

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in

Ingegneria Elettrica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

MERCATO ELETTRICO DI PROSUMER IN CONFIGURAZIONE DI
COMUNITÀ ENERGETICA: VANTAGGI ENERGETICI ED ECONOMICI



RELATORI

PROF. PAOLO DI LEO

ING. GABRIELE MALGAROLI

CANDIDATO

ROCCO DIDIO

ANNO ACCADEMICO 2018/2019

DICEMBRE 2019

Nel corso di questo lavoro di tesi ho accumulato un debito di riconoscenza verso una serie di persone che in un modo o nell'altro hanno contribuito alla realizzazione e alla scrittura di questo documento.

Ringrazio innanzitutto il Professor Paolo Di Leo, relatore di questa tesi, che mi ha trasmesso la passione e l'entusiasmo per affrontare questo percorso sin dal primo giorno; e l'Ing. Gabriele Malgaroli che con grande pazienza e dedizione mi ha seguito e guidato passo dopo passo durante la stesura di questa tesi.

Un sentitissimo ringraziamento va ai miei genitori Vincenzo e Vincenza e mia sorella Antonella, perché è grazie ai loro sacrifici se oggi sono qui a scrivere queste parole, perché mi hanno insegnato a non mollare mai e perché mi hanno sopportato e supportato giorno per giorno in tutti questi anni.

Un grazie dal profondo del cuore va alla mia fidanzata Federica, la mia fonte inesauribile di energia, che mi è stata vicina nei momenti di difficoltà e che soprattutto non ha mai smesso di credere in me in ogni momento; senza il tuo sostegno quotidiano tutto ciò non sarebbe stato possibile.

Un altro enorme grazie va a Maurizio, Renata, Federica, Davide e ad i miei zii Pasquale e Sandra che mi hanno accolto, in questi mesi, come un figlio.

Infine, ringrazio tutti i miei familiari. Gli amici "della sala tesisti" Enrico, Lorenzo, Luigi, Salvatore e Marco con cui abbiamo condiviso gioie e dolori. Tutti gli amici di Torino e di Montescaglioso per i momenti condivisi insieme. Le meravigliose persone conosciute durante il percorso universitario e in Erasmus. I miei coinquilini Cosimo, Luca, Claudio, Nicola, Francesco e Vincenzo per aver condiviso con me questo percorso di studi. E tutti coloro che in questi anni sono o hanno fatto parte della mia vita.

Ognuno di voi ha contribuito alla realizzazione di questo sogno. Grazie!

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE	1
2	IMPIANTI ELETTRICI CON UTENTI ATTIVI.....	3
2.1	ATTUALI NORMATIVE PER IL COLLEGAMENTO ALLA RETE	3
2.1.1	ALTRE NORME	5
2.2	SMART GRID	6
2.2.1	DEFINIZIONE DI SMARTGRID	7
2.2.2	GESTIONE DELLA SMART GRID	9
2.2.3	LA SMART GRID COME COMUNITÀ ENERGETICA	10
3	MERCATO ELETTRICO	13
3.1	MONOPOLIO, OLIGOPOLIO E COMPETIZIONE PERFETTA.....	13
3.2	SUDDIVISIONE DEL MERCATO ELETTRICO.....	14
3.3	MODELLI CONTRATTUALI DEL MERCATO	15
3.4	CURVA DELL'OFFERTA	16
3.5	CURVA DELLA DOMANDA.....	19
3.6	AGGREGATO DELLA CURVA DI OFFERTA E DOMANDA	22
3.7	INDICI DI VALUTAZIONE E CLEARING DEL MERCATO	23
4	CASO STUDIO, IL PROGETTO “PVZEN-LAB”	27
4.1	PRESENTAZIONE DEL PROGETTO.....	27
4.1.1	ASPETTI COSTRUTTIVI.....	28
4.2	LE SINGOLE NANOGRID	31
4.2.1	SISTEMA DI GENERAZIONE	32
4.2.2	DEFINIZIONE DEL CARICO	35
4.2.3	SISTEMA DI ACCUMULO	38
4.3	CONNESSIONE TRA LE NANO RETI: LA MICRO RETE	38
4.3.1	CONFIGURAZIONI DEL SISTEMA.....	39
4.3.2	CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA	41
5	REGOLE DI MERCATO E MODELLO ECONOMICO DELLA MICRO RETE.....	45
5.1	MERCATO DELLA NANO RETE.....	46
5.1.1	PREZZO DEL FOTOVOLTAICO.....	46
5.1.2	PREZZO DELLE BATTERIE	48
5.1.3	PREZZO DEL CARICO	50
5.1.4	PREZZO DELLA RETE ELETTRICA	50

5.2	MERCATO DELLA MICRO RETE	51
6	REALIZZAZIONE DELL'INTERFACCIA GRAFICA IN AMBIENTE MATLAB PER LA SIMULAZIONE ENERGETICA IN TEMPO REALE DEL SISTEMA	55
6.1	SCHEDA DEGLI INGRESSI (INPUTS)	56
6.1.1	SISTEMA DI ACCUMULO (STORAGE SYSTEM).....	57
6.1.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO (PHOTOVOLTAIC SYSTEM).....	58
6.1.3	PROFILI DI GENERAZIONE E CARICO (PV/LOAD PROFILES)	59
6.1.4	INTERVALLO DI SIMULAZIONE (SIMULATION GAP).....	60
6.2	SCHEDA DELLO SCHEMA LOGICO	61
6.3	SCHEDA DEI GRAFICI PARZIALI	62
6.4	SCHEDA DEI RISULTATI	63
6.5	SCHEDA DEGLI AUSILIARI	66
6.6	LOGICA DI FUNZIONAMENTO	67
6.7	ESEMPIO DI RISULTATI	70
7	SVILUPPO DEL SOFTWARE IN AMBIENTE MATLAB PER LA SIMULAZIONE DEL MERCATO DELLA MICRO RETE	71
7.1	INPUT	73
7.2	SOLUZIONE DEL MERCATO DELLA MICRO RETE	76
7.3	VENDITA DELL'ENERGIA ECCEDENTE.....	79
7.4	CASI STUDIATI.....	79
8	RISULTATI.....	87
8.1	FASE A, UTENTI TRADIZIONALI VS UTENTI CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA (PROSUMER).....	90
8.2	FASE B, UTENTI INDIPENDENTI VS UTENTI CONNESSI TRA LORO (NANO RETE VS MICRO RETE).....	91
8.3	FASE C, TRE CONTRATTI DI RETE VS DUE CONTRATTI DI RETE VS UN CONTRATTO DI RETE.....	93
8.4	FASE D, MICRO RETE CON UNA CONNESSIONE ALLA RETE E DIVERSE TAGLIE DI ACCUMULO	95
8.5	CONFRONTO ENERGETICO ED ECONOMICO DELLE DIVERSE CONFIGURAZIONI.....	98
9	CONCLUSIONI.....	102

1 INTRODUZIONE

Negli ultimi decenni, le emissioni inquinanti responsabili dell'effetto serra e degli attuali cambiamenti climatici rappresentano una tematica fondamentale nel panorama internazionale. In quest'ottica, ci si sta concentrando su due possibili soluzioni per ridurre l'emissione di agenti inquinanti: la riduzione della domanda energetica e l'aumento dell'integrazione di sistemi di generazione da fonti rinnovabili (per esempio, generatori fotovoltaici) con impatto ambientale nullo.

Il progetto PVZEN-LAB (*Photo Voltaic Zero Energy Network Laboratory*), di cui tratta questo lavoro di tesi, è un progetto pilota che si sviluppa in questo contesto di transizione energetica ed è volto a promuovere ed effettuare sperimentazioni che possano favorirla. È un progetto interdisciplinare, frutto della collaborazione dei dipartimenti DENERG, DAT, DED, EDILOG del Politecnico di Torino e prevede la realizzazione di edifici nZEBs (*Near Zero Energy Buildings*). In particolare, la quasi totalità del carico elettrico sarà soddisfatta da fonte rinnovabile generata localmente e ad ogni locale corrisponderà un utente elettrico attivo (prosumer). Inoltre, questi moduli abitativi avranno alta efficienza energetica e, di conseguenza, un basso profilo di carico, sia termico sia elettrico, rispetto alle utenze residenziali/terziarie tradizionali.

Per quanto riguarda il carico di ciascun utente, sarà soddisfatto da sistemi di generazione FotoVoltaica (FV), integrati da sistemi di accumulo, oppure dalla rete in caso di emergenza. Il carico di ciascun locale si comporrà di un contributo termico, per il condizionamento/riscaldamento della struttura, e di un contributo elettrico, per la connessione di dispositivi elettronici e dei sistemi di illuminazione. Il primo contributo sarà soddisfatto per via elettrica attraverso pompe di calore in quanto nel progetto non è prevista la connessione alla rete del gas. Tuttavia, gli utenti attivi potranno essere collegati alla rete elettrica di distribuzione per garantire il soddisfacimento del carico anche nei periodi di bassa generazione fotovoltaica.

I tre utenti, elettricamente indipendenti, sono:

- Una sala studio (utente #1) rivolta a Sud Est ($\gamma=-64^\circ$; $\beta=20^\circ$) e alimentata da un array FV con potenza pari a 2.13 kW;
- Una sala studio (utente #2) rivolta a Nord Ovest ($\gamma=116^\circ$; $\beta=20^\circ$) e alimentata da un array FV con potenza pari a 2.13 kW;
- Un locale tecnico rivolto a Nord Est ($\gamma=-154^\circ$; $\beta=10^\circ$) per l'alloggiamento dei dispositivi elettrici (convertitori DC/AC, batterie, quadri elettrici, ecc.) ed una sala controllo rivolta a Sud Ovest ($\gamma=26^\circ$; $\beta=30^\circ$) per il monitoraggio continuo della struttura. Questi due locali saranno collegati elettricamente in modo da formare un'unica utenza (utente #3) e saranno alimentati da due array FV di 2.13 kW.

Le due sale studio avranno medesima planimetria e occupazione e saranno destinate a studenti e dipendenti del Politecnico. Infine, ogni utente avrà la possibilità di connettersi agli altri prosumer in modo da formare una comunità energetica, massimizzando l'autosufficienza dell'intero sistema.

Nel presente lavoro di tesi, si svolgerà un'analisi energetico-economica per definire e quantificare i benefici energetici ed economici derivanti dalla formazione di una comunità energetica di utenti attivi (prosumers) rispetto alla configurazione tradizionale di utenti passivi e indipendenti, connessi alla rete. In particolare, si valuteranno l'impatto economico/energetico dell'integrazione di un sistema di accumulo e la possibilità di modificare i contratti di fornitura di ciascun utente nei confronti della rete elettrica.

A tal proposito, sarà sviluppata un'interfaccia grafica in ambiente Matlab per visualizzare in tempo reale gli scambi di potenza tra gli utenti e lo stato dei collegamenti tra i prosumer. In particolare, lo strumento di simulazione sarà in grado di acquisire in input tutte le specifiche tecniche dei vari componenti (numero di unità installate, potenza e capacità dei componenti, eventuali limiti energetici o in potenza, ecc.) ed analizzare in tempo reale i dati da un punto di vista energetico. Infine, l'interfaccia grafica sarà realizzata in modo che si possa analizzare qualsiasi comunità energetica formata da prosumer interconnessi.

2 IMPIANTI ELETTRICI CON UTENTI ATTIVI

Con lo sviluppo sempre più diffuso e radicato della produzione energetica da fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico) [1], si è iniziato a parlare di generazione distribuita (“GD” in seguito). Ciò significa che la produzione non è più affidata soltanto alle grandi centrali elettriche, principalmente termoelettriche in Italia [2], ma è dislocata in numerose micro-centrali sparse in tutto il Paese. Tra queste, le più diffuse, troviamo sicuramente al primo posto la produzione fotovoltaica (solitamente installazioni sui tetti degli edifici) ma anche la produzione micro-eolica. I vantaggi della GD sono numerosi, tra cui la possibilità di autoprodursi l’energia di cui si ha bisogno e quindi realizzare un risparmio economico (grazie anche agli incentivi forniti per l’autoconsumo) ma anche, e soprattutto, il minor impatto ambientale rispetto alla produzione tradizionale. Parallelamente a ciò però sono sorti dei problemi, sia di natura tecnica in quanto la produzione da fonti rinnovabili (escluso idroelettrico) non è prevedibile e non è affidabile (non si dispone della classica energia cinetica fornita dalle grandi turbine e alternatori) sia di natura economica/legislativa. Negli ultimi anni le norme sono state continuamente aggiornate in modo da agevolare e incentivare la diffusione della GD. Di seguito si illustrano le norme attualmente in vigore.

2.1 ATTUALI NORMATIVE PER IL COLLEGAMENTO ALLA RETE

L’ente italiano che si occupa di redigere normative nel campo degli impianti elettrici è il CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano). In particolare, le regole tecniche di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi vengono descritte nella CEI 0-16 e nella CEI 0-21, rispettivamente per reti AT-MT e reti BT, [3], [4]. Essendo la taglia dell’impianto elettrico, sia della parte attiva che della parte passiva, inferiore ai limiti previsti per la BT, l’allaccio alla rete viene effettuato in BT e quindi si farà riferimento alla CEI 0-21. Tra i campi di applicazione si trova appunto anche la seguente voce:

“impianti di produzione (Utenti attivi) di qualsiasi taglia connessi alle reti di distribuzione dell’energia elettrica riguardanti installazioni fisse, mobili o trasportabili, che convertono ogni forma di energia utile in energia elettrica, collegati in parallelo alle reti BT del Distributore in modo continuativo, di breve durata, oppure funzionanti in isola su una rete del produttore” [4].

Inoltre, sempre riguardando gli utenti attivi lo scopo della norma è:

“1. definire l’avviamento, l’esercizio ed il distacco dell’impianto di produzione;

2. Evitare che gli impianti di produzione possano funzionare in isola su porzioni di reti BT del Distributore;

3. Definire alcune prescrizioni relative agli impianti di produzione funzionanti in servizio isolato sulla rete interna del Produttore. Le suddette prescrizioni non riguardano la connessione dell’impianto di produzione alla rete del Distributore e pertanto non risultano rilevanti ai fini della già menzionata connessione” [4].

In questo lavoro di tesi, gli utenti attivi sono 3, uno per ogni modulo (nano rete) e sono tutti dotati di generatori fotovoltaici. La particolarità è che ognuno ha la possibilità di installare un sistema di accumulo (batterie al litio) posto nella parte DC dell’impianto (collegato all’inverter) per cui, secondo la normativa, lo schema di connessione è rappresentato nella Figura 2.1 qui di seguito:

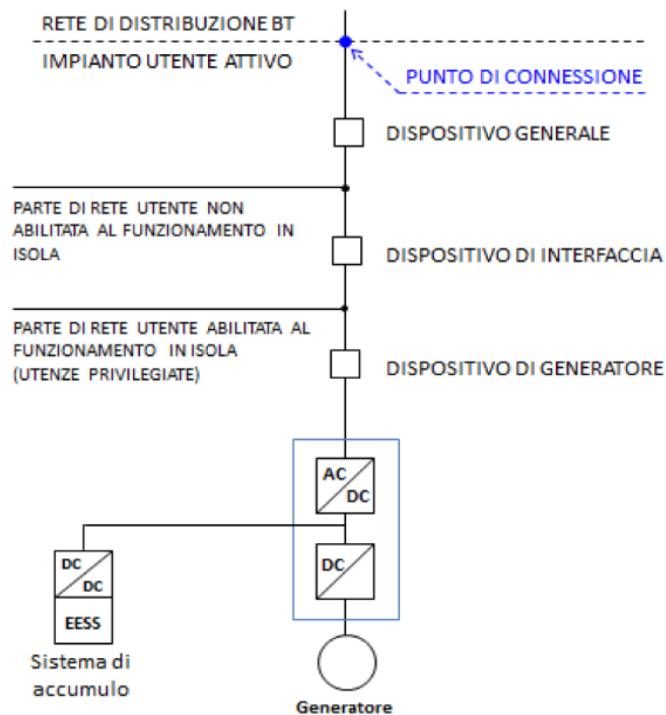


FIGURA 2.1- SCHEMA DI CONNESSIONE UTENTI ATTIVI BT CON SISTEMA DI ACCUMULO LATO DC [4]

Invece la norma gemella CEI 0-16, che si applica a tutti gli utenti connessi alla rete di distribuzione MT, AT ed AAT, è stata redatta al fine di tener conto del progresso tecnologico, e della futura realizzazione delle smartgrid con l'obiettivo di garantire l'efficienza e la qualità del servizio sulla rete di distribuzione [3].

2.1.1 ALTRE NORME

Oltre alle fondamentali regole tecniche utili alla definizione del perimetro d'azione delle tecnologie ci sono altri decreti/leggi atte a promuovere ed incentivare la diffusione di queste tecnologie. Qui di seguito sono elencati i principali riferimenti:

- DM 06/07/2012 (FER elettriche);
- DM 28/12/2012 (Conto termico);
- DM 20/07/2004 (Titoli di efficienza energetica);

- Legge 296/27/12/2006 e s.m.i. (Detrazioni fiscali);
- Delibera AEEG 607/2013/R/eel (Pompe di calore);
- Delibera AEEG 578/2013/R/eel (Sistemi efficienti di utenza);
- DCO AEEG 183/2013/R/eel (Sistemi di distribuzione chiusi);
- Delibera 574/2014/R/eel (Sistemi di accumulo);
- Delibera 300/2017/R/eel (Partecipazione al mercato)

Infine, riguardo la vendita tra privati in comunità energetiche, non c'è un riferimento ben definito nonostante a livello Europeo esistano direttive, in particolare, la direttiva 2010/31/UE del parlamento europeo e del consiglio del 19 maggio 2010 [5], che incentivano la trasformazione dal modello di autoconsumo al modello di vendita a privati.

A livello regionale invece, la regione Piemonte con la legge n° 12 del 3 agosto 2018 incentiva e promuove la nascita e la regolamentazione delle comunità energetiche per cui di fatto le riconosce, dettando i criteri e le regole per la loro costituzione [6].

2.2 SMART GRID

Con la diffusione della generazione distribuita, l'attuale sistema di distribuzione si sta rivelando poco adatto alle esigenze che i prosumer (producer + consumer) richiedono. Infatti, se fino a poco tempo fa i flussi energetici erano fissi in una sola direzione, attualmente si hanno inversioni di flusso dovute appunto alla presenza di generatori distribuiti su tutto il sistema di distribuzione. Per cui gli sforzi tecnologici sono rivolti all'adattamento dell'attuale struttura verso un modello più flessibile. È proprio questo il motivo per cui è nato il concetto di *smartgrid* (rete intelligente). Il concetto su cui si basa è quello di gestire, in maniera intelligente, parallelamente una rete di informazione e una rete di distribuzione elettrica al fine di avere un uso più razionale dell'energia elettrica e al contempo

minimizzare sovraccarichi ed eventuali variazioni di tensione rispetto al valore di riferimento.

La necessità di gestire in maniera intelligente la rete nasce anche dal fatto che la generazione distribuita introduce un'importante criticità. Infatti, le principali forme di produzione sono fotovoltaico ed eolico le cui fonti primarie di energia sono poco prevedibili, perché influenzate dalle condizioni meteo, e quindi discontinue. Per cui, essendo impossibile effettuare una regolazione di produzione di energia elettrica, è il sistema che deve adattarsi ai livelli di produzione. Per rendere il più possibile stabile il livello di generazione si usano dei sistemi di accumulo che quindi svolgono la funzione di regolazione altrimenti svolta dalle grandi centrali. Purtroppo, le tecnologie attuali riguardanti i sistemi di accumulo sono ad uno stadio prematuro, sia dal punto di vista economico (prezzi elevati ma in forte calo) sia dal punto di vista tecnico (limiti energetici ancora troppo stretti), quindi non sempre è conveniente installare questi tipi di sistemi.

Il concetto di smartgrid si lega molto bene al concetto di comunità energetica, perché è necessario gestire in maniera *smart* la produzione e l'autoconsumo all'interno di queste "isole energetiche". In questo contesto nascono le definizioni di *microgrid* e *nanogrid*.

2.2.1 DEFINIZIONE DI SMARTGRID

Come brevemente anticipato, una smartgrid è una rete intelligente. Al suo interno si sviluppano i concetti di nanogrid (nano rete) e microgrid (micro-rete). Questo perché risulta utile dividere la rete in piccole porzioni indipendenti e studiarne i comportamenti energetici ed economici.

Le *nanogrids* sono delle piccolissime porzioni di rete in BT, di proprietà di un singolo utente, capaci di scambiare potenza elettrica e dati sia con altre nanogrid che eventualmente con la rete tradizionale di distribuzione. Inoltre, si distinguono in *grid-connected* se appunto sono connesse alla rete elettrica, ed in *stand-alone* se funzionano in isola, non connesse alla rete elettrica. Una nanogrid è

generalmente costituita da un sistema di generazione locale (principalmente fotovoltaico o eolico) e da carichi che possono essere passivi e intelligenti (smartload, flessibili in orario di approvvigionamento). Opzionalmente, ma sempre più spesso grazie al calare dei costi di installazione, possono contenere dei sistemi di accumulo che permettono di essere sempre più o addirittura totalmente indipendenti dalla rete elettrica tradizionale. Infine, sono spesso dotate di sistemi di misura atti a prevedere e stimare generazione e carico al fine di gestire in maniera più *smart* l'impianto, in modo da massimizzare l'efficienza energetica e l'autoconsumo (causa di incentivi da parte delle autorità elettriche).

Al fine di realizzare un sistema stabile, robusto e conveniente dal punto di vista economico più nanogrid possono connettersi tra loro e scambiare sia energia che informazioni. Un complesso di nanogrid connesse tra loro viene definito *microgrid* (micro-rete). La disponibilità di avere una microgrid risulta vantaggioso da più punti di vista. Sicuramente dal punto di vista economico e dell'efficienza energetica ma anche in situazioni critiche come comunità rurali, grandi industrie disposte su una vasta area, comunità che vivono su isole lontane dal territorio nazionale ecc.

Analogamente alle nanogrid, anche le microgrid possono essere definite come piccole porzioni di rete, con potenza di generazione compresa tra 1 e 50kW, ma in questo caso non appartengono ad un singolo utente ma sono condivise da più utenti proprietari di una nanogrid. Appunto per ciò, solitamente le microgrid non possiedono un controllo generalizzato in quanto lo scambio energetico viene gestito da ogni singola nanogrid. Nel caso fosse presente, il suo unico scopo è quello di interfacciare le nanogrid tra loro e di connettersi entro i limiti richiesti al resto della rete in quanto diverse aree geografiche potrebbero avere diversi livelli di tensione o frequenza e diversi protocolli di comunicazione. All'interno della microgrid invece l'interfaccia tra le diverse nanogrid è universale.

Anche le microgrid prevedono due modelli di funzionamento, in isola oppure connesse alla rete tradizionale. Solitamente anche se la microgrid può funzionare in isola, si prevede ugualmente la connessione alla rete che viene usata per gestire situazioni di emergenza o casi di convenienza economica (surplus

venduto alla rete). Infatti, nel funzionamento in isola la gestione e il controllo dei livelli di tensione e frequenza della micro-rete risultano critici e non di facile interpretazione. In questo lavoro di tesi, per semplicità, si assume che l'inverter sia in grado di regolare la frequenza in modo ottimale anche in assenza di rete elettrica.

2.2.2 GESTIONE DELLA SMART GRID

Come anticipato nei precedenti paragrafi, una smart grid è una rete cosiddetta intelligente. Questo è reso possibile anche grazie ai passi avanti della tecnologia che ha permesso lo sviluppo di carichi elettrici flessibili detti anche smart load. Quest'ultimi influiscono sulla richiesta di energia che quindi può essere modulata entro certi limiti sia in termini di assorbimento che in termini di orario in cui il carico viene servito. Questa tecnologia si adatta bene alla futura diffusione dei veicoli elettrici, i quali hanno bisogno di centraline di ricarica delle batterie che hanno al loro interno logiche di modulazione della potenza.

La gestione della smart grid richiede quindi un cambiamento nelle abitudini personali degli utenti in quanto secondo queste logiche il consumo elettrico deve adattarsi alla produzione. Fin ora non ci si poneva il problema di accendere un elettrodomestico a qualsiasi ora della giornata ma con la transizione energetica in atto bisogna iniziare a distinguere quali sono i carichi non essenziali e differibili (ad es. lavastoviglie, lavatrice, asciugatrice ecc.) in modo da assegnarli nelle fasce orarie con surplus energetico e realizzare un risparmio economico impattando meno sull'ambiente. Fortunatamente l'implemento dell'elettronica è di forte aiuto nella gestione e nella pianificazione dei carichi anche a distanza. L'obiettivo è quello di realizzare edifici nZEB (near Zero Energy Building) ovvero strutture in grado di produrre quantità di energia maggiori o uguali a quella consumata.

2.2.3 LA SMART GRID COME COMUNITÀ ENERGETICA

Il concetto di comunità energetica nasce parallelamente alla diffusione della generazione distribuita. Si basa sulla possibilità di scambiare l'energia autoprodotta tra i vari utenti. Quindi diversi utenti proprietari di nanogrid possono, di comune accordo, realizzare una piccola comunità, chiamata appunto comunità energetica, al fine di autogestire gli scambi energetici con lo scopo di aumentare l'efficienza energetica di tutta la comunità e quindi realizzare un risparmio economico il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico con lo scopo di aumentare l'efficienza energetica di tutta la comunità e quindi realizzare un risparmio economico. Fino a poco tempo fa, l'unica possibilità per un utente attivo era quella di stipulare un contratto bilaterale e vendere al GSE (Gestore dei Servizi Energetici, ente che si occupa della distribuzione dell'energia elettrica) l'energia eccedente mentre ora, con la nuova direttiva Europea sulle fonti rinnovabili, viene riconosciuta la comunità energetica valorizzando l'autoconsumo. Lo scopo delle comunità energetiche infatti è proprio quello di massimizzare l'efficienza energetica, ridurre i consumi e ottenere alti livelli di autosufficienza al fine di realizzare un sistema sostenibile a livello ambientale.

A livello regionale, la regione Piemonte è stata la prima regione in Italia ad approvare la legge sulle comunità energetiche ed ha stanziato 50mila euro per il biennio 2018-2019 che permetterà a comunità di persone, enti e imprese di scambiare tra loro l'energia prodotta con fonti alternative.

Questo lavoro di tesi punta a studiare e simulare una comunità energetica composta da tre nanogrid indipendenti (corrispondenti a tre utenti attivi) in diverse configurazioni possibili (funzionamento in isola o grid-connected) al fine di capire quale delle possibili configurazioni base è conveniente dal punto di vista energetico ed economico. Inoltre, getta le basi per possibili sviluppi futuri di questa tecnologia. In figura 2.2 è mostrato un possibile scenario di comunità energetica.

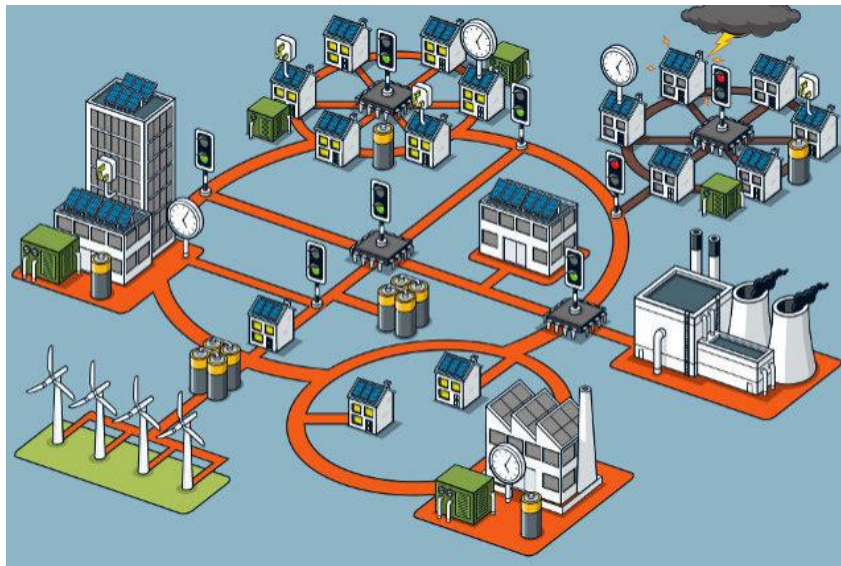


FIGURA 2.2 - ESEMPIO DI COMUNITÀ ENERGETICA CON UTENTI CIVILI E INDUSTRIALI [7]

3 MERCATO ELETTRICO

Come qualsiasi altro mercato, anche nel mercato elettrico si scambia un bene. In questo caso il bene è appunto l'energia elettrica. Prerogativa per partecipare al mercato elettrico è che il bene deve essere omogeneo, ovvero ogni azienda vende un bene uguale ed indistinguibile dalle altre [8].

In questo capitolo viene data un'infarinatura generale sulle caratteristiche e sulle tipologie del mercato elettrico al fine di creare un contesto utile nel quale si sviluppa questa tesi.

3.1 MONOPOLIO, OLIGOPOLIO E COMPETIZIONE PERFETTA

Tra le varie classificazioni possibili, una prima classificazione può essere fatta sul tipo di mercato distinguendo il numero di produttori che partecipano al mercato:

- Monopolio: in un mercato di questo tipo esiste un solo produttore di quel bene. Non essendoci competitori, il monopolista decide la quantità del bene e a che prezzo deve essere venduta. Il prezzo di vendita sarà sicuramente maggiore del costo marginale. In questo caso non esiste una curva dell'offerta perché il prezzo sarà fissato dal monopolista a seconda della quantità domandata dagli acquirenti;
- Oligopolio: a differenza del monopolio, in questo tipo di mercato c'è un numero ridotto di produttori che competono tra di loro. Il prezzo di vendita è inferiore rispetto al monopolio ma è comunque più alto del costo marginale perché c'è una scarsa probabilità che un'azienda possa essere eliminata dal mercato;
- Competizione perfetta: in questo caso, idealmente, il numero di aziende produttrici del bene tende all'infinito. La competizione tra i produttori è massima per cui tutti sono incentivati a produrre con

la miglior efficienza possibile e al minor prezzo accettabile. La situazione migliore per non andare in perdita è quella di offrire un prezzo di vendita uguale al costo marginale [8].

