata per diminuire il numero di risorse necessarie. Infatti, mentre l'impianto di produzione può fornire un surplus di energia che può essere venduto alla rete, lo stoccaggio introduce perdite di energia dovute alla conversione di potenza e costi relativi all'acquisto iniziale e alla manutenzione. Dal momento che tali perdite e costi dipendono dalla tipologia del dispositivo di stoccaggio, è possibile raggiungere un compromesso tra le reali esigenze e i costi effettivi.

Caso di studio 4

In questo caso, sono stati modellati un impianto fotovoltaico e un ambiente residenziale. E' stato implementato un framework che può essere utilizzato sia come strumento di progettazione che come strumento di gestione in un ambiente Micro-Grid. I modelli dell'impianto fotovoltaico e quelli residenziali sono basati su strutture reali.

La struttura del software si fonda sugli applicativi MathWorks, MatLab R2014b, Parallel Computing Toolbox 6.5, OPTI Toolbox versione 2.11 [4] e il Solving Constraint Integer Programs (SCIP) 3.0.2. Le prove sono state eseguite su Windows 8.1 HP Pavilion Laptop, con una CPU Intel Core i7-4700HQ e con 8 GB di RAM.

Simulazione di un impianto di potenza

Il modello di simulazione dell'impianto fotovoltaico è stato integrato con i dati ottenuti da moduli fotovoltaici reali. E' stato utilizzato, come riferimento, un impianto basato su 4160 pannelli fotovoltaici CanadianSolar (modello CS6P-240P [5]).

La superficie totale coperta dai pannelli è di 6691,42 m^2 e la potenza nominale in uscita dall'impianto è di 998,4 kWp . I pannelli sono suddivisi in 208 stringhe di 20 moduli ciascuna. Inoltre, ogni stringa è divisa in 13 gruppi di 16 elementi ciascuno. I pannelli sono rivolti a sud e inclinati di un angolo di 30° rispetto all'orizzonte. I problemi di ombreggiamento tra i pannelli sono stati evitati, posizionando gli stessi abbastanza lontani l'uno dall'altro. In Figura 15 viene presentato uno schema semplificato della superficie dell'impianto.

