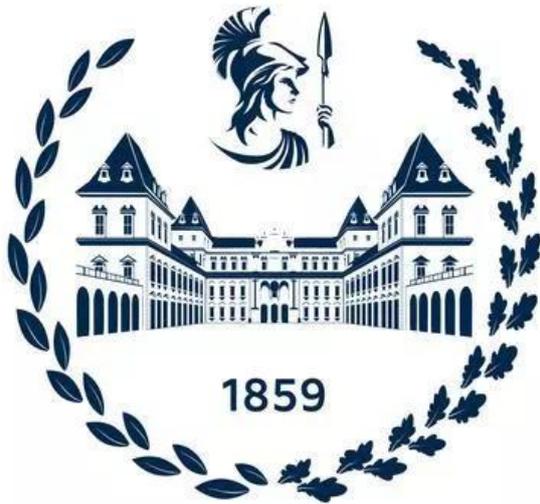


POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Politecnico di Torino

Tesi di Laurea Magistrale

Energy Storage come supporto alle Energy Community: use case e analisi tecnico economiche mediante l'ausilio di tool di ottimizzazione

Relatori:

Professore Massimo Santarelli

Dottore Pablo Almaleck

Candidato:

Luigi Sambuceti

Luglio 2021

Anno accademico 2020/2021

Ringraziamenti

Un sentito ringraziamento va a tutta la mia famiglia che mi ha dato sempre sostegno durante il mio percorso di studi e ha continuato a credere nelle mie possibilità.

Un ringraziamento speciale va' a mia nonna e a mia zia Giuliana e Rita Ginocchio, che mi hanno appoggiato in tutto e che purtroppo non possono vedermi raggiungere questo traguardo.

Ringrazio il mio relatore e responsabile Pablo Almaleck il quale, nonostante tutti gli impegni e i problemi causati dalla pandemia di quest'anno, ha trovato il modo di trovare il tempo per aiutarmi.

Ringrazio Donato Zarrilli per avermi aiutato nei primi mesi di tirocinio a espandere le mie conoscenze nel mondo del lavoro.

Ringrazio Guendalina Veronica, che mi ha permesso di maturare e diventare più responsabile.

Un ultimo ringraziamento va ai miei coinquilini di Torino che hanno reso la parte finale del mio percorso meno pesante: Andrea, Antonello e Marco.

Noi non abbiamo ereditato il mondo dai nostri padri, ma lo abbiamo avuto in prestito dai nostri figli. È nostro dovere restituirglielo migliore di come lo abbiamo trovato.

B. R. Baden Powell

Indice

Lista figure.....	I
Lista Tabelle.....	II
Introduzione.....	III
1 Normative sull'Autoconsumo e Comunità dell'Energia.....	1
1.1 Clean Energy Package	1
1.2 PNIEC: Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima	2
1.2.1 Emissioni e Risparmio Energetico.....	2
1.2.2 Rinnovabili e Autoconsumo	4
2 Autoconsumatori e Comunità di Energia Rinnovabile	6
2.1 Definizione Autoconsumatore.....	6
2.1.1 Condizioni per l'Autoconsumo	6
2.1.2 Schemi Autoconsumo.....	7
2.1.3 Riconoscimento dell'Autoconsumo	8
2.2 Definizione comunità di energia rinnovabile.....	9
2.2.1 Condizioni per le Comunità di Energia Rinnovabile	10
2.2.2 Riconoscimento delle Comunità di Energia	10
2.2.3 Direttiva Internal Electricity Market	10
2.3 Contributi di valorizzazione e di incentivazione	11
2.3.1 Superbonus e Scambio sul posto	12
2.4 Progetti pilota in Italia.....	13
3 Modello di ottimizzazione del sistema di accumulo con impianto di produzione fotovoltaico ...	16
3.1 Ottimizzazione e Programma Lineare	17
3.1.1 Forme canoniche e soluzioni ammissibili	17
3.1.2 Soluzione di base.....	18
3.1.3 Condizioni di ottimalità e illimitatezza.....	18
3.1.4 Cambio di base e Metodo del Simplex.....	19
3.2 Modello previsionale per l'impianto fotovoltaico.....	21
3.3 Sistemi di accumulo BESS.....	25
3.4 Profilo dei consumi	28
3.5 Spesa e guadagni.....	29
3.6 Objective Function.....	30
4 Optimization framework.....	31
4.1 Vincoli su Pyomo	32
4.2 Dataset.....	33
4.2.1 Vincoli BESS.....	34

4.2.2 Vincoli Profilo dei Consumi.....	35
4.2.3 Guadagno e Objective Function	36
4.3 Solver CBC	37
5 Analisi economica e sviluppi futuri.....	39
5.1 Produzione di energia rinnovabile e autoconsumo complessivo	39
5.2 Business Case	44
5.2.1 Costi di installazione e gestione degli impianti.....	44
5.2.3 Vendita e incentivi	45
5.3 Levelized Cost Of Energy e Simple Pay Back	48
5.3.1 Levelized Cost Of Energy esterno	48
5.3.2 Levelized Cost Of Energy interno	48
5.3.3 Levelized Cost Of Energy totale.....	49
5.3.4 Simple Pay Back	49
6 Programma di ottimizzazione dell'autoconsumo di energia per Energy Community	51
Conclusioni	57
Riferimenti.....	58

Lista Figure

Figura 1-1: Obiettivi dei risparmi da ottenere nel periodo 2021-2030 in base al consumo medio di energia finale nel periodo 2016-2018	3
Figura 1-2: Ripartizione dei risparmi per settore economico	3
Figura 1-3 Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico [TWh]	5
Figura 2-1: Schema della configurazione fisica di autoconsumo	7
Figura 2-2: Schema della configurazione virtuale di autoconsumo	8
Figura 2-3: Schema di una Energy Community	9
Figura 2-4: Esempio di autoconsumatori collettivi nello stesso edificio	11
Figura 2-5: Progetti RSE (in verde le Comunità energetiche, in blu gli Autoconsumatori Collettivi)	15
Figura 3-1: Schema EMS per PVMG	16
Figura 3-2: Interfaccia CAMS Radiation service del sito Solar Radiation Data	22
Figura 3-3: Interfaccia MERRA 2 del sito Solar Radiation Data	22
Figura 3-4: BESS lato produzione monodirezionale	25
Figura 3-5: BESS lato produzione bidirezionale	26
Figura 3-6: BESS post-produzione bidirezionale	26
Figura 3-7: Profilo PV e profilo consumi L^c e L^d prima settimana di gennaio 2018	28
Figura 3-8: Profilo PV e profilo consumi L^c e L^d prima settimana di giugno 2018	29
Figura 5-1: Storage del surplus dell'impianto PV	39
Figura 5-2: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dchg} del 01/05/2018	40
Figura 5-3: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dchg} del 01/05/2018, caso 2	41
Figura 5-4: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dchg} del 01/05/2018, caso 3	42
Figura 5-5: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dchg} del 01/05/2018, caso 4	43
Figura 5-6: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dchg} del 01/05/2018, caso 5	43
Figura 5-7: Profilo della potenza totale prodotta e venduta P^{sell}	45

Lista Tabele

Tabella 2-1: Criteri di ammissibilità	13,14
Tabella 2-2: Indicatori di merito	14,15
Tabella 2-3: Progetti pilota	15
Tabella 3-1: Dati irradianza su base oraria del 01/01/2018	23
Tabella 3-2: Calcolo dell'irradianza solare, della temperatura della cella fotovoltaica e della potenza prodotta per il 01/01/2018	24
Tabella 3-3: Parametri del sistema di accumulo BESS	27
Tabella 4.1: Foglio di calcolo Excel coi dati di gennaio 2018	33
Tabella 5-1: CAPEX	44
Tabella 5-2: Bonus	44
Tabella 5-3: O&M	45
Tabella 5-4: Vendita in rete	46
Tabella 5-5: Incentivi Potenza condivisa	47
Tabella 5-6: Simple Pay Back in funzione dei bonus	50

Introduzione

A livello globale, il mercato delle rinnovabili sta subendo una forte crescita in vista della decarbonizzazione per il 2050. Nonostante il Covid, solo nel 2020 sono stati installati oltre 650 GW di potenza in Europa.

La soluzione più pratica per lo sviluppo delle rinnovabili non è realizzare nuovi grandi impianti ma passare alla decentralizzazione della produzione di energia. Passare a una generazione distribuita rende gli obiettivi del Green Deal più a portata di mano, oltre a garantire una maggiore autonomia, sostenibilità ed efficienza.

Ma per farlo occorre un coinvolgimento attivo dei clienti finali. Si stima che entro il 2040, due abitanti su tre dell'Unione Europea diventeranno *prosumer* così da raggiungere gli obiettivi degli Accordi di Parigi.

Grazie alle direttive previste nel Clean Energy Package, nell'Unione Europea è possibile per i consumatori finali occuparsi di approvvigionamento, distribuzione, accumulo, produzione e vendita di energia, formando così le **Comunità Energetiche** (*Energy Communities*).

La tesi propone un modello di autoconsumo da applicare per le configurazioni di Energy Communities così da massimizzare la produzione di energia rinnovabile tramite l'ausilio di sistemi di accumulo.

Nel primo capitolo verranno descritti gli obiettivi previsti dalla Commissione Europea col Clean Energy Package e dallo Stato italiano con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Nel secondo capitolo verranno introdotte le Energy Communities e gli Autoconsumatori da un punto di vista normativo e teorico in modo da costruire una base solida che permetta affrontare il modello di ottimizzazione sviluppato per l'energy management system il cui ruolo sarà cruciale per ottenere i massimi benefici economici.

Il terzo sarà quindi focalizzato sulla descrizione del modello di Energy Management System per l'ottimizzazione di autoconsumo.

Nel quarto capitolo si entra più nel dettaglio sull'implementazione del modello implementato con particolare attenzione ai vincoli e alla definizione della funzione obiettivo.

Nella parte finale si prenderà in considerazione il punto di vista economico focalizzandosi sul business case e relativo simple pay back. I risultati ottenuti saranno utili per definire nuovi sviluppi futuri che saranno integrati nella parte terminale di questa tesi.

1 Normative sull'Autoconsumo e Comunità dell'Energia

1.1 Clean Energy Package

Il 30/11/2016 la Commissione Europea ha presentato il CEP (*Clean Energy Package*), approvato poi il 4/6/2019 dal Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea.

Il CEP è un insieme di 8 atti legislativi (4 regolamenti e 4 direttive) che fissano il quadro regolatorio della governance dell'Unione per energia e clima.