La differenza sostanziale tra i vari tipi di mercato sta nel fatto che sia nel monopolio che nell'oligopolio i venditori possono influenzare il prezzo di mercato variando il loro prezzo di vendita, mentre nella competizione perfetta il venditore singolo non influenza in nessun modo il prezzo di mercato, anzi se aumentasse il proprio prezzo di vendita oltre il costo marginale rischierebbe di essere escluso dal mercato. Quindi i venditori nel monopolio e nell'oligopolio vengono detti *price-maker* (fanno il prezzo del mercato) mentre i venditori nella competizione perfetta vengono detti *price-taker* (prendono il prezzo del mercato). La situazione di oligopolio, per prezzi e caratteristiche, si piazza in un posto intermedio tra monopolio e competizione perfetta.

3.2 SUDDIVISIONE DEL MERCATO ELETTRICO

Il mercato elettrico, in Italia, nasce grazie al Decreto Legislativo del 16 marzo 1999, n°79 (Decreto Bersani) [9]. Si articola in 3 tipi di mercato differenti:

- MGP, Mercato del Giorno Prima, è un mercato dell'energia nel quale produttori e acquirenti fanno le offerte, di quantità e prezzo, per il giorno successivo. In questo mercato si costruiscono quindi le curve di offerta (produttori) e le curve di domanda (acquirenti) e dopo vari aggiustamenti si giunge al calcolo del prezzo (MCP – *Market Clearing Price*) e della quantità (MCQ – *Market Clearing Quantity*) che verrà scambiata nel mercato;
- MI, Mercato Infragiornaliero, è sempre un mercato dell'energia ma si riferisce al giorno stesso dello scambio. In questo mercato, produttori e acquirenti fanno degli aggiustamenti sulle offerte di quantità e prezzi in modo da soddisfare in tempo reale gli scambi di energia;

- MSD, Mercato per il Servizio di Dispacciamento, in questo mercato, Terna, l'ente italiano che gestisce il sistema di trasmissione, si approvvigiona delle risorse necessarie al controllo e alla gestione del sistema elettrico (es. risoluzione delle congestioni, gestione delle riserve di energia, bilancio energetico in tempo reale).

3.3 MODELLI CONTRATTUALI DEL MERCATO

Ci sono due modelli per le transazioni del mercato: *pool model* e *bilateral model* [8].

Nel modello di tipo pool, le transazioni tra venditori e compratori sono regolate da una terza entità chiamata PX (Power Exchange) che assume il ruolo di unico compratore dal punto di vista dei venditori ed il ruolo di unico venditore dal punto di vista dei compratori.

Nel modello bilaterale le transazioni vengono accordate privatamente e autonomamente direttamente tra venditori e compratori.

Infine, ci potrebbe essere un modello di tipo ibrido in cui coesistono entrambi i modelli di contrattazione. In tutti i casi la coordinazione tra i vari carichi e generatori viene gestita da un ente esterno chiamato TSO (*Transmission System Operator* – Coordinatore del sistema di trasmissione). Nella Figura 3.1 è mostrato un modello di tipo ibrido in cui le linee continue verdi e viola rappresentano i flussi di energia, le linee tratteggiate indicano i flussi di denaro e le linee rosa indicano gli interventi del TSO per gestire la coordinazione.

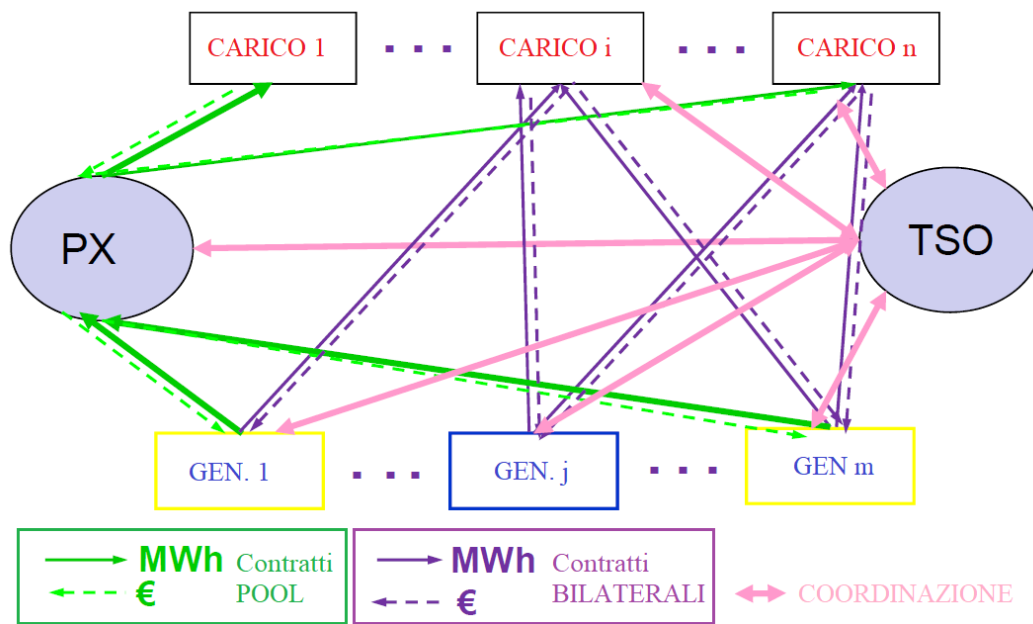


FIGURA 3.1 - MODELLI POOL E BILATERALE DEL MERCATO ELETTRICO [8]

3.4 CURVA DELL'OFFERTA

Quando si parla di curva dell'offerta si fa riferimento ai produttori che offrono sul mercato il proprio bene. Ogni produttore è disposto a vendere una certa quantità di bene, energia elettrica nel caso di mercato elettrico, ad un certo prezzo. L'unione dei valori di quantità con i relativi prezzi forma la curva dell'offerta che può essere costante, costante a tratti, lineare, quadratica, non lineare ecc.

Nel formulare il prezzo di vendita, il produttore di energia elettrica deve considerare i costi di produzione ($C(p)$) che si suddividono in costi fissi (C_F) e costi variabili ($C_V(p)$). I costi fissi sono quei costi che non dipendono dal livello di produzione di energia e comprendono, ad esempio, la quota annua dell'investimento fatto per acquistare e mettere in funzione l'impianto produttivo ed eventuali oneri assicurativi. I costi variabili invece sono quei costi che dipendono dalla quantità prodotta (p) e quindi crescono al crescere dei livelli produttivi. Ad esempio, per un impianto fotovoltaico i costi variabili sono prossimi allo zero mentre in una centrale termoelettrica i costi variabili possono essere attribuiti

all'acquisto del combustibile. Nella Figura 3.2 è mostrato un esempio di curva dei costi data dalla somma di costi fissi e costi variabili.

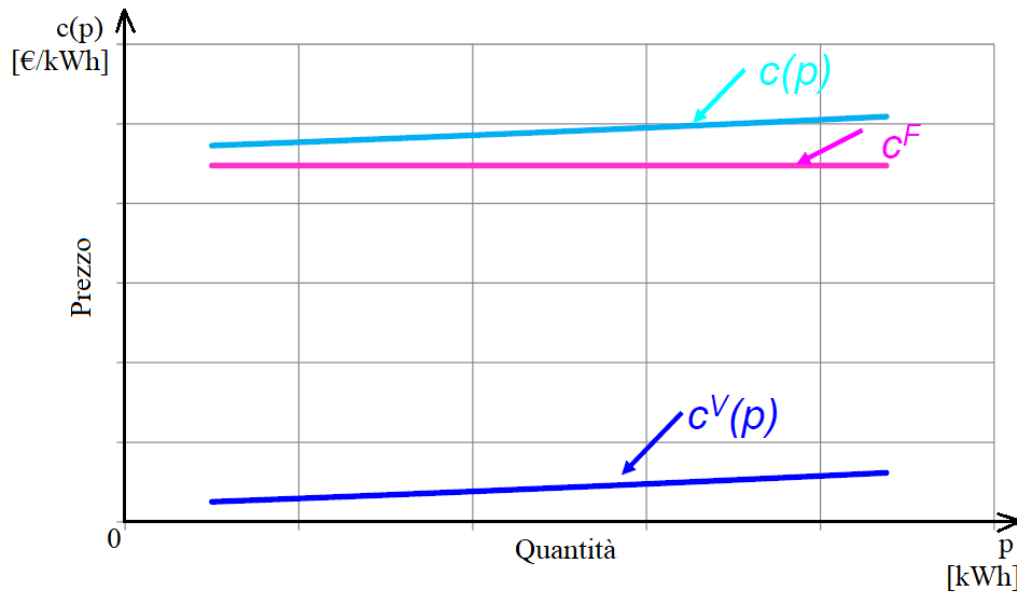


FIGURA 3.2 - COSTI FISSI E COSTI VARIABILI [8]

A partire dai costi di produzione, il produttore determina successivamente la curva dell'offerta. In generale, nel mercato elettrico, si utilizzano curve di offerta costanti a tratti (questo semplifica di molto la risoluzione del mercato) come mostrato nella Figura 3.3.

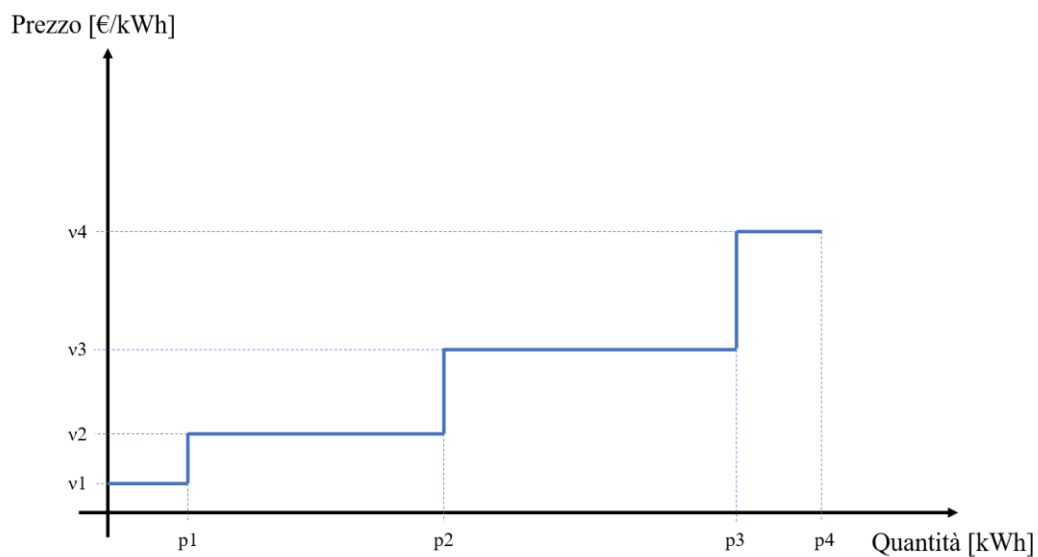


FIGURA 3.3 - CURVA DI OFFERTA COSTANTE A TRATTI NEL MERCATO ELETTRICO

Dal punto di vista del produttore, determinare la quantità ideale da produrre è fondamentale per massimizzare i profitti. Per fare ciò si ricorre al calcolo del costo marginale (C_m) e del costo medio unitario (C_{mu}).

- *Costo marginale*

Rappresenta la variazione del costo per una variazione unitaria di quantità del bene prodotto. È dato dalla derivata della funzione costo $C(p)$ rispetto alla quantità prodotta:

$$C_m = \frac{dC(p)}{dp};$$

- *Costo medio unitario*

Rappresenta il rapporto tra costo totale e quantità prodotta. Sviluppando l'equazione si ottiene che anche il costo medio unitario è dato dalla somma di una parte fissa C_{Fu} e da una parte variabile C_{Vu} .

$$C_{mu} = \frac{C(p)}{p} = \frac{C_F + C_V(p)}{p} = C_{Fu}(p) + C_{Vu}(p);$$

Unendo la curva del costo marginale e la curva del costo medio unitario si ottiene che l'intersezione tra le due curve si ha nel punto di minimo del costo medio unitario come in Figura 3.4. Questo punto fornisce la quantità ideale p^* che il produttore dovrebbe produrre per minimizzare i costi.

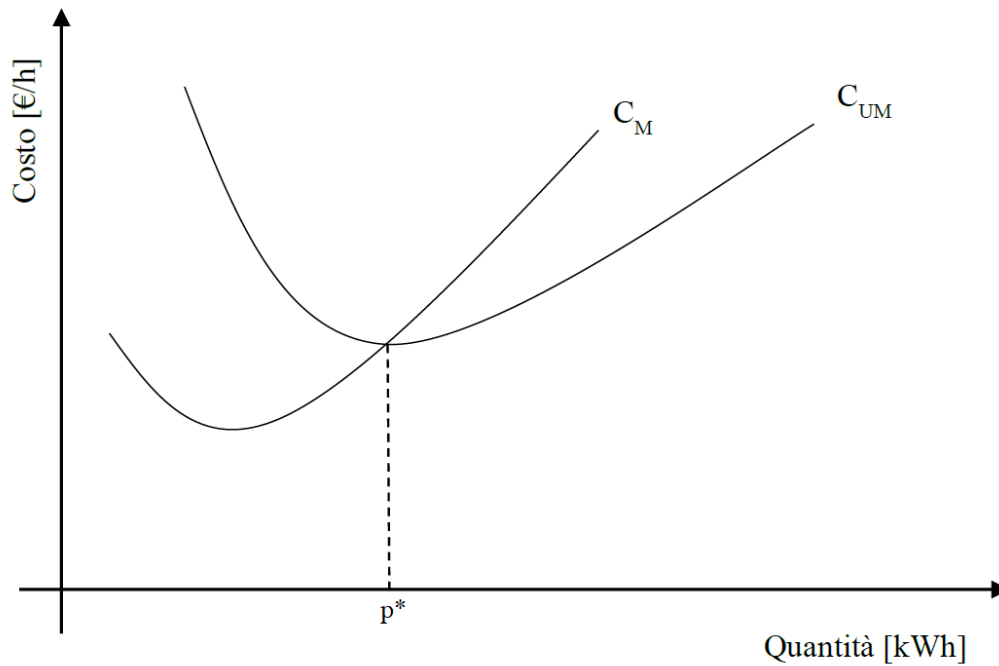


FIGURA 3.4 - INTERSEZIONE TRA COSTO UNITARIO MEDIO E COSTO MARGINALE [8]

3.5 CURVA DELLA DOMANDA

Si definisce curva della domanda, la curva che caratterizza la quantità di un determinato bene o servizio che dei consumatori sono disposti ad acquistare ad un determinato prezzo. Nello specifico, nel caso di mercato elettrico, la curva di domanda rappresenta il prezzo a cui i carichi sono disposti ad acquistare una certa quota di energia elettrica. La curva di domanda è una curva monotona decrescente, infatti per acquistare grosse quantità si è disposti a pagare un prezzo unitario che è sempre più basso.

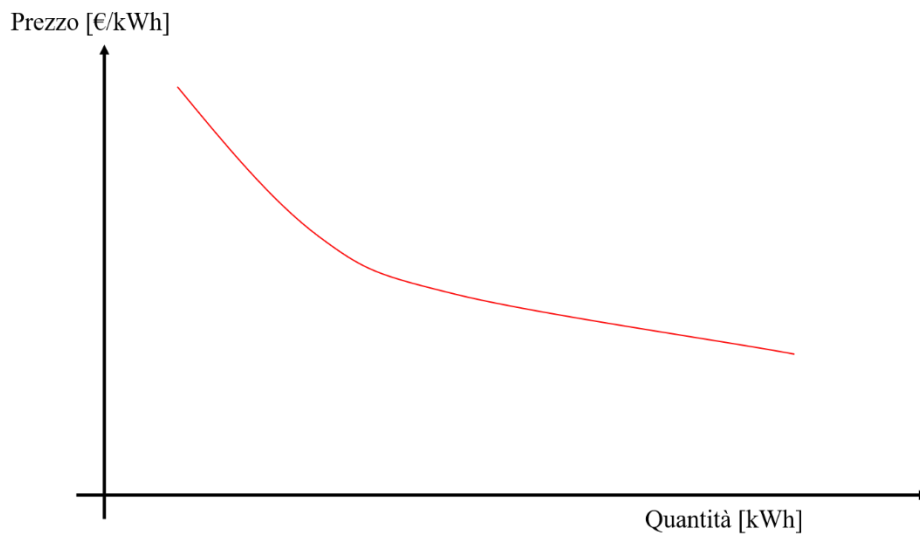


FIGURA 3.5 – ESEMPIO DI CURVA DI DOMANDA NEL MERCATO ELETTRICO

Ogni curva di domanda è caratterizzata da un fattore di elasticità ε . Questo rappresenta il rapporto tra la variazione relativa della quantità p e la variazione relativa del prezzo di acquisto v :

$$\varepsilon = \frac{\frac{\partial p}{p}}{\frac{\partial v}{v}} \quad (3.1)$$

L'elasticità della domanda può assumere diversi valori:

- $\varepsilon > 1$; domanda elastica e quindi altamente sensibile alle variazioni di prezzo;
- $\varepsilon = 1$; domanda a elasticità unitaria e quindi una variazione unitaria di prezzo determina una variazione unitaria di quantità;
- $\varepsilon < 1$; domanda anelastica e quindi poco sensibile alle variazioni di prezzo;
- $\varepsilon = 0$; domanda ad elasticità nulla e quindi a qualsiasi variazione di prezzo non c'è una variazione nella quantità.

Nel caso del mercato elettrico, la domanda ad elasticità nulla rappresenta tutti quei carichi che vengono detti rigidi ovvero quei carichi che devono

obbligatoriamente essere serviti. In questo caso infatti il consumatore è disposto a pagare qualsiasi prezzo per acquistare l'energia di cui ha bisogno. Una curva di domanda con $\varepsilon=0$ è una retta verticale.



FIGURA 3.6 - CURVA DI DOMANDA RIGIDA (AD ELASTICITÀ NULLA) NEL MERCATO ELETTRICO

Analogamente a quanto visto per le curve di offerta, anche le curve di domanda possono essere costanti a tratti.

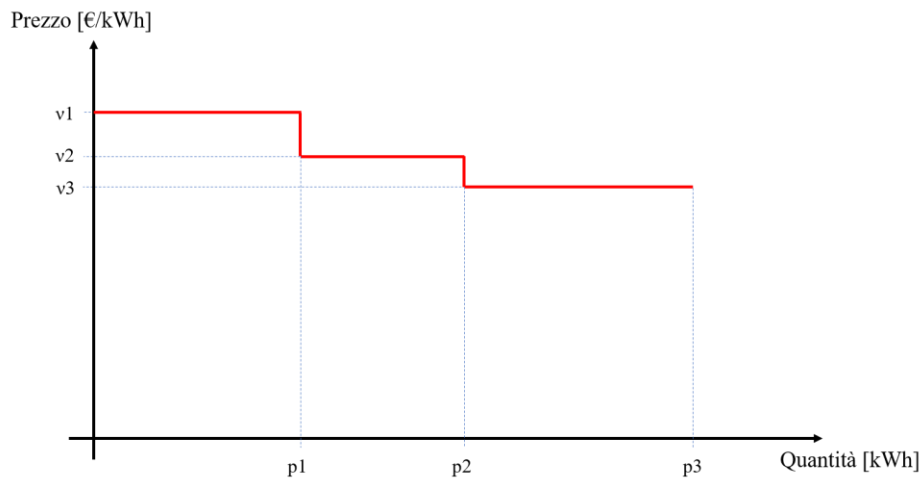


FIGURA 3.7 - CURVA DI DOMANDA COSTANTE A TRATTI NEL MERCATO ELETTRICO

3.6 AGGREGATO DELLA CURVA DI OFFERTA E DOMANDA

Quando nel mercato sono presenti più offerenti e più consumatori, ci sono più curve di offerta e più curve di domanda da prendere in considerazione. La logica è quella di realizzare l'aggregato sia delle curve di offerta che delle curve di domanda. In sostanza si vanno a sommare, a parità di prezzo, le quantità offerte, per le curve di offerta, e le quantità richieste, per le curve di domanda. Successivamente le curve di offerta vengono disposte in ordine crescente di prezzo in modo da privilegiare l'offerente che offre il bene ad un prezzo più basso, mentre le curve di domanda vengono disposte in ordine decrescente di prezzo in modo da privilegiare il consumatore che è disposto a pagare un prezzo più alto per il bene richiesto.

Nel mercato elettrico, gli offerenti sono rappresentati dai generatori elettrici mentre i consumatori sono rappresentati dai carichi elettrici.

Infine, mettendo insieme le curve aggregate di offerta e di domanda, si ricavano dall'intersezione delle due curve: il prezzo di equilibrio del mercato MCP (Market Clearing Price) e la quantità di equilibrio del mercato MCQ (Market Clearing Quantity).

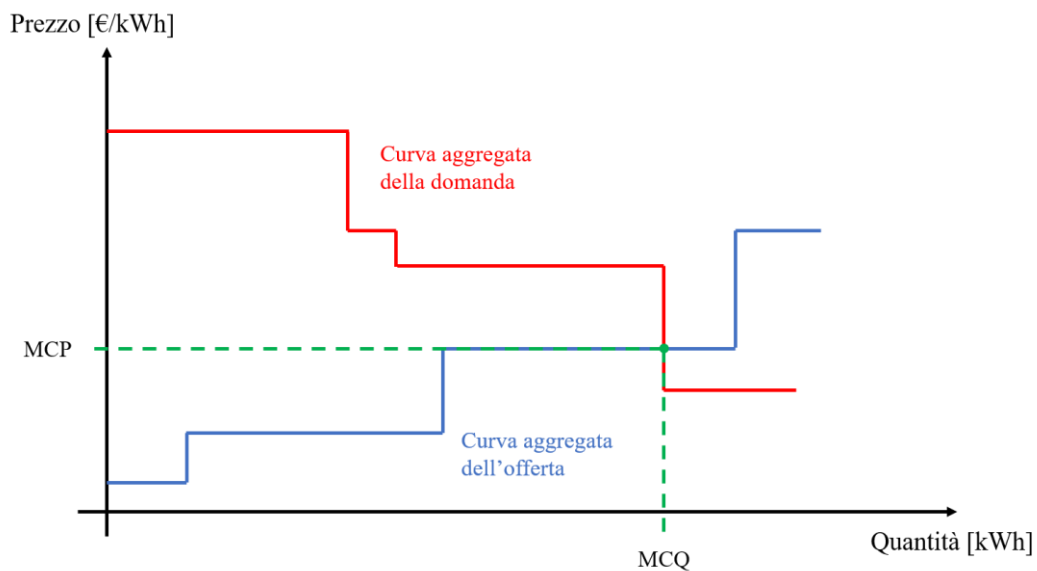


FIGURA 3.8 - INTERSEZIONE TRA CURVA AGGREGATA DELL'OFFERTA E CURVA AGGREGATA DELLA DOMANDA NEL MERCATO ELETTRICO

Si nota dalla Figura 3.8 che i carichi che richiedono potenza ad un prezzo più basso del MCP non vengono serviti, e ugualmente i generatori che offrono potenza ad un prezzo maggiore del MCP non partecipano al mercato.

3.7 INDICI DI VALUTAZIONE E CLEARING DEL MERCATO

L'operazione di mettere insieme le curve aggregate di domanda e offerta e cercare il punto di equilibrio viene detto clearing del mercato. A seguito di questa operazione si possono identificare delle aree comprese tra questa due curve e la retta del MCP (Market Clearing Price). A seconda dell'area considerata si identificano tre indici di valutazione principali detti indici economici. Questi parametri sono utili a valutare economicamente la competitività del mercato. Gli indici economici sono:

- Producer surplus S^G ;
- Consumer surplus S^D ;
- Social surplus S^S .

Il producer surplus S^G rappresenta l'area sottesa tra il MCP e la curva aggregata di offerta. In altri termini, identifica la differenza tra il prezzo a cui il produttore vende il proprio bene (MCP) e il prezzo a cui è disposto a vendere (prezzo di offerta). Se il producer surplus esiste ed è strettamente positivo significa che il o i produttori stanno realizzando un profitto, identificato appunto dal valore del producer surplus, in quanto il prezzo a cui vendono (MCP) è superiore al prezzo a cui si erano proposti di vendere una certa quantità di bene.

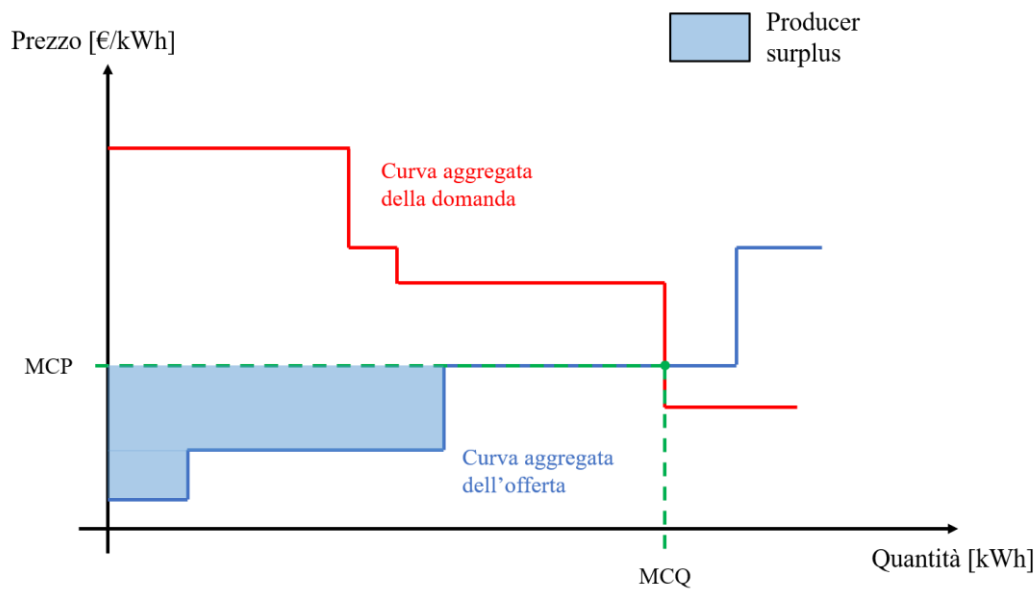


FIGURA 3.9 - PRODUCER SURPLUS DEI GENERATORI NEL MERCATO ELETTRICO

Il consumer surplus S^D rappresenta l'area sottesa tra la curva aggregata di domanda e la retta del MCP. È quindi la differenza tra il prezzo a cui i consumatori sono disposti a pagare e il prezzo a cui effettivamente comprano una certa quantità di bene. In sostanza se il producer surplus esiste ed è strettamente positivo, si tratta di una sorta di risparmio che i consumatori realizzano.

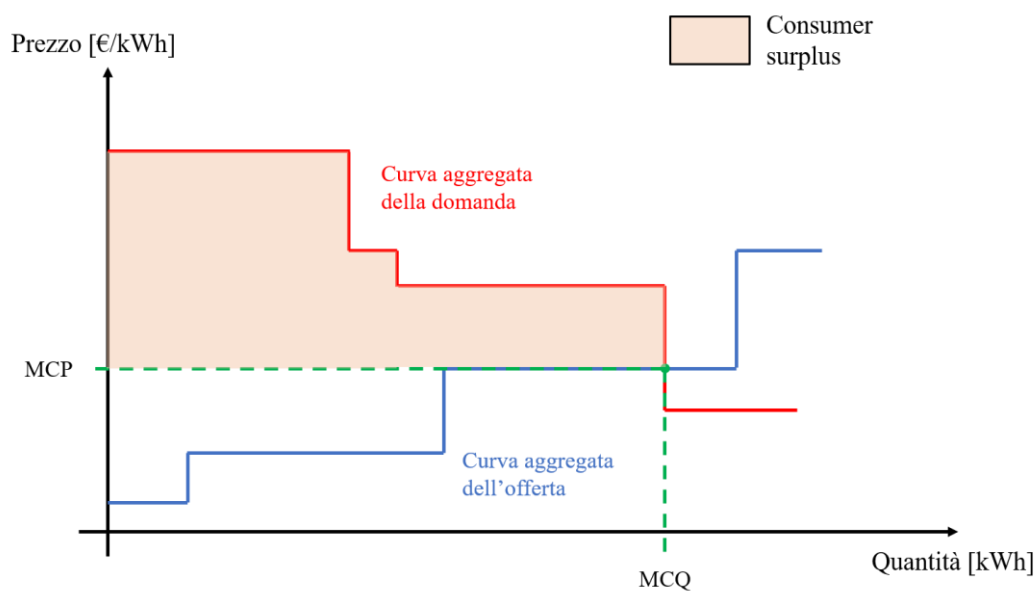


FIGURA 3.10 - CONSUMER SURPLUS DEI CARICHI NEL MERCATO ELETTRICO

Infine, il social surplus S^S è l'area sottesa tra le due curve aggregate di domanda e offerta. È quindi dato dalla somma del producer surplus e del consumer surplus. È un indice per la valutazione dell'efficienza del mercato. Infatti, nel mercato elettrico, quando ci sono dei limiti sulle linee e/o i carichi e/o i generatori sono frazionabili, il clearing del mercato viene fatto con l'obiettivo di massimizzare il social surplus.