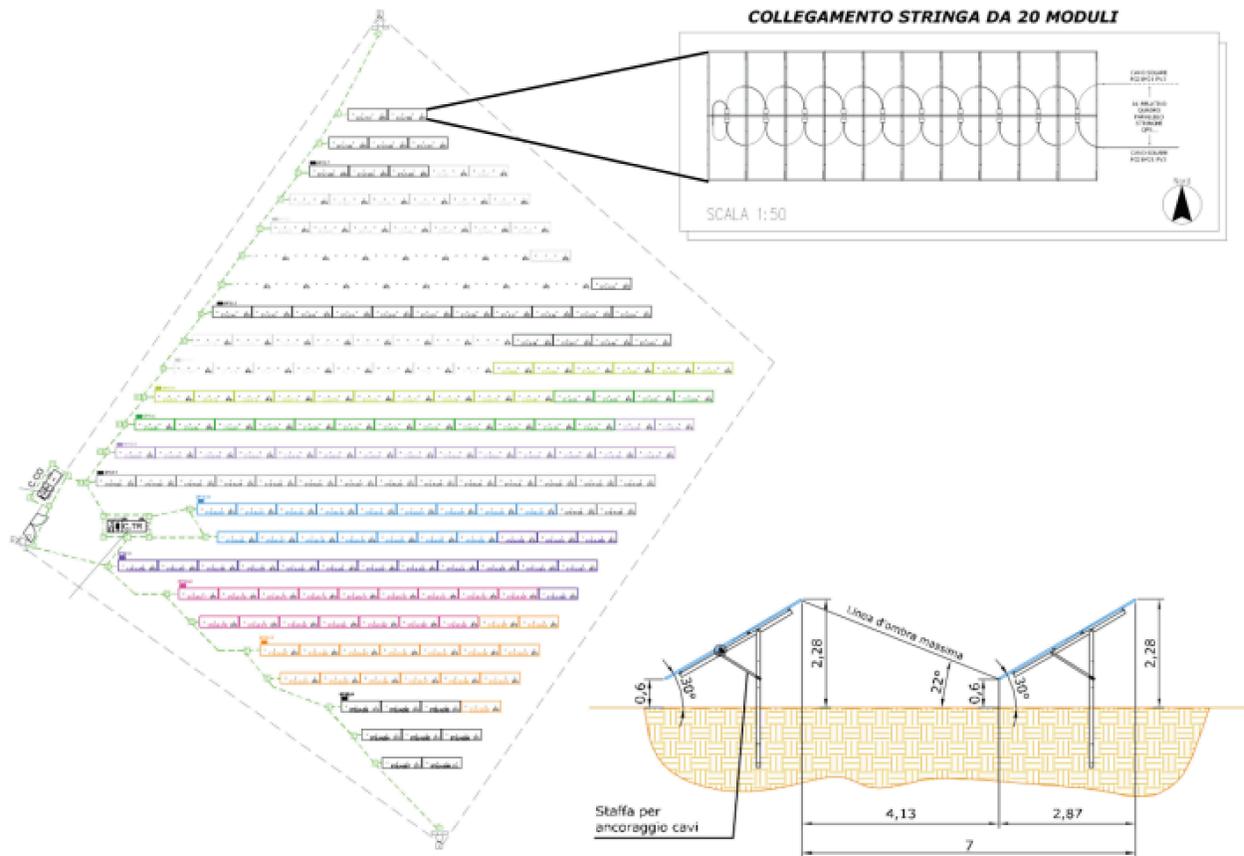


Figura 15: Configurazione schematica dell'impianto di potenza

Le prestazioni del modello sono state valutate in due diverse condizioni di irraggiamento:

- (a) giornata di sole,
- (b) ombreggiatura con una nuvola.

Lo scenario della giornata di sole (a) si basa sul profilo di irraggiamento secondo le condizioni meteorologiche del 28 agosto. In questo caso si ipotizza un livello di irraggiamento uniforme in tutto l'impianto.

Lo scenario della nuvola (b) invece, simula l'effetto di ombreggiamento di una nuvola che si muove sopra l'impianto; ciò fa sì che il livello di irraggiamento non sia uniforme. Per modellare l'effetto della condizione b, è stato modificato il profilo di irraggiamento utilizzato nello scenario della giornata di sole.

Al fine di semplificare l'analisi e concentrarsi sull'effetto dell'ombreggiamento parziale, in entrambi gli scenari è stato utilizzato come input un valore di temperatura costante di circa 25 °C.

Sulla base di questi scenari di irraggiamento sono state modellate e valutate tre diverse topologie, oltre ad una configurazione di base, quest'ultima basata su un livello di efficienza dei pannelli fisso:

- (1) configurazione centralizzata ipotizzando un dual inverter per l'intero impianto (due in totale) [6];

(2) configurazione macro-blocco assumendo l'uso di un inverter per ogni sottoinsieme di stringhe di pannelli (13 in totale);

(3) configurazione a microblocchi ipotizzando l'adozione di un inverter per stringa di pannelli (208 in totale);

(4) configurazione base a microblocchi, ipotizzando un livello di efficienza fisso del 15% senza perdite dell'inverter.

La configurazione di base (4) è stata proposta poiché per calcolare la produzione di energia dall'irraggiamento solare, in letteratura è spesso utilizzato un valore di efficienza fissa.

Per la valutazione, le tre diverse topologie sono state modellate con quattro diverse configurazioni dell'algoritmo MPPT:

(i) Disturbo e osservazione;

(ii) Conduttanza incrementale;

(iii) Disturbo e osservazione con la subroutine Global Point Tracking;

(iv) Conduttanza incrementale con la subroutine Global Point Tracking.

I dati di irraggiamento solare sono stati acquisiti dal repository italiano sull'irraggiamento solare [7]. Nel nostro caso di studio, la risoluzione temporale della simulazione dell'impianto fotovoltaico (PV) è di 1 min, ma questo valore può essere regolato in base al dispositivo MPPT in uso.

Per ciascuna topologia è stata selezionata la configurazione dell'algoritmo MPPT più performante e loro sono stati confrontati i risultati. Come dati di input per i gestori dell'energia dell'ambiente residenziale, sono stati utilizzati l'output simulato delle configurazioni (1) e (2) e all'approccio di base (4).