Le 4 direttive e i 4 regolamenti previsti dal CEP sono:

- Direttiva su Prestazione energetica nell'edilizia **Dir.2018/844**, che modifica la Dir.2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la Dir.2012/27/UE sull'efficienza energetica
- Regolamento su Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima **Reg. 2018/1999/UE**, il quale prevede istituti e procedure per conseguire gli obiettivi e traguardi dell'Unione per il 2030 in materia di energia e clima
- Direttiva su Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili **Dir.2018/2001/UE**
- Direttiva sull'Efficienza Energetica **Dir.2018/2002/UE** che modifica la Dir.2012/27/UE
- Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica **Reg.2019/941/UE**, che abroga la Dir.2005/89/CE
- Regolamento ACER **Reg.2019/942/UE**, che istituisce la Agenzia dell'Unione Europea per la Cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'energia (*ACER*)
- Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica **Reg.2019/943/UE**
- Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica MEP **Dir.2019/944/UE**, che abroga la Dir.2009/72/CE sul mercato elettrico e modifica la Dir.2012/27/UE riguardo all'efficienza energetica

Con questi 8 atti, il CEP mira alla realizzazione degli obiettivi previsti dagli Accordi di Parigi sui cambiamenti climatici del 2016, i quali sono:

- Riduzione di almeno il 40% delle emissioni rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 (tale quota è stata fissata poi al 60% dal Parlamento Europeo il 6/10/2020). I livelli vincolanti delle riduzioni cambiano a seconda dello Stato membro e sono fissati dal Reg. 2018/842/UE (articolo 4 allegato I).
- Copertura del consumo finale lordo di energia dell'Unione da parte di fonti rinnovabili pari almeno al 32%. L'obiettivo è fissato dalla Dir.2018/2001/UE (articolo 3), assieme ai valori della quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo che ogni Stato membro deve rispettare a partire dal 1/1/2021.
- Incremento dell'efficienza energetica, fissato dalla Dir.2018/2002/UE (articolo 1) al 32,5% entro il 2030 rispetto allo scenario energetico 2007. Gli obiettivi di risparmio energetico vengono fissati per ciascun Stato membro dalla direttiva stessa (articolo 7).

In Italia è già stato avviato il recepimento delle direttive e dei regolamenti del Clean Energy Package tramite decreti legislativi. Difatti il D.l. n.48 del 10/6/2020 ha recepito la Dir.2018/844/UE sulla prestazione energetica (a seguito di una procedura di infrazione avvenuta il 27/5/2020 da parte della Commissione Europea nei confronti dell'Italia per mancato recepimento della direttiva in questione) mentre il D.l. n.73 del 14/07/2020 ha recepito Dir.2018/2002/UE sull'efficienza energetica.

Le attuazioni per la Dir.2018/2001/UE, la Dir.2019/944/UE e il Reg.2019/943/UE sono state delegate al Governo con l'Atto Senato n.1721 approvato in prima lettura dal Senato il 29/10/2020.

1.2 PNIEC: Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Secondo il Reg.2018/1999/UE, ogni Stato membro dell'Unione è obbligato a realizzare e applicare un programma decennale (dal 2021 al 2030) per raggiungere gli obiettivi previsti per il 2030, in linea con la traiettoria di decarbonizzazione nel 2050. Questi programmi prendono il nome di PNIEC: Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima.

Tutti gli Stati membri hanno avuto tempo fino al 31/12/19 per avanzare la proposta di piano alla Commissione Europea e dovranno riproporlo ogni dieci anni (di conseguenza il PNIEC che copre il periodo 2031-2040 deve essere proposto entro massimo il 1/1/2029). I piani possono essere realizzati tramite processi iterativi con la Commissione stessa e possono essere di dominio pubblico (permettendo così agli altri Stati membri di consultarli).

L'articolo 17 del Regolamento prevede relazioni intermedie riguardo all'attuazione dei piani: la prima il 15/3/2023 e in seguito una ogni due anni. Con queste relazioni gli Stati Membri possono presentare proposte di aggiornamento dei piani. In caso contrario però l'articolo 14 del Regolamento prevede che vengano fornite le motivazioni per cui il piano non necessiti aggiornamenti.

L'Italia ha inviato la Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima alla Commissione Europea l'8/1/2019, la quale, in seguito a una valutazione, ha fornito raccomandazioni specifiche il 16/6/2019.

Gli obiettivi generali perseguiti dal PNIEC sono:

- accelerare la decarbonizzazione
- favorire l'evoluzione del sistema energetico da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente su fonti rinnovabili
- incrementare l'efficienza energetica in tutti i settori
- ridurre le emissioni di CO₂

1.2.1 Emissioni e Risparmio Energetico

Le emissioni di gas a effetto serra a livello europeo dovrebbero ridursi complessivamente del 60% rispetto a quelle registrate nel 1990, in vista della completa decarbonizzazione nel 2050. L'obiettivo è ripartito tra i settori **ETS** (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e **non ETS** (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che dovranno diminuire rispettivamente del 43% e del 30% rispetto al 2005. La riduzione prevista per le ETS è a livello europeo, mentre per le non ETS viene suddivisa tra gli Stati membri. In Italia le emissioni nei settori non ETS devono ridursi del 33%, in piena sinergia con il risparmio energetico.

Il risparmio energetico (da conseguirsi tra il 1/1/2021 e il 31/12/2030) è fissato dalla Dir.2012/27/UE EED: corrisponde per ogni stato membro a un minimo dello 0.8% annuo della media dei consumi di energia finale nel triennio 2016-2018. Come unità di misura per i consumi si utilizza la *Tonnellata equivalente di petrolio* tep, con riferimento al multiplo mega (1 Mtep = 41.86*10⁶ GJ).

Per l'Italia la media ammonta a 115.9 MTep, di conseguenza ogni anno è necessario risparmiare almeno 0.927 MTep raggiungendo così un totale di 50.977 MTep nel 2030.

Anno	Risparmio annuo	Risparmi di energia annui										TOTALE
2021	0,8%	0,927										0,927
2022	0,8%	0,927	0,927									1,854
2023	0,8%	0,927	0,927	0,927								2,781
2024	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927							3,707
2025	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927						4,634
2026	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927					5,561
2027	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927				6,488
2028	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927			7,415
2029	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927		8,342
2030	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	9,269
TOTALE risparmio cumulato nel periodo 2021-2030												50,977

Figura 3-1: Obiettivi dei risparmi da ottenere nel periodo 2021-2030 in base al consumo medio di energia finale nel periodo 2016-2018

La combinazione di questi due fattori fa sì che i settori su cui gli interventi risultino prioritari siano il settore civile (residenziale e terziario) e il settore dei trasporti.

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (url: www.mise.gov.it)



Figura 1-4: Ripartizione dei risparmi per settore economico

La domanda del settore civile nel 2018 ammontava a 32 MTep, pari al 26,8% del consumo di energia finale totale, mentre nel 2019 è stato l'unico settore, insieme a quello dei trasporti, ad aver incrementato i consumi (per un totale dello 0,6%) rispetto all'anno precedente. Il PNIEC mira alla riduzione dei consumi di energia del settore di circa 5,7 MTep (3,3 MTep per il residenziale, 2,4 MTep per il terziario) e alla graduale eliminazione del gasolio da riscaldamento. Per poter rispettare questo obiettivo si fa carico sulla riqualificazione dell'edilizia e sull'installazione di pompe di calore, ma un ruolo importante è ricoperto dall'integrazione delle FER in edilizia. Per quanto riguarda le emissioni, devono ridursi di 35 MTCO₂eq (TCO₂eq indica la tonnellata equivalente di CO₂, 1 MTCO₂eq è pari a un milione di tonnellate) e anche in questo caso si fa affidamento sulla riqualificazione dell'edilizia e sull'applicazione di nuove tecnologie negli edifici.

Per il settore dei trasporti, nel 2018 la domanda era di 39,414 MTep, aumentata dello 0,1 % nel 2019. Il PNIEC, per diminuire i consumi di 2,6 MTep, mira a una trasformazione profonda del settore, riducendo fortemente la mobilità privata a favore di altre soluzioni (tra cui figurano mobilità collettiva, smart mobility, trasporto merci su rotaia, migliore efficienza dei veicoli). Dal punto di vista delle emissioni (che devono ridursi di 46 MTCO₂eq rispetto ai livelli del 2005) lo scenario PNIEC prevede:

- graduale e naturale sostituzione del parco veicolare
- sviluppo della mobilità condivisa/pubblica
- diffusione dei mezzi pubblici caratterizzati da consumi ed emissioni molto basse o pari a zero [1]

Per il settore dei trasporti, l'obiettivo è quello di ridurre le emissioni di circa 46 MtCO₂eq. Secondo il PNIEC i principali interventi applicabili sono tre:

- la graduale sostituzione del parco veicolare
- incrementare la mobilità condivisa/pubblica tramite economia circolare
- diffondere di mezzi caratterizzati da consumi energetici ridotti e da emissioni di CO₂ molto basse o pari a zero [2]

1.2.2 Rinnovabili e Autoconsumo

La Direttiva RED II stabilisce che <<Gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 32%>> [3] con un'eventuale proposta legislativa di incremento della quota nel 2023. L'Italia, tramite il PNIEC, fissa il suo contributo nazionale con una copertura da parte delle rinnovabili del 30%.

Il consumo finale lordo di energia previsto dal PNIEC per il 2030 è di 111 MTep, di cui circa 33 MTep da fonti rinnovabili il cui contributo si divide in tre settori: elettrico, termico e trasporti.

Il settore elettrico mira a raggiungere nel 2030 i 16 MTep di generazione da FER, pari a 187 TWh, fornendo così il contributo principale alla crescita delle rinnovabili. Quindi si passa dal coprire il 35,9 % dei consumi elettrici lordi del 2019 al 55,4%. Per poter raggiungere questi livelli, il PNIEC propone varie soluzioni:

- installazione nuovi grandi impianti
- individuazione delle aree regionali dove è necessario accelerare le procedure autorizzative per l'installazione di impianti FER, favorendone così uno sviluppo coerente e concentrato
- promozione dell'autoconsumo e della diffusione dei sistemi di accumulo
- implementazione della normativa sulle comunità energetiche
- interventi di revamping e repowering sugli impianti esistenti

L'incremento maggiore di produzione riguarda il fotovoltaico, il quale aumenterà di 31 GW di potenza i 20 GW già presenti (al secondo posto si trova l'eolico, con un incremento di 9 GW rispetto agli attuali 10 GW). Per raggiungere questo obiettivo, il PNIEC mira principalmente all'installazione di nuovi piccoli impianti con sistemi di accumulo, così da superare i meccanismi dello scambio sul posto e promuovere l'autoconsumo (ossia la gestione e il consumo di energia autoprodotta).

L'autoconsumo, oltre a dare un ruolo attivo al consumatore, serve a garantire una maggiore stabilità della rete elettrica in quanto la gestione diventa più complicata se si immettono grandi quantità di energia non programmabile. Già nel 2019 l'energia elettrica autoconsumata è arrivata a 26,8 TWh, pari al 22% della produzione complessiva degli impianti fotovoltaici.

Nel 2020, tra aprile e giugno, le fonti FER hanno superato la soglia del 50% di produzione elettrica per la prima volta dal 1945 (dati forniti su gse.it/dati-e-scenari/rapporti), risultato però principalmente dovuto al calo del 22% del consumo energetico complessivo causato dalla pandemia.