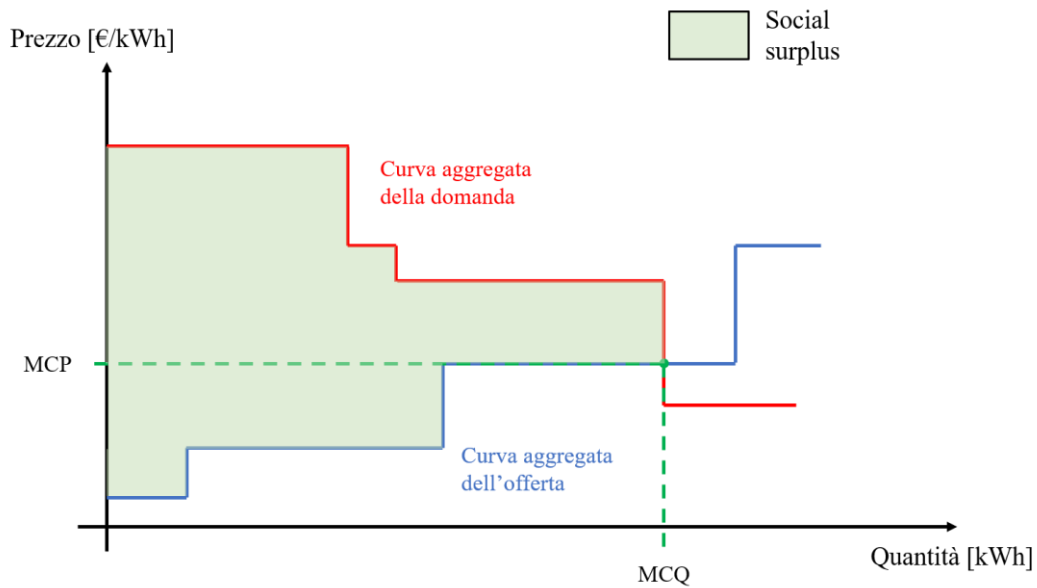


FIGURA 3.11 - SOCIAL SURPLUS DEL CLEARING DEL MERCATO

4 CASO STUDIO, IL PROGETTO “PVZEN-LAB”

In questo capitolo verrà descritto il progetto di cui tratta questo lavoro di tesi. In particolare, facendo riferimento al progetto pvzen, verranno presentati gli aspetti costruttivi sia dal punto di vista delle configurazioni delle singole utenze sia dal punto di vista delle connessioni tra le nano reti.

4.1 PRESENTAZIONE DEL PROGETTO

Il progetto PVZEN, acronimo di Photo Voltaic Zero Energy Network, è un progetto interdisciplinare sviluppato all'interno del Politecnico di Torino che vede la partecipazione dei dipartimenti: DENERG (Dipartimento di energia), DAD (Dipartimento di Architettura e Design) e DET (Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni). Denominato “PVZEN-Lab Lorenza Bianco”, nasce in onore dell'architetto Lorenza Bianco prematuramente scomparsa nel 2018 e prevede la realizzazione di un edificio nZEB (Nearly Zero Energy Building) composto da due sale studio, un locale tecnico e una sala controllo. È un progetto che si sviluppa nell'ambito delle smart grid e delle comunità energetiche con l'obiettivo di realizzare una struttura ad altissima efficienza energetica sia dal punto di vista termico che elettrico.

In questo lavoro di tesi ci si è concentrati sulla parte elettrica riguardante lo scambio di potenza tra i vari i moduli componenti la struttura e le connessioni con la rete elettrica. Lo scopo è studiare la fattibilità del sistema elettrico sia dal punto di vista energetico (massimizzare l'autosufficienza) sia dal punto di vista economico (minimizzare i costi). In particolare, dal punto di vista energetico l'obiettivo è quello di ottenere la classificazione di edificio nZEB, e quindi avere un'autosufficienza superiore al 50% (per il progetto PVZEN è stato impostato un valore del 75% perché in fase di progetto è risultato essere un valore ragionevolmente superiore a quello fissato dalla normativa [5]), mentre dal punto di vista economico l'obiettivo è quello di avere dei costi inferiori rispetto ad una

configurazione tradizionale in cui gli utenti sono degli utenti passivi e sono semplicemente connessi alla rete elettrica.

4.1.1 ASPETTI COSTRUTTIVI

Come brevemente anticipato, il progetto nasce all'interno dell'area del politecnico di Torino. La struttura che si intende realizzare sarà infatti localizzata nella sua area, in particolare, il prefabbricato verrà installato nell'area verde della cittadella politecnica. Nello specifico nel cortile al di sopra delle aule I, avente coordinate 45.0657 N e 7.6584 E [10].



FIGURA 4.1 - POLITECNICO DI TORINO CON LA SUA CITTADELLA NEL CONTESTO URBANO DI TORINO [10]



FIGURA 4.2 - CITTADELLA POLITECNICA E SITO (CERCHIO ROSSO) IN CUI VERRÀ INSTALLATA LA STRUTTURA [10]



a) Rapporto con la corte interrata



b) Rapporto con la preesistenza

FIGURA 4.3 - STATO DI FATTO IN CUI SI PRESENTA L'AREA VERDE DELLA CITTADELLA POLITECNICA IN CUI SORGERÀ LA STRUTTURA [10]

L'edificio che si intende realizzare, sarà costruito con materiali ecosostenibili come legno e sughero, ove possibile, e con materiali innovativi e altamente performanti al fine di realizzare una struttura a bassissimo impatto ambientale ed energetico sia in fase di costruzione sia in fase di funzionamento ordinario. Infatti, l'efficienza energetica da raggiungere dovrà superare la classe A e il carico termico viene convertito in domanda elettrica tramite l'ausilio di pompe di calore.

Per dare un'idea concreta della configurazione della struttura in questione, di seguito si riporta la vista in pianta del modulo abitativo (Figura 4.4).

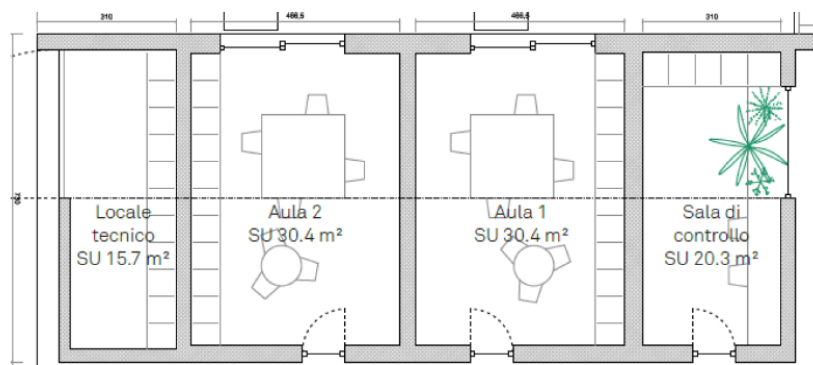


FIGURA 4.4 - VISTA IN PIANTA DEL MODULO ABITATIVO PVZEN [10]

Come si può anche notare dalla Figura 4.4, la struttura composta da quattro moduli, è suddivisa in:

- Due sale studio aventi stessa planimetria e stessa capienza, destinate a studenti e personale del politecnico di Torino;
- Un locale tecnico destinato al posizionamento di apparecchiature elettriche come inverter e batterie;
- Una sala controllo destinata ad apparecchiature elettroniche che serviranno per il controllo e la supervisione di tutto il sistema.

Dal punto di vista elettrico, i quattro locali vengono visti come tre utenze indipendenti, ciascuna dotata di generazione fotovoltaica in modo da essere configurati come utenti attivi e quindi prosumer. In seguito, verrà valutato, per ogni utente, la possibilità di avere integrato alla generazione fotovoltaica un sistema di accumulo e la possibilità di connettersi agli altri utenti. Successivamente verrà considerata anche la possibilità di connessione alla rete elettrica come sistema di backup in quanto non si riesce ad avere autosufficienza totale. Le tre utenze considerate sono quindi:

- Utente #1, corrispondente alla sala studio n° 1, identificata da “Aula 1” in fig. 4.4;
- Utente #2, corrispondente alla sala studio n° 2, identificata da “Aula 2” in fig. 4.4;

- Utente #3, corrispondente all'unione, dal punto di vista elettrico, del locale tecnico e della sala controllo.

La scelta di suddividere l'edificio in tre utenze elettricamente indipendenti piuttosto che quattro è stata ampiamente affrontata nel lavoro di tesi di Giorgi [], dove l'obiettivo principale è stato quello di dare vita ad un sistema di tre utenze omogenee ed equilibrate dal punto di vista del carico elettrico.

4.2 LE SINGOLE NANOGRID

Come detto precedentemente, il modulo abitativo pvzen è suddiviso, dal punto di vista elettrico, in tre utenti attivi separati. Ogni utenza, essendo indipendente e in una certa misura anche autonoma, può essere considerata a tutti gli effetti una nano rete. Le unità fondamentali che compongono ogni nano rete sono quindi:

- Generatore fotovoltaico;
- Inverter ed eventualmente sistema di accumulo integrato;
- Carico.

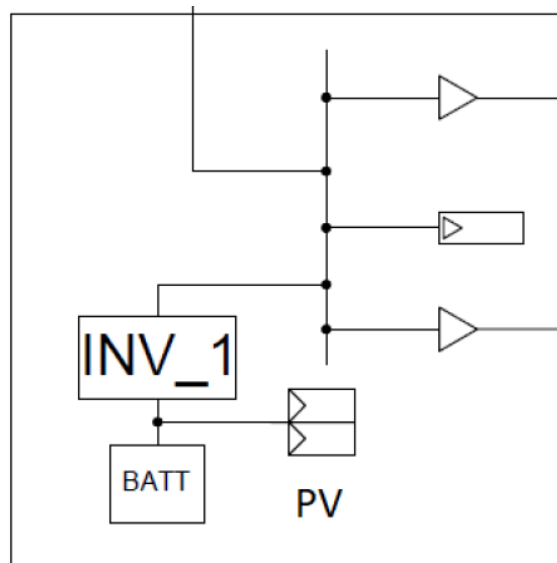


FIGURA 4.5 - SCHEMA ELETTRICO INTERNO DELLA NANO RETE [11]

Di fatto le tre utenze sono composte dagli stessi elementi, ma se per quanto riguarda l'inverter si può dire che sia identico per tutti, per gli altri elementi bisogna analizzare caso per caso quali sono le configurazioni di ogni utenza. Si vedano i paragrafi successivi per la descrizione degli elementi di generazione, carico e accumulo.

4.2.1 SISTEMA DI GENERAZIONE

Il sistema di generazione utilizzato per produrre energia è la generazione fotovoltaica. Complessivamente, il campo fotovoltaico è costituito da quattro stringhe di sei pannelli ciascuna per un totale di ventiquattro moduli. Ogni stringa è associata ad un locale. In particolare, per le due sale studio gemelle, la stringa costituisce un generatore fotovoltaico indipendente, mentre per il locale tecnico e la sala controllo, essendo un'unica utenza elettrica, le due stringhe vengono unite tramite un unico inverter in modo da costituire un unico generatore fotovoltaico.

La configurazione delle quattro stringhe è quindi identica, ma ciò che le differenzia è l'esposizione e di conseguenza il livello di produzione. Infatti, per ogni locale, adottando la soluzione *building integrated*, si avrà un angolo di tilt e un azimuth differente. Per completezza, si cita una breve descrizione di quest'ultimi:

- *Angolo di tilt β* , inclinazione rispetto al piano orizzontale. Può variare tra 0° e 90° , dove 0° indica il piano orizzontale e 90° il piano verticale.
- *Azimuth γ* , orientamento del generatore fotovoltaico rispetto alla direzione sud. Può variare tra 0° e 359° , dove 0° indica la direzione sud con valori positivi in senso orario.

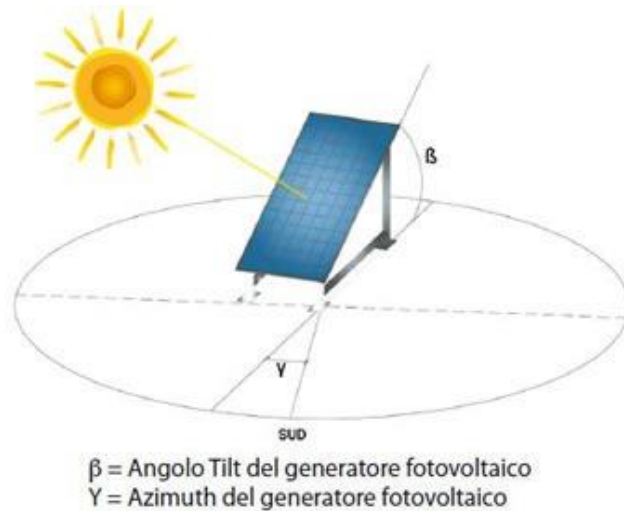


FIGURA 4.6 - ANGOLO DI TILT E AZIMUTH DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO [12]

Considerando le definizioni di tilt e azimuth [12], si definiscono per le stringhe dei quattro locali, le seguenti caratteristiche di installazione:

- Sala studio n° 1 (utente #1), rivolta a Sud Est, $\gamma = -64^\circ$; $\beta = 20^\circ$;
- Sala studio n° 2 (utente #2), rivolta a Nord Ovest, $\gamma = 116^\circ$; $\beta = 20^\circ$;
- Locale tecnico (utente #3), rivolto a Nord Est, $\gamma = -154^\circ$; $\beta = 10^\circ$;
- Sala controllo (utente #3), rivolta a Sud Ovest, $\gamma = 26^\circ$; $\beta = 30^\circ$.

Una volta definite le caratteristiche di installazione, è stato utilizzato il software “pvgis” disponibile online per calcolare le stime dei profili di generazione lungo il corso di un intero anno. Invece, per quanto riguarda la marca e la potenza dei pannelli, sono stati scelti dei moduli della marca *Q Cells* da 355 W [11]. Con questa configurazione si ottiene quindi una potenza installata pari a 8,52 kW e una produzione annua stimata di 8,67 kWh, suddivisa in:

- 2,36 kWh per l’utenza #1;
- 1,85 kWh per l’utenza #2;
- 4,45 kWh per l’utenza #3.

A titolo di esempio, vengono mostrati i profili di generazione in due giorni significativi dell’anno, il 15 gennaio per il periodo invernale e il 15 luglio per il periodo estivo.

FIGURA 4.7 - PROFILI DI GENERAZIONE FOTOVOLTAICA DELLE TRE UTENZE E DELLA MICRO RETE (SOMMA DELLE TRE UTENZE) PER IL 15 GENNAIO

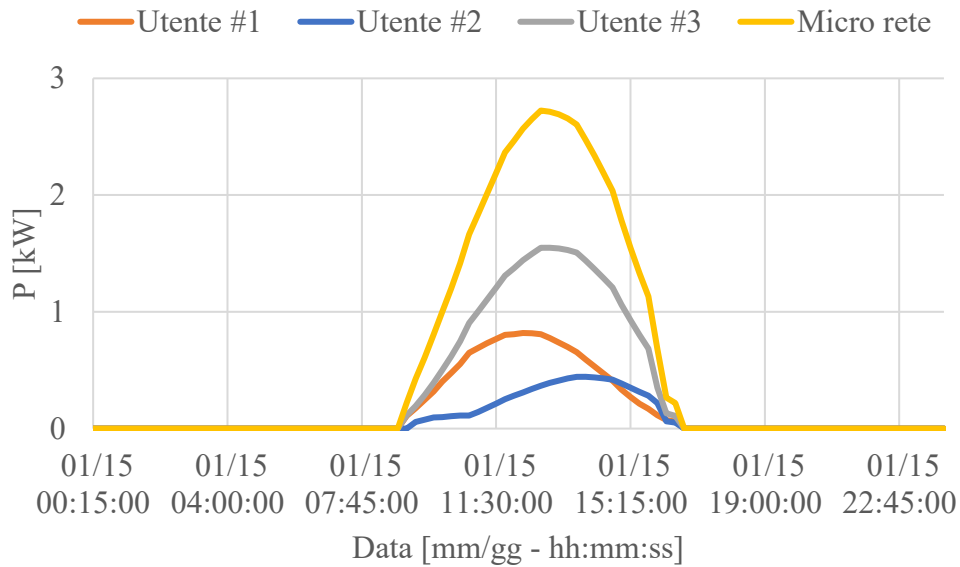
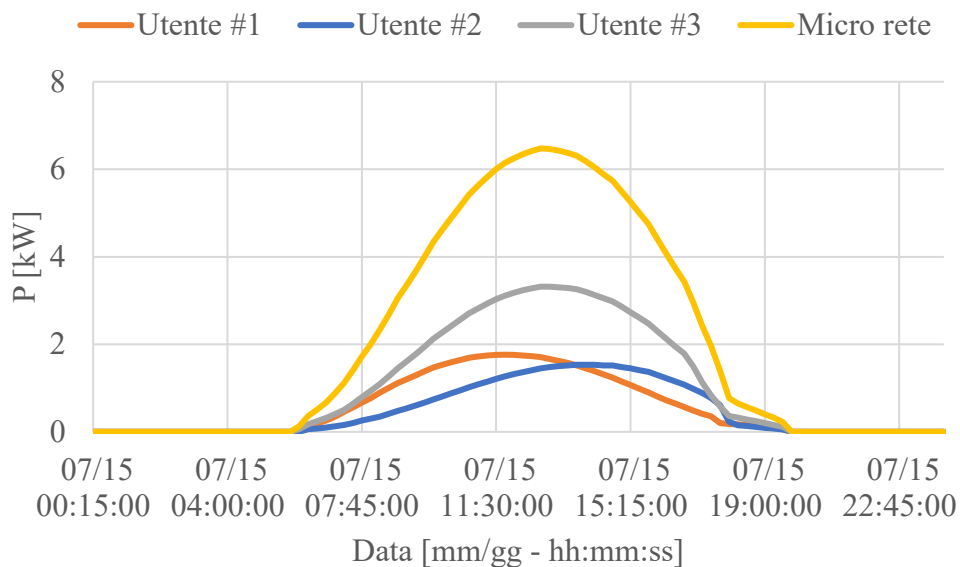


FIGURA 4.8 - PROFILI DI GENERAZIONE FOTOVOLTAICA DELLE TRE UTENZE E DELLA MICRO RETE (SOMMA DELLE TRE UTENZE) PER IL 15 LUGLIO



Entrambi i grafici (Figura 4.7 e Figura 4.8) mostrano che l'utenza #3 è quella che ha i livelli di produzione maggiore e maggiormente spalmati lungo la giornata. Questo perché l'utenza #3 è alimentata da due stringhe con esposizioni diametralmente opposte (NE e SO). L'utenza #1, avendo la stringa esposta a SE ha una produzione spostata leggermente verso le ore del mattino mentre l'utenza #2,

avendo la stringa esposta a NO, oltre ad avere un livello di produzione più basso ha il profilo spostato verso le ore pomeridiane.

Affinché la generazione fotovoltaica possa essere interfacciata con la parte AC dell'impianto (rete elettrica e carichi) è necessario prevedere l'installazione di inverter fotovoltaici. I parametri che hanno caratterizzato la scelta di questo componente riguardano sia limiti energetici, in accordo alle stringhe di pannelli fotovoltaici che si installeranno, sia limiti tecnici in quanto si è scelto di prevedere l'acquisto di un inverter che possa funzionare sia in modalità stand alone (sistema in isola, non connesso alla rete) sia in modalità grid connected (sistema connesso alla rete elettrica). Nel caso di funzionamento in stand alone, bisogna prevedere uno schema di collegamento *master-slave* in modo che la regolazione della frequenza funzioni in modo ottimale [11].

4.2.2 DEFINIZIONE DEL CARICO

Il carico elettrico della struttura è un carico prevalentemente diurno e assimilabile a quello di un edificio del settore terziario. Questo perché si tratta di un ambiente ad uso scolastico. Come già anticipato, il carico elettrico si divide in una parte funzionale ed in una parte per il condizionamento. La parte funzionale si riferisce all'utilizzo di dispositivi elettronici e all'illuminazione mentre la parte di condizionamento si riferisce all'alimentazione di pompe di calore. I profili di carico caratteristici di questa struttura sono stati calcolati in precedenti lavori di tesi.

Una prima distinzione può essere fatta tra carichi comuni a tutti i locali e carichi specifici in accordo all'uso dell'ambiente in cui sono inseriti.

Per quanto riguarda i carichi comuni, troviamo:

- Impianto di condizionamento. Costituito da un impianto di ventilazione unico per tutta la struttura e delle pompe di calore presenti in ogni ambiente. L'impianto di condizionamento è in grado di produrre sia riscaldamento, nella stagione invernale, che

raffrescamento, nella stagione estiva. Ogni pompa di calore ha una potenza nominale di 2 kW e un valore di efficienza SCOP di 3,5.

- Illuminazione di base. Costituita da faretti nel locale tecnico e plafoniere negli altri ambienti. L'illuminazione è realizzata tramite tecnologia a LED. Nello specifico, sono presenti tre faretti da 9 W nel locale tecnico, venti plafoniere da 23 W nelle due sale studio e 3 plafoniere da 23 W nella sala controllo.

Per quanto riguarda i carichi specifici invece troviamo:

- Due proiettori da 190 W, uno per ogni sala studio;
- Illuminazione specifica. Prevista per le postazioni studio delle aule studio e della sala controllo, un faretto con tecnologia LED per ogni postazione studio. Nello specifico, sono presenti venti faretti da 9 W per le due sale studio e tre faretti da 9 W per la sala controllo.
- Una presa forza motrice per ogni postazione studio delle sale studio e tre prese di forza motrice destinate alla sala controllo. Ogni presa forza motrice ha un assorbimento stimato di 50 W in fase di avvio dei laptop e 30 W in condizioni di regime.

Data la fase preliminare dello studio, le marche e le specifiche tecniche di ogni componente non sono state ancora scelte ma in queste condizioni si raggiunge un picco massimo di carico 6 kW. A titolo di esempio vengono mostrati dei profili di carico, calcolati a step di 15 minuti, per due giorni significativi dell'anno, il 15 Gennaio per il periodo invernale e il 15 Luglio per il periodo estivo.

FIGURA 4.9 - PROFILI DI CARICO DELLE TRE UTENZE E DELLA MICRO RETE (SOMMA DELLE TRE UTENZE) PER IL 15 GENNAIO

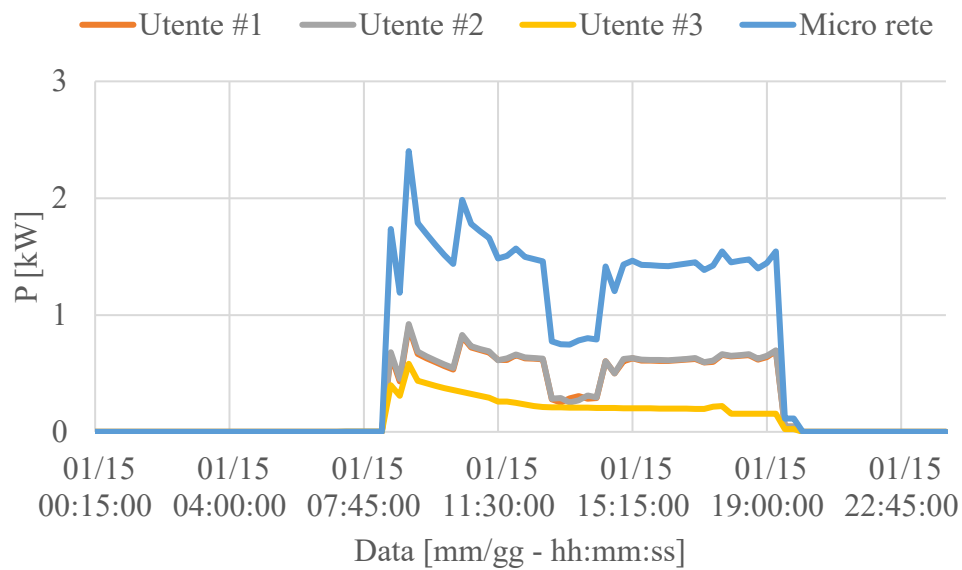
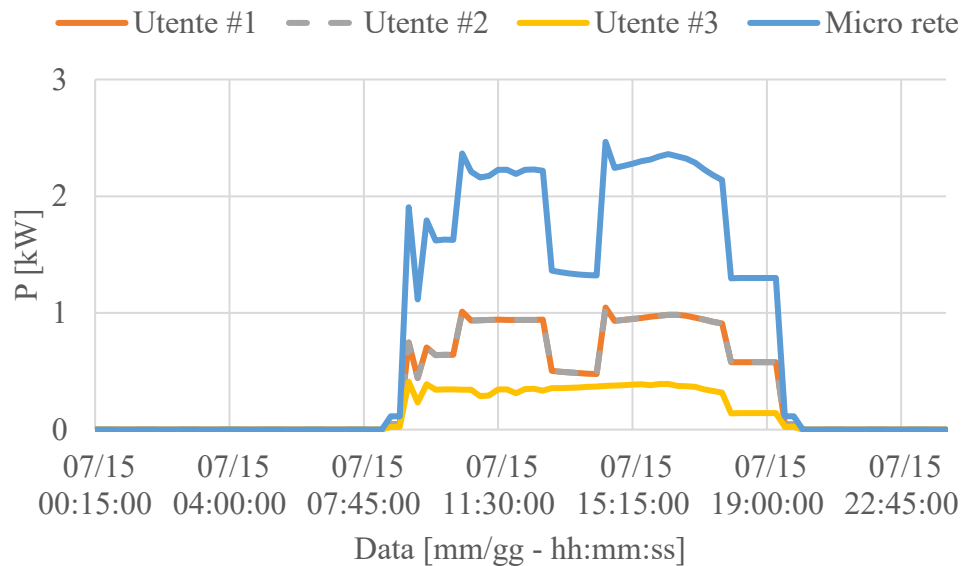


FIGURA 4.10 - PROFILI DI CARICO DELLE TRE UTENZE E DELLA MICRO RETE (SOMMA DELLE TRE UTENZE) PER IL 15 LUGLIO



Come si nota dai grafici della Figura 4.9 e Figura 4.10, i profili di carico delle utenze #1 e #2, corrispondenti alle due sale studio, sono pressoché identici; mentre il profilo di carico dell'utenza #3 ha dei valori di potenza più bassi rispetto agli altri due.

4.2.3 SISTEMA DI ACCUMULO

Per garantire una maggiore autosufficienza energetica del sistema, si è pensato di inserire all'interno dell'impianto di generazione dei sistemi di accumulo. Nel capitolo 8 sono pretesi i risultati numerici sia energetici che economici che derivano dall'inserimento delle batterie nel sistema.

Le batterie che si è scelto di utilizzare sono batterie agli ioni di litio della *Pylontech*, della serie *US2000* [11]. Sono state appositamente scelte in modo da essere integrate nell'inverter del sistema fotovoltaico. In questo modo la gestione di carica e scarica è affidata all'inverter.

4.3 CONNESSIONE TRA LE NANO RETI: LA MICRO RETE

Affinché si possa parlare di comunità energetica, ci devono essere più utenti attivi connessi tra loro. Come descritto precedentemente, le utenze del modulo abitativo pvzen rappresentano delle nano reti con all'interno generazione fotovoltaica. Prevedere la connessione tra queste nano reti quindi significa a tutti gli effetti realizzare una micro-rete.

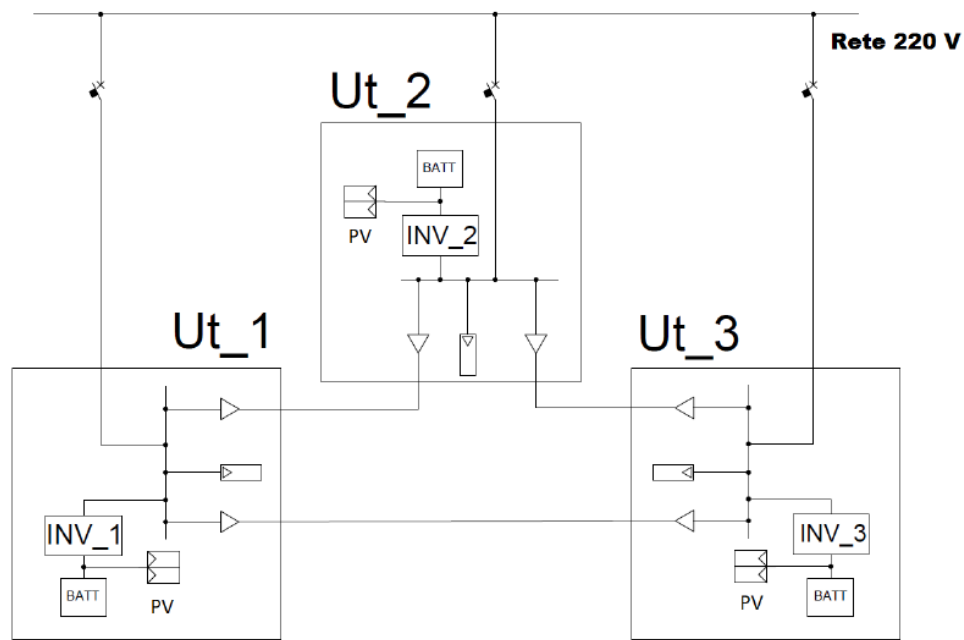


FIGURA 4.11 - SCHEMA ELETTRICO DELLA MICRO RETE CON EVENTUALE CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

4.3.1 CONFIGURAZIONI DEL SISTEMA

Come brevemente anticipato, connettendo le utenze tra loro si può realizzare una micro-rete. Per fare ciò vengono utilizzate delle linee di interconnessione dotate di contattore, in questo modo a seconda dello stato del contattore (aperto o chiuso) la linea risulta aperta o chiusa e si distinguono due configurazioni:

- UtENZE INDIPENDENTI, se i contattori sono aperti e quindi la linea non è attraversata da potenza;
- Micro rete, se i contattori sono chiusi e quindi è possibile lo scambio di potenza tra tutte le utenze del modulo abitativo pvzen.

4.3.1.1 UTENZE INDIPENDENTI

Nel caso di utenze indipendenti, le nano reti non hanno possibilità di scambiare potenza tra di loro. In questo caso ogni modulo deve contare solo sulla

propria generazione, quindi si potrebbero verificare casi in cui il carico non possa essere soddisfatto. Se ciò accadesse, le soluzioni potrebbero essere:

- Chiudere il modulo riferito all'utenza in deficit;
- Modulare il carico in accordo alle previsioni chiudendo un numero limitato di postazioni studio;
- Ricorrere alla rete elettrica per sopperire alle richieste di energia.

Nell'attuale stato del progetto, il funzionamento con utenze indipendenti è previsto esclusivamente in via sperimentale mentre in funzionamento ordinario si ricorre alla rete elettrica come sistema per far fronte alle situazioni di deficit.