Risultati della simulazione dell'impianto di potenza

Nel caso dello studio precedente incentrato sulla simulazione dell'effetto di ombreggiamento parziale, la valutazione, basata su prove effettuate in diverse condizioni meteorologiche, ha evidenziato che la perdita di rendimento energetico di un impianto basato su macroblocchi (2), è di circa il 5%, in condizioni di sole e nuvole, ma può crescere fino al 20% in uno scenario di completa nuvolosità.

D'altra parte, per un impianto a dual inverter (1), le perdite di rendimento energetico ammontano a circa il 5% in condizioni di sole, a circa il 10% in condizioni di sole e nuvole, ma possono salire a circa il 30% in un unico scenario di completa nuvolosità.

Inoltre, per tutti gli scenari e le configurazioni, la differenza di prestazioni tra di essi non copre la differenza di prestazioni dovuta alle diverse modalità di progettazione dell'impianto, sebbene siano state studiate diverse strategie MPPT. In una prospettiva annuale, la differenza pecuniaria può essere stimata a circa 3200 € all'anno.

In un ambiente di Micro Grid Infatti, la progettazione dell'impianto può influenzare sia la domanda di energia della Micro Grid verso la rete principale, sia il processo stesso di gestione dell'energia.

A tal proposito, per valutare le prestazioni di un impianto fotovoltaico sulla base dello scenario (a), che presuppone le condizioni di irradiazione di una giornata di sole, e dello scenario (b), che presuppone invece le condizioni di irradiazione dovute al movimento di una nuvola, è stato utilizzato un modello di simulazione PV proposto in [8], che comprende un modello realistico di irradiazione solare che varia di intensità in funzione sia dell'ora del giorno che del giorno dell'anno e un modello di ombreggiamento dell'impianto.

Sebbene i livelli di irradiazione effettivi per ciascuno dei 208 gruppi di pannelli dell'impianto siano diversi, facendo una media è possibile valutare gli effetti dell'ombreggiatura parziale e il profilo di irradiazione per entrambi gli scenari. In Figura 16 è riportato il loro confronto.