Per sostenere questa transizione sia a livello italiano che europeo, è necessario potenziare la rete elettrica dal punto di vista della stabilità e della flessibilità.

Il principale svantaggio delle FER è la loro discontinuità. Nella società moderna, è fondamentale che la produzione di energia soddisfi la domanda in qualsiasi momento. Mentre alcune FER sono più “disponibili” (come il geotermico, l’idroelettrico o le biomasse), il fotovoltaico e l’eolico non possono garantire una produzione costante e continua a causa dell’imprevedibilità dei fenomeni climatici. Diventeranno perciò sempre più importanti i sistemi di accumulo. Sono previsti sia quelli centralizzati (circa 6 GW tra pompaggi ed elettrolitico), necessari per garantire l’integrazione in sicurezza delle fonti rinnovabili con riduzione dell’overgeneration, sia distribuiti (circa 4 GW) per favorire l’autoconsumo. Entro il 2030 inoltre, i sistemi di accumulo si affermeranno su tutti i settori di mercato, dal residenziale ai grandi impianti connessi alla rete di alta tensione.

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (url: www.mise.gov.it)

	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	110,5	113,1	139,3	186,8
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	40,1
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	36,4	74,5
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	331,8	337,3
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42,0%	55,4%

Figura 1-3 Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico [TWh]

2 Autoconsumatori e Comunità di Energia Rinnovabile

Il 28/2/2020 è stata promulgata la Legge n. 8, vale a dire la conversione in legge del Dl n.162 30/12/2019 (*Decreto Mille Proroghe*), il quale permette di attivare le configurazioni di Autoconsumo Collettivo e di costituire Comunità di Energia Rinnovabile prima dell'attuazione degli articoli 21 e 22 della Direttiva RED II (*Renewable Energy Directive*) prevista per il 30/6/2021.

La Legge 8/2020 specifica che i membri di entrambe le configurazioni mantengono il proprio *status* di clienti finali e la libertà di recedere in qualsiasi momento. La legge, inoltre, incarica il MISE e ARERA di definire sia il modello di regolazione da applicare alle configurazioni, sia gli schemi di incentivazione dell'energia elettrica condivisa (pari al minimo, su base oraria, tra l'energia elettrica immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dai punti di connessione) [4].

Il 1/4/2020 ARERA ha pubblicato il Documento di Consultazione 112/2020/R/eel col quale definisce il modello regolatorio da seguire per ottenere il riconoscimento da parte del GSE assieme ai benefici sul piano economico. Successivamente il modello è stato confermato attraverso la Deliberazione 318/2020/R/eel la quale, inoltre, stabilisce il contributo C_{AC} per la valorizzazione dell'*energia elettrica condivisa*, definita come: <<il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile>> [5].

Il 22/12/2020 le *Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa* redatte dal GSE sono state approvate da ARERA con la Determina 6/2020 DMEA.

2.1 Definizione Autoconsumatore

La Direttiva RED II (articolo 21) definisce l'*Autoconsumatore di energia rinnovabile* come <<un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale>>[6].

Per *Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente* (o più semplicemente *Autoconsumatori Collettivi*) la Direttiva intende <<un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio>> [7].

Riassumendo, gli autoconsumatori svolgono sia il ruolo di consumatori che di produttori, costituendo così la figura del *prosumer* (parola macedonia formata dai termini *producer* e *consumer*).

2.1.1 Condizioni per l'Autoconsumo

Per entrambe le tipologie della configurazione, la Legge 8 del 28/02/2020 prevede che gli impianti di produzione siano collocati dentro i confini definiti dai condomini o in edifici dove risiedono gli autoconsumatori stessi. Con *condominio* si intende nello specifico un edificio con almeno due unità immobiliari conforme alla definizione del D.l. 102/14. L'*edificio*, invece, è l'insieme dei sistemi conformi alla definizione prevista dal D.l. 192/05.

Gli impianti devono essere entrati in funzione dopo il 1/3/2020 e devono avere 200 kW come limite di potenza massimo complessivo.

I produttori possono essere autoconsumatori oppure soggetti terzi incaricati della gestione e/o installazione degli impianti (inclusi quelli che hanno la produzione di energia come attività principale). In quest'ultimo caso, i produttori devono rispettare le indicazioni dei clienti finali e l'energia elettrica da essi immessa viene rilevata come energia autoconsumata, anche se i produttori non vengono riconosciuti come autoconsumatori.

2.1.2 Schemi Autoconsumo

Gli schemi per l'autoconsumo sono due:

- **Schema fisico**, col quale è prevista una connessione diretta tra l'impianto di generazione e le utenze domestiche e comuni, con unico punto di accesso POD (Point of Delivery) alla rete pubblica. In questo caso l'energia prodotta e autoconsumata rimane nel perimetro dell'edificio. Un unico POD significa anche un unico contratto di fornitura, quindi il gestore dello schema deve valutare le quote di autoconsumo fisico e fatturare i consumi interni. Questo schema incentiva i condomini a consumare energia nelle ore di maggiore produzione dell'impianto condominiale e a investire in sistemi di accumulo [8].

Fonte: Ricerca sul Sistema Energetico (url: www.dossierse.it)

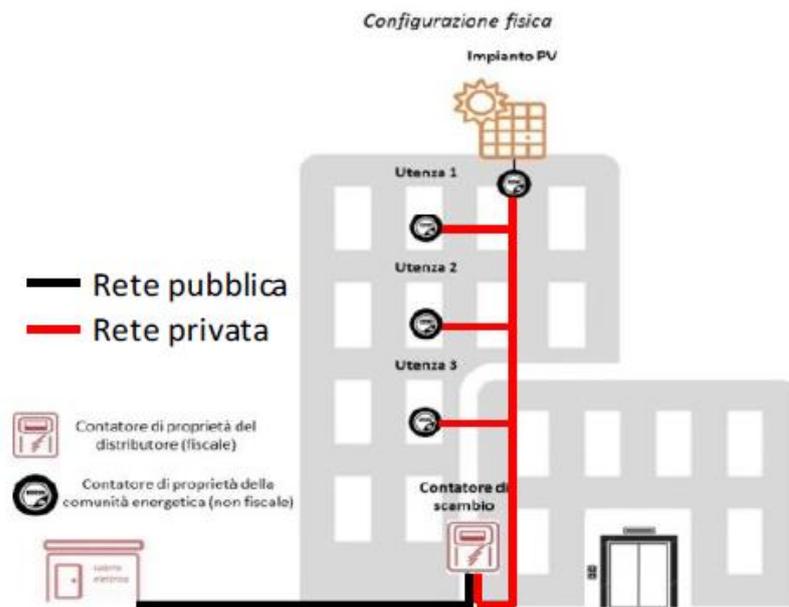


Figura 2-1: Schema della configurazione fisica di autoconsumo

- **Schema virtuale** (detto anche *commerciale* o *su perimetro esteso*), che prevede l'utilizzo della rete pubblica per lo scambio di energia tra unità di generazione e consumo. Ogni utente è connesso alla rete tramite un proprio POD e ha un contratto di fornitura (quindi ha totale libertà dalla configurazione) e il gestore dello schema avrà il solo compito di valutare le quote di autoconsumo virtuale confrontando le misure istantanee di produzione con quelle di consumo. Ci sono scambi fisici di energia sulla rete pubblica (o meglio su porzioni che si riducono alla sola sbarra BT del condominio). In questo caso i benefici principali dell'autoconsumo sono dovuti alla retribuzione dell'energia immessa in rete e verranno ripartiti tra i condomini (ad esempio in relazione ai prelievi di ciascun utente) [9].

Fonte: Ricerca sul Sistema Energetico (url: www.dossierse.it)

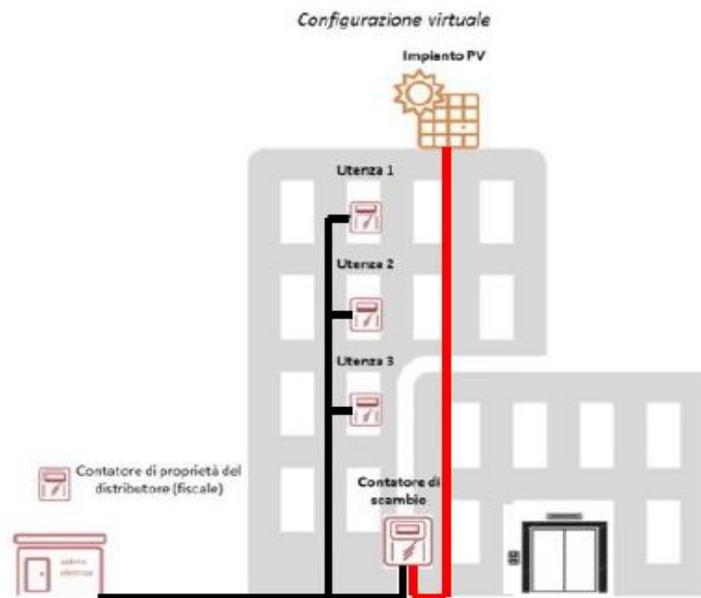


Figura 2-2: Schema della configurazione virtuale di autoconsumo

2.1.3 Riconoscimento dell'Autoconsumo

Per essere riconosciuti come *Autoconsumatori Collettivi* ai fini dell'accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa da parte del GSE (prevista dall'articolo 42-bis comma 9 del D.l. 162/19), occorre nominare un referente, che può essere il legale rappresentante dell'edificio (ad esempio l'amministratore condominiale) oppure un produttore dell'energia elettrica (membro interno o esterno alla configurazione).

Il referente deve comunicare al GSE la lista dei clienti finali e produttori che fanno parte della configurazione, oltre al codice identificativo dei punti di connessione POD di cui gli autoconsumatori sono titolari (i punti di connessione devono trovarsi all'interno dell'edificio o condominio). Lo stesso, inoltre, deve anche comunicare l'elenco dei clienti finali e dei produttori che non fanno parte della configurazione, in quanto l'energia elettrica da loro prelevata rientra nel calcolo dell'energia elettrica condivisa, ricordando il termine improrogabile per la stipula di 60 giorni dall'entrata in esercizio del primo impianto di produzione installato).

La quota di energia annuale ricavate da fonti diverse da quella rinnovabile non può superare il 5% del totale prodotto.

Se il GSE convalida la richiesta, stipula col referente un contratto per l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa o immessa in rete, per una durata pari a 20 anni (periodo di incentivazione definito dal Ministero dello Sviluppo Economico). Dopo questo periodo, il contratto può essere rinnovato su base annuale. Naturalmente se vengono portate delle modifiche agli impianti di produzione, bisogna comunicarlo al GSE per aggiornare il contratto [10].