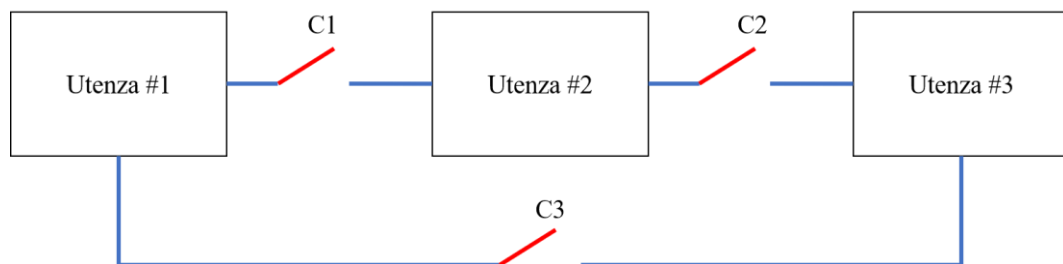


FIGURA 4.12 - CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NEL CASO DI UTENZE INDIPENDENTI, CONTATTORI C1, C2, C3 APERTI

Come si nota anche dalla Figura 4.12, i contattori C1, C2 e C3 vengono lasciati aperti e quindi ogni utenza rappresenta una nano rete indipendente.

4.3.1.2 MICRO RETE

Nel caso di funzionamento in micro-rete, le nano reti hanno possibilità di scambiare potenza tra di loro. Questo è vantaggioso perché nel complesso si riesce a sfruttare maggiormente l'energia generata in loco (da generazione fotovoltaica) con la conseguenza di aumentare l'autosufficienza. Nonostante l'autosufficienza sia più alta, ci potrebbero essere casi in cui non si riesce a far fronte alla richiesta di domanda esclusivamente con la generazione in loco. Anche in questo caso le soluzioni potrebbero essere:

- Chiudere uno o più moduli abitativi della struttura;
- Modulare il carico in accordo alle stime di previsione della generazione fotovoltaica e della capacità di accumulo;
- Ricorrere all’ausilio della rete elettrica per sopperire al deficit di energia.

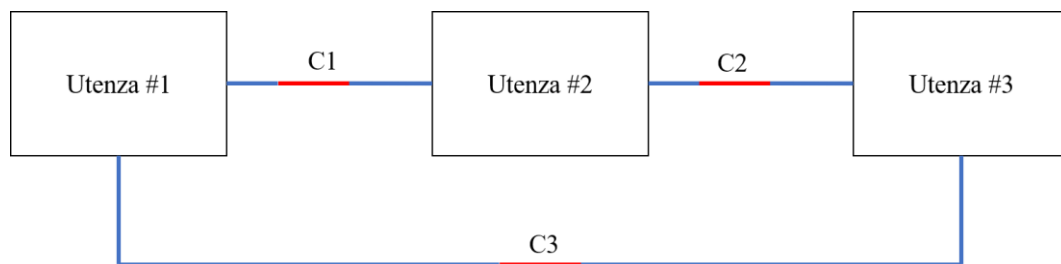


FIGURA 4.13 - CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NEL CASO DI UTENZE CONNESSE IN MICRO RETE (COMUNITÀ ENERGETICA), CONTATTORI C1, C2 E C3 CHIUSI

La Figura 4.13 mostra che i contattori C1, C2 e C3 sono chiusi quindi le utenze possono scambiare potenza tra di loro.

4.3.2 CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

Come già anticipato, la rete elettrica viene sfruttata come elemento di backup. Infatti, nel caso in cui la generazione fotovoltaica e la capacità residua delle batterie non siano sufficienti a coprire le richieste di energia, si ricorre alla rete elettrica come fonte di generazione. Inoltre, allo stato normativo attuale, non è consentito formare delle isole energetiche volontarie quindi è indispensabile avere almeno un punto di connessione alla rete. Di fatti, questo consente anche di aumentare l’affidabilità del sistema in quanto in casi di emergenza o di manutenzione dell’impianto di generazione fotovoltaica, si riuscirebbe comunque a garantire la continuità del servizio.

A questo punto si distinguono due possibilità di funzionamento:

- Utenze indipendenti (Figura 4.14). In questo caso ogni nano rete è connessa alla rete elettrica e gestisce in modo indipendente gli scambi di potenza al suo interno integrando eventualmente la rete elettrica se necessario.
- Comunità energetica (Figura 4.15). Le utenze sono connesse tra loro e scambiano potenza al fine di aumentare l'autosufficienza. Si ricorre alla rete elettrica esclusivamente nel caso in cui il bilancio energetico totale della comunità è negativo. In questo caso si può scegliere se avere un contratto di rete per ogni utenza o se fare uno o più contratti comuni alla micro-rete. La scelta più conveniente nel caso in questione è quella di avere un unico contratto di rete per tutta la comunità energetica (si rimanda al capitolo 8 per i risultati numerici)

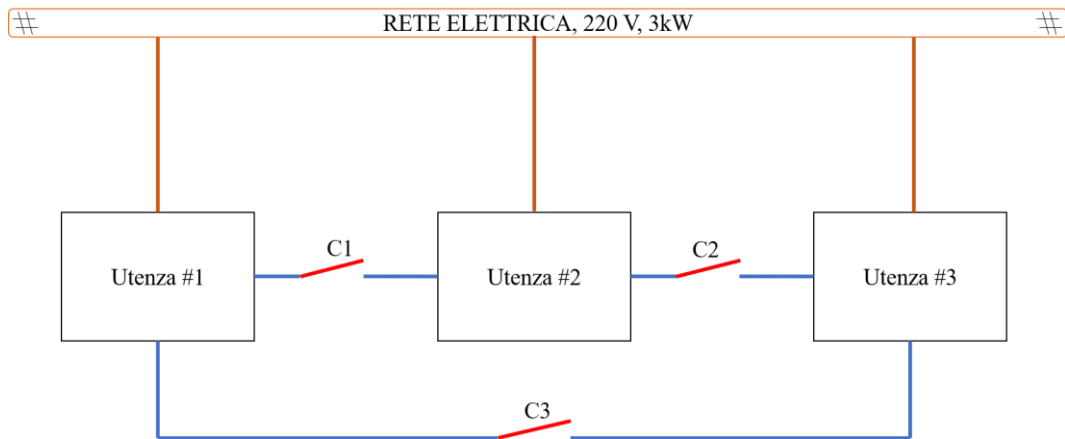


FIGURA 4.14 - CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO, UTENZE INDIPENDENTI (CONTATTORI C1, C2, C3 APERTI), CON CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA PER TUTTE LE UTENZE

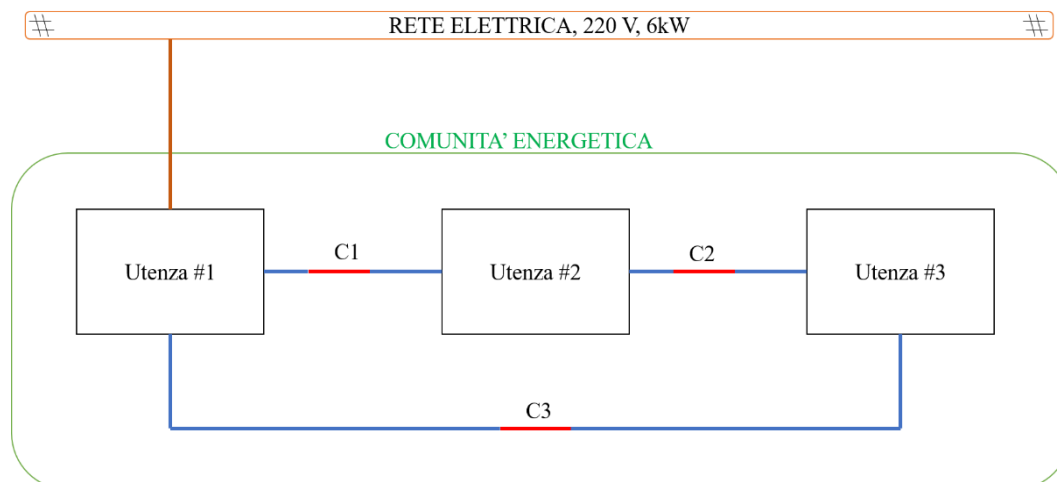


FIGURA 4.15 - CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO, UTENZE CONNESSE IN COMUNITÀ ENERGETICA (CONTATTORI C1, C2, C3 CHIUSI), UNICO PUNTO DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA (CONTRATTO DA 6 kW)

5 REGOLE DI MERCATO E MODELLO ECONOMICO DELLA MICRO RETE

In questo capitolo verranno mostrate le regole di mercato applicate ad una micro-rete. In particolare, si farà riferimento al laboratorio PVZEN costituito da tre nano reti connesse tra loro. La logica sarà basata sull'incrocio delle curve aggregate di domanda e offerta per cui verranno definiti i prezzi di acquisto/vendita delle singole utenze.

Il mercato si articola sostanzialmente in due fasi principali:

- Mercato della nano rete;
- Mercato della micro-rete.

Nella prima viene gestito il mercato interno alla singola utenza. In questa fase, la curva dell'offerta è rappresentata esclusivamente dal generatore fotovoltaico di appartenenza perché si cerca di massimizzare l'autoconsumo. Nella seconda invece si effettua il mercato a livello di micro-rete. In questa fase si soddisfano prima tutti i carichi (rigidi) e successivamente si gestiscono eventuali eccedenze ricorrendo all'ausilio della rete elettrica. Per cui nella curva dell'offerta vengono coinvolti più generatori fotovoltaici ed eventualmente la rete. A questi potrebbe aggiungersi l'accumulo che a seconda dei casi può assumere il ruolo di generatore o di carico.

Le regole di mercato a cui si farà riferimento sono quelle del mercato elettrico nazionale. In particolare, il mercato del giorno prima in cui vengono trattati blocchi orari per il giorno successivo e il mercato infragiornaliero per apportare le modifiche in accordo ai reali livelli di produzione e assorbimento. Trattandosi di uno studio preliminare, in cui verrà valutata la convenienza economica di formare una micro-rete rispetto ad una configurazione tradizionale, ci si sofferma esclusivamente al mercato di previsione in cui si può pensare di sfruttare la capacità di calcolo della nano rete per realizzare un mercato di previsione a step successivi di 15 minuti. Inoltre, si è deciso di attribuire dei prezzi fissi sia per la generazione che per i carichi.

5.1 MERCATO DELLA NANO RETE

Il mercato della nano rete è un mercato che fa riferimento ad una singola utenza, per cui non si considerano le connessioni né con la micro-rete né con la rete elettrica. In questa fase infatti si cerca di massimizzare l'autoconsumo in modo che i prosumer siano in grado di soddisfare il proprio fabbisogno interno. La logica su cui si basa questo mercato è quella dell'incrocio delle curve di domanda e offerta.

Il generatore presente nella nano rete è un generatore fotovoltaico installato sul tetto della struttura della singola utenza. In particolare, verranno installati 2,13 kW per le utenze #1 e #2 (sala studio n°1 e sala studio n°2) e 4,26 kW per l'utenza #3 (sala controllo e locale tecnico). Il carico invece è un carico tipico di un ambiente ad uso universitario, quindi prevalentemente diurno. È quindi composto da un carico di tipo termico (soddisfatto per via elettrica tramite delle pompe di calore/condizionatori), e da un carico elettrico suddiviso in una quota dedicata all'illuminamento e una quota dedicata alle prese di forza motrice a cui verranno collegati prevalentemente laptop.

Si potrebbe anche pensare di non risolvere il mercato interno della nano rete e passare direttamente ad un mercato unico della micro-rete. Ma in questa situazione si avrebbe un peggioramento dal punto di vista dell'autoconsumo in quanto ci potrebbero essere casi in cui l'utenza abbia più convenienza ad acquistare dalla rete piuttosto che da altre utenze [14].

5.1.1 PREZZO DEL FOTOVOLTAICO

La generazione fotovoltaica è lo strumento di generazione di cui sono dotate tutte le utenze del laboratorio PVZEN. Generalmente, nel caso di competizione perfetta, il prezzo di vendita viene calcolato tramite il costo marginale v :

$$v = \frac{dC(p)}{dp} \quad (5.1)$$

dove $C(p)$ rappresenta il costo in funzione della quantità p . Nel caso specifico del fotovoltaico, la funzione costo è data prevalentemente dal costo di investimento per cui è una funzione pressoché costante indipendente dalla quantità. Ne scaturisce che la derivata di una funzione costante è zero quindi si usano delle tecniche alternative per il calcolo del prezzo di vendita che è comunque collegato al costo.

Dato lo stato preliminare su cui si basa l'analisi economica presentata in questo lavoro di tesi, si è scelto di fissare il prezzo di vendita pari al costo medio dell'energia (equazione 5.2). Quindi semplicemente si divide il costo totale dell'impianto, dato dalla somma del costo dei pannelli fotovoltaici e del costo dell'inverter, per l'energia totale prodotta dall'impianto nel suo intero ciclo di vita. In questo modo gli impianti installati nei moduli del pvzen avranno un prezzo di vendita differente e che dipende dalla potenza installata e dall'orientazione dei moduli, caratterizzati quindi da un livello di produzione diverso.

$$v = \frac{C_{tot}}{E_{tot}} \quad (5.2)$$

I livelli di produzione di ogni utenza sono stati ricavati tramite il software PVGIS [15] per il comune di Torino e sono stati ottenuti i seguenti risultati:

- Utenza #1 (potenza installata di 2,13 kW), produzione annua di 2,36 kWh, quindi $E_{tot} = 47220 kWh$;
- Utenza #2 (potenza installata di 2,13 kWh), produzione annua di 1,85 kWh, quindi $E_{tot} = 36960 kWh$;
- Utenza #3 (potenza installata di 4,26 kWh), Produzione annua di 4,45 kWh, quindi $E_{tot} = 89020 kWh$;

Tenendo conto che il costo di ogni pannello fotovoltaico è di 355 € e che il costo del singolo inverter è di 1636 €, si ricava il costo totale dell'impianto C_{tot} di ogni utenza come la somma tra il costo dell'inverter e il costo dei pannelli.

TABELLA 5.1 - COSTO TOTALE DELL'IMPIANTO FV C_{TOT} [€] PER OGNI UTENZA

	Utenza #1	Utenza #2	Utenza #3
N° pannelli [-]	6	6	12
Costo unitario pannello FV [€]	355	355	355
Costo totale Pannelli FV [€]	2130	2130	4260
Costo unitario Inverter [€]	1636	1636	1636
Costo totale C_{tot} [€]	3766	3766	5896

Di conseguenza, tramite l'equazione 5.2, si ricavano i prezzi di vendita (v - [€/kWh]) dell'energia fotovoltaica per ogni utenza:

- Utenza #1, $v = 0,07$ €/kWh;
- Utenza #2, $v = 0,08$ €/kWh;
- Utenza #3, $v = 0,05$ €/kWh.

Si evince che l'utenza #3, che ha un'esposizione migliore rispetto alle altre due, è in grado di vendere la sua energia ad un prezzo più basso.

5.1.2 PREZZO DELLE BATTERIE

Nella costruzione dei moduli del laboratorio pvzen, si prevede l'installazione di sistemi di accumulo. Questo viene fatto sia per aumentarne l'autosufficienza sia per testare situazioni di funzionamento in isola. Dal punto di vista di questo lavoro di tesi viene fatta un'analisi economica anche per capire qual è la taglia ottimale dell'accumulo per garantire maggior risparmio in determinate

condizioni. A tal proposito, è necessario definire un prezzo dell'energia anche per le batterie.

Dato che le batterie possono assumere sia il ruolo di generatore che di carico, bisogna distinguere due prezzi, uno per l'acquisto ed uno per la vendita di energia.

Per quanto riguarda l'acquisto si tiene conto che la batteria è un sistema integrato all'impianto di pannelli fotovoltaici ed inverter, quindi la batteria si ricarica acquistando energia dai pannelli fotovoltaici installati nello stesso modulo. In altre parole, il prezzo di acquisto della batteria è fissato pari al prezzo di vendita del generatore fotovoltaico presente nello stesso modulo. Quindi per le tre utenze si considera un prezzo di acquisto dell'energia pari a:

- Utenza #1, $v_{acq} = 0,07 \text{ €/kWh}$;
- Utenza #2, $v_{acq} = 0,08 \text{ €/kWh}$;
- Utenza #3, $v_{acq} = 0,05 \text{ €/kWh}$.

Per quanto riguarda la vendita dell'energia si fa invece riferimento al metodo del costo dell'energia transata. Ovvero si divide il costo di investimento dell'acquisto del sistema di accumulo per l'energia totale che la batteria potrebbe scambiare durante il suo intero ciclo di vita. In questo modo si tiene conto dei limiti di potenza, dei limiti energetici e del rendimento della batteria. Per ogni modulo di batteria scelto si ha un costo dell'energia transata pari a $0,09 \text{ €/kWh}$ [19]. Questo costo tiene conto esclusivamente dell'investimento e non del costo che la batteria deve affrontare per ricaricarsi. Dato che la batteria acquista energia dai pannelli fotovoltaici installati nello stesso modulo, si ricava il prezzo di vendita delle batterie sommando il costo dell'energia transata al prezzo al prezzo di acquisto del fotovoltaico. Si ottiene quindi per le tre utenze il prezzo di vendita dell'energia delle batterie:

- Utenza #1, $v_{vend} = 0,16 \text{ €/kWh}$;
- Utenza #2, $v_{vend} = 0,17 \text{ €/kWh}$;
- Utenza #3, $v_{vend} = 0,14 \text{ €/kWh}$;

Si nota che il prezzo, in vendita, delle batterie è ancora piuttosto elevato se confrontato con il prezzo di acquisto dell'energia della rete. Le tecnologie attuali riguardanti i sistemi di accumulo stanno facendo grandi passi in avanti ma allo stato dell'arte attuale i costi di investimento relativi a questi sistemi sono piuttosto elevati.

5.1.3 PREZZO DEL CARICO

Il carico elettrico che rappresenta le tre utenze del laboratorio pvzen è un carico prevalentemente diurno, tipico di un ambiente universitario/scolastico. È un carico rigido e quindi deve essere soddisfatto sempre, a prescindere dal prezzo di acquisto. Idealmente, nel mercato elettrico, un carico di questo tipo è disposto a pagare un prezzo infinito per essere soddisfatto. Nella realtà ciò significa che il prezzo di acquisto, ovvero il prezzo a cui il carico è disposto ad acquistare per essere soddisfatto, deve essere superiore a tutti i prezzi di vendita di qualsiasi generatore. Per semplicità è stato impostato un prezzo di acquisto identico per tutte le utenze e pari a 0,8 €/kWh. Questo prezzo è sicuramente maggiore di qualsiasi prezzo di vendita dell'energia per cui garantisce che i carichi vengano sempre soddisfatti all'interno del mercato elettrico.

5.1.4 PREZZO DELLA RETE ELETTRICA

La rete elettrica viene considerata una fonte di generazione ausiliaria nel caso in cui l'energia autogenerata non sia sufficiente a coprire le richieste del carico. Inoltre, avere almeno un punto di connessione con la rete aumenta l'affidabilità del sistema elettrico in quanto si riuscirebbe a dare continuità elettrica anche se la generazione interna avesse dei problemi o delle emergenze.

Nell'ambito di questo progetto sono stati considerati dei contratti di rete per utenze domestiche residenziali perché è la configurazione legislativa che più si avvicina a quella del carico realmente considerato. Si distinguono inoltre due tipi di fornitura, quella a 3 kW e quella a 6 kW. La prima (fornitura a 3 kW) viene presa

in considerazione nel caso vengano richiesti due o tre contratti di rete, mentre la seconda (fornitura a 6 kW) viene presa in considerazione nel caso venga richiesto un unico contratto di rete. Ogni contratto di rete è composto da una componente fissa ed una variabile, applicando le tariffe di maggior tutela in vigore del Servizio Elettrico Nazionale (SEN) [16], si ottiene:

Per il contratto da 3 kW:

- Costo variabile di circa 0,15 €/kWh;
- Costo fisso di 132,3 €/utente/anno;

per il contratto da 6 kW:

- Costo variabile di circa 0,15 €/kWh;
- Costo fisso di 196,4 €/utente/anno.

Infine, la rete elettrica si comporta anche da acquirente nel caso in cui ci sia un surplus di energia. In questo caso è stato utilizzato il prezzo minimo garantito dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici) [17] per la vendita di energia elettrica, per cui il prezzo di vendita alla rete è stato fissato a 0,04 €/kWh.

5.2 MERCATO DELLA MICRO RETE

Il mercato della micro-rete è il mercato che fa riferimento a tutte le utenze tra loro connesse in configurazione di comunità energetica. In questo caso viene utilizzato un mercato di tipo *pool* [8] in cui tutte le utenze hanno possibilità di comunicare tra di loro e formare un unico mercato complessivo. Inoltre, con questo metodo si semplifica il caso in cui non tutte le utenze hanno la connessione alla rete in quanto la rete stessa può essere considerata una nano rete e quindi partecipa al mercato elettrico di tutte le utenze contemporaneamente. Con questo metodo infatti le utenze gestiscono la propria rete di distribuzione e possono pensare di espandersi autonomamente.

In questo tipo di mercato, se il mercato interno della singola utenza è già stato risolto, vengono gestiti tutti gli eventuali surplus o deficit di energia. Se invece

si ha intenzione di realizzare un mercato unico della comunità energetica senza distinguere i diversi mercati interni delle nano reti, vengono gestite tutte le quote di generazione e di carico di ogni utenza. La logica è sempre quella di cercare l'incrocio tra l'aggregato delle curve di domanda e l'aggregato delle curve di offerta con l'obiettivo di cercare la configurazione che massimizza il social surplus. Le quote della generazione fanno parte della curva di domanda e vengono disposte in ordine crescente di prezzo, mentre le quote del carico fanno parte della curva di domanda e vengono disposte in ordine decrescente di prezzo.

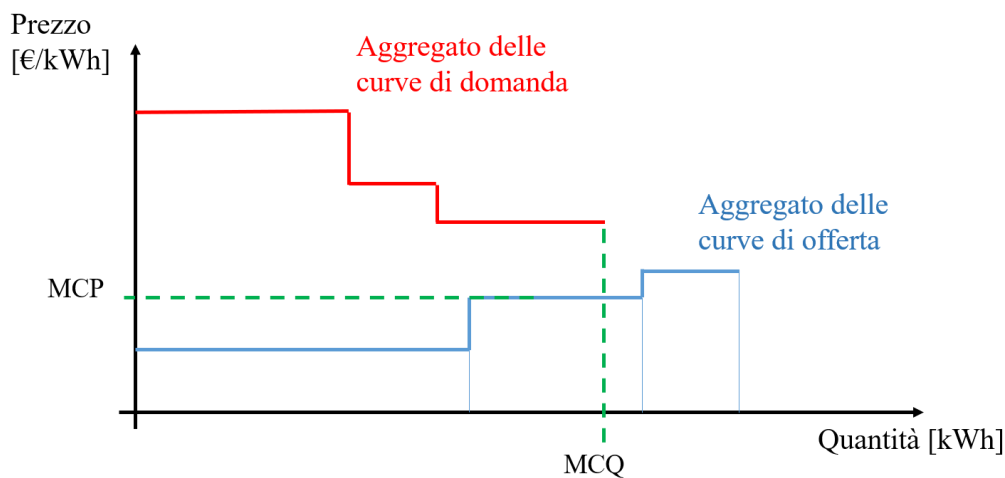


FIGURA 5.1 - ESEMPIO DI AGGREGATO DI CURVE DI DOMANDA ED OFFERTA

Per quanto riguarda la generazione quindi, considerando che l'accumulo assuma il ruolo di generatore, si ha che l'ordine con cui le curve verranno inserite nel mercato è il seguente:

1. FV utenza #3 a 0,05 €/kWh;
2. FV utenza #1 a 0,07 €/kWh;
3. FV utenza #2 a 0,08 €/kWh;
4. Accumulo utenza #3 a 0,14 €/kWh;
5. Rete elettrica configurata come venditore a 0,15 €/kWh;
6. Accumulo utenza #1 a 0,16 €/kWh;
7. Accumulo utenza #2 a 0,17 €/kWh.

Per quanto riguarda il carico invece, considerando che l'accumulo assuma il ruolo di carico, si ha che l'ordine con cui le curve verranno inserite nel mercato è il seguente:

1. Carico utenza #1 a 0,8 €/kWh;
2. Carico utenza #2 a 0,8 €/kWh;
3. Carico utenza #3 a 0,8 €/kWh;
4. Accumulo utenza #1 a 0,09 €/kWh;
5. Accumulo utenza #2 a 0,09 €/kWh;
6. Accumulo utenza #3 a 0,09 €/kWh;
7. Rete elettrica configurata come acquirente a 0,04 €/kWh.

6 REALIZZAZIONE DELL'INTERFACCIA GRAFICA IN AMBIENTE MATLAB PER LA SIMULAZIONE ENERGETICA IN TEMPO REALE DEL SISTEMA

In questo capitolo viene descritto il tool che è stato realizzato per effettuare la simulazione energetica in tempo reale del sistema di nanogrid. È stato utilizzato il noto software MatLab, nello specifico il pacchetto “GUI” (*Graphical User Interface*) che fornisce un controllo di tipo *punta e clicca* nelle applicazioni software, eliminando così la necessità di imparare un nuovo linguaggio.

L'obiettivo è quello di realizzare un tool flessibile ed intuitivo capace di interfacciare l'utente con le diverse configurazioni possibili della microgrid che si vuole studiare o di cui si vuole seguire l'andamento dei flussi di energia.

In particolare, l'interfaccia grafica realizzata nell'ambito di questo lavoro di tesi è stata sviluppata ad hoc per adattarsi al progetto *PVZEN-Lab* precedentemente citato. Allo stesso tempo, una delle prerogative mantenute durante la realizzazione è stata quella di rendere il tool più flessibile possibile in modo da poterlo adattare e usare in diverse configurazioni e con diversi valori di input. Inoltre, è stato scritto in lingua inglese in modo da poter essere fruibile da utenti a livello internazionale. L'unico limite si presenta nel fatto che non possono essere analizzate più di tre nanogrid tra loro interconnesse. Questo perché l'edificio studiato nel progetto PVZEN è suddiviso, elettricamente parlando, in tre moduli indipendenti tra loro che costituiscono quindi tre nanogrid interconnesse a formare una smart microgrid.

Come prima suddivisione, la schermata principale dell'interfaccia grafica può essere scomposta in 5 parti (Figura 6.1):

- 1- Ingressi;
- 2- Schema logico di connessione interattivo;
- 3- Grafici degli andamenti;

4- Risultati;

5- Scheda di aiuto alla simulazione.

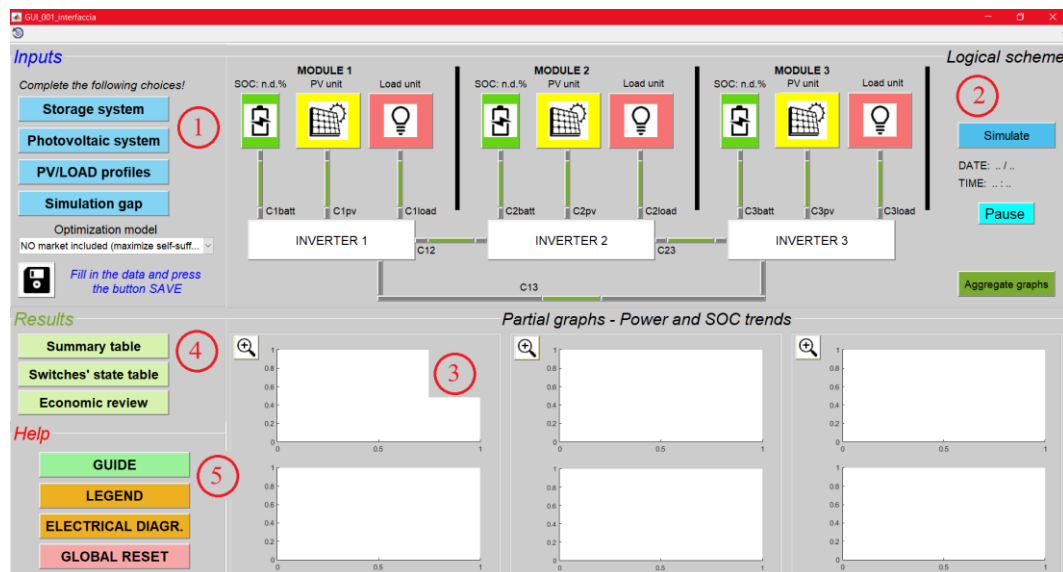


FIGURA 6.1 - SCHERMATA PRINCIPALE DELL'INTERFACCIA GRAFICA

6.1 SCHEDA DEGLI INGRESSI (INPUTS)

La scheda degli ingressi, in alto a sinistra della schermata principale, è dedicata alla definizione di tutte le caratteristiche del sistema elettrico e alla scelta dei criteri e parametri di simulazione.

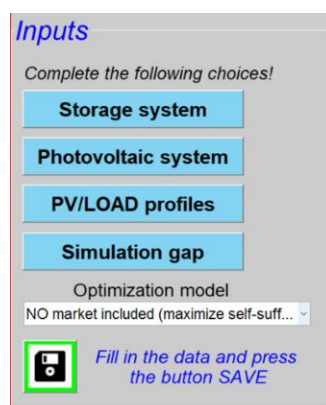


FIGURA 6.2 - SCHEDA DEGLI INGRESSI DELL'INTERFACCIA GRAFICA

Si compone di 4 pulsanti, ognuno dei quali apre una nuova schermata in cui inserire i dati di simulazione, di un menù a tendina per scegliere se includere o meno le regole di mercato nella logica di scambio tra le diverse nanogrid, e di un

tasto di salva (identificato dall'icona del floppy-disc) che serve a confermare le scelte effettuate e proseguire con la simulazione.

6.1.1 SISTEMA DI ACCUMULO (STORAGE SYSTEM)

Premendo il pulsante *storage system* si apre la scheda (Figura 6.3) dedicata alla definizione dei parametri del sistema di accumulo presente nei vari moduli della struttura PVZEN.