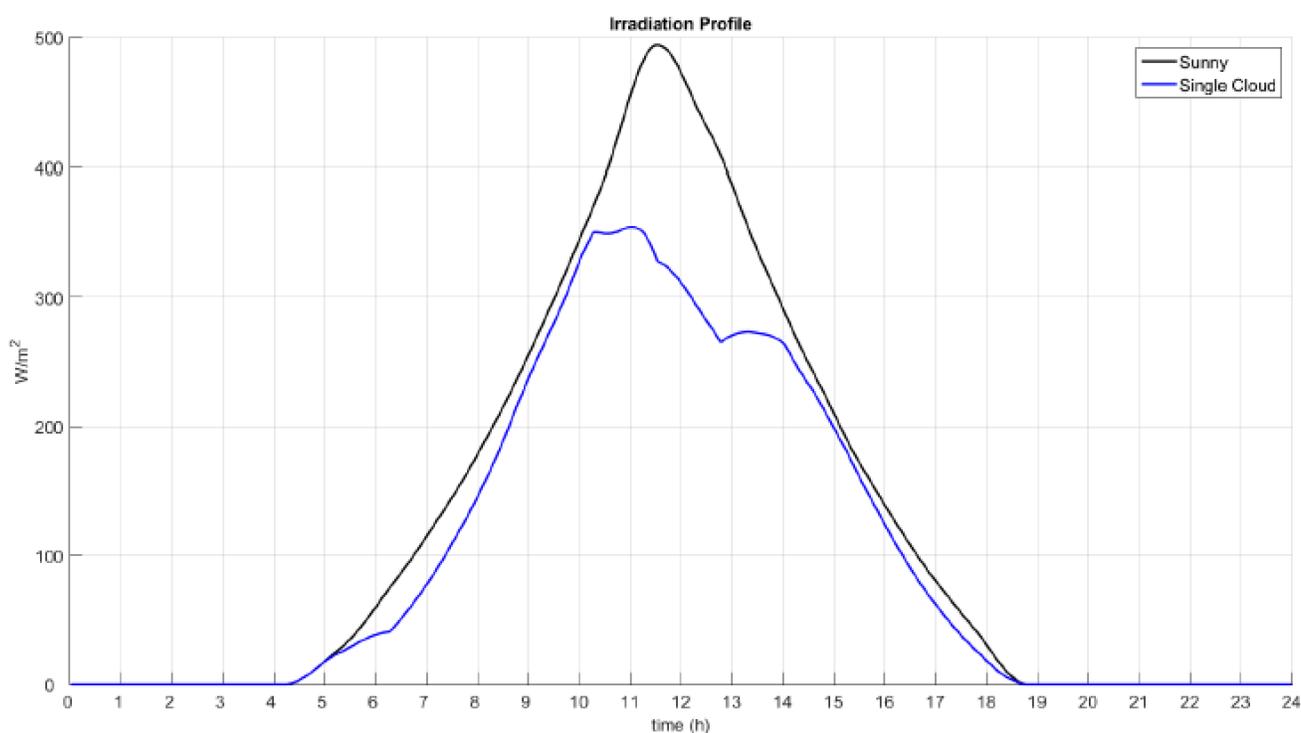


Figura 16: Irraggiamento medio negli scenari (a) e (b)

In base del modello di simulazione PV sono state riportate: in Figura 17 le rese di potenza delle varie configurazioni per lo scenario di giornata di sole mentre, in Figura 18, le rese di potenza delle stesse configurazioni per lo scenario a sole e nuvole.

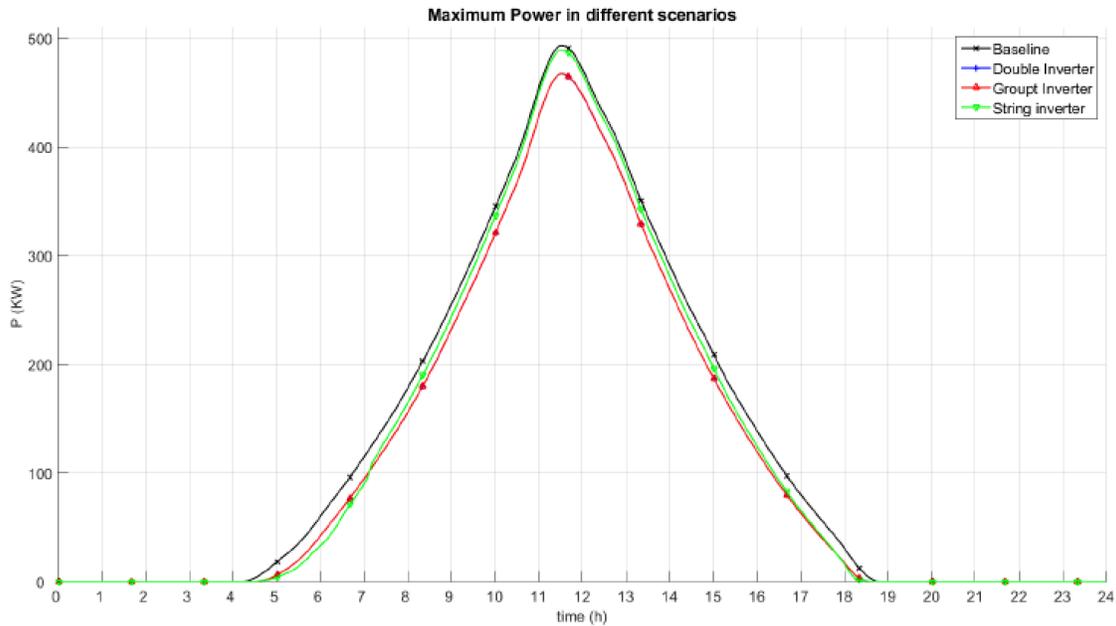


Figura 17: Risultati delle simulazioni di tutte le configurazioni dello scenario (a)