2.2 Definizione comunità di energia rinnovabile

Sempre secondo la Dir.RED II (articolo 22), la *Comunità di Energia Rinnovabile* è un soggetto giuridico:

- *<<che conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione; si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, autonomo e controllato dai membri o azionisti che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia. I membri sono persone fisiche, PMI, autorità locali o enti territoriali (come ad esempio le amministrazioni comunali) sempre a condizione che la produzione di energia non costituisca l'attività principale*
- *i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni condominiali*
- *il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari>> [11]*

In sostanza, le Comunità di Energia sono un aggregato di consumatori finali che possono scambiarsi l'energia prodotta dagli impianti di produzione rinnovabili. Per queste ragioni, esse possono produrre, immagazzinare, consumare e vendere l'energia elettrica rinnovabile (quindi accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica rinnovabile).

Gli Stati membri devono istituire un quadro normativo atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle Comunità, in particolare garantire la cooperazione tra le Comunità e il gestore di rete competente così da facilitare i trasferimenti di energia elettrica.

In Italia la configurazione di Comunità di Energia è stata introdotta con la Legge Regionale n. 12 del 3/8/2018 (*Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche*) emanata dalla Regione Piemonte, con la quale è stato concesso ai comuni di costituire una Comunità a condizione di seguire uno specifico protocollo di intesa. Nel dettaglio, la Regione ne promuove l'istituzione a condizione che non abbiano finalità di lucro e che la quota di energia prodotta destinata all'autoconsumo non sia inferiore al 70%. Dopo il Piemonte, anche la Puglia e la Liguria hanno approvato la proposta di legge *Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche* con l'obiettivo di incrementare lo scambio di energia rinnovabile e l'efficiamento energetico.

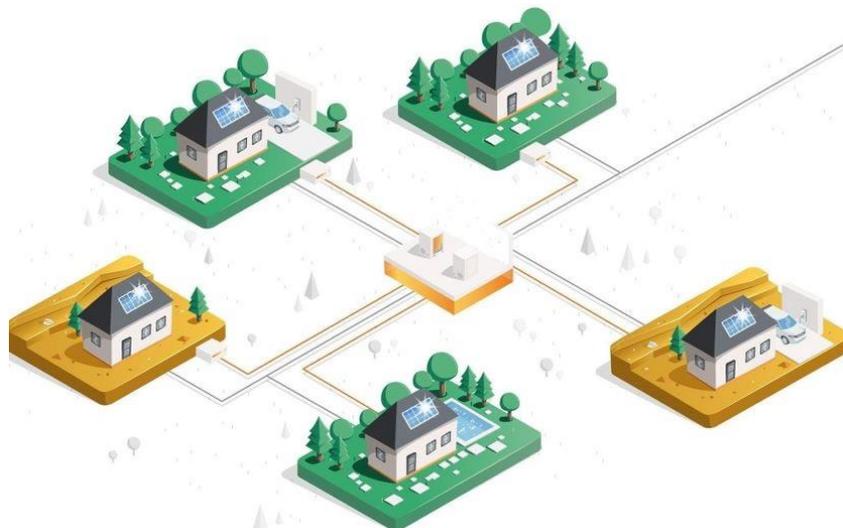


Figura 2-3: Schema di una Energy Community

2.2.1 Condizioni per le Comunità di Energia Rinnovabile

I membri della Comunità di Energia detengono sia gli impianti di produzione di energia rinnovabile, sia i punti di connessione alla rete elettrica di bassa tensione sottesa alla stessa cabina di trasformazione MT/BT (*cabina secondaria*). La gestione degli impianti, però, può essere svolta o dalla Comunità medesima o da terzi, a condizione che gli impianti stessi siano entrati in esercizio dopo il 1/3/2020, che singolarmente non abbiano potenza complessiva superiore ai 200 kW e che siano connessi alla rete elettrica sottesa alla cabina secondaria a cui la configurazione si riferisce.

Anche le Comunità hanno uno schema fisico e virtuale come nel caso degli autoconsumatori: lo schema fisico prevede l'utilizzo di una rete propria della Comunità per scambiare energia tra i membri, mentre lo schema virtuale prevede l'utilizzo della rete pubblica (dunque è necessario definire l'energia effettivamente condivisa).

Secondo ARERA, lo schema più semplice da applicare per entrambi i soggetti giuridici è quello virtuale, in quanto la configurazione fisica prevede anche modifiche alle infrastrutture.

2.2.2 Riconoscimento delle Comunità di Energia

Per essere riconosciuti come *Comunità di Energia Rinnovabile* ai fini dell'accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa da parte del GSE (prevista dall'articolo 42-bis comma 9 del D.l. 162/19), occorre nominare uno dei produttori come referente della nuova configurazione che presenti la richiesta al GSE. Tale figura deve fornire tutte le informazioni utili, inclusi:

- l'elenco dei soggetti che intendono far parte della configurazione (specificando i clienti finali e i produttori)
- i codici identificativi dei punti POD afferenti ai clienti finali che fanno parte della comunità
- gli impianti di produzione coi relativi codici identificativi e POD

Oltre a queste informazioni, il referente deve rendere disponibile lo statuto della Comunità, oltre a qualsiasi documento fondativo utile per la verifica.

Se il GSE convalida la richiesta, stipula col referente un contratto per l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa o immessa in rete, come nella configurazione di autoconsumo collettivo (ovviamente il GSE deve anche comunicare a TERNA la tipologia della configurazione per la quale è stato attivato il servizio di valorizzazione e incentivazione).

La quota limite di energia ricavata da fonti non rinnovabili è pari a quella dell'autoconsumo: 5% del totale annuale.

TERNA mette a disposizione il sistema GAUDÌ col quale comunicare tutti i dati anagrafici e tecnici degli impianti di produzione.

2.2.3 Direttiva Internal Electricity Market

Nel CEP è prevista la Direttiva Europea 2019/944 MEP (*Mercato Elettrico*) da applicare entro la fine del 2020. La Direttiva conferisce ai consumatori un ruolo attivo nel mercato elettrico (permettendogli di produrre, consumare, immagazzinare e vendere energia) con lo scopo di sfruttare la concorrenza sul mercato per introdurre servizi innovativi, aumentare la flessibilità del sistema elettrico e favorire così una generazione distribuita. La Direttiva, inoltre, introduce le *Comunità di Energia dei Cittadini (CEC)*, un soggetto giuridico che:

- <<è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali o piccole imprese
 - ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari
 - può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci>>
- [12]

In sostanza si tratta di comunità energetiche in cui si possono usare anche fonti fossili purché finalizzate esclusivamente alla produzione di energia elettrica. In Italia non esistono ancora delle normative che riconoscano questa configurazione specifica.

2.3 Contributi di valorizzazione e di incentivazione

La differenza principale tra le due configurazioni di autoconsumo consiste nel perimetro di applicazione: l'Autoconsumo collettivo si applica all'interno di un palazzo, mentre la Comunità di Energia può essere implementata all'interno di un'intera rete a bassa tensione sottesa a un'unica cabina secondaria. Gli autoconsumatori inoltre non detengono la proprietà né della rete di distribuzione né dei POD, al contrario delle Comunità.

Le Comunità inoltre possono occuparsi della gestione della rete di distribuzione in accordo con i gestori dei sistemi di distribuzione, i quali devono assicurarsi che vengano rispettate le normative e le regolamentazioni. Quindi le Comunità gestiscono la rete ma non ne detengono la proprietà.

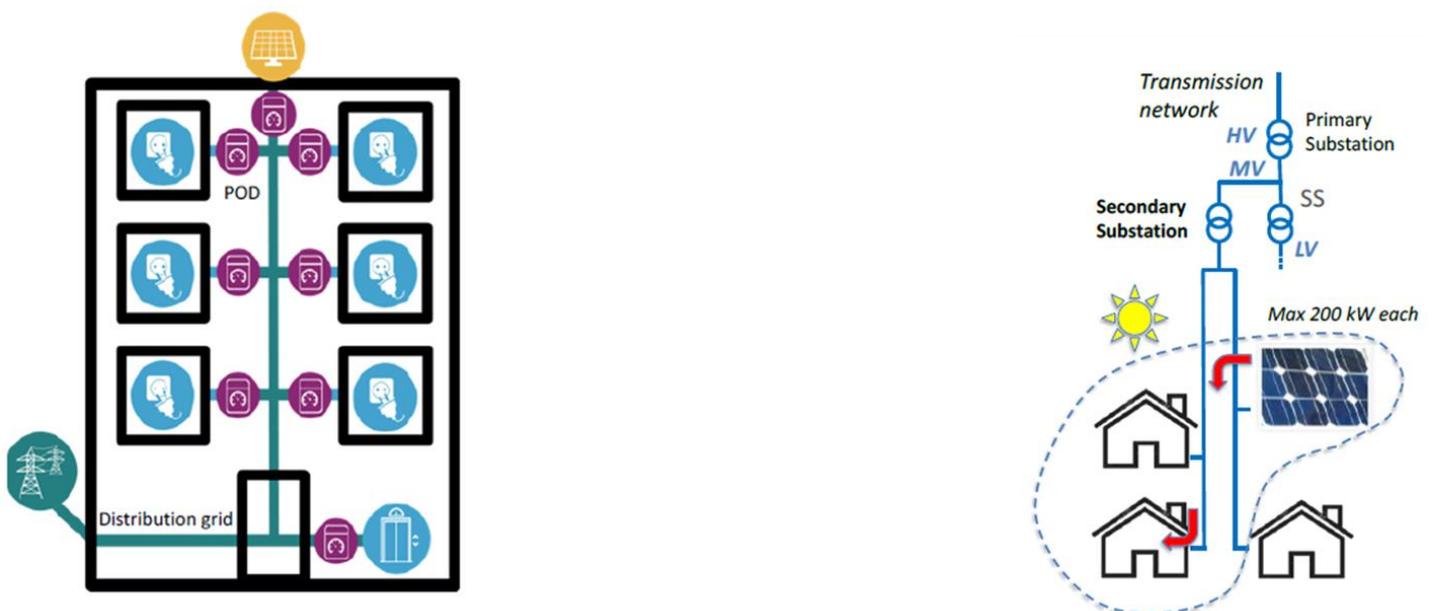


Figura 2-4: Esempio di autoconsumatori collettivi nello stesso edificio

Un'altra differenza riguarda i contributi economici per la valorizzazione dell'energia. Per entrambe le configurazioni, sono previsti degli incentivi in funzione dell'energia condivisa, ma nel caso degli autoconsumatori vengono valorizzate anche le perdite di energia evitate.

Le perdite però sono stimate: l'autoconsumo evita la trasmissione a lunga distanza sulle linee ad alta tensione, quindi si evita la produzione di calore (e quindi perdita di potenza) per effetto Joule. Questa stima non viene applicata per le Energy Communities, in quanto gestiscono la rete di trasmissione

I contributi vengono calcolati ed erogati rispettivamente da ARERA e dal GSE su base mensile per un periodo di 20 anni.