Technical features of the storage system		
Capacity of each unit	2.4	[kWh]
Efficiency	0.98	[-]
Minimum state of charge (SOCmin)	20	[%]
Maximum state of charge (SOCmax)	80	[%]
Maximum charging power	2.4	[kW]
Maximum discharging power	2.4	[kW]
Number of installed units - Module 1	2	[-]
Initial SOC of the units of the module	100	[%]
Number of installed units - Module 2	2	[-]
Initial SOC of the units of the module	100	[%]
Number of installed units - Module 3	2	[-]
Initial SOC of the units of the module	100	[%]

Buttons: Import data, Save, Clean

FIGURA 6.3 - SCHEDA PER LE CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO DELL'INTERFACCIA GRAFICA

I parametri possono essere importati automaticamente (pulsante *import data*) da un file di testo opportunamente precompilato o settati manualmente dall'utente. I parametri che possono essere impostati sono in ordine:

- Capacità energetica in kWh di ogni unità di accumulo;
- Efficienza della singola unità di accumulo;
- Stato di carica minimo di ogni unità;
- Stato di carica massimo di ogni unità;
- Limite di potenza in carica di ogni unità;
- Limite di potenza in scarica di ogni unità;
- Numero di unità installate nel modulo 1 (sala studio 1);

- Stato di carica iniziale delle batterie installate nel modulo 1;
- Numero di unità installate nel modulo 2 (sala studio 2);
- Stato di carica iniziale delle batterie installate nel modulo 2;
- Numero di unità installate nel modulo 3 (Locale tecnico);
- Stato di carica iniziale delle batterie installate nel modulo 3.

Infine, dopo aver impostato tutti i valori desiderati bisogna premere il pulsante *salva* per confermare le scelte e trasmettere al sistema le scelte effettuate.

6.1.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO (PHOTOVOLTAIC SYSTEM)

Premendo il pulsante *photovoltaic system* si apre la scheda dedicata alla definizione delle caratteristiche dell'impianto fotovoltaico. Anche quest'ultimo è suddiviso in 3 parti, ognuno appartenente ad un modulo dell'edificio.

Technical features of the PV system		
Nominal power of each panel	355	[W]
N° of installed panels - Module 1	6	[-]
N° of installed panels - Module 2	10	[-]
N° of installed panels - Module 3	6	[-]

Buttons: Import data, Save, Clean

FIGURA 6.4 - SCHEDA DELLE CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELL'INTERFACCIA GRAFICA

In questo caso i parametri che si possono impostare sono la potenza nominale di ogni pannello e il numero di pannelli installati per ogni modulo della struttura. Analogamente al sistema di accumulo i dati possono essere inseriti manualmente oppure automaticamente importando i dati da un file di testo.

6.1.3 PROFILI DI GENERAZIONE E CARICO (PV/LOAD PROFILES)

Premendo il pulsante *PV/LOAD Profiles* si apre la scheda dedicata ai profili di generazione, ai profili di carico e alle caratteristiche di connessione di ogni nanogrid.

FIGURA 6.5 - SCHEDA DEI PROFILI DI GENERAZIONE E DI CARICO DELL'INTERFACCIA GRAFICA

Nello specifico, per quanto riguarda i profili di generazione e carico, dopo averli caricati tramite gli appositi pulsanti *PV profile* e *LOAD profile* (devono essere dei file di testo) bisogna impostare, nella scheda *Range*, l'intervallo di tempo per cui sono stati scritti i profili e il valore, in minuti, dello step che intercorre tra un dato e il successivo.

Successivamente si ha la possibilità di scegliere, per ogni modulo, lo stato delle connessioni della nanogrid (presenza o meno di fotovoltaico, batterie e carico), della microgrid (connessione delle nanogrid tra loro) e della rete tradizionale (contratto di rete attivo o disattivo). Per ogni scelta c'è un menù a tendina nel quale si può scegliere se la connessione è presente o meno. Alla fine, bisogna premere il pulsante di salva per confermare le scelte.

6.1.4 INTERVALLO DI SIMULAZIONE (SIMULATION GAP)

Premendo il pulsante *Simulation gap* si apre la scheda dedicata alla scelta dell'intervallo che si intende simulare e di cui si vogliono avere i risultati.

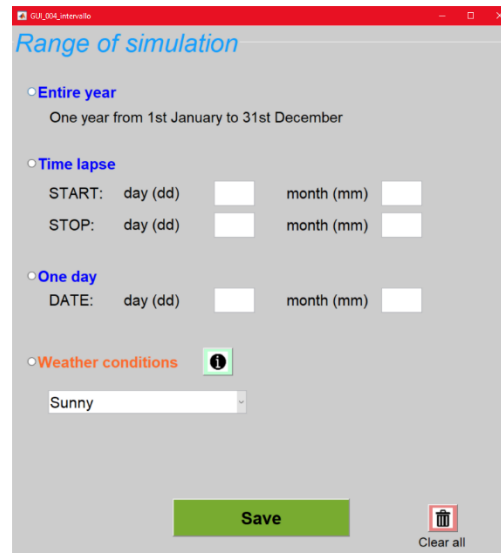


FIGURA 6.6 - SCHEDA DELL'INTERVALLO DI SIMULAZIONE DELL'INTERFACCIA GRAFICA

Le possibili scelte sono 4:

- 1- Intero anno: il programma simulerà il funzionamento della microgrid per un intero anno (i file dei profili di carico devono essere compatibili a questa scelta). In questo caso la maggior parte delle interazioni grafiche presenti nella schermata principale sono disattivate. Verranno mostrati solo i grafici degli andamenti di potenza di generazione e carico e dello stato di carica delle batterie;
- 2- Intervallo: in questo caso bisogna impostare una data di inizio e una data di fine. Il procedimento è analogo all'anno intero;
- 3- Giorno unico: in questo caso bisogna impostare un'unica data e il programma simula unicamente la giornata in questione. Contrariamente ai casi precedenti, tutte le interazioni grafiche sono attive e quindi si riesce a capire in tempo reale, oltre l'andamento dei grafici, lo stato dei contattori e l'avanzamento della simulazione;

- 4- Condizioni meteo: in questo caso non si imposta nessun giorno ma il programma a seconda delle condizioni meteo per le quali si vuole eseguire una simulazione, soleggiato, parzialmente nuvoloso o nuvoloso, cerca tra i profili di generazione un giorno corrispondente a tale condizione. Il confronto viene eseguito calcolando il livello di irradianza (G - [W/m^2]), per cui un giorno si può definire: soleggiato se $G > 700 \text{ W}/\text{m}^2$, parzialmente nuvoloso se G è compreso tra 500 e 700 W/m^2 , nuvoloso se $G < 500 \text{ W}/\text{m}^2$.

6.2 SCHEDA DELLO SCHEMA LOGICO

La scheda dello schema logico, in alto a destra, è principalmente una scheda grafica. Infatti, in questa scheda è rappresentato lo schema elettrico dell'impianto. Sono presenti 3 moduli, ognuno dei quali è composto da: batteria, generatore fotovoltaico, carico, linee di connessione ed eventualmente la rete esterna. Tra le linee di connessione, 3 di queste per ogni modulo sono dedicate alle connessioni interne della nanogrid e cioè batteria-inverter, generatore fotovoltaico-inverter, carico-inverter, mentre le restanti 3 sono dedicate alle interconnessioni delle nanogrid tra loro all'interno della microgrid e cioè linea 1-2, linea 1-3 e linea 2-3. Su ogni linea è presente un contattore che se risulta chiuso e quindi attraversato da energia assume un colore verde. Inoltre, ogni contattore è identificato dalla sigla C_{ij} dove i pedici "i" e "j" indicano il punto di partenza e di arrivo della linea (es. C_{12} è il contattore della linea che collega tra loro modulo 1 e modulo 2).

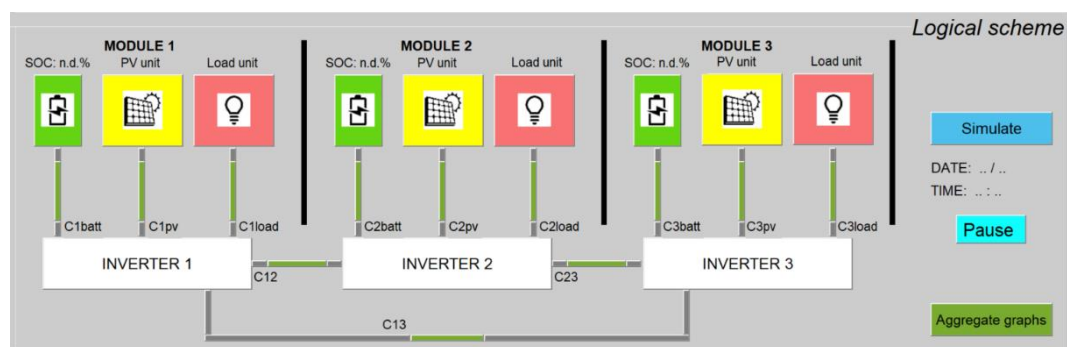


FIGURA 6.7 - SCHEDA DELLO SCHEMA LOGICO DELL'INTERFACCIA GRAFICA

Infine, sulla parte destra della scheda sono presenti l'interruttore per far partire la simulazione (*Simulate*), l'indicazione di data e ora, il pulsante per mettere in pausa la simulazione e il pulsante dei grafici aggregati (*aggregate graphs*) che se premuto apre una nuova scheda in cui vengono mostrati i grafici, andamento di potenza di generazione e carico e stato di carica delle batterie, del sistema nel suo complesso.

6.3 SCHEDA DEI GRAFICI PARZIALI

Questa scheda è dedicata alla visualizzazione in tempo reale dei grafici parziali e cioè riferiti a ciascun modulo. Per ogni modulo vengono rappresentati due grafici, uno relativo agli andamenti di potenza del generatore fotovoltaico e del carico e uno relativo allo stato di carica (SOC – *State Of Charge*) del sistema di accumulo. Per ogni grafico è inoltre possibile premere il tasto di zoom per visualizzarne una versione ingrandita in modo da concentrarsi su un modulo per volta.

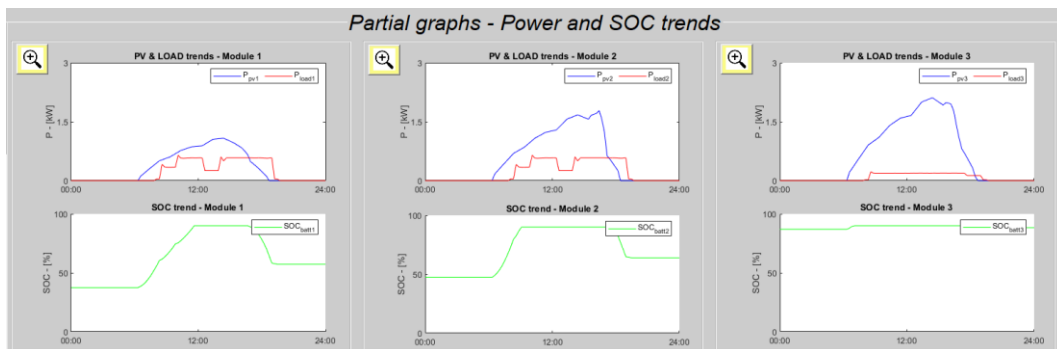


FIGURA 6.8 - SCHEDA DEI GRAFICI PARZIALI DELL'INTERFACCIA GRAFICA

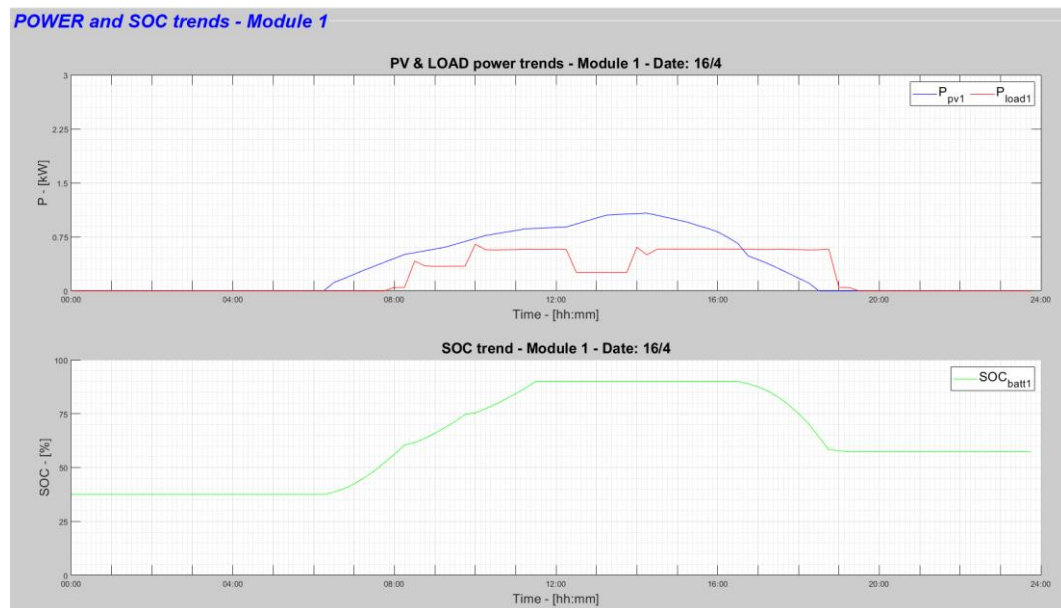


FIGURA 6.9 - ZOOM DEL GRAFICO PARZIALE DEL MODULO 1 DELL'INTERFACCIA GRAFICA

6.4 SCHEDA DEI RISULTATI

Questa scheda è dedicata ai risultati numerici della simulazione.

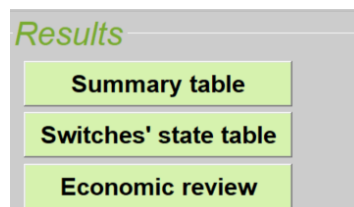


FIGURA 6.10 - SCHEDA DEI RISULTATI DI SIMULAZIONE DELL'INTERFACCIA GRAFICA

Nello specifico, è costituita da 3 pulsanti ognuno dei quali fornisce un tipo di risultato. I pulsanti sono: tabella di riepilogo (*summary table*), tabella degli stati (*Switches' state table*) ed analisi economica (*Economic review*).

Premendo il pulsante della tabella di riepilogo viene creato un file Excel chiamato *riepilogo.xlsx* in cui sono presenti i dati dei bilanci finali sia di ogni singola utenza che della micro-rete nel suo complesso. Tra questi troviamo:

- Energia prodotta dal fotovoltaico espressa in kWh;
- Energia assorbita dal carico espressa in kWh;
- Energia immessa (venduta) in rete espressa in kWh;

- Energia assorbita (acquistata) dalla rete espressa in kWh;
- Autosufficienza espressa in percentuale.

Inoltre, in alto a sinistra della tabella di riepilogo viene specificato se la configurazione simulata include o meno le regole di mercato. Infatti, se le regole di mercato non sono incluse la simulazione punta a massimizzare l'autosufficienza e quindi non ci sono limiti economici sulle linee di scambio.

TABELLA 6.1 - ESEMPIO DI TABELLA DI RIEPILOGO DEI RISULTATI DI SIMULAZIONE

Configurazione senza regole di mercato	Sala studio #1	Sala studio #2	Locale tecnico e sala controllo	Microrete
En_FV [kWh]	2,36	1,85	4,45	8,66
En_CARICO [kWh]	1,62	1,63	0,62	3,87
En_Immessa RETE [kWh]	1,2	0,82	3,75	5,77
En_Assorbita RETE [kWh]	0,47	0,60	0,021	1,09
Autosufficienza [%]	71	63	98	72

Premendo il pulsante della tabella degli stati viene creato un file Excel con lo stato dei contattori ad ogni step che il programma esegue. Ogni contattore è identificato da una sigla del tipo Cij dove i pedici “i” e “j” indicano il punto di partenza e di arrivo della linea su cui è presente il contattore (es. C1pv è il contattore che collega l’inverter #1 con i moduli fotovoltaici dell’utenza #1). Lo stato del contattore può assumere i valori:

- 1, se il contattore è chiuso e attraversato da energia nella direzione $i \rightarrow j$;
- 0, se il contattore è aperto;

- -1, se il contattore è chiuso e attraversato da energia nella direzione $j \rightarrow i$.

Lo scopo principale di questa tabella è capire il comportamento dei flussi di energia per ogni intervallo ma potrebbe essere interfacciata con dei PLC in modo da variare in tempo reale lo stato dei contattori di collegamento delle linee.

Infine, premendo il tasto dell'analisi economica viene realizzata una tabella in cui vengono indicati i bilanci economici annuali espressi in [€/anno] sia delle singole utenze sia della micro-rete. Nello specifico vengono calcolati:

- Spesa;
- Profitto;
- Spesa netta, dato dalla differenza tra spesa e profitto;
- Costo in configurazione tradizionale, costo che l'utenza avrebbe se non avesse generazione fotovoltaica e fosse connesso alla rete con contratto da 3 kW;
- Costo in configurazione smart, dato dalla somma della spesa netta e dei costi fissi (investimento e/o oneri finanziari);
- Risparmio, dato dalla differenza tra costo in configurazione tradizionale e costo in configurazione smart (un risparmio positivo indica che la configurazione smart è vantaggiosa dal punto di vista economico rispetto alla configurazione tradizionale).

TABELLA 6.2 - ESEMPIO DI TABELLA DEI RISULTATI DELL'ANALISI ECONOMICA (ECONOMIC REVIEW) NEL CASO DI UN CONTRATTO DI RETE DA 6 kW, GENERAZIONE FOTOVOLTAICA E ACCUMULO DA 4,8 kWh

	Utenza #1	Utenza #2	Utenza #3	Micro rete
Spesa [€/anno]	178	179	91	448
Profitto [€/anno]	146	113	343	602
Spesa netta (Spesa – Profitto) [€/anno]	32	66	-252	-154
Costo configurazione tradizionale [€/anno]	379	379	227	985
Costo configurazione smart [€/anno]	255	289	235	779
Risparmio [€/anno]	124	90	-8	206

6.5 SCHEDA DEGLI AUSILIARI

In questa scheda sono contenute delle informazioni che possono essere di aiuto al corretto svolgimento della simulazione.

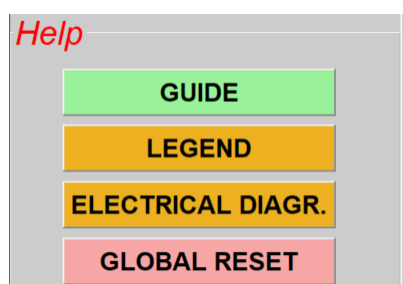


FIGURA 6.11 - SCHEDA DI AIUTO DELL'INTERFACCIA GRAFICA

In particolare, sono presenti:

- Una guida descrittiva in cui sono elencati i passaggi standard da seguire per effettuare una simulazione;
- Una legenda in cui vengono descritti i contattori dello schema logico;

- Uno schema elettrico unifilare in cui è rappresentato lo schema elettrico di collegamento reale delle tre utenze che saranno presenti nell'edificio PVZEN;
- Un tasto di reset utile ad eliminare tutti i dati della simulazione in modo da poter rifare altre simulazioni con parametri diversi.

6.6 LOGICA DI FUNZIONAMENTO

La logica di funzionamento si articola in tre fasi principali:

1. Acquisizione degli input;
2. Calcolo e simulazione in tempo reale degli scambi energetici;
3. Scrittura dei risultati numerici.

Il primo step è quello di acquisire tutti gli ingressi che vengono definiti nella scheda degli input. Dopo aver salvato le scelte ed aver premuto il tasto *simula*, l'algoritmo inizia ad analizzare i dati e il primo passo è quello di capire se si è in una situazione di equilibrio, di surplus o di deficit. Si calcola quindi l'energia richiesta ($En_Richiesta$), nell'intervallo prestabilito, come differenza tra l'energia prodotta dai generatori fotovoltaici (En_fv) e l'energia assorbita dal carico (En_load) in quell'intervallo. Se la differenza è positiva significa che c'è un surplus di energia, se è uguale a zero si è in una situazione di equilibrio in cui l'energia prodotta è uguale all'energia assorbita, e se è negativa significa che c'è un deficit di energia.

Nel primo caso, se c'è un surplus di energia, il surplus può essere sia immesso in rete sia usato per caricare le batterie. Se l'obiettivo è quello di massimizzare l'autosufficienza si cerca di immagazzinare il più possibile nella batteria, in accordo ai limiti di potenza e di energia (relativo allo stato di carica attuale della batteria) in carica, e il resto viene immesso in rete.

Nel secondo caso, se c'è equilibrio energetico, né la rete né le batterie rientrano negli scambi energetici dell'intervallo considerato.

Nel terzo caso, se c'è deficit di energia, il “buco” energetico può essere coperto sia dalle batterie che dalla rete. Per massimizzare l'autosufficienza si cerca di sfruttare il più possibile l'energia delle batterie perché essendo ricaricate solo dai generatori fotovoltaici rappresentano anch'esse una fonte rinnovabile di energia. Questo viene fatto sempre in accordo allo stato di carica dell'accumulo (limite energetico) e al limite di potenza in scarica. L'eventuale quota di energia restante viene prelevata dalla rete elettrica.

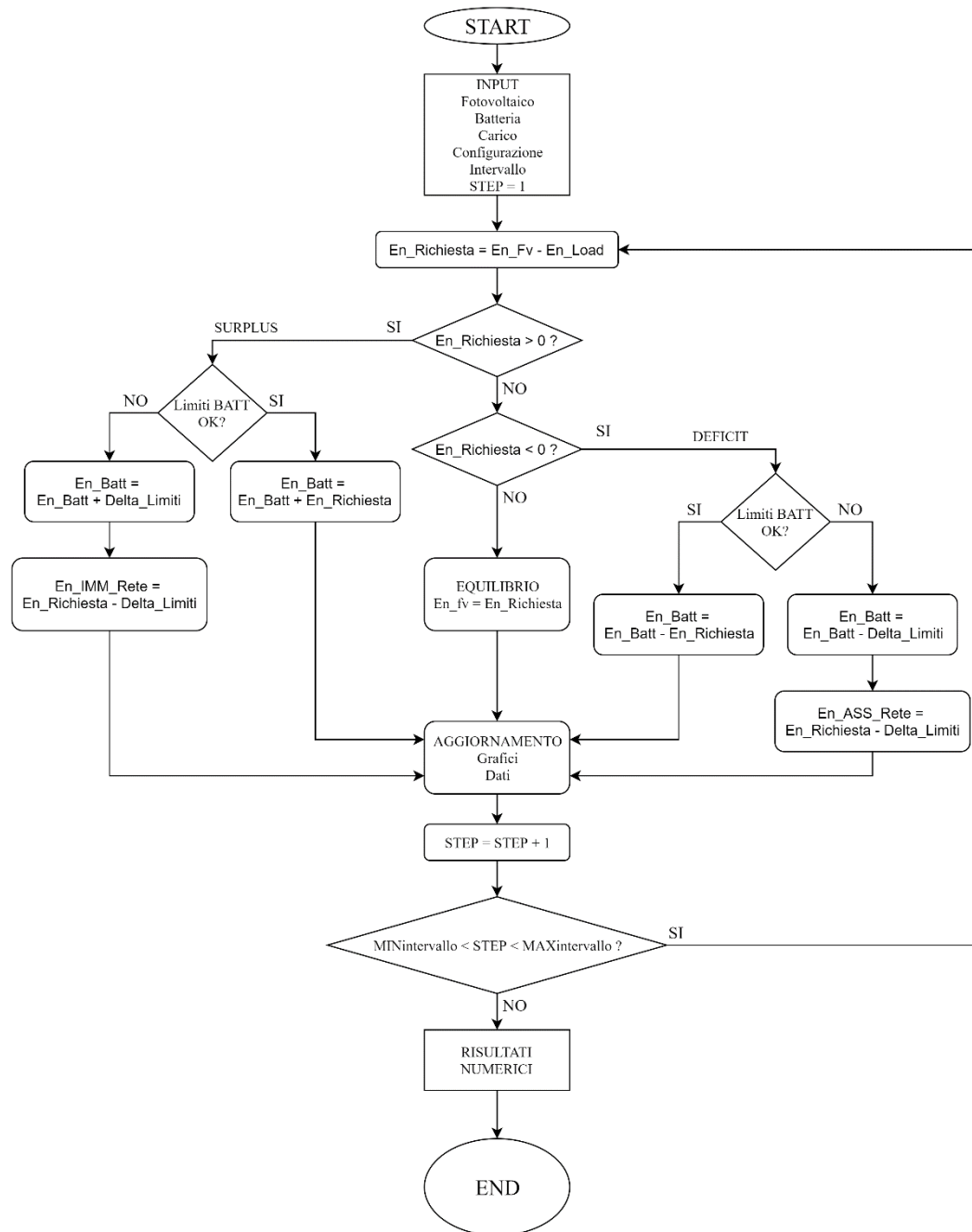
Nel caso invece in cui vengano inserite le regole di mercato non è detto che ci sia sempre convenienza a caricare/scaricare le batterie piuttosto che vendere/acquistare dalla rete. Per cui l'analisi viene fatta caso per caso ed è l'oggetto del software di simulazione che esegue l'analisi di mercato che verrà presentato nel prossimo capitolo.

Successivamente, dopo aver calcolato tutti gli scambi energetici, vengono aggiornati i grafici e le animazioni, se presenti, dell'interfaccia grafica. Questo permette di avere un riscontro in tempo reale dei flussi di energia e dello stato dei contattori.

A questo punto i dati vengono aggiornati, la variabile *STEP*, che tiene conto del numero di iterazioni, viene incrementata di uno e se non si è a fine intervallo si esegue nuovamente la simulazione energetica dell'intervallo successivo.

Infine, quando tutti gli intervalli sono stati analizzati, vengono calcolati i risultati numerici finali che si trovano nella scheda dei risultati dell'interfaccia grafica.

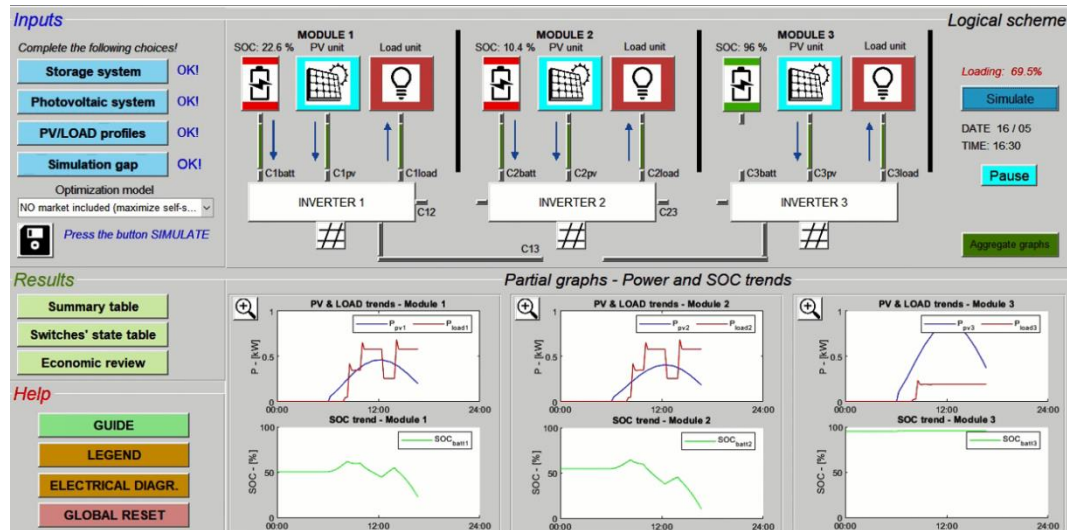
FIGURA 6.12 – DIAGRAMMA DI FLUSSO DELLA LOGICA DI FUNZIONAMENTO DEL SOFTWARE DI SIMULAZIONE



6.7 ESEMPIO DI RISULTATI

Durante l'esecuzione della simulazione, l'interfaccia grafica assume l'aspetto mostrato in Figura 6.13:

FIGURA 6.13 - ESEMPIO DI INTERFACCIA GRAFICA DURANTE LA SIMULAZIONE DEL 16 MAGGIO



Eseguito la simulazione su un unico giorno, è possibile seguire in tempo reale la direzione dei flussi energetici, lo stato dei contattori e gli andamenti della potenza, di generazione e carico, e dello stato di carica delle batterie. Nel caso di simulazioni più lunghe, le animazioni non vengono mostrate in tempo reale altrimenti il tempo di esecuzione sarebbe troppo lungo ma vengono mostrati esclusivamente i grafici a fine intervallo.

7 SVILUPPO DEL SOFTWARE IN AMBIENTE MATLAB PER LA SIMULAZIONE DEL MERCATO DELLA MICRO RETE

In questo capitolo verrà descritto il software che è stato realizzato parallelamente all'interfaccia grafica. L'algoritmo sarà in grado di acquisire in input le caratteristiche del sistema e fornire in output la soluzione ottimale del mercato giornaliero, ovvero quella che massimizza il social surplus [8] della giornata. L'algoritmo verrà ripetuto in un ciclo che simula un anno intero in modo da calcolare, a fine anno, i bilanci di profitto e di spesa e quindi di risparmio (rispetto alla situazione classica di utenti tradizionali) di ogni nano rete e della micro-rete nel suo complesso vista come comunità energetica.

Nello specifico, il tool è stato utilizzato per realizzare un'analisi di mercato nei diversi scenari possibili all'interno del laboratorio PVZEN di cui ne fa parte questo lavoro di tesi. Di conseguenza verranno prese in considerazione le configurazioni delle tre utenze di cui è composto l'edificio:

- Sala studio n° 1;
- Sala studio n° 2;
- Locale tecnico e sala controllo (unica utenza).

Tuttavia, il software ha una struttura flessibile per cui può essere usato anche per configurazioni diverse; come ad esempio aumentare il numero di nano reti, implementare altri tipi di generatori come gruppi elettrogeni o inserire carichi intelligenti come colonnine di ricarica di veicoli elettrici.