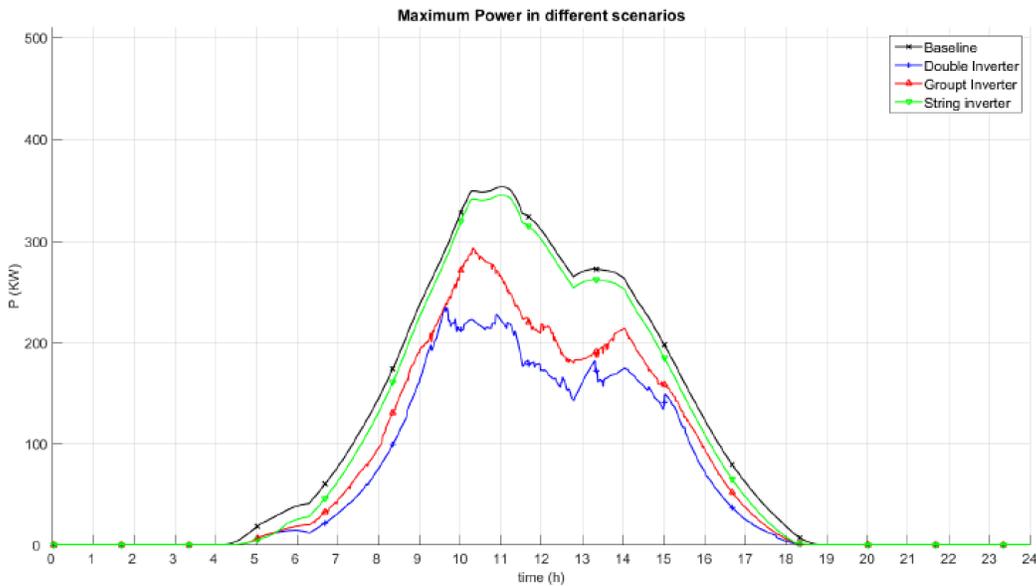


Figura 18: Risultati delle simulazioni di tutte le configurazioni dello scenario (b)

Per ciascuna delle configurazioni dell'impianto PV sono stati valutati, in entrambi gli scenari, tutti e quattro gli algoritmi MPPT e sono stati messi a confronto quelli con le migliori prestazioni. Ad esempio, per quanto riguarda le configurazioni 1 e 2, il P&O con la subroutine GPT è risultato l'algoritmo MPPT più performante. L'algoritmo IC è invece il più performante, nella Configurazione 3.

Nel caso della configurazione di riferimento 4, la potenza in uscita viene calcolata utilizzando il modello sole e nuvole ma assumendo invece del modello PV, un livello di efficienza fisso del 15% per l'intero impianto.

Il valore del 15% corrisponde, in base alle specifiche del produttore, al picco di efficienza di ogni pannello. Poiché non vengono contabilizzate le perdite interne dell'impianto, la configurazione di base offre la più alta sovrastima di potenza in uscita, sia nello scenario di sole che in quello di nuvole e sole.

Per quanto riguarda la topologia più complessa (3) dove ogni stringa ha il proprio inverter, poiché l'area di ogni stringa è sufficientemente piccola, l'irradiazione su di essa è considerata approssimativamente omogenea e quindi l'efficienza ottenuta è massima. Tuttavia, se si confronta il risultato della Configurazione (3) con quella di base, si può osservare che la differenza di potenza in uscita è più alta nelle ore iniziali e in quelle finali, quando i livelli di irradiazione più bassi comportano un livello di efficienza inferiore. Tale comportamento può essere osservato sia nella configurazione soleggiata che in quella a sole e nuvole.

In entrambe le Configurazioni (1) e (2), la potenza di uscita simulata nel caso dello Scenario di un giorno di sole (Figura 17), si sovrappone e la differenza di potenza in uscita rispetto alla linea di base, raggiunge il suo massimo durante le ore centrali della giornata.

Nel caso dello scenario nuvole e sole (Figura 18), una nuvola inizia ad ombreggiare l'impianto alle 10 del mattino circa e oltrepassa l'impianto alle 14. In questo caso, le configurazioni (1) e (2) ottengono risultati diversi poiché, con un numero maggiore di inverter, l'algoritmo MPPT opera in un'area più piccola, migliorando così le prestazioni di uscita del pannello. Pertanto, la potenza di uscita prevista per la configurazione (1) è molto più bassa di quella prevista per la configurazione (2).