Per ciascun kWh di energia condivisa viene erogato dal GSE:

- un corrispettivo unitario di 0.0822 €/kWh (pari alla somma della tariffa di trasmissione per le utenze in bassa tensione di 0.0761 €/kWh e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione BTAU di 0.0061 €/kWh per l'anno 2020)
- una tariffa di 100 €/MWh per gli autoconsumatori e 110 €/MWh per le comunità energetiche rinnovabili
- una valorizzazione delle perdite di energia evitate (pari all'1,2 % dell'energia prodotta per impianti connessi a reti di media tensione, 2,6 % in caso di reti di bassa tensione) pari al prodotto del prezzo zonale con le perdite evitate. Questo contributo vale solo per gli autoconsumatori singoli e collettivi

La valorizzazione dell'energia condivisa mira a essere il più possibile *cost reflective*: si tengono in considerazione tutti gli effetti positivi dell'autoconsumo sul sistema elettrico, essenzialmente riconducibili alla diminuzione delle perdite dei costi di esercizio e di sviluppo delle reti elettriche.

Il GSE riconosce anche il servizio di ritiro dell'energia immessa in rete col quale si impegna ad acquistare al prezzo zonale l'energia immessa in rete, noto come Ritiro Dedicato. Il referente richiede di attivare il servizio e vale per tutti gli impianti che appartengono alla configurazione di autoconsumo. Nel caso in cui il Ritiro non venga richiesto (insieme quindi alla valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa) è possibile scegliere liberamente la modalità di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

2.3.1 Superbonus e Scambio sul posto

Come alternativa agli incentivi previsti dal MISE col D.l. 162/2019, è possibile fruire delle detrazioni fiscali del testo unico delle imposte sui redditi oppure delle detrazioni (*Superbonus*) del D.l. Rilancio. Il *Superbonus* però si applica solo per coprire la spesa degli impianti fotovoltaici con potenza massima di 20 kW. Per impianti con potenza maggiore, sono previste detrazioni sui redditi dichiarati (nei limiti di spesa previsti sempre dal D.l. Rilancio).

Un'ulteriore alternativa è il servizio di Scambio sul Posto erogato dal GSE. L'attivazione del servizio è gratuita e cumulabile con la detrazione fiscale prevista per l'installazione dei pannelli fotovoltaici. Il contributo C_S su base annuale è dato da:

$$C_S = \min[O_e; C_{EI}] + CU_{sf} * E_S$$

Dove:

- O_e : onere energia, pari al prodotto tra l'energia elettrica prelevata e il PUN (Prezzo Unico Nazionale)
- C_{EI} : controvalore dell'energia immessa in rete, determinato dai prezzi zonali del mercato del giorno prima
- CU_{sf} : corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale

- E_S : energia scambiata

Per gli impianti entrati in funzione dopo il 1/3/2020 è possibile recedere la convenzione di Scambio sul Posto per essere inclusi nel servizio di Ritiro Dedicato e nella valorizzazione prevista per le configurazioni di autoconsumo.

2.4 Progetti pilota in Italia

Nel 2019 la società per azioni RSE (*Ricerca sul Sistema Energetico*) ha pubblicato un avviso per sottomettere delle manifestazioni di interesse a partecipare a una serie di analisi e studi per contribuire al recepimento della Direttiva RED II e della Direttiva MEP.

Le proposte dovevano essere inviate entro il 4/12/2019 e rispettare i seguenti criteri di ammissibilità per essere il più possibile significative:

Fonte: Ricerca sul Sistema Energetico (url: www.rse-web.it)

CRITERIO	
SOGGETTI COINVOLTI NEL PROGETTO PILOTA	<ol style="list-style-type: none"> 1) Il soggetto proponente deve dimostrare, alla data di presentazione della manifestazione di interesse, di avere almeno una lettera di supporto delle amministrazioni locali 2) Il soggetto proponente deve fornire una stima dei possibili soggetti coinvolti indicandone tipologia e numerosità (consumatori residenziali, industriali, commerciali, ESCO, società di produzione e vendita di energia, ecc.).
DIMENSIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO	<ol style="list-style-type: none"> 1) Numero di punti di connessione elettrica di utenze coinvolte nel progetto pari o superiore a 100 POD 2) Consumo energetico annuo (elettrico + termico) pari o superiore a 1000 MWh
ACCESSO AI DATI	<ol style="list-style-type: none"> 1) Il proponente dichiara di avere disponibilità e garantisce a RSE l'accesso ai seguenti dati energetici e statistici, eventualmente in forma aggregata: <ol style="list-style-type: none"> a) carichi e generatori (potenza installata, consumi/produzioni annue) b) connessioni dei generatori e carichi considerati alle infrastrutture energetiche esistenti (reti di distribuzione dell'energia elettrica, gas, teleriscaldamento e teleraffrescamento) c) infrastrutture di metering disponibili d) dati utili a fornire una visione prospettica di sviluppo della comunità energetica, quali trend demografici, piani di sviluppo delle infrastrutture energetiche e di trasporto, piani di urbanizzazione, ecc... e) disponibilità delle FER sul territorio coinvolto: <ol style="list-style-type: none"> i. esposizione anemologica/solare e stima della producibilità ii. corpi idrici sfruttabili attraverso la realizzazione di invasi o impianti di micro generazione iii. presenza potenziale di biomassa (da

	<p>allevamenti, attività agricole, attività silvo-pastorali)</p> <p>iv. presenze di risorse geotermiche, stima del potenziale ottenibile da altre filiere energetiche</p> <p>f) storico dei dati aggregati degli impianti di produzione e delle utenze di consumo:</p> <p>i. profili tipici giornalieri di consumo/produzione di giornate rappresentative dell'anno (rappresentative delle quattro stagioni)</p> <p>ii. disponibilità di dati quartorari o orari di dettaglio a livello di singolo POD.</p>
--	---

Tabella 2-1: Criteri di ammissibilità

In totale sono stati presi in considerazione 12 proposte di cui 6 selezionati come progetti di pilota in base a un punteggio definito da indicatori di merito riportati in tabella 2.2:

Fonte: Ricerca sul Sistema Energetico ([url: www.rse-web.it](http://www.rse-web.it))

CRITERIO	INDICATORI	PUNTEGGIO MASSIMO
Supporto al progetto pilota	<ul style="list-style-type: none"> Numero di lettere di intenti (supporto di Provincia, Regione e altri enti pubblici territoriali) I soggetti che partecipano al progetto pilota sono coinvolti in altre iniziative tipo SEU, SSP, SDC, SSP altrove 	10 punti
Impianti di produzione FER e CAR coinvolti nel progetto Pilota	<p>Mix di tecnologie di generazione da FER/CAR (fotovoltaica, idroelettrica, cogenerazione)</p> <p>Punteggio crescente:</p> <ul style="list-style-type: none"> un impianto FER o CAR due impianti FER o CAR della medesima tipologia 2 o più impianti FER o CAR di diversa tipologia 	Max 15 Punti
Tipologie di consumatori rappresentative all'interno della Comunità	<p>Punteggio crescente:</p> <ul style="list-style-type: none"> una sola tipologia di consumatori due tipologie di consumatori tre o più tipologie di consumatori 	Max 15 Punti
Prossimità	<p>Punteggio crescente:</p> <ul style="list-style-type: none"> prossimità geografica in relazione alle condizioni geomorfologiche dell'area all'interno del medesimo confine amministrativo (comune) consumatori e generatori sottesi alla stessa cabina secondaria 	Max 20 Punti
Presenza di politiche e di misure		Max 15 Punti

<p>a sostegno di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • efficienza energetica • mobilità sostenibile • mitigazione dell’impatto della povertà energetica • riduzione di gas climalteranti • economia circolare 		
--	--	--

Tabella 2-2: Indicatori di merito

Le 6 configurazioni sono:

Fonte: Ricerca sul Sistema Energetico (url: www.rse-web.it)

Posizione	Proponente
1	<i>Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati ACSM, in Trentino Alto Adige</i>
2	<i>Società di Teleriscaldamento Cogenerativo Valtellina, Valcamonica, Valchiavenna TCVVV S.p.A. in Lombardia</i>
3	<i>Unione Energia Alto Adige SEV</i>
4	Walden
5	Cedis
6	Comune di Berchidda in Sardegna

Tabella 2-3: Progetti pilota

Fonte: Ricerca sul Sistema Energetico (url: www.dossierse.it)

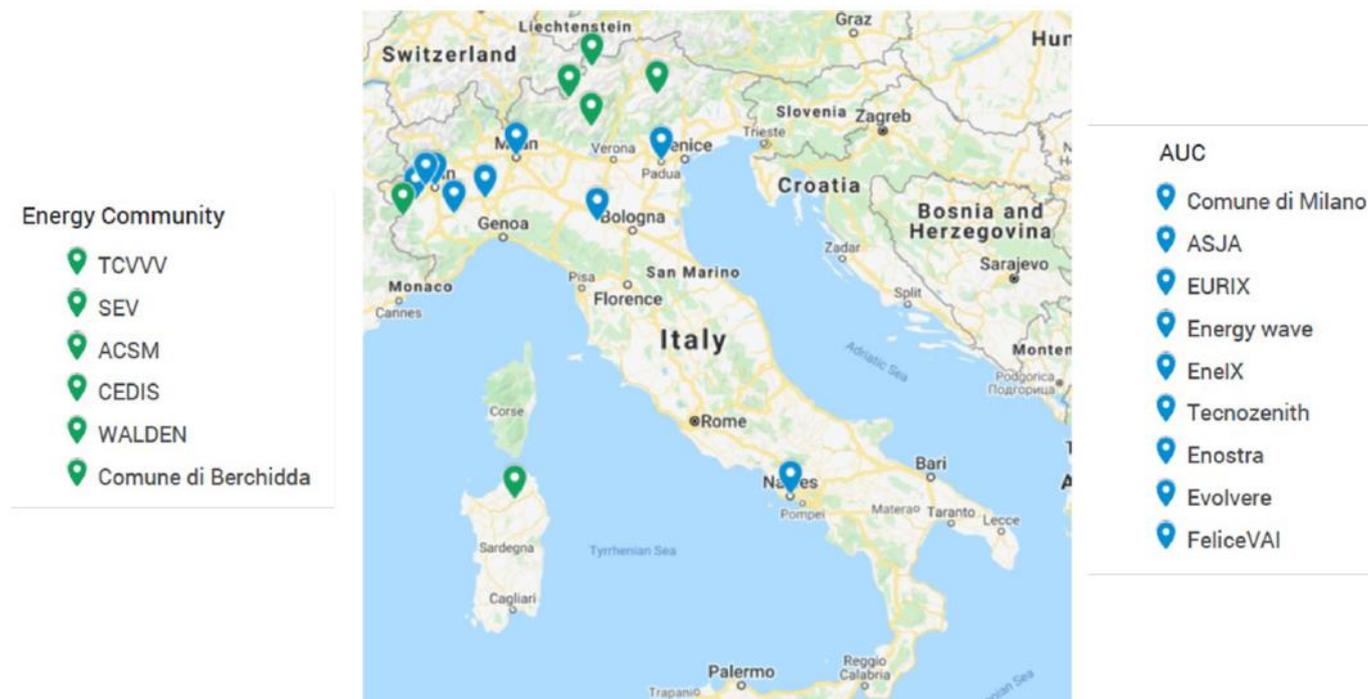


Figura 2-5: Progetti RSE (in verde le Comunità energetiche, in blu gli Autoconsumatori Collettivi)

3 Modello di ottimizzazione del sistema di accumulo con impianto di produzione fotovoltaico

L'obiettivo di questa tesi è realizzare un EMS (*Energy Management System*) per gli Autoconsumatori e le Energy Communities così da ottimizzare l'autoconsumo di energia rinnovabile.