L'algoritmo si articola in tre fasi principali:

- 1- Soluzione del mercato della micro-rete, in cui è compreso il mercato interno della nano rete;
- 2- Vendita dell'energia eccedente alla rete esterna;
- 3- Calcolo dei bilanci economici annuali.

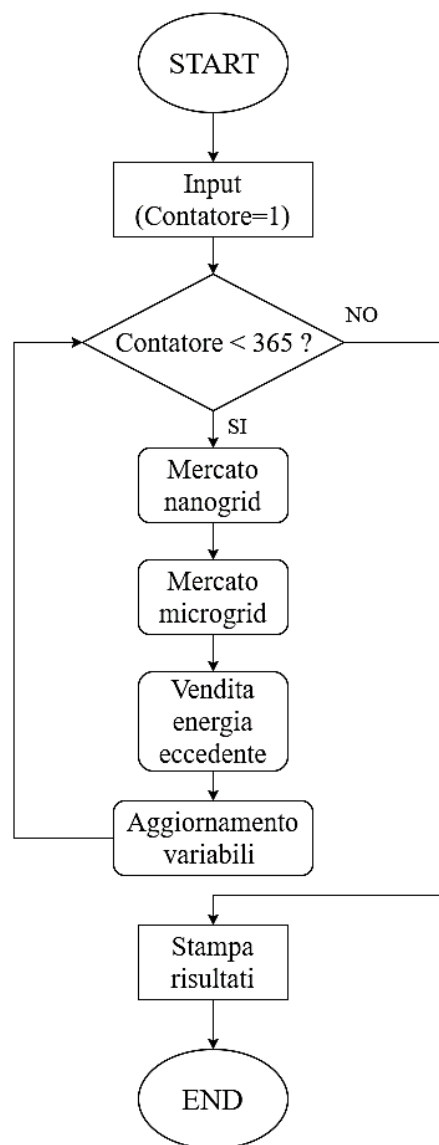


FIGURA 7.1 - DIAGRAMMA DI FLUSSO DELL'ALGORITMO DI SIMULAZIONE

Il ciclo, identificato dalla variabile *contatore*, viene eseguito 365 volte e corrisponde a 365 giorni. Le funzioni svolte all'interno di questo ciclo vengono a loro volta eseguite tante volte quante sono gli step considerati in una giornata (gli step vengono ricavati da una stringa contenente gli orari dei campionamenti definiti in una variabile di nome *array_tempo*). Se quindi considerassimo step di un'ora ci saranno 24 iterazioni per ogni giorno, ognuna delle quali fornisce la soluzione ottimale del mercato.

7.1 INPUT

Il software, per poter funzionare correttamente, ha bisogno di sei file di ingresso se non si considerano i carichi intelligenti, altrimenti bisogna aggiungere e modificare anche il file *input_smart_load*. Dato che nell'ambito del progetto PVZEN non sono presenti carichi intelligenti si farà riferimento al caso standard con 6 ingressi però non si esclude la possibilità in futuro di poter collegare diversi tipi di carico e quindi considerare di conseguenza anche il settimo ingresso relativo appunto ai carichi intelligenti.

In questo caso quindi il file *input_smart_load* è semplicemente costituito da una matrice vuota mentre se lo si volesse utilizzare bisogna compilare la matrice che è di dimensioni " $N_{sl} \times 6$ " dove N_{sl} corrisponde al numero di smart load presenti. La prima colonna è dedicata alla potenza del carico, la seconda al prezzo iniziale (i carichi intelligenti variano il proprio prezzo di acquisto in modo da essere sempre gli ultimi carichi ad essere serviti dal mercato), la terza al numero della nanogrid di appartenenza, la quarta al flag relativo alla frazionabilità del carico (1 se frazionabile, 0 se deve essere servito completamente), la quinta all'incremento di prezzo di acquisto per ogni step che passa e la sesta all'orario entro il quale il carico diventa rigido.

Gli altri sei file di ingresso sono:

- *Array_tempo.m*
- *Generatori.m*
- *Carichi.m*
- *Rete_e_accumulo.m*
- *Costofisso.xlsx*
- *Costonormale.xlsx*

I primi quattro sono delle funzioni di MatLab ed eseguono degli script ad ogni step mentre gli ultimi due sono delle cartelle di Excel nelle quali sono contenuti

dei prezzi che vengono caricati solo a fine ciclo e servono per calcolare i bilanci economici di fine anno.

Il file *array_tempo* è dedicato alla definizione degli intervalli di tempo da prendere in considerazione, in particolare bisogna definire un vettore che contiene gli orari dei campionamenti. Ad esempio, per una giornata con intervalli di tempo di 1 ora bisogna inserire semplicemente un vettore *time*= [0; 1; ...; 21; 22; 23].

Nella funzione *generatori.m* bisogna definire tutte le fonti di energia, sia nel caso di generatori appartenenti alla nano rete sia appartenenti alla rete. L'obiettivo è quello di realizzare una matrice di dimensioni " $N_g \times 5$ " dove N_g rappresenta il numero di generatori. Nello specifico caso di studio è stato realizzato un ciclo che automaticamente carica delle matrici contenenti i profili di generazione degli impianti fotovoltaici e li riordina in modo opportuno per ottenere la matrice precedentemente citata. In particolare i dati devono essere ordinati in modo che nella prima colonna sia presente l'ora, nella seconda il valore di potenza erogabile in quell'ora espresso in kW, nella terza il prezzo di vendita espresso in €/kWh, nella quarta il numero della nano rete di appartenenza e nella quinta un flag che indica se il generatore fa parte dell'utente e quindi della nano rete o se fa parte dell'ente distributore (0 se appartiene alla nano rete, 1 se appartiene alla rete del distributore). Nel caso il generatore sia appunto la rete elettrica esterna, essendo la potenza erogabile costante nel tempo, non serve definire tante righe quanti sono gli intervalli in un giorno ma basta inserire nella prima colonna la scritta *inf* al posto dell'ora e il software interpreta che quel generatore è in grado di fornire lo stesso livello di potenza a tutte le ore. Inoltre, si considera di default che la potenza fornita sia frazionabile in quanto nella soluzione del mercato non è detto che tutta la potenza generata venga assorbita dai carichi della micro-rete.

La funzione *carichi.m* è analoga, dal punto di vista del funzionamento, a quella dei generatori. Anche in questo caso quindi vengono caricate delle matrici contenenti dei profili di carico e i dati vengono opportunamente riordinati per creare una matrice di dimensioni " $N_l \times 5$ " dove N_l indica il numero dei carichi. L'unica differenza è nella quinta colonna. In questo caso il flag dell'ultima colonna serve ad indicare se il carico è frazionabile o meno, se il carico è rigido bisogna impostare

il valore 0 mentre se è possibile soddisfarlo anche solo in parte bisogna impostare il valore 1.

Il file *rete_e_accumulo.m* viene utilizzato sia per definire lo stato delle connessioni tra le nano reti sia per definire l'accumulo. Le connessioni all'interno della singola nano rete non vengono considerate perché usando il modello zonale del mercato si assume che non ci sia congestione all'interno della nano rete stessa, ovvero quest'ultima viene considerata semplicemente come un nodo. Quindi per rappresentare la struttura della rete bisogna definire una matrice avente dimensioni " $N_{lines} \times 4$ " dove N_{lines} indica il numero di linee di connessione della micro-rete. Le prime due colonne indicano le nano reti che vengono connesse dalla linea in questione mentre le ultime due contengono i vincoli, in termini energetici, della congestione sia un verso che nell'altro. Quindi ad esempio una riga " $L = [1 \ 2 \ 6 \ 3]$ " indica che la linea collega le nano reti numero 1 e numero 2 e nella direzione da 1 a 2 possono transitare massimo 6 kW di potenza mentre nella direzione da 2 a 1 possono transitare massimo 3 kW. Successivamente bisogna definire le configurazioni dell'accumulo. In questo caso si definisce una matrice avente dimensioni " $N_a \times 8$ " dove N_a indica il numero dei sistemi di accumulo. La prima colonna serve ad indicare un indice progressivo per ordinare gli accumuli, la seconda è riservata all'energia massima immagazzinabile nell'accumulo espressa in kWh, nella terza si indica la capacità della batteria ad inizio simulazione sempre espressa in kWh, nella quarta e quinta rispettivamente la potenza massima di scarica e la potenza massima in carica espresse in kW, nella sesta il prezzo di vendita dell'energia dato dalla somma del prezzo di acquisto e del costo dell'energia transata, nella settima il prezzo di acquisto che nel caso in questione corrisponde al prezzo del fotovoltaico perché è l'unico generatore della nano rete e infine nell'ottava colonna si indica il numero della nano rete di appartenenza.

Nel file *costofisso.xlsx* sono inseriti i costi fissi che riguardano ogni nano rete e sono espressi in €/anno. Comprendono i costi di investimento sostenuti per l'impianto fotovoltaico e per il sistema di accumulo ed eventuali costi fissi dovuti al contratto di rete. Questi valori devono essere inseriti in ordine numerico in accordo con il numero della nano rete di riferimento. Ad esempio, nella prima riga viene inserito il costo fisso sostenuto in un anno della nano rete numero 1, nella

seconda quello sostenuto dalla nano rete numero 2 e così via. Il costo da attribuire ad ogni utenza è unico e quindi bisogna considerare la somma di tutte le spese fisse sostenute dall'utente in questione. A fine anno il programma somma questi valori alle spese dovute all'energia acquistata da ogni nano rete per ricavare i bilanci economici finali.

Il file *costonormale.xlsx* ha una struttura analoga a quella dei costi fissi infatti ad ogni riga corrisponde un valore riferito al numero della nano rete uguale al numero della riga. In questo caso però il costo fa riferimento al costo che l'utente dovrebbe affrontare se fosse un utente normale, ovvero semplicemente connesso alla rete tradizionale senza nessun generatore o sistema di accumulo interno. In questo modo a fine anno viene ricavato anche il valore di risparmio economico espresso in €/anno che un utente smart effettua rispetto alla configurazione di utente tradizionale.

7.2 SOLUZIONE DEL MERCATO DELLA MICRO RETE

A questo punto del programma, l'algoritmo ha già acquisito tutti gli input e si accinge a costruire le curve di domanda ed offerta per ogni intervallo.

Prima di fare ciò però bisogna capire che ruolo assume l'accumulo all'interno del mercato. Infatti, un accumulo, a seconda del suo stato di carica, può essere considerato un carico o un generatore. Se il suo stato di carica, indicato con SOC (*State Of Charge*), è massimo ($SOC = SOC_{max}$) allora viene considerato come generatore, se invece il suo stato di carica è minimo ($SOC = SOC_{min}$) viene considerato come carico. Nei casi intermedi in cui lo stato di carica è compreso tra il minimo ed il massimo, l'accumulo viene considerato come carico se l'energia generata dai pannelli fotovoltaici (P_{pv}) è superiore all'energia assorbita dal carico (P_{load}); viceversa se quella assorbita dal carico è maggiore di quella generata dai pannelli fotovoltaici, l'accumulo viene considerato come generatore. In entrambi i casi la sua quota di energia viene considerata frazionabile all'interno del mercato. Inoltre, la quota di energia che viene attribuita all'accumulo è valutata anche in base ai limiti di potenza ed energia in carica e scarica. Dividendo l'energia attribuibile

all'accumulo per l'intervallo di tempo considerato si ottiene il livello di potenza richiesto o ceduto all'accumulo; se questo livello non è compatibile con i limiti allora si forza il valore di potenza richiesta o ceduta al valore dei limiti di potenza in scarica o in carica.

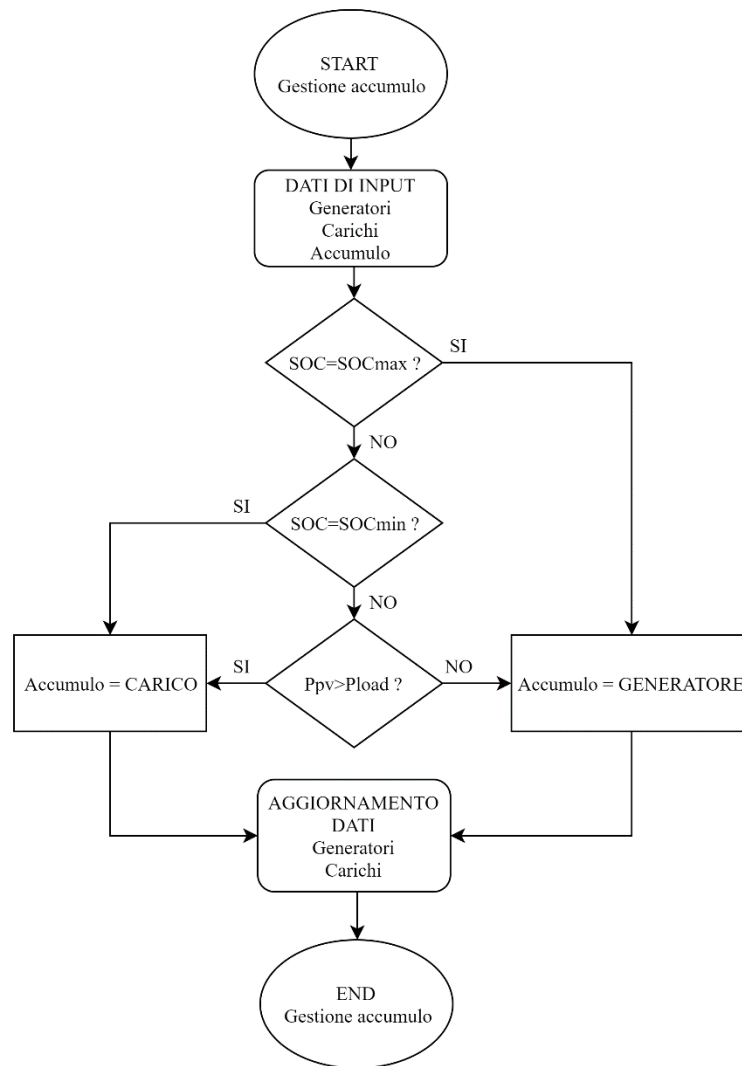


FIGURA 7.2 - DIAGRAMMA DI FLUSSO PER LA GESTIONE DEL RUOLO DELL'ACCUMULO

Dopo aver valutato il ruolo dell'accumulo, si aggiornano i dati dei generatori e dei carichi e si procede con la soluzione del mercato. La funzione che esegue questa operazione si chiama *microgrid.m* e al suo interno vengono calcolate tutte le transazioni con i relativi indici economici. Il metodo con cui questa funzione risolve il mercato è basato sulle regole del mercato del giorno prima e quindi sull'incrocio delle curve aggregate di domanda e offerta [8]. Le curve di offerta vengono disposte in ordine crescente rispetto al prezzo di vendita in modo da

sfruttare prima le risorse meno costose mentre le curve di domanda vengono disposte in ordine decrescente rispetto al prezzo che sono disposte a pagare in modo che vengano soddisfatti prima i carichi che sono disposti a pagare di più. In realtà, nel caso studiato tutti i carichi presenti sono rigidi e quindi potenzialmente sarebbero disposti a pagare qualsiasi prezzo; per semplicità è stato impostato un prezzo di acquisto unico, per tutti i carichi, di 0,8 €/kWh che è sempre superiore a qualsiasi fonte di generazione per cui saranno sicuramente serviti.

Per risolvere il mercato si cerca sempre la soluzione che massimizza il social surplus tenendo conto dei vincoli di rete, infatti per tener conto di eventuali congestioni si utilizza il modello zonale in cui ogni nano rete è vista come un nodo all'interno del quale non ci può essere congestione. La soluzione ottimale viene ricavata tramite un metodo enumerativo che esegue un calcolo di tutte le soluzioni possibili e ne ricava quella con il valore di social surplus massimo. Questo metodo risolutivo è efficace perché ci sono un numero ridotto di utenze e quindi il numero di casi possibili è accettabile. Quando la soluzione ottimale è stata trovata, si estrapolano i valori delle transazioni e si ottengono il MCP (*Market Clearing Price*) e il MCQ (*Market Clearing Quantity*) che rappresentano rispettivamente il prezzo di mercato e la quantità scambiata nel mercato.

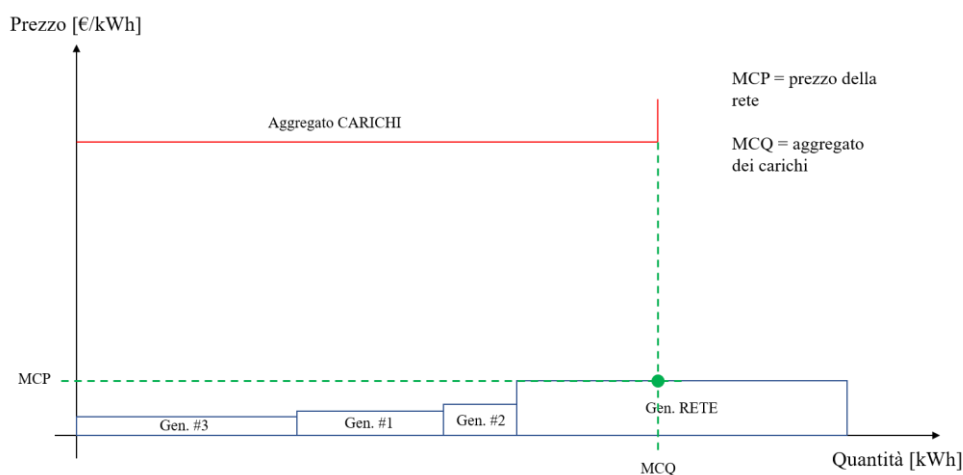


FIGURA 7.3 - ESEMPIO DI INCROCIO DI CURVE DI DOMANDA E OFFERTA NEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA

A fine giornata, si aggiornano i dati dei generatori dei carichi e dell'accumulo in modo da simulare un nuovo giorno.

7.3 VENDITA DELL'ENERGIA ECCEDENTE

In questa fase si entra solo nel caso in cui si ha energia residua inutilizzata dai carichi, sia rigidi che sistemi di accumulo configurati come carichi, e nel caso in cui sia presente almeno un contratto di rete. Infatti, si ha la possibilità di vendere questa energia residua direttamente al distributore. Quindi in questa fase la rete si configura come un carico che impone il prezzo di acquisto in quanto l'energia residua deve essere venduta a qualsiasi prezzo altrimenti andrebbe sprecata.

La funzione che si occupa di questa parte si chiama *vendita_distributore.m*.

7.4 CASI STUDIATI

Come precedentemente citato, questo software è stato utilizzato per studiare diverse configurazioni riguardanti il progetto PVZEN. Quindi sono state considerate tre nano reti ognuna delle quali costituita da generatore fotovoltaico e sistema di accumulo. Per capire quali sono le configurazioni possibili si distinguono diverse possibilità che caratterizzano ogni utenza:

- Presenza o meno del contratto di rete;
- Tipologia del contratto di rete, 3 kW o 6 kW;
- Funzionamento in isola o connesso alla micro-rete (comunità energetica);
- Diverse capacità di accumulo o assenza di accumulo.

Si assume inoltre che ogni nano rete abbia sempre il generatore fotovoltaico connesso a meno di guasti o situazioni particolari.

Le configurazioni possibili analizzate sono le seguenti:

- Caso 1.1: tutti gli utenti isolati sia tra loro che dalla rete, con accumulo per ogni utente;



FIGURA 7.4 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 1.1

- Caso 1.2: tutti gli utenti isolati sia tra loro che dalla rete, senza possibilità di accumulo;

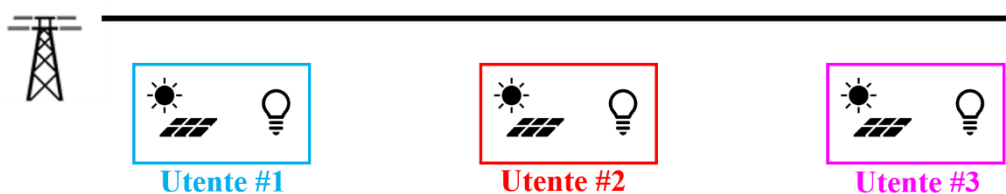


FIGURA 7.5 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 1.2

- Caso 2.1: utenti isolati dalla rete ma connessi tra loro, con accumulo per ogni utente;

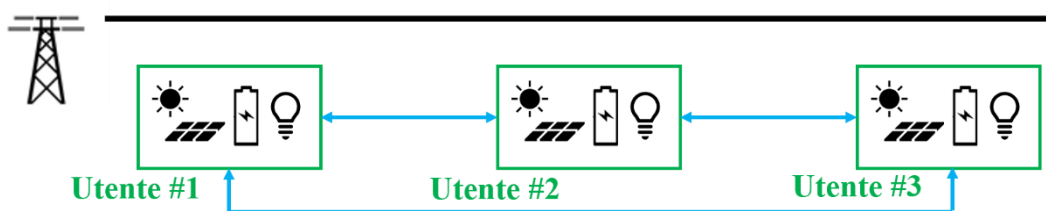


FIGURA 7.6 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 2.1

- Caso 2.2: utenti isolati dalla rete ma connessi tra loro, senza possibilità di accumulo;

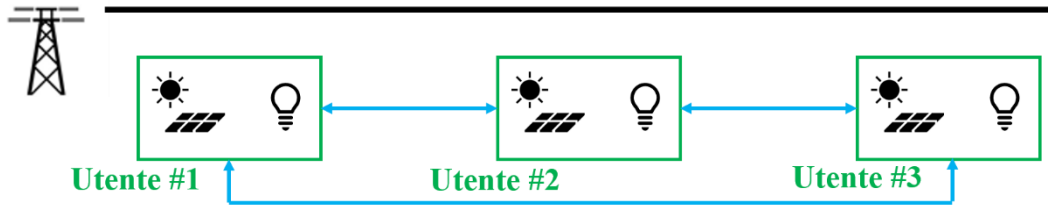


FIGURA 7.7 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 2.2

- Caso 3.1.1: utenti connessi tra loro, utente 1 con contratto di rete da 6 kW, con possibilità di accumulo;

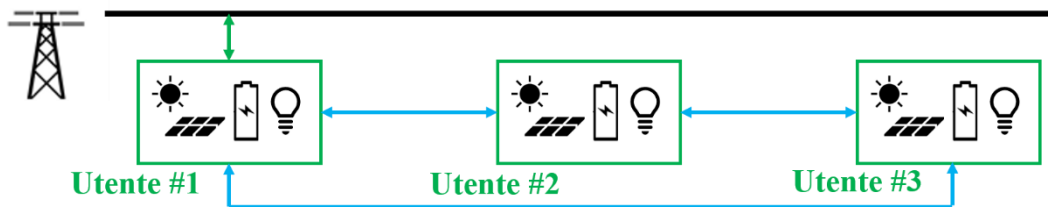


FIGURA 7.8 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.1.1

- Caso 3.1.2: utenti connessi tra loro, utente 1 con contratto di rete da 6 kW, senza possibilità di accumulo;

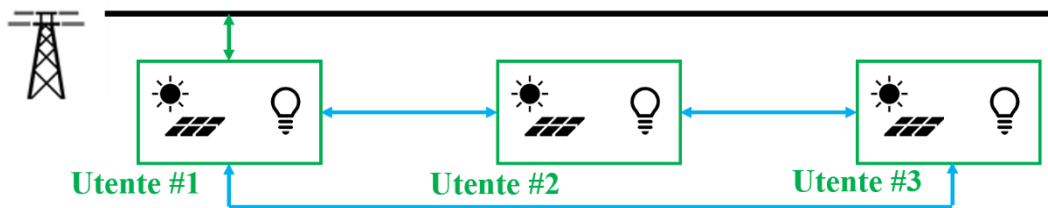


FIGURA 7.9 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.1.2

- Caso 3.2.1: utenti connessi tra loro, utente 2 con contratto di rete da 6 kW, con possibilità di accumulo;

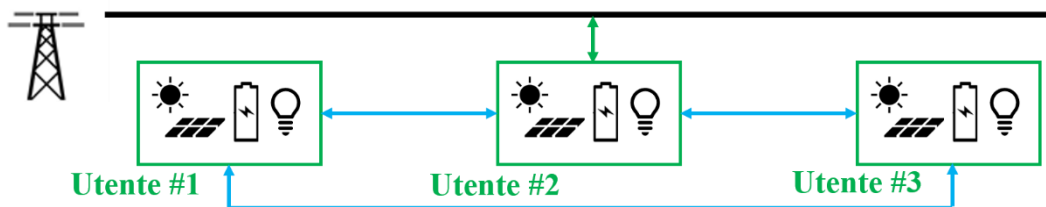


FIGURA 7.10 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.2.1

- Caso 3.2.2: utenti connessi tra loro, utente 2 con contratto di rete da 6 kW, senza possibilità di accumulo;

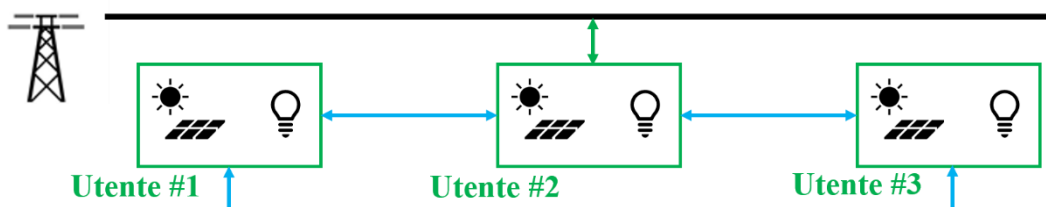


FIGURA 7.11 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.2.2

- Caso 3.3.1: utenti connessi tra loro, utente 3 con contratto di rete da 6 kW, con possibilità di accumulo;

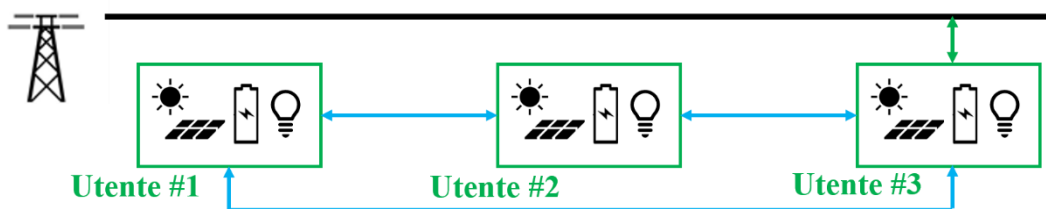


FIGURA 7.12 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.3.1

- Caso 3.3.2: utenti connessi tra loro, utente 3 con contratto di rete da 6 kW, senza possibilità di accumulo;

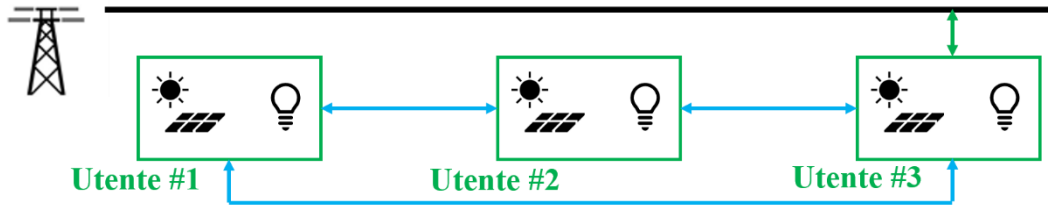


FIGURA 7.13 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.3.2

- Caso 4.1.1: utenti connessi tra loro, utente 1 e utente 2 con contratto di rete da 3 kW, con possibilità di accumulo;

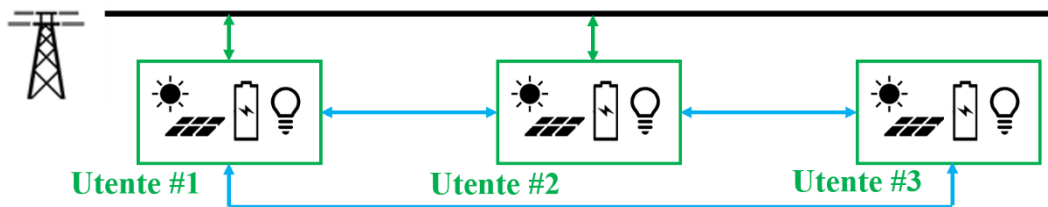


FIGURA 7.14 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.1.1

- Caso 4.1.2: utenti connessi tra loro, utente 1 e utente 2 con contratto di rete da 3 kW, senza possibilità di accumulo;

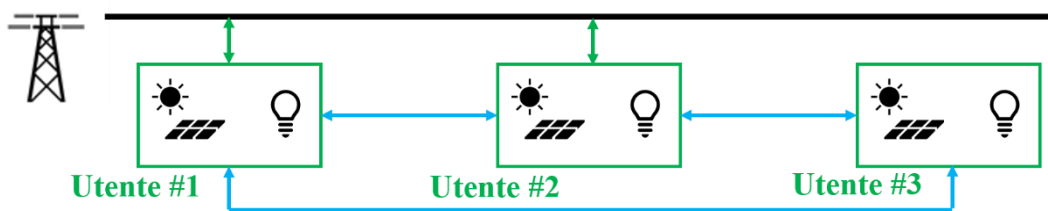


FIGURA 7.15 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.1.2

- Caso 4.2.1: utenti connessi tra loro, utente 1 e utente 3 con contratto di rete da 3 kW, con possibilità di accumulo;

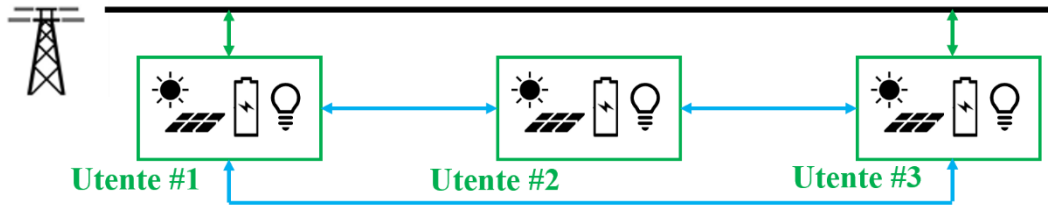


FIGURA 7.16 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.2.1

- Caso 4.2.2: utenti connessi tra loro, utente 1 e utente 3 con contratto di rete da 3 kW, senza possibilità di accumulo;