Se si confrontano i risultati relativi allo scenario nuvole e sole con i risultati dello scenario sole, risulta chiaro che la performance della configurazione del micro-blocco è scarsamente influenzata da ombreggiamenti parziali. Le prestazioni della topologia macro-blocchi sono invece molto più degradate e quelle della configurazione a doppio inverter, lo sono ancora di più.

L'ombreggiatura parziale non porta quindi semplicemente ad un minor rendimento energetico dovuto a minori livelli di energia ricevuti dai pannelli, ma si traduce anche in un peggioramento delle prestazioni dei pannelli stessi, a causa delle loro condizioni di lavoro non uniformi.

I risultati di rendimento energetico in termini assoluti, sono riportati nella tabella 6. Nel migliore scenario, la sovrastima dell'approccio di base è di circa il 6% del rendimento della configurazione a più stringhe nelle giornate di sole. Nel peggiore dei casi, se una nuvola oscura l'impianto, la sovrastima dell'approccio di base ammonta a il 65% del rendimento energetico di una configurazione a dual inverter.

Energy Production	Scenarios	
	Sunny Day	Single Cloud
Reference Energy Yield (kWh/m ²)	3.03	2.43
Double Inverter (MWh)	2.74	1.47
Multi inverter (MWh)	2.74	1.78
Single String Inverter (MWh)	2.85	2.26
Baseline (MWh)	3.02	2.43

Tabella 6: Resa energetica nelle varie configurazioni dei diversi scenari

In altre parole, la configurazione di base rappresenta l'optimum teorico in termini di potenza e di produzione di energia, mentre le altre configurazioni descrivono la produzione effettiva di una topologia di impianto reale.

I risultati ottenuti ci dicono che la configurazione a doppio inverter è la peggio performante e la più influenzata dall'ombreggiatura parziale, mentre la configurazione a microblocchi è la più vicina all'ottimo teorico e non è praticamente influenzata dall'ombreggiatura parziale.

Va notato tuttavia che, per implementare la Configurazione (1), bastano solo due inverter, mentre la Configurazione (3) si basa su 108 inverter. Il miglioramento delle prestazioni della Configuration (3) implica quindi un costo hardware molto più elevato e non è, di solito, una soluzione praticabile.

Riferimenti

- [1] Reeder, Linda. Guide to green building rating systems: understanding LEED, Green Globes, Energy Star, the National Green Building Standard, and more. Vol. 12. John Wiley & Sons, 2010.
- [2] S. Makonin, B. Ellert, I. V. Bajic, and F. Popowich, "Electricity, water, and natural gas consumption of a residential house in Canada from 2012 to 2014," *Scientific Data*, vol. 3, no. 160037, pp. 1- 12, 2016.
- [3] "IBM ILOG CPLEX Optimizer," <http://www-01.ibm.com/software/integration/optimization/cplex-optimizer/>, Last 2010.
- [4] Currie, J.; Wilson, D.I. OPTI: Lowering the Barrier Between Open Source Optimizers and the Industrial MATLAB User. In *Foundations of Computer-Aided Process Operations*; SaSahinidis, N., Pinto, J., Eds.; Elsevier Science Ltd.: Toronto, ON, Canada, 2012.
- [5] CanadianSolar. Disponibile online: <http://www.solarelectricsupply.com/canadian-solar-cs6p-240-solarpanels-110> (accessed on 15 February 2015).
- [6] Zheng, H.; Li, S.; Chaloo, R.; Proano, J. Shading and bypass diode impacts to energy extraction of PV arrays under different converter configurations. *Renew. Energy* 2014, 68, 58–66. [Ramaprabha, R.; Mathur, B. A comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions. *Int. J. Photoenergy* 2012, 2012, 120214.
- [7] Rinnovabili, E.F. Atlante Italiano della Radiazione Solare. Available online: <http://www.solaritaly.enea.it/> (accessed on 15 February 2015).
- [8] Severini, M.; Scorrano, A.; Squartini, S.; Fagiani, M.; Piazza, F. SW framework for simulation and evaluation of partial shading effects in configurable PV systems. In *Proceedings of the IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Florence, Italy, 7–10 June 2016; pp. 1–6.