Nello specifico abbiamo assimilato la Energy Community a una microgrid virtuale PVMG (*Photovoltaic Based Microgrid*) i cui carichi sono stati estrapolati dalla sede Hitachi ABB POWER GRIDS ITALY S.p.A. a Sestri Ponente, Genova.

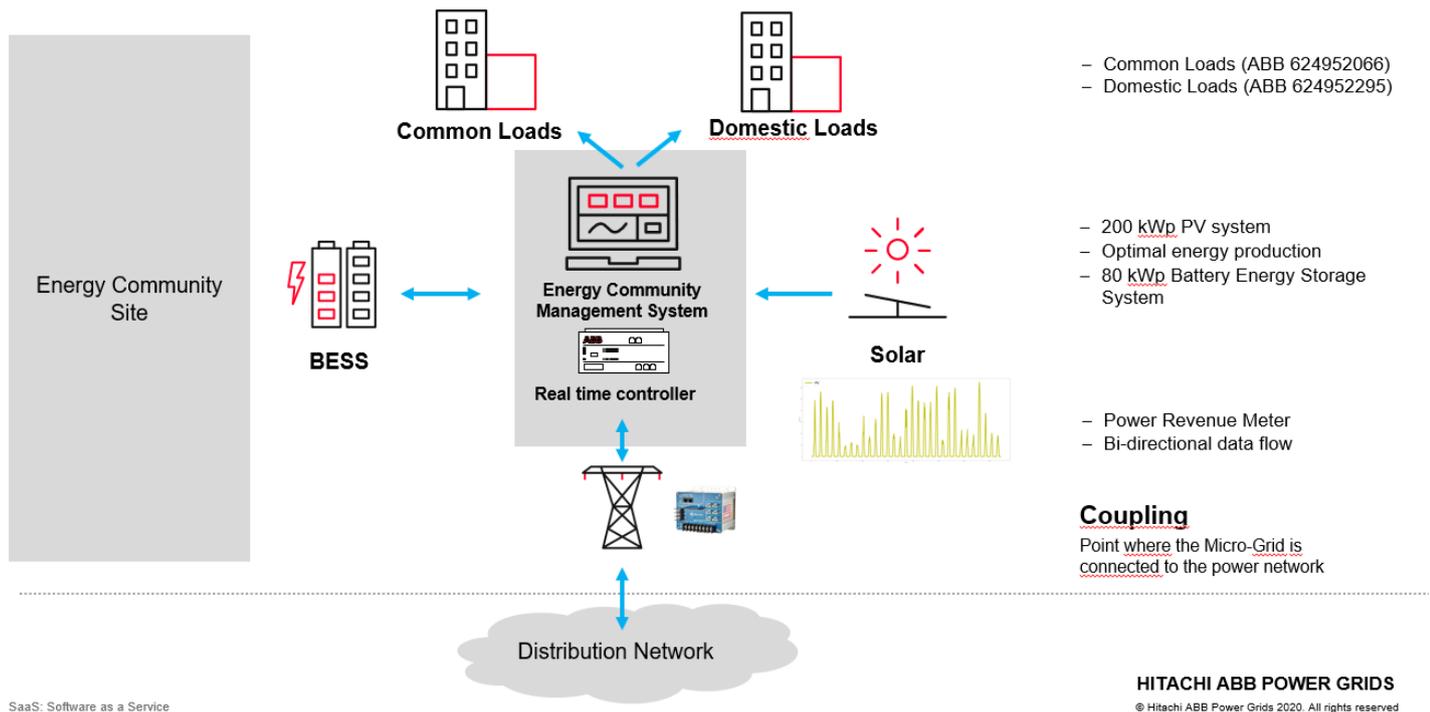


Figura 3-1: Schema EMS per PVMG

La PVMG dell'edificio aziendale è composta da:

- UtENZE comuni (profilo ABB 624952066, Santa Palomba): luci scala, ascensori, sala pranzo
- UtENZE domestiche (profilo ABB 624952295, Via Albareto): uffici, sale riunioni
- Impianto fotovoltaico con potenza nominale pari a 200 kW
- Sistema di accumulo di energia BESS (*Battery Energy Storage System*)
- Rete di distribuzione pubblica

La potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico alimenta le utenze comuni, mentre la domanda delle utenze domestiche (caratterizzate da consumi maggiori) è coperta dalla rete pubblica.

Se l'impianto fotovoltaico supera la domanda delle utenze comuni, il surplus o viene venduto sulla rete o accumulato col BESS.

Nel caso contrario, il BESS ha il compito di coprire più domanda possibile sfruttando così al meglio la produzione di energia rinnovabile.

Per gestire la microgrid abbiamo realizzato un modello EMS il quale definisce i set point di dispacciamento ottimali col fine di massimizzare l'autoconsumo di energia prodotta dal fotovoltaico e allo stesso tempo minimizzare la spesa totale.

Per farlo, si crea un problema di ottimizzazione lineare dove le potenze scambiate all'interno della microgrid rappresentano le variabili decisionali.

3.1 Ottimizzazione e Programma Lineare

L'ottimizzazione scelta per il modello è di tipo lineare multi-variabile, in quanto le variabili decisionali non sono intere e tutte le condizioni sono lineari. Quindi si tratta di un *programma lineare*.

Un programma lineare è un problema di ottimizzazione dove la funzione da massimizzare (o minimizzare) e i rispettivi vincoli sono lineari:

$$\max \text{ (o min) } c_1x_1 + c_2x_2 + \dots c_nx_n \tag{3.1}$$

$$\text{soggetto a } a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots a_{1n}x_n \leq (=, \geq) b_1 \tag{3.2}$$

$$\dots \quad \dots \quad \dots$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots a_{mn}x_n \leq (=, \geq) b_m \tag{3.3}$$

Nel problema la 3.1 è la funzione obiettivo mentre $x_1, x_2 \dots x_n$ sono le variabili. La 3.2 e la 3.3 sono i vincoli, che possono essere equazioni o disequazioni non strette. Tutti i dati a_{ij}, b_j, c_j ($i = 1, \dots, m, j = 1, \dots, n$) e le variabili x sono numeri reali. Per semplicità d'ora in avanti la funzione obiettivo 3.1 è scritta in formato matriciale $c^T x$.

3.1.1 Forme canoniche e soluzioni ammissibili

Un programma lineare può essere espresso in due forme: *canonica* e *standard*.

Canonica: $\max \text{ (o min) } c^T x \tag{3.6}$

$$Ax \geq b$$

$$x \geq 0$$

Standard: $\max \text{ (o min) } c^T x \tag{3.7}$

$$Ax = b$$

$$x \geq 0$$

Dove $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ è la matrice dei vincoli, $c^T \in \mathbb{R}^n$, $b \in \mathbb{R}^m$ e $x \in \mathbb{R}^n$ è il vettore di variabili. Le righe di A sono linearmente indipendenti in quanto $m < n$. Questa assunzione non è restrittiva, perché nel caso $m > n$ allora il sistema $Ax = b$ o non è ammissibile o almeno $m - n$ vincoli sono combinazioni lineari dei rimanenti, quindi si possono eliminare ottenendo così un sistema con $m \leq n$. Se $m = n$ allora il sistema ammette un'unica soluzione elementare.

Ogni vettore di x che soddisfi la 3.6-3.7 è una *soluzione ammissibile* del problema, mentre l'insieme di tutte le soluzioni è noto come *regione ammissibile*. Affinché una soluzione sia ammissibile, le righe di A devono essere linearmente indipendenti (in particolare $m \leq n$). Una *soluzione ottima* invece, è un vettore x^N ammissibile per il quale si verifica la condizione

per problema di massimizzazione: $c^T x^N \geq c^T x \quad \forall x \in \mathbb{R}^n \text{ ammissibile}$

per problema di minimizzazione: $c^T x^N \leq c^T x \quad \forall x \in \mathbb{R}^n \text{ ammissibile}$

Il corrispondente valore $c^T x^N$ è detto *valore ottimo*.

Per un programma lineare, possono verificarsi tre alternative:

- il problema ha almeno una *soluzione ottima*
- il problema non ha soluzioni, quindi è *inammissibile*
- $\forall K \in \mathbb{R}$ esiste una soluzione t.c. $c^T x > K$ (o $c^T x < K$ nel caso di minimizzazione) quindi il problema è *illimitato*

3.1.2 Soluzione di base

Dato un programma lineare standard con matrice $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$, la *base* $\beta \subseteq \{1, \dots, n\}$ è un sottoinsieme di n mentre la *matrice di base* A_B è una qualsiasi sottomatrice invertibile quadrata di A . La matrice A quindi può essere scomposta in due matrici:

- *matrice di base* A_B formata dalle colonne di A con indice in β
- *matrice fuori base* A_N formata dalle colonne di A con indice in $\{1, \dots, n\} \setminus \beta$

Analogamente i vettori c^T e x della 3.7 possono essere scomposti in (c_B, c_N) e in (x_B, x_N) , quindi in componenti *base* e *fuori base*.

Data una base A_B , i vincoli $Ax = b$ possono essere riscritti secondo la 3.8:

$$A_B x_B + A_N x_N = b \quad (3.8)$$

Teorema 1: *se un programma lineare in forma standard ha soluzioni ottime, allora almeno una soluzione di base è una soluzione ottima (a patto che sia ammissibile)*

La *soluzione di base* \bar{x}_B associata ad A_B è l'unica soluzione della 3.8 ottenuta per $x_N = 0$. Essendo la soluzione unica e A_B invertibile, vale $\bar{x}_B = A_B^{-1} b$. Una soluzione di base però non è necessariamente ammissibile in quanto i vincoli della 3.7 possono risultare violati (in questo caso si parla di *soluzione degenera*). Quindi affinché \bar{x}_B sia ammissibile, deve valere la condizione 3.9

$$\bar{x}_B = A_B^{-1} b \geq 0 \quad (3.9)$$

Quindi il problema 3.7 può essere riscritto come segue:

$$\max \text{ (o min) } c_B x_B + c_N x_N \quad (3.10)$$

$$x_B = A_B^{-1} (b - A_N x_N)$$

$$x_B, x_N \geq 0$$

3.1.3 Condizioni di ottimalità e illimitatezza

Data A_B come matrice di base e \bar{x}_B la rispettiva soluzione di base, il costo di una qualsiasi soluzione ammissibile può essere espresso come:

$$c_B x_B + c_N x_N = c_B A_B^{-1} (b - A_N x_N) + c_N x_N = c_B \bar{x}_B + (c_N - c_B A_B^{-1} A_N) x_N \quad (3.11)$$

In forma scalare si può scrivere la riformulazione secondo la 3.12:

$$\max \gamma_0 + \sum_{j=1}^{n-m} \gamma_j x_{i_m+j} \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned}
 x_{i_1} &= \beta_1 + \sum_{j=1}^{n-m} \alpha_{1j} x_{im+j} \\
 &\dots \\
 x_{i_m} &= \beta_m + \sum_{j=1}^{n-m} \alpha_{mj} x_{im+j}
 \end{aligned}$$

dove:

- γ_0 è il valore di $c_B A_B^{-1} b$
- γ_j con $j = 1, \dots, n - m$ sono le componenti del vettore $c_N - c_B A_B^{-1} A_N$
- β_r con $r = 1, \dots, m$ sono le componenti del vettore $A_B^{-1} b$
- $\alpha_{r,j}$ sono le componenti della matrice $-A_B^{-1} A_N$

I coefficienti γ_j delle variabili fuori base x_N vengono detti *costi ridotti*. Esprimono la variazione dell'obiettivo per l'incremento di un'unità della variabile fuori base corrispondente.