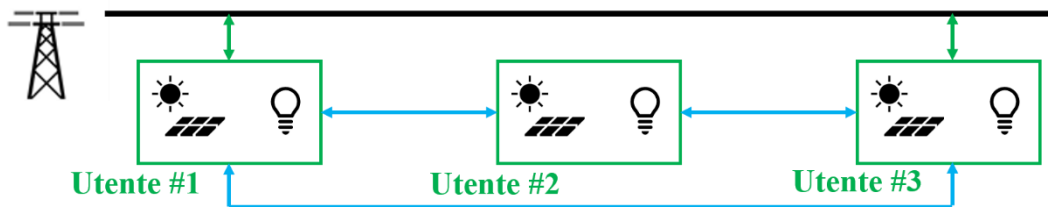


FIGURA 7.17 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.2.2

- Caso 4.3.1: utenti connessi tra loro, utente 2 e utente 3 con contratto di rete da 3 kW, con possibilità di accumulo;

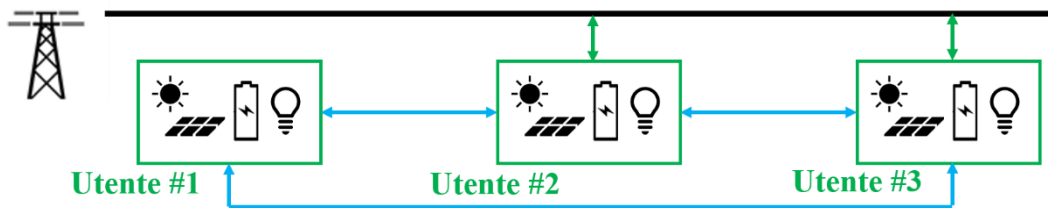


FIGURA 7.18 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.3.1

- Caso 4.3.2: utenti connessi tra loro, utente 2 e utente 3 con contratto di rete da 3 kW, senza possibilità di accumulo;

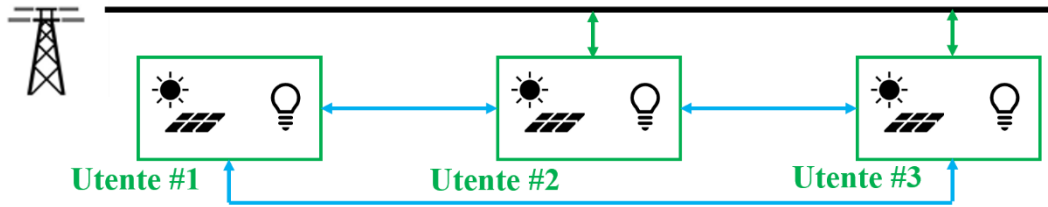


FIGURA 7.19 - CONFIGURAZIONE UTENTI 4.3.2

- Caso 5.5.1: utenti connessi tra loro, tutti gli utenti con contratto di rete da 3 kW, con possibilità di accumulo;

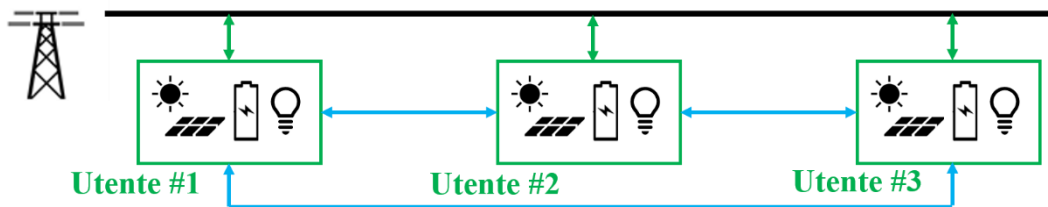


FIGURA 7.20 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 5.5.1

- Caso 5.5.2: utenti connessi tra loro, tutti gli utenti con contratto di rete da 3 kW, senza possibilità di accumulo;

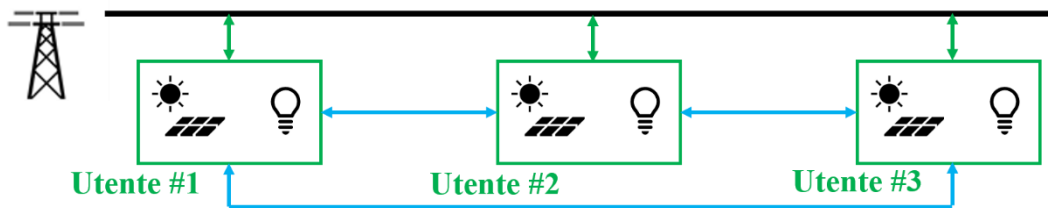


FIGURA 7.21 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 5.5.2

- Caso 6.6.6: tutti gli utenti isolati tra loro, tutti gli utenti con contratto di rete da 3 kW, senza possibilità di accumulo.

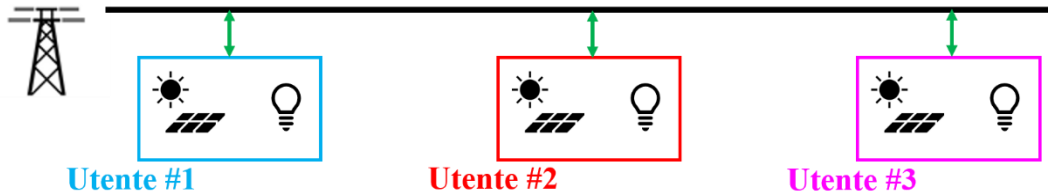


FIGURA 7.22 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 6.6.6

Per tutti questi casi sono stati valutati la spesa, il profitto e di conseguenza il risparmio economico riferiti sia alla singola utenza che alla comunità energetica nel suo complesso al fine di valutare la configurazione più efficiente dal punto di vista economico ed energetico (in termini di autosufficienza). Quest'ultimo parametro assume un'importanza rilevante in quanto per classificare un edificio come nZEB (Nearly zero energy building), obiettivo del progetto PVZEN, ci deve essere una quota significativa di energia autoprodotta da fonti rinnovabili e consumata in loco. Per il caso in questione il limite minimo è di 75 % di autosufficienza.

Si rimanda al capitolo successivo per valutare i risultati di maggiore interesse.

8 RISULTATI

In questo capitolo verranno mostrati i risultati di maggiore interesse ottenuti dalle simulazioni energetico/economiche effettuate utilizzando i tool realizzati nel corso di questo lavoro di tesi. Le simulazioni, si suddividono in quattro scenari che differiscono per la configurazione sia della singola utenza sia delle interconnessioni con le altre utenze. L'analisi è stata applicata al caso studio del progetto PVZEN-Lab per cui gli utenti sono:

- Utente #1, sala studio n° 1;
- Utente #2, sala studio n° 2;
- Utente #3, locale tecnico e sala controllo.

La logica che ha caratterizzato il tipo di analisi da seguire tiene conto di due parametri:

- Autosufficienza (A_{self}). Il valore minimo di autosufficienza accettabile è stato fissato al 75% (valore ragionevolmente superiore a quello fissato dalla normativa [5]);
- Costo annuo complessivo della micro-rete (C_{tot}). Il valore massimo accettabile di spesa annua per la micro-rete è stato fissato a 985 €/anno che corrisponde al costo annuo nel caso in cui si avessero utenze tradizionali. Prendendo come riferimento il caso tradizionale si può calcolare il risparmio annuo della micro-rete (R_{tot}) che si avrebbe rispetto a tale configurazione, per cui la condizione è quella di avere un risparmio positivo e maggiore del 15% (corrisponde ad un valore di risparmio piuttosto ragionevole). Per avere un'idea più generale della convenienza economica verrà calcolato, rispetto al caso di utenze tradizionali, il risparmio percentuale della micro-rete (R) di tutte le configurazioni analizzate.

Il filo logico che è stato seguito per svolgere le simulazioni si articola in quattro fasi e si basa sul calcolo del costo annuo sia per le singole utenze che per la micro-rete. Ad ogni fase si confrontano due configurazioni diverse, quella più conveniente dal punto di vista economico passa alla fase successiva e viene confrontata a sua volta con un'ulteriore configurazione. Alla fine delle quattro fasi, i valori di costo annuo (della micro-rete) ottenuti, associati ai valori percentuali di risparmio e autosufficienza corrispondenti, verranno confrontati con i limiti di accettabilità al fine di scegliere la configurazione ottimale. Le fasi analizzate sono le seguenti:

- A. Confronto tra configurazione tradizionale e configurazione con generazione fotovoltaica, con tutti gli utenti aventi contratto di rete (da 3 kW), senza interconnessione tra le utenze e senza possibilità di accumulo;

A – Prosumers indipendenti

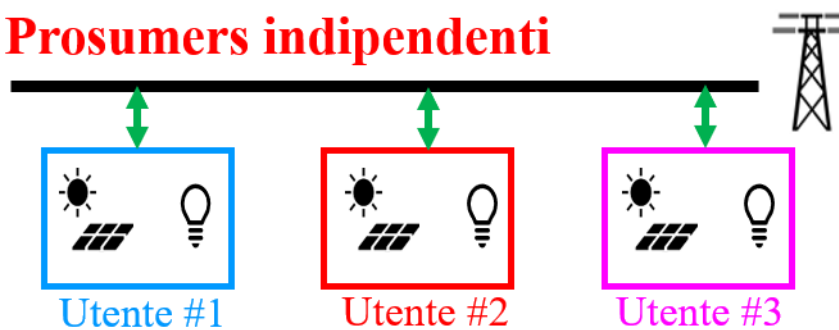


FIGURA 8.1 - SISTEMA ELETTRICO, CONFIGURAZIONE A

- B. Confronto tra configurazione senza interconnessione tra le utenze e configurazione con interconnessione tra le utenze in modo da formare la micro-rete, con utenti con generazione fotovoltaica, con contratto di rete da 3 kW per tutti e senza possibilità di accumulo;

B – Prosumers in micro rete

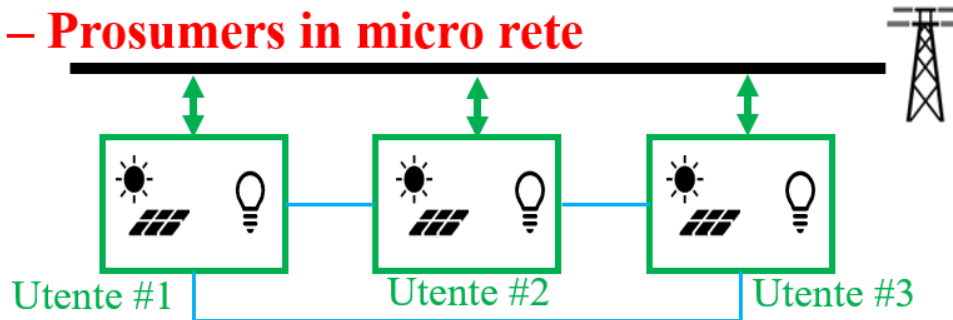


FIGURA 8.2 - SISTEMA ELETTRICO, CONFIGURAZIONE B

- C. Confronto tra micro-rete con tutti gli utenti aventi contratto di rete da 3 kW, micro-rete con due utenti connessi alla rete con contratto da 3 kW e micro-rete con un unico utente connesso alla rete con contratto da 6 kW, con generazione fotovoltaica per tutti e senza possibilità di accumulo;

C – Prosumers in micro rete con 1 contratto di rete da 6 kW

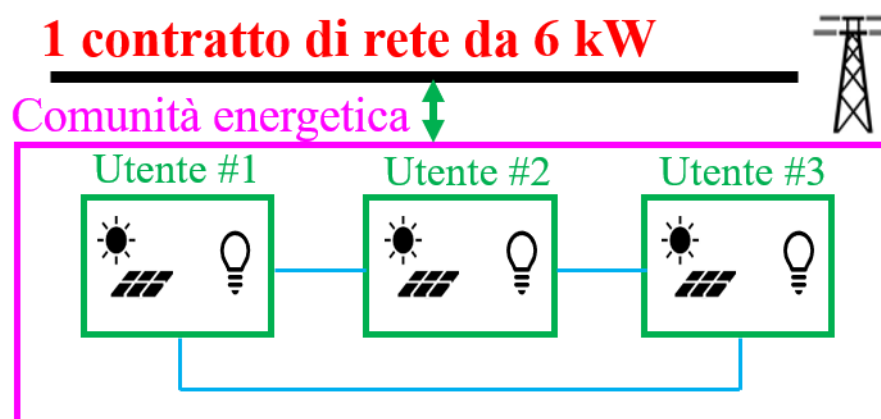


FIGURA 8.3 - SISTEMA ELETTRICO, CONFIGURAZIONE C

- D. Confronto tra micro-rete con un unico utente connesso alla rete (6 kW) senza possibilità di accumulo e micro-rete con un unico utente connesso alla rete (6 kW) con possibilità di accumulo (taglie di accumulo complessivo considerate: 2.4 kWh, 4.8 kWh, 7.2 kWh, 9.6 kWh, 12 kWh, 14.4 kWh), con generazione fotovoltaica per tutti.

D – Prosumers in micro rete con 1 contratto di rete da 6 kW e sistema di accumulo

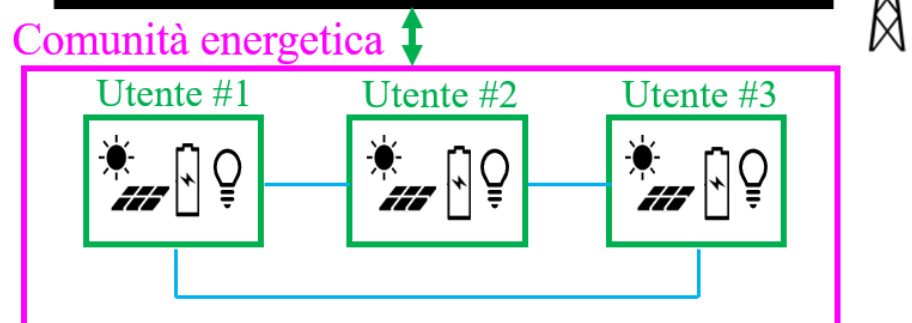


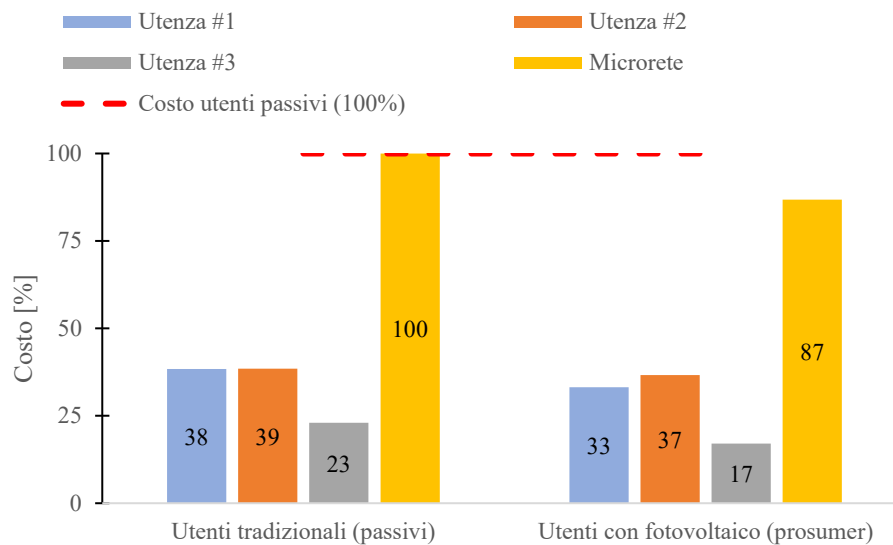
FIGURA 8.4 - SISTEMA ELETTRICO, CONFIGURAZIONE D

8.1 FASE A, UTENTI TRADIZIONALI vs UTENTI CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA (PROSUMER)

In questa fase verranno confrontati il caso di un utente tradizionale passivo, ovvero senza generazione fotovoltaica, senza accumulo e con contratto di rete da 3 kW, e il caso in cui l'utente diventi attivo (prosumer) installando dei moduli fotovoltaici. Inoltre, le utenze non sono interconnesse tra di loro.

Tenendo conto dei prezzi calcolati nel capitolo 5, si ottengono i seguenti risultati:

FIGURA 8.5 - COSTO PERCENTUALE DI UTENZE INDIPENDENTI TRADIZIONALI (CASO DI RIFERIMENTO) E UTENZE INDIPENDENTI CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA



Confrontando i due casi si nota che tutti gli utenti ottengono un risparmio in seguito all'installazione dei pannelli fotovoltaici. Considerando il costo totale di tutti gli utenti (costo micro-rete), nel caso di utenti attivi ammonta all'87% del costo totale per utenti passivi. Nello specifico, un risparmio di 51 €/anno per l'utenza #1, di 18 €/anno per l'utenza #2 (che è quella con l'esposizione peggiore) e di 59 €/anno per l'utenza #3; in totale, considerando la struttura nel suo complesso, si ottiene un risparmio di 129 €/anno che corrisponde ad un risparmio percentuale positivo e pari al 13%.

Perciò alla fine di questa fase si conclude che gli utenti hanno convenienza nell'installare i generatori fotovoltaici. Rispettivamente, come descritto nel capitolo 4, sono stati scelti 2,13 kW, 2,13 kW e 4,26 kW di potenza di picco installata per le due sale studio e per il locale tecnico + sala controllo. In tutte le fasi successive quindi si considera di default che ogni utente sia dotato di generazione fotovoltaica.

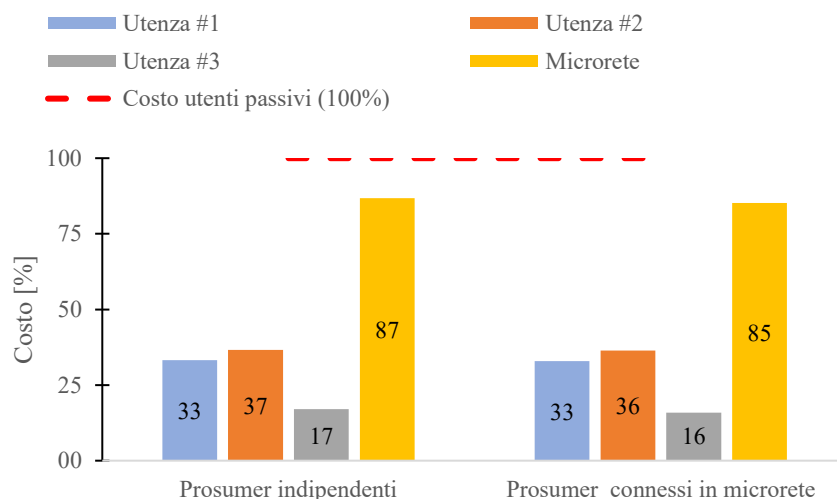
8.2 FASE B, UTENTI INDIPENDENTI vs UTENTI CONNESSI TRA LORO (NANO RETE vs MICRO RETE)

In questa fase si esegue un confronto tra il caso in cui le utenze non siano connesse tra loro e il caso in cui ci sia interconnessione. In altre parole, si studia la

convenienza economica nel formare una comunità energetica (micro-rete). In questo caso quindi le nano reti possono scambiare energia tra di loro ed in particolare un utente potrebbe trarre convenienza nel vendere la sua energia ad altri utenti piuttosto che immetterla in rete. In questa fase non si ha possibilità di accumulo e tutti gli utenti sono dotati di generazione fotovoltaica e di un contratto di rete da 3 kW.

Si è scelto di connettere tra di loro le nano reti tramite delle linee aventi un limite energetico di 6 kW ciascuna. In questo modo, in riferimento ai profili di generazione e carico stimati, non si avrà mai congestione sulle linee. I risultati ottenuti da questa simulazione sono illustrati nella Figura 8.6:

FIGURA 8.6 - COSTO PERCENTUALE (RISPETTO AL COSTO DI UTENTI PASSIVI TRADIZIONALI) DI UTENZE INDIPENDENTI E UTENZE CONNESSE TRA LORO (MICRO RETE), CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA (PROSUMER)



Da questa simulazione si ottiene che i prosumer connessi tra loro, e quindi formando una comunità energetica, devono sostenere un costo annuale che è inferiore al costo sostenuto nel caso in cui i prosumer fossero indipendenti tra loro; infatti si passa dall'87% all'85% del costo totale sostenuto da utenti passivi tradizionali. Nello specifico, considerando il costo totale di tutti gli utenti, si ottiene un risparmio di 16 €/anno rispetto alla configurazione di utenti indipendenti e di 145 €/anno rispetto alla configurazione di utenti indipendenti e senza generatori fotovoltaici (utenti passivi tradizionali) corrispondente ad un risparmio percentuale del 15%. Quindi nelle fasi successive si assume che ogni utente abbia generazione

fotovoltaica e che le nano reti siano connesse tra di loro per formare una comunità energetica.

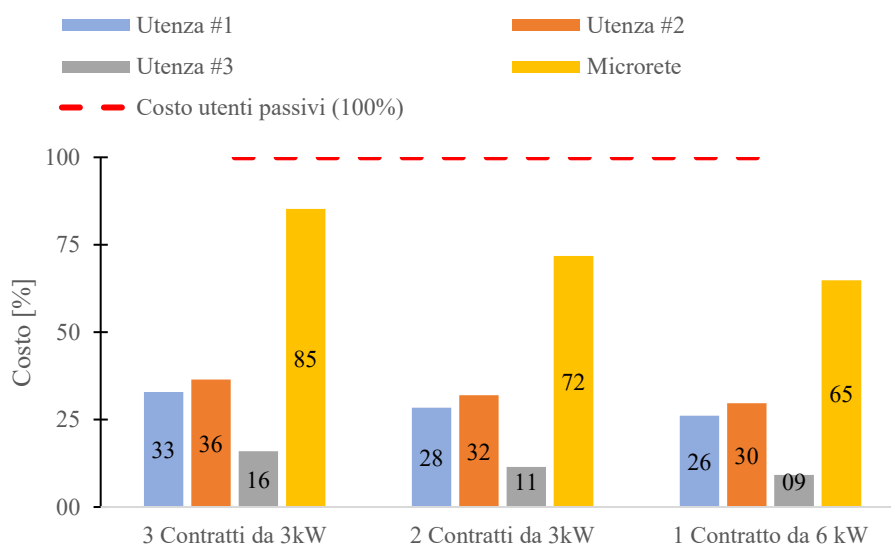
8.3 FASE C, TRE CONTRATTI DI RETE vs DUE CONTRATTI DI RETE vs UN CONTRATTO DI RETE

Avendo dedotto dalla fase A e B che essere prosumer è più conveniente di essere soltanto consumer e che formare una comunità energetica è più conveniente di operare in modo indipendente, gli utenti possono decidere a questo punto di realizzare uno o più punti di fornitura comuni andando a diminuire il numero totale delle connessioni alla rete. In questo modo si risparmia sui costi fissi [16] (indipendenti dalla quota di energia assorbita dalla rete) dovuti al contratto di rete, infatti gli oneri di gestione vengono suddivisi per un numero di utenti che è maggiore del numero dei punti di fornitura. In questa fase verrà confrontato il caso in cui si hanno tre contratti di rete con il caso in cui si hanno solo due contratti di rete e con il caso in cui si abbia un unico contratto di rete.

In quest'ultimo caso, quando si ha un unico punto di contatto con la rete, bisogna prevedere un contratto con potenza maggiorata e quindi si è scelta una fornitura da 6 kW anziché la standard da 3 kW. Questo perché, analizzando i profili di generazione e carico, si ottengono diversi punti in cui la potenza supera i 3 kW. Se invece si prevedono due contratti di rete è sufficiente la fornitura da 3 kW perché la potenza non supera mai i 6 kW.

Precisando che è indifferente assegnare il contratto di rete ad un utente piuttosto che ad un altro perché non vengono superati i limiti sulle linee e perché le spese vengono suddivise in egual modo tra i tre utenti, nel caso di due punti di fornitura i contratti vengono assegnati all'utente #1 e all'utente #2, mentre nel caso di un unico punto di fornitura il contratto viene assegnato all'utente #3. Inoltre, in questa fase tutte gli utenti sono dotati di generazione fotovoltaica e sono interconnessi tra loro. I risultati ottenuti in questa fase sono mostrati nella Figura 8.7:

FIGURA 8.7 - COSTO PERCENTUALE (RISPETTO AL COSTO DI UTENZE PASSIVE TRADIZIONALI) DELLA COMUNITÀ ENERGETICA, CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA, CON DIVERSO NUMERO DI CONNESSIONI ALLA RETE (CONTRATTI)



Come si evince dai dati numerici ottenuti, diminuendo il numero di punti di connessione con la rete si diminuisce in modo significativo il costo annuale totale della micro-rete (72% e 65% invece di 85% del costo totale per utenti passivi tradizionali) e di conseguenza si aumenta il risparmio. In particolare, con due contratti di rete si ha un risparmio di 132 €/anno mentre con un unico contratto di rete da 6 kW si ha un risparmio di 200 €/anno rispetto al caso in cui si hanno tre contratti di rete da 3 kW. Confrontando questi risultati con il caso tradizionale in cui gli utenti sono indipendenti tra loro e non hanno fotovoltaico, il risparmio sale e si quantifica in 277 €/anno pari ad un risparmio percentuale positivo del 28 % nel caso di due contratti di rete e in 345 €/anno pari ad un risparmio percentuale positivo del 35 % nel caso di un unico contratto di rete.

A questo punto si deduce che la configurazione migliore dal punto di vista economico, e che verrà analizzata nel prossimo paragrafo, è quella in cui si ha la micro-rete con un unico punto di connessione alla rete con contratto di rete da 6 kW e con gli utenti dotati di generazione fotovoltaica (prosumer).

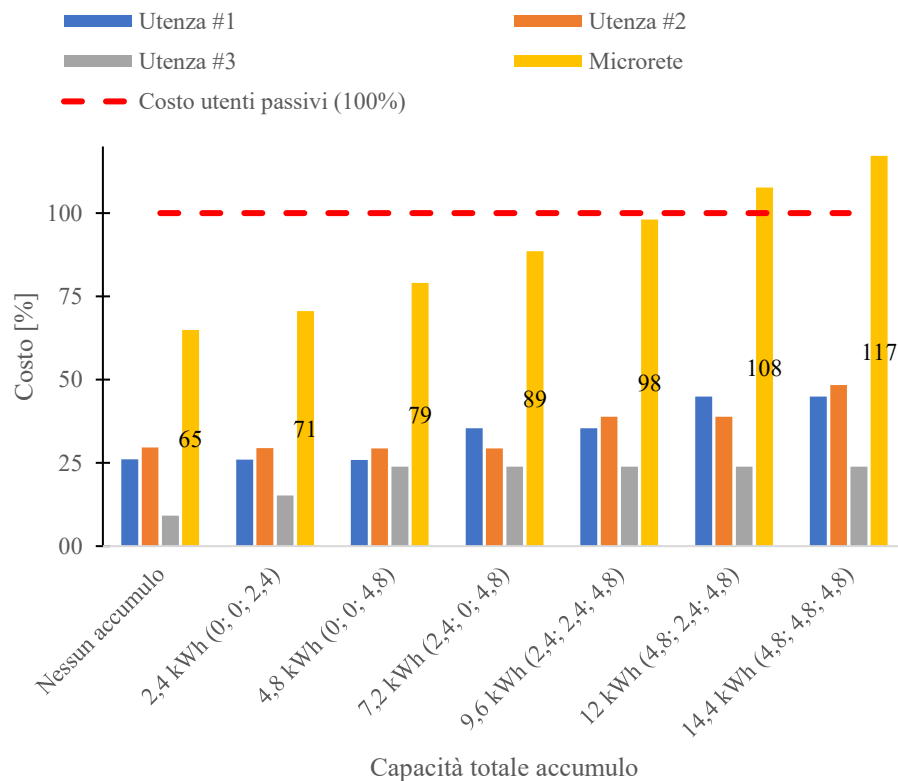
8.4 FASE D, MICRO RETE CON UNA CONNESSIONE ALLA RETE E DIVERSE TAGLIE DI ACCUMULO

In quest'ultima fase viene preso come riferimento il caso ottenuto nella fase precedente, ovvero la comunità energetica con un unico contratto di rete (da 6 kW) e con generazione fotovoltaica, e vengono analizzate diverse configurazioni con diverse taglie di accumulo.

Sono state analizzate numerose configurazioni con diverse taglie di accumulo, ma per semplicità vengono mostrate solo le configurazioni più significative dal punto di vista economico. Le taglie di capacità energetica di accumulo analizzate vanno da un minimo di 2.4 kWh ad un massimo di 14.4 kWh con step di 2.4 kWh perché i moduli presi in considerazione hanno una capacità energetica di 2.4 kWh ciascuno [11].