Teorema 2: *se $\gamma_j \geq 0 \forall j$, la soluzione di base corrente è ottima*

Se la soluzione non è ottima (cioè non è rispettato il Teorema 2), bisogna verificare che il problema sia illimitato o meno. Una condizione sufficiente perché questo si verifichi è:

$$\exists \gamma_h > 0 : \alpha_{rh} \geq 0 \quad r = 1, \dots, m$$

Nella riformulazione 3.10 ponendo a zero tutte le variabili fuori base tranne la variabile $x_{i_{m+h}}$ con $\gamma_h > 0$ rimane:

$$\begin{aligned}
 \max \quad & \gamma_0 + \gamma_h x_{i_{m+h}} && (3.13) \\
 & x_{i_1} = \beta_1 + \alpha_{1h} x_{i_{m+h}} \\
 & \dots \\
 & x_{i_m} = \beta_m + \alpha_{mh} x_{i_{m+h}}
 \end{aligned}$$

All'aumentare di $x_{i_{m+h}}$ la funzione obiettivo cresce indefinitamente, quindi il problema è illimitato.

3.1.4 Cambio di base e Metodo del Simplex

Nel caso in cui le condizioni di ottimalità e di limitatezza non siano soddisfatte, si può cambiare base, passando da quella attuale ad una adiacente. La soluzione corrispondente alla base adiacente deve essere ammissibile e avere un valore della funzione obiettivo migliore (ossia maggiore nel caso di massimizzazione, minore nel caso di minimizzazione) di quello attuale.

Si sceglie una variabile fuori base $x_{i_{m+j}}$ di costo ridotto $\gamma_j > 0$. Nel caso in cui ci siano più variabili con γ_j positivo, si sceglie quella con γ_j maggiore. Nel caso il γ_j massimo sia condiviso da più variabili, si seleziona per pura convenzione la variabile con indice minore.

Una volta selezionata la $x_{i_{m+j}}$, si incrementa mantenendo a zero le altre variabili fuori base come nella 3.10. Quanto può aumentare il valore di $x_{i_{m+h}}$ senza uscire dalla *regione ammissibile*?

Si possono verificare due casi:

- Caso 1:

$$x_{i_r} = \beta_r + \alpha_{rh}x_{im+h} \geq \beta_r \geq 0 \text{ (con } \alpha_{rh} \geq 0 \text{ e } x_{im+h} \geq 0 \forall r = 1, \dots, m)$$

- Caso 2:

$$\alpha_{rh} < 0$$

Per il caso 1, non ci sono alcune restrizioni sulla crescita di x_{im+h} e di conseguenza il problema è illimitato. Nel caso 2 invece, per rimanere nella regione ammissibile, x_{im+h} può crescere fino al massimo di $-\frac{\beta_r}{\alpha_{rh}}$. Oltre questo valore, la variabile di base x_{i_r} assume valori negativi e quindi la soluzione non è più ammissibile.

La variabile x_{i_k} uscente dalla base sarà la prima variabile di base x_{i_r} (con $\alpha_{rh} < 0$) che si annulla al crescere di x_{im+h} .

Il metodo del simplesso utilizza il cambiamento di base per risolvere problemi di programmazione lineare in forma standard. In pratica è un processo iterativo col quale, partendo da una base iniziale $A_{B,k}$, si cambia base fino a ottenere una soluzione ottima del problema. Il metodo è suddiviso in quattro fasi:

- **Fase 1:** partendo da una qualunque soluzione di base ammissibile $\bar{x}_{B,k}$, si verifica la condizione di ottimalità: se la condizione è rispettata, allora la soluzione $\bar{x}_{B,k}$ è ottima, altrimenti si passa alla seconda fase
- **Fase 2:** si verifica la condizione di illimitatezza. Nel caso venga rispettata, allora il problema è illimitato e non esistono soluzioni ottime, in caso contrario si passa alla terza fase
- **Fase 3:** si seleziona una variabile non di base x_{im+h} che dovrà entrare nella base
- **Fase 4:** si seleziona una variabile di base x_{i_k} che dovrà uscire dalla base
- **Fase 5:** si genera una nuova base $A_{B,k+1}$ sostituendo in $A_{B,k}$ la variabile x_{i_k} con la variabile x_{im+h} . Si ritorna alla fase 1

Il metodo del simplesso termina in un numero finito di iterazioni: a ogni iterazione, la nuova soluzione della base $A_{B,k+1}$ ha un valore strettamente migliore rispetto alla $A_{B,k}$ e quindi è diversa da tutte quelle che l'hanno preceduta. Se il problema nella fase 2 non risulta illimitato, allora le soluzioni possibili sono finite.

Raramente può verificarsi un loop con cui il metodo genera sempre la stessa sequenza di basi $A_{B,i}$. Questa condizione però si verifica solo nel caso di soluzione degenera $A_B^{-1}b < 0$.

3.2 Modello previsionale per l'impianto fotovoltaico

La potenza AC oraria provvista dall'impianto fotovoltaico viene calcolata usando l'irradianza solare e la temperatura della cella fotovoltaica. La formula 3.14 e 3.15 sono date dallo standard IEC 61724-2:

$$t_{mod,t} = t_{amb,t} + \frac{NOCT-20}{800} * G_t \quad (3.14)$$

dove:

- $t_{mod,t}$ [$^{\circ}C$]: temperatura della cella fotovoltaica
- $t_{amb,t}$ [$^{\circ}C$]: temperatura ambiente
- $NOCT$ [$^{\circ}C$]: *Nominal Operating Cell Temperature* pari a $44^{\circ}C$, temperatura della cella per inclinazione pari a 45° con velocità del vento di 1 m/s
- G_t [$\frac{W}{m^2}$]: irradianza solare

$$PV = P_{STC} * \frac{G_t}{G_{STC}} * \eta_{INV} * \left(1 - \frac{\gamma}{100} * (t_{mod,t} - t_{STC})\right) [kW] \quad (3.15)$$

dove:

- P_{STC} [kW]: potenza nominale dell'impianto pari a 200 kW
- G_{STC} [$\frac{W}{m^2}$]: irradianza solare in condizioni STC (*Standard Test Conditions*) pari a $1000 \frac{W}{m^2}$
- γ [$^{\circ}C^{-1}$]: coefficiente termico di potenza pari a $4 [^{\circ}C^{-1}]$, stima le perdite di potenza dovute ad una temperatura della cella diversa dalle condizioni STC
- t_{STC} [$^{\circ}C$]: temperatura della cella fotovoltaica in condizioni STC pari a $25^{\circ}C$
- η_{INV} [%]: rendimento di conversione pari a 95%

L'irradianza G_t viene calcolata tramite la formula 3.16 fornita dal modello ASHRAE:

$$G_t = \frac{BHI}{\cos\theta_z} * \cos\theta + GHI \quad (3.16)$$

dove:

BHI [$\frac{W}{m^2}$]: irradianza diretta (*Beam Horizontal Irradiance*)

GHI [$\frac{W}{m^2}$]: irradianza diffusa (*Global Horizontal Irradiance*)

θ_z [$^{\circ}$]: angolo di zenith pari a 22.6°

θ [$^{\circ}$]: angolo incidenza raggi solari (normale tra il piano inclinato e la linea Terra-Sole) pari a 25°

I dati per il calcolo dell'irradianza solare sono forniti dal database *Solar Radiation Data* (SoDa) attraverso il servizio *Copernicus atmosphere monitoring service* (CAMS).

Fonte: Solar Radiation Data (url: www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service)

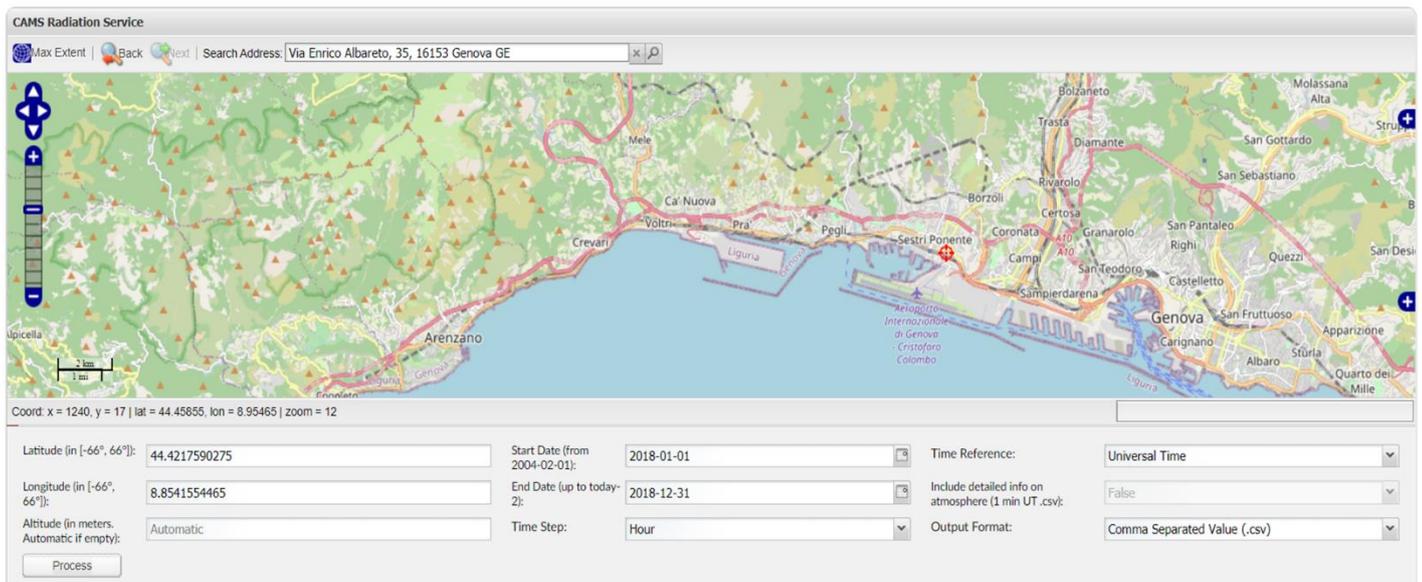


Figura 3-2: Interfaccia CAMS Radiation service del sito Solar Radiation Data

I dati di irradianza forniti dal database SoDa hanno una risoluzione temporale che può andare dal minuto al mese. Il sito, tramite uno script *Matlab*, usa come dati di input le coordinate geografiche e la risoluzione temporale. In questo modo si ottengono come dati di output le diverse componenti dell'irradianza relative al periodo di tempo selezionato (nel nostro caso dal 01/01/2018 al 31/12/2018).