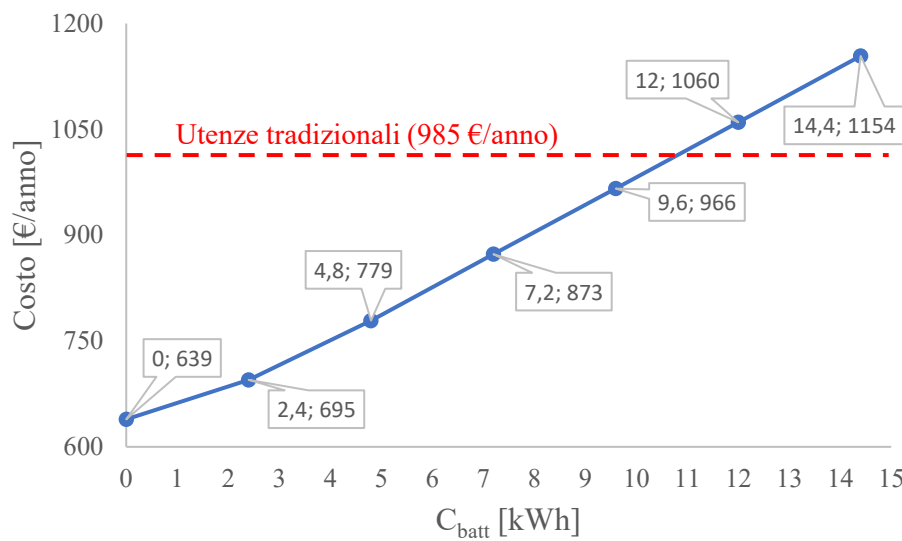
Per definire la configurazione con cui i moduli di accumulo sono stati installati, nelle etichette del seguente grafico è presente una stringa del tipo “(0; 2,4; 4,8)” in cui il primo numero indica la capacità installata per l'utenza #1, il secondo numero indica la capacità installata per l'utenza #2 e il terzo indica la capacità installata per l'utenza #3. I risultati ottenuti da queste simulazioni vengono mostrati nella Figura 8.8:

FIGURA 8.8 - COSTO PERCENTUALE DELLA COMUNITÀ ENERGETICA DI PROSUMER, CON UNA CONNESSIONE ALLA RETE (6 kW) E DIVERSE TAGLIE DI ACCUMULO



Analizzando i dati numerici ottenuti, si ottiene che inserendo qualsiasi taglia di accumulo all'interno del sistema il costo totale da sostenere è maggiore rispetto al costo che andrebbe sostenuto nel caso in cui non ci sia accumulo e che la micro-rete abbia un unico contratto di rete da 6 kW. Il costo totale in funzione della taglia dell'accumulo ha un andamento monotono crescente (Figura 8.9). Questo è dovuto all'alto costo di investimento dei sistemi di accumulo attuali e la quantità di energia che la batteria permette di immagazzinare e scambiare nel suo intero ciclo di vita (circa dieci anni allo stato dell'arte attuale [18]) non è sufficiente a coprire questi costi nelle configurazioni studiate.

FIGURA 8.9 - COSTO ANNUO DELLA MICRO RETE DI PROSUMER IN FUNZIONE DELLA CAPACITÀ ENERGETICA DELLE BATTERIE, CON UNA CONNESSIONE ALLA RETE (6 kW)



Si nota inoltre che, a seconda della taglia, il costo totale della micro-rete è ancora inferiore al costo annuo che si ha per utenze tradizionali (985 €/anno), ovvero utenti indipendenti tra loro, con un contratto di rete da 3 kW per ogni utente, senza generazione fotovoltaica e senza accumulo. Si deduce che per realizzare un risparmio economico positivo rispetto al caso tradizionale non bisogna superare una capacità totale di 9,6 kWh, infatti in questo caso il risparmio è di circa 18 €/anno corrispondente ad un risparmio percentuale positivo del 2 %. Invece nel caso in cui si installasse una capacità di accumulo pari a 12 kWh o 14,4 kWh si affronterebbe un costo addirittura più alto di quello tradizionale, ovvero si ha un risparmio negativo rispettivamente pari a -75 €/anno e -169 €/anno corrispondenti ad un risparmio percentuale negativo di -8 % e -17 %.

È doveroso specificare che anche la configurazione con cui viene installato l'accumulo è influente sul costo totale. Questo è dovuto ai limiti di potenza in carica e scarica dei sistemi di accumulo [18] che influenzano l'entità degli scambi di energia sia all'interno della stessa nano rete che nella micro-rete nel suo complesso. A titolo di esempio, prendendo in considerazione il caso in cui la capacità installata è di 2,4 kWh, se la capacità venisse installata in una delle due sale studio invece che nel locale tecnico il costo aumenterebbe di 38 €/anno corrispondente ad avere un risparmio percentuale del 25,5 % invece che 29 %.

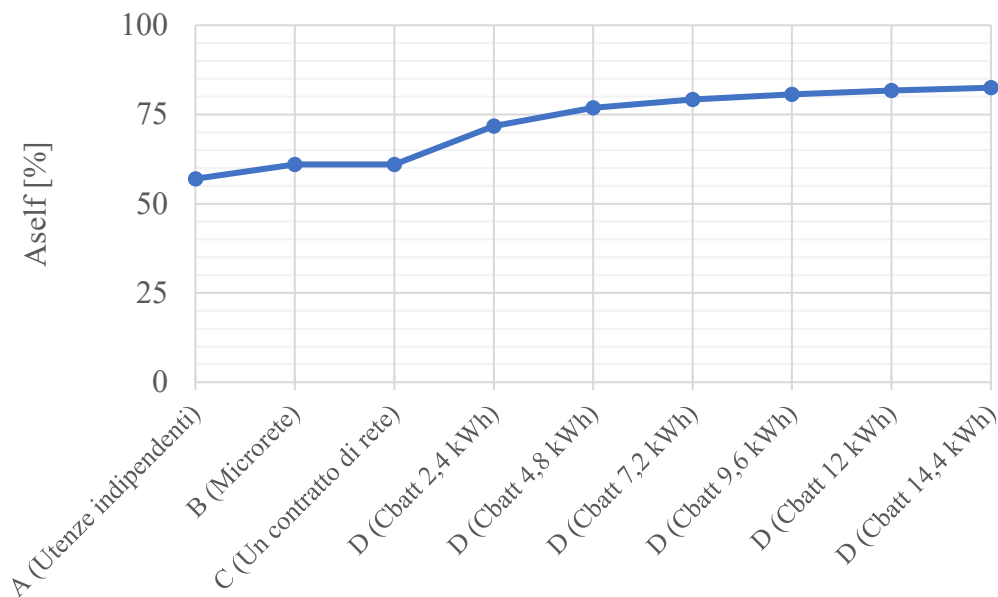
8.5 CONFRONTO ENERGETICO ED ECONOMICO DELLE DIVERSE CONFIGURAZIONI

A seguito delle simulazioni effettuate si possono distinguere quattro scenari di funzionamento differenti:

- Scenario A. Configurazione con pannelli fotovoltaici, senza accumulo, senza connessione tra le nano reti e con contratto di rete da 3 kW per ciascun utente;
- Scenario B. Configurazione con pannelli fotovoltaici, senza accumulo, con interconnessione tra le nano reti e con contratto di rete da 3 kW per ciascun utente;
- Scenario C. Configurazione con pannelli fotovoltaici, senza accumulo, con interconnessione tra le nano reti e con un unico punto di connessione alla rete con contratto da 6 kW;
- Scenario D. Configurazione con pannelli fotovoltaici, con interconnessione tra le nano reti, con un unico contratto di rete da 6 kW e con diverse taglie di accumulo (2,4 kWh; 4,8 kWh; 7,2 kWh; 9,6 kWh; 12 kWh; 14,4 kWh).

Per confrontare le configurazioni tra di loro anche dal punto di vista energetico bisogna tener conto anche dell'autosufficienza che le caratterizza. A tal proposito, si evidenzia che in tutti gli scenari la potenza di generazione fotovoltaica installata è la stessa. Utilizzando l'interfaccia grafica per testare ogni configurazione si sono ricavati i valori di autosufficienza della micro-rete (Figura 8.10).

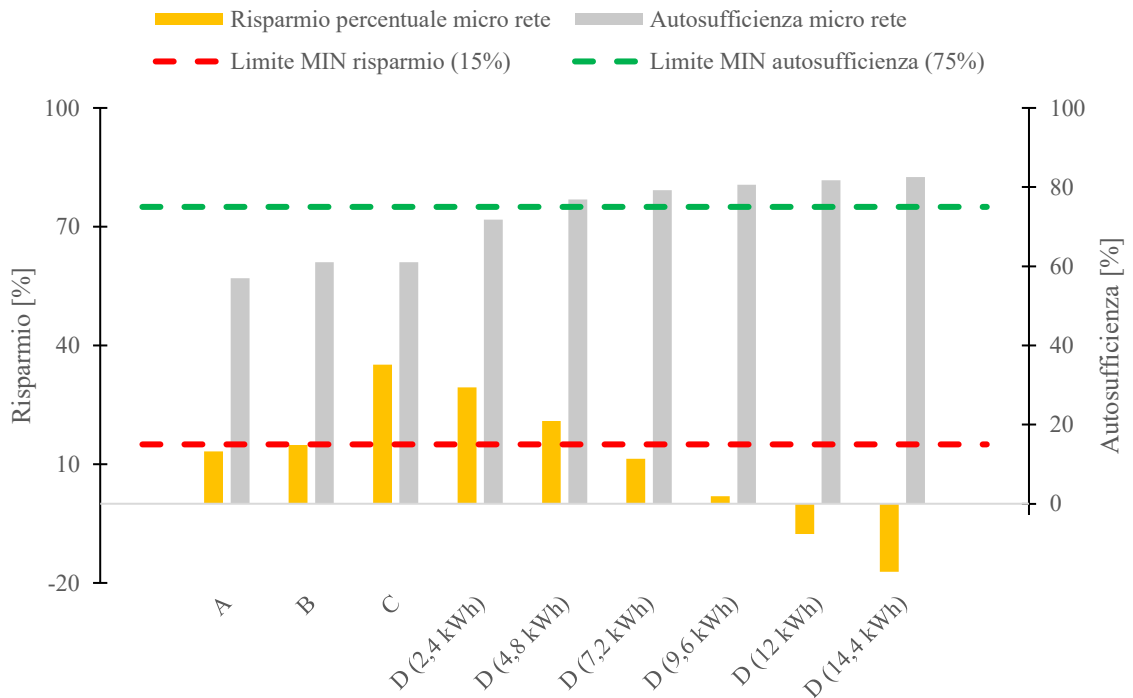
FIGURA 8.10 - AUTOSUFFICIENZA (A_{SELF}) DELLA MICRO RETE NEI DIVERSI SCENARI STUDIATI (A, B, C, D)



A questo punto il confronto viene quindi fatto sia a livello energetico sia a livello economico. Dal punto di vista energetico si deve soddisfare il limite minimo di autosufficienza (A_{self}) che deve essere maggiore del 75%. Dal punto di vista economico si deve soddisfare il limite massimo di costo annuo, ovvero non si deve superare il costo che hanno le utenze tradizionali e che è pari a 985 €/anno; ciò equivale anche a dire che bisogna avere un risparmio (R) positivo rispetto al caso di utenze tradizionali. In particolare, trattandosi di stime (di produzione e carico), avere un risparmio esclusivamente positivo non è sufficiente a garantire un risparmio positivo a fine ciclo di vita dell'impianto, per cui si impone un valore più ragionevole e pari ad almeno il 15%.

Nella Figura 8.11 sono rappresentati i diversi scenari con i rispettivi valori percentuali di autosufficienza (A_{self}) e risparmio (R) e con i due vincoli che devono essere rispettati (linea verde tratteggiata per il limite energetico, linea rossa tratteggiata per il limite economico). In questo modo è possibile confrontare sia i diversi scenari tra di loro sia la compatibilità di ogni scenario rispetto ai vincoli imposti.

FIGURA 8.11 - CONFRONTO TRA I DIVERSI SCENARI STUDIATI



Non considerando i vincoli da rispettare possiamo distinguere due situazioni, una in cui il costo annuo è minimo ed è lo scenario C e una in cui l'autosufficienza è massima ed è lo scenario D con accumulo da 14,4 kWh. Considerando soltanto il vincolo economico di avere esclusivamente risparmio positivo, tutti gli scenari sono possibili tranne i casi in cui la capacità di accumulo è superiore a 12 kWh. Considerando solo il limite energetico, l'unico scenario possibile è il D con capacità di accumulo superiore o uguale a 4,8 kWh. Imponendo invece entrambi i limiti, ovvero autosufficienza della micro-rete maggiore o uguale del 75% e risparmio annuo della micro-rete maggiore o uguale al 15%, i casi possibili si riducono a tre, appartengono tutti allo scenario D e si differenziano per la capacità di accumulo installata. Nello specifico sono i casi in cui si ha la micro-rete, si ha un unico contratto di rete da 6 kW, si ha generazione fotovoltaica e si ha capacità di accumulo compresa tra 4,8 e 9,6 kWh.

Tra queste tre configurazioni, che si differenziano esclusivamente per la taglia di batteria installata, la configurazione ottimale è quella con capacità da 4,8 kWh che ha autosufficienza della micro-rete del 77% e costo annuo della micro-

rete, di 779 €/anno, pari ad un risparmio del 21%. In questo caso infatti il limite energetico è soddisfatto e si ha un costo annuo che è più basso rispetto alle altre due configurazioni e ciò significa avere un risparmio maggiore. In particolare, il risparmio è di:

- 94 €/anno corrispondete ad un risparmio percentuale positivo dell'11% rispetto allo scenario D con accumulo da 7,2 kWh;
- 187 €/anno corrispondente ad un risparmio percentuale positivo del 19% rispetto allo scenario D con accumulo da 9,6 kWh;
- 206 €/anno corrispondente ad un risparmio percentuale positivo del 21% rispetto alla configurazione con utenze tradizionali.

Infine, bisogna ricordare che, come citato in precedenza, anche la configurazione con cui vengono installati i moduli di accumulo influisce sul risparmio annuo. Infatti, nel caso dello scenario D con capacità di accumulo da 4,8 kWh la soluzione migliore è quella di assegnare i moduli di batteria all'utenza #3 e quindi installati nel locale tecnico.

9 CONCLUSIONI

Questo lavoro di tesi si sviluppa nell'ambito del progetto PVZEN (PhotoVoltaic Zero Energy Network) del Politecnico di Torino. Il progetto si inserisce nel contesto di transizione energetica del settore edilizio degli ultimi anni. A tal proposito, l'Unione Europea ha emanato una direttiva (2010/31/EU) che definisce i requisiti minimi in termini di efficienza energetica per gli edifici di nuova costruzione. In particolare, si prevede che tutte le nuove costruzioni debbano essere nZEBs (Nearly Zero Energy Buildings), ossia edifici ad alta efficienza energetica il cui carico (elettrico) è soddisfatto prevalentemente da fonti rinnovabili.

Il progetto PVZEN si inserisce in questo contesto e prevede la realizzazione di quattro moduli abitativi nZEBs. Nello specifico, i quattro locali sono due sale studio, destinate agli studenti ed al personale del Politecnico; una sala controllo, contenente le apparecchiature elettroniche per il monitoraggio dei parametri principali del sistema; un locale tecnico, in cui sono localizzati i dispositivi di conversione. Dal punto di vista elettrico, i quattro locali formano tre utenti attivi (prosumer) elettricamente indipendenti (tre nano reti), così suddivisi:

- Sala studio #1 (utente #1), alimentato da un generatore FotoVoltaico (FV) di taglia pari a 2,13 kW ($\gamma=-64^\circ$; $\beta=20^\circ$);
- Sala studio #2 (utente #2), alimentato da un generatore FV di taglia pari a 2,13 kW ($\gamma=116^\circ$; $\beta=20^\circ$);
- Locale tecnico e sala controllo (utente #3), alimentati da due generatori FV di taglia pari a 2,13 kW (rispettivamente $\gamma=-154^\circ$ e $\beta=10^\circ$; $\gamma=26^\circ$; $\beta=30^\circ$).

Per quanto riguarda il carico, questo è composto da due contributi: il carico termico, soddisfatto per via elettrica tramite pompe di calore, e la quota relativa alle apparecchiature elettroniche dei locali (prese per PC portatili, dispositivi di illuminamento, proiettori e sistemi di ventilazione per il raffrescamento/riscaldamento). Il profilo di carico è paragonabile ad un profilo tipico del settore terziario in quanto le strutture offrono un servizio agli studenti ed

al personale del Politecnico nel periodo di maggiore generazione FV (dalle 8:30 alle 19:00), presentando un buon match produzione FV/consumo. Ogni utente ha la possibilità di integrare nel sistema di generazione un sistema di accumulo elettrochimico e di connettersi alla rete elettrica per far fronte alle situazioni di emergenza o di deficit energetico. Infine, ogni utente ha la possibilità di connettersi agli altri prosumer in modo da formare una comunità energetica, massimizzando l'autosufficienza dell'intero sistema.

Lo scopo di questo lavoro di tesi è definire e quantificare i benefici energetici ed economici derivanti dalla formazione di una comunità energetica di utenti attivi (prosumers) rispetto alla configurazione tradizionale di utenti passivi e indipendenti, connessi alla rete.

L'analisi energetico-economica è stata eseguita per diverse configurazioni del sistema tramite l'utilizzo di un'interfaccia grafica realizzata ad hoc in ambiente Matlab. In particolare, le configurazioni analizzate sono le seguenti:

- A. utenti attivi indipendenti con generazione FV e invariati contratti di rete;
- B. prosumers connessi in micro-rete con invariati contratti di rete;
- C. Comunità energetica di utenti attivi con ridotto numero di contratti di rete e potenza contrattuale modificata;
- D. Comunità energetica di prosumers con ridotto numero di contratti di rete e potenza contrattuale modificata, in presenza di sistemi di accumulo con diverse capacità energetiche (da 2,4 kWh a 14,4 kWh con step di 2,4 kWh).

Nei casi di comunità energetica, si simula il mercato elettrico tra gli utenti della microrete e si prevede una configurazione flessibile del sistema, in cui la connessione tra gli utenti non è fissa ma viene gestita attraverso contattori comandabili da remoto. Quindi, si determina in tempo reale la configurazione necessaria a massimizzare l'autosufficienza, comandando l'apertura e la chiusura dei contattori. Innanzitutto, è necessario definire i prezzi di acquisto e di vendita

per ogni utente e per la rete. Successivamente, si divide il modello del mercato elettrico in tre fasi:

1. Mercato interno delle nanoreti. In questa fase, i generatori FV di ogni utente soddisfano il corrispondente carico in modo indipendente e, se possibile, caricano i corrispondenti sistemi di accumulo;
2. Mercato della microrete. In questa fase, si procede all'incrocio delle curve dei prezzi di domanda e offerta di ciascun utente al fine di individuare la combinazione che permette di minimizzare il costo complessivo. Nel caso in cui la generazione FV non soddisfi completamente il carico, interviene la rete;
3. Vendita dell'energia eccedente. In quest'ultima fase si vende alla rete elettrica l'energia eccedente.

Per individuare il compromesso ottimale tra elevata autosufficienza ed alto risparmio economico sono stati considerati due vincoli. In particolare, si seleziona la configurazione che comporta un'autosufficienza pari almeno al 75% ed un risparmio superiore almeno al 15%. La configurazione ottimale dal punto di vista economico e che rispetta il vincolo energetico risulta essere la comunità energetica di prosumers con un unico contratto di rete (6 kW) e accumulo localizzato nell'utente #3 (capacità energetica pari a 4,8 kWh). In questa configurazione, si ha un risparmio economico del 21% (pari a circa 200€/anno) e un'autosufficienza pari al 76%.

In conclusione, in un contesto di transizione energetica la realizzazione di una comunità energetica comporta vantaggi energetici ed economici significativi, permettendo al contempo di ridurre i livelli di emissioni tossiche nel caso di generazione distribuita rinnovabile.

BIBLIOGRAFIA

1. Parlamento europeo, “Renewables 2019, global status report”, 2019.
2. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
“dati generali”
3. CEI 0-16, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”
4. CEI 0-21, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”
5. “DIRETTIVA 2010/31/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010 sulla prestazione energetica nell’edilizia”, Gazzetta ufficiale dell’Unione europea, 2010.
6. Legge regionale del Piemonte 3 agosto 2018, n. 12, “Promozione dell’istituzione delle comunità energetiche”, 2018.
7. <https://www.qualenergia.it/articoli/una-smart-grid-per-una-comunita-energetica-autonoma-in-sardegna88/>
8. E. Bompard, slide del corso “Power system economics and operation”
9. D.L. 79/99 del 16 marzo, “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”, 1999.
10. G. Ambrosini, A. Perron Cabus, G. Callegari, M. Guiglia, V. Serra, P. Simeone, “MODULO ABITATO PVZEN LAB – Lorenza Bianco, Progetto Architettonico”, 2019.
11. E. Strona, tesi di laurea magistrale in ingegneria elettrica, “Studio di una microgrid locale costituita da tre utenti attivi con capacità di scambio di potenza elettrica”, ottobre 2019.
12. P. Di Leo, slide del corso “Progettazione di impianti elettrici”
13. N. Giorgi, tesi di laurea magistrale in ingegneria elettrica, “Simulazione di un sistema elettrico con generatori fotovoltaici, accumulatori e carichi in funzionamento autonomo o connesso alla rete”, Aprile 2019.
14. L. Dutto, tesi di laurea magistrale in ingegneria elettrica, “Connessione di Smart Nanogrids Basata su Regole di Mercato”, Marzo 2017.
15. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/tools.html

16. <https://www.servizioelettriconazionale.it/it-IT/tariffe/uso-domestico/monorarie/residente>
17. <https://www.arera.it/it/comunicati/19/190124.htm>
18. Pylontech, “Low voltage energy storage system-For residential and SME”
19. Photon, il mensile del fotovoltaico “Sistemi di accumulo”, Settembre 2011

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 2.1- SCHEMA DI CONNESSIONE UTENTI ATTIVI BT CON SISTEMA DI ACCUMULO LATO DC [4]	5
FIGURA 2.2 - ESEMPIO DI COMUNITÀ ENERGETICA CON UTENTI CIVILI E INDUSTRIALI [7].....	11
FIGURA 3.1 - MODELLI POOL E BILATERALE DEL MERCATO ELETTRICO [8].....	16
FIGURA 3.2 - COSTI FISSI E COSTI VARIABILI [8]	17
FIGURA 3.3 - CURVA DI OFFERTA COSTANTE A TRATTI NEL MERCATO ELETTRICO ..	17
FIGURA 3.4 - INTERSEZIONE TRA COSTO UNITARIO MEDIO E COSTO MARGINALE [8]	19
FIGURA 3.5 – ESEMPIO DI CURVA DI DOMANDA NEL MERCATO ELETTRICO	20
FIGURA 3.6 - CURVA DI DOMANDA RIGIDA (AD ELASTICITÀ NULLA) NEL MERCATO ELETTRICO	21
FIGURA 3.7 - CURVA DI DOMANDA COSTANTE A TRATTI NEL MERCATO ELETTRICO	21
FIGURA 3.8 - INTERSEZIONE TRA CURVA AGGREGATA DELL'OFFERTA E CURVA AGGREGATA DELLA DOMANDA NEL MERCATO ELETTRICO	22
FIGURA 3.9 - PRODUCER SURPLUS DEI GENERATORI NEL MERCATO ELETTRICO	24
FIGURA 3.10 - CONSUMER SURPLUS DEI CARICHI NEL MERCATO ELETTRICO.....	24
FIGURA 3.11 - SOCIAL SURPLUS DEL CLEARING DEL MERCATO	25
FIGURA 4.1 - POLITECNICO DI TORINO CON LA SUA CITTADELLA NEL CONTESTO URBANO DI TORINO [10]	28
FIGURA 4.2 - CITTADELLA POLITECNICA E SITO (CERCHIO ROSSO) IN CUI VERRÀ INSTALLATA LA STRUTTURA [10].....	29
FIGURA 4.3 - STATO DI FATTO IN CUI SI PRESENTA L'AREA VERDE DELLA CITTADELLA POLITECNICA IN CUI SORGERÀ LA STRUTTURA [10]	29
FIGURA 4.4 - VISTA IN PIANTA DEL MODULO ABITATIVO PVZEN [10]	30
FIGURA 4.5 - SCHEMA ELETTRICO INTERNO DELLA NANO RETE [11].....	31
FIGURA 4.6 - ANGOLO DI TILT E AZIMUTH DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO [12].	33

FIGURA 4.7 - PROFILI DI GENERAZIONE FOTOVOLTAICA DELLE TRE UTENZE E DELLA MICRO RETE (SOMMA DELLE TRE UTENZE) PER IL 15 GENNAIO	34
FIGURA 4.8 - PROFILI DI GENERAZIONE FOTOVOLTAICA DELLE TRE UTENZE E DELLA MICRO RETE (SOMMA DELLE TRE UTENZE) PER IL 15 LUGLIO	34
FIGURA 4.9 - PROFILI DI CARICO DELLE TRE UTENZE E DELLA MICRO RETE (SOMMA DELLE TRE UTENZE) PER IL 15 GENNAIO	37
FIGURA 4.10 - PROFILI DI CARICO DELLE TRE UTENZE E DELLA MICRO RETE (SOMMA DELLE TRE UTENZE) PER IL 15 LUGLIO	37
FIGURA 4.11 - SCHEMA ELETTRICO DELLA MICRO RETE CON EVENTUALE CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA	39
FIGURA 4.12 - CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NEL CASO DI UTENZE INDIPENDENTI, CONTATTORI C1, C2, C3 APERTI	40
FIGURA 4.13 - CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NEL CASO DI UTENZE CONNESSE IN MICRO RETE (COMUNITÀ ENERGETICA), CONTATTORI C1, C2 E C3 CHIUSI	41
FIGURA 4.14 - CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO, UTENZE INDIPENDENTI (CONTATTORI C1, C2, C3 APERTI), CON CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA PER TUTTE LE UTENZE.....	42
FIGURA 4.15 - CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO, UTENZE CONNESSE IN COMUNITÀ ENERGETICA (CONTATTORI C1, C2, C3 CHIUSI), UNICO PUNTO DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA (CONTRATTO DA 6 kW).....	43
FIGURA 5.1 - ESEMPIO DI AGGREGATO DI CURVE DI DOMANDA ED OFFERTA	52
FIGURA 6.1 - SCHERMATA PRINCIPALE DELL' INTERFACCIA GRAFICA.....	56
FIGURA 6.2 - SCHEDA DEGLI INGRESSI DELL'INTERFACCIA GRAFICA	56
FIGURA 6.3 - SCHEDA PER LE CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO DELL'INTERFACCIA GRAFICA	57
FIGURA 6.4 - SCHEDA DELLE CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELL'INTERFACCIA GRAFICA	58
FIGURA 6.5 - SCHEDA DEI PROFILI DI GENERAZIONE E DI CARICO DELL'INTERFACCIA GRAFICA.....	59
FIGURA 6.6 - SCHEDA DELL'INTERVALLO DI SIMULAZIONE DELL'INTERFACCIA GRAFICA.....	60

FIGURA 6.7 - SCHEDA DELLO SCHEMA LOGICO DELL'INTERFACCIA GRAFICA.....	61
FIGURA 6.8 - SCHEDA DEI GRAFICI PARZIALI DELL'INTERFACCIA GRAFICA.....	62
FIGURA 6.9 - ZOOM DEL GRAFICO PARZIALE DEL MODULO 1 DELL'INTERFACCIA GRAFICA.....	63
FIGURA 6.10 - SCHEDA DEI RISULTATI DI SIMULAZIONE DELL'INTERFACCIA GRAFICA	63
FIGURA 6.11 - SCHEDA DI AIUTO DELL'INTERFACCIA GRAFICA	66
FIGURA 6.12 – DIAGRAMMA DI FLUSSO DELLA LOGICA DI FUNZIONAMENTO DEL SOFTWARE DI SIMULAZIONE	69
FIGURA 6.13 - ESEMPIO DI INTERFACCIA GRAFICA DURANTE LA SIMULAZIONE DEL 16 MAGGIO.....	70
FIGURA 7.1 - DIAGRAMMA DI FLUSSO DELL'ALGORITMO DI SIMULAZIONE	72
FIGURA 7.2 - DIAGRAMMA DI FLUSSO PER LA GESTIONE DEL RUOLO DELL'ACCUMULO.....	77
FIGURA 7.3 - ESEMPIO DI INCROCIO DI CURVE DI DOMANDA E OFFERTA NEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA	78
FIGURA 7.4 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 1.1	80
FIGURA 7.5 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 1.2.....	80
FIGURA 7.6 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 2.1	80
FIGURA 7.7 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 2.2.....	81
FIGURA 7.8 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.1.1	81
FIGURA 7.9 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.1.2.....	81
FIGURA 7.10 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.2.1	82
FIGURA 7.11 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.2.2.....	82
FIGURA 7.12 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.3.1	82
FIGURA 7.13 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 3.3.2.....	83
FIGURA 7.14 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.1.1	83
FIGURA 7.15 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.1.2.....	83

FIGURA 7.16 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.2.1	84
FIGURA 7.17 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.2.2	84
FIGURA 7.18 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 4.3.1	84
FIGURA 7.19 - CONFIGURAZIONE UTENTI 4.3.2	85
FIGURA 7.20 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 5.5.1	85
FIGURA 7.21 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 5.5.2	85
FIGURA 7.22 - CONFIGURAZIONE UTENTI CASO 6.6.6	86
FIGURA 8.1 - SISTEMA ELETTRICO, CONFIGURAZIONE A	88
FIGURA 8.2 - SISTEMA ELETTRICO, CONFIGURAZIONE B	89
FIGURA 8.3 - SISTEMA ELETTRICO, CONFIGURAZIONE C	89
FIGURA 8.4 - SISTEMA ELETTRICO, CONFIGURAZIONE D	90
FIGURA 8.5 - COSTO PERCENTUALE DI UTENZE INDIPENDENTI TRADIZIONALI (CASO DI RIFERIMENTO) E UTENZE INDIPENDENTI CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA	91
FIGURA 8.6 - COSTO PERCENTUALE (RISPETTO AL COSTO DI UTENTI PASSIVI TRADIZIONALI) DI UTENZE INDIPENDENTI E UTENZE CONNESSE TRA LORO (MICRO RETE), CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA (PROSUMER)	92
FIGURA 8.7 - COSTO PERCENTUALE (RISPETTO AL COSTO DI UTENZE PASSIVE TRADIZIONALI) DELLA COMUNITÀ ENERGETICA, CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA, CON DIVERSO NUMERO DI CONNESSIONI ALLA RETE (CONTRATTI)	94
FIGURA 8.8 - COSTO PERCENTUALE DELLA COMUNITÀ ENERGETICA DI PROSUMER, CON UNA CONNESSIONE ALLA RETE (6 kW) E DIVERSE TAGLIE DI ACCUMULO	96
FIGURA 8.9 - COSTO ANNUO DELLA MICRO RETE DI PROSUMER IN FUNZIONE DELLA CAPACITÀ ENERGETICA DELLE BATTERIE, CON UNA CONNESSIONE ALLA RETE (6 kW)	97
FIGURA 8.10 - AUTOSUFFICIENZA (A_{SELF}) DELLA MICRO RETE NEI DIVERSI SCENARI STUDIATI (A, B, C, D)	99
FIGURA 8.11 - CONFRONTO TRA I DIVERSI SCENARI STUDIATI	100