La temperatura ambiente invece è fornita dal servizio *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications* (MERRA-2) dello stesso database:

Fonte: MERRA (url: www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra)

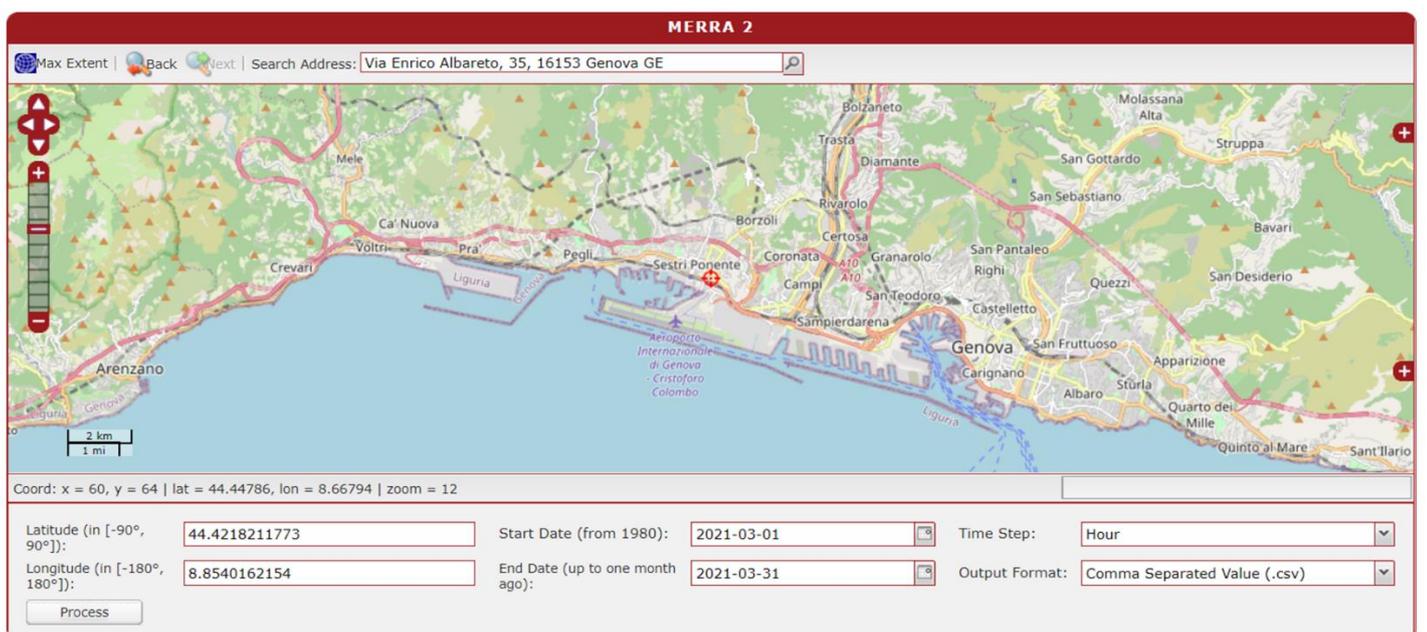


Figura 3-3: Interfaccia MERRA 2 del sito Solar Radiation Data

Tabella 3-1: Dati irradianza su base oraria del 01/01/2018

Orario	TOA	$GHI \left[\frac{W}{m^2} \right]$	$BHI \left[\frac{W}{m^2} \right]$	$DHI \left[\frac{W}{m^2} \right]$	$BNI \left[\frac{W}{m^2} \right]$
00:00:00-01:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
01:00:00-02:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
02:00:00-03:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
03:00:00-04:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
04:00:00-05:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
05:00:00-06:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
06:00:00-07:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
07:00:00-08:00:00	84,4784	23,8061	0,1277	23,6783	1,1704
08:00:00-09:00:00	273,1594	73,7135	3,0859	70,6276	15,4658
09:00:00-10:00:00	418,2693	82,5229	3,4489	79,0740	11,6169
10:00:00-11:00:00	508,6887	92,8365	5,2931	87,5434	14,6075
11:00:00-12:00:00	538,2584	297,8772	213,1362	84,7410	557,1555
12:00:00-13:00:00	504,9642	349,8163	278,6025	71,2138	776,2578
13:00:00-14:00:00	411,0747	272,0004	205,5909	66,4095	701,2912
14:00:00-15:00:00	262,9869	145,5042	79,0461	66,4581	378,8288
15:00:00-16:00:00	73,8344	29,8703	0,3178	29,5525	2,9090
16:00:00-17:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17:00:00-18:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18:00:00-19:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19:00:00-20:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20:00:00-21:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21:00:00-22:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22:00:00-23:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23:00:00-00:00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Tabella 3-2: Calcolo dell'irradianza solare, della temperatura della cella fotovoltaica e della potenza prodotta per il 01/01/2018

$P_{nom}[kW]$	Zenith [rad]	Incidenza	$G \left[\frac{W}{m^2} \right]$	$t_{amb,t} [K]$	$t_{amb,t} [^{\circ}C]$	$t_{mod} [^{\circ}C]$	$PV[kW]$
200,0000	0,394444	0,9	0	282,33	9,18	9,18	0
			0	282,08	8,93	8,93	0
			0	281,5	8,35	8,35	0
			0	280,76	7,61	7,61	0
			0	279,75	6,6	6,6	0
			0	278,13	4,98	4,98	0
			0	277,29	4,14	4,14	0
			23,80279	277,27	4,12	4,8340837	4,157726
			73,63592	277,84	4,69	6,8990775	12,97784
			82,43619	279,06	5,91	8,3830857	14,6218
			92,70343	280,46	7,31	10,091103	16,56325
			292,5188	281,87	8,72	17,495563	53,91022
			342,812	282,97	9,82	20,104359	63,85878
			266,8317	283,39	10,24	18,24495	49,32814
			143,5169	282,85	9,7	14,005507	26,06901
			29,86231	281,36	8,21	9,1058693	5,313116
			0	279,52	6,37	6,37	0
			0	279,26	6,11	6,11	0
			0	279,55	6,4	6,4	0
			0	279,86	6,71	6,71	0
			0	279,71	6,56	6,56	0
			0	279,5	6,35	6,35	0
			0	279,41	6,26	6,26	0
			0	279,24	6,09	6,09	0

3.3 Sistemi di accumulo BESS

Il BESS è un elemento fondamentale, in quanto permette di accumulare l'energia in eccesso e renderla disponibile quando c'è maggiore necessità, fungendo da bilancia tra domanda e offerta e contribuendo a stabilizzare la rete.

I sistemi di accumulo BESS possono essere installati in conformità alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21. Le configurazioni di installazione ammissibili sono tre:

- Sistema di accumulo lato produzione monodirezionale

Fonte: NORME CEI ([url:www.ceinorme.it/](http://www.ceinorme.it/))

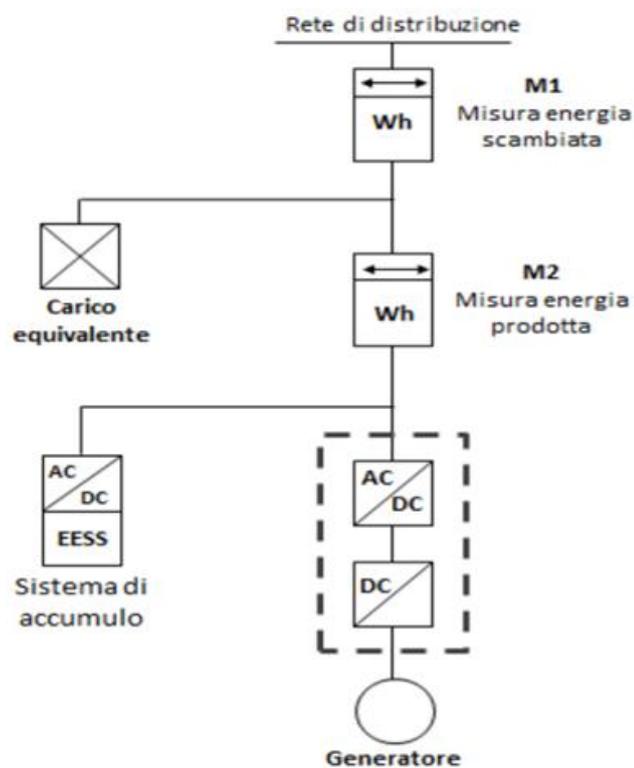


Figura 3-4: BESS lato produzione monodirezionale

- Sistema di accumulo lato produzione bidirezionale

Fonte: NORME CEI ([url:www.ceinorme.it/](http://www.ceinorme.it/))

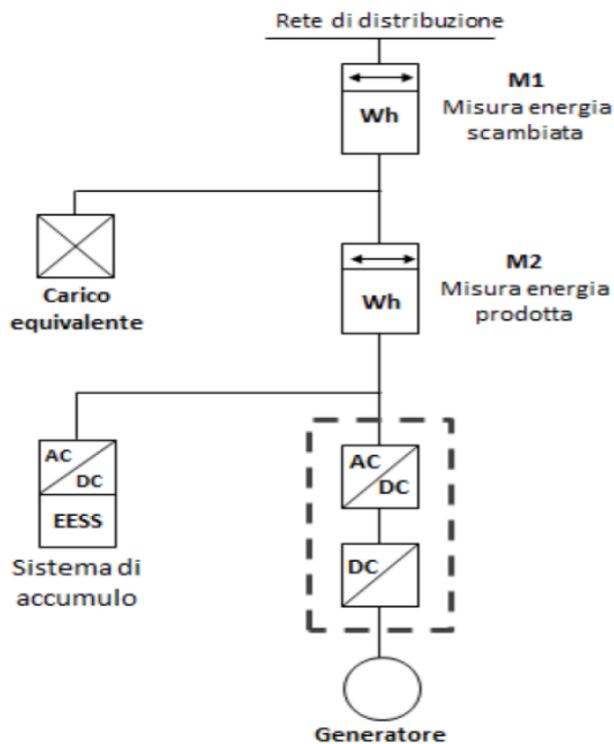


Figura 3-5: BESS lato produzione bidirezionale

- Sistema di accumulo post-produzione bidirezionale

Fonte: NORME CEI ([url:www.ceinorme.it/](http://www.ceinorme.it/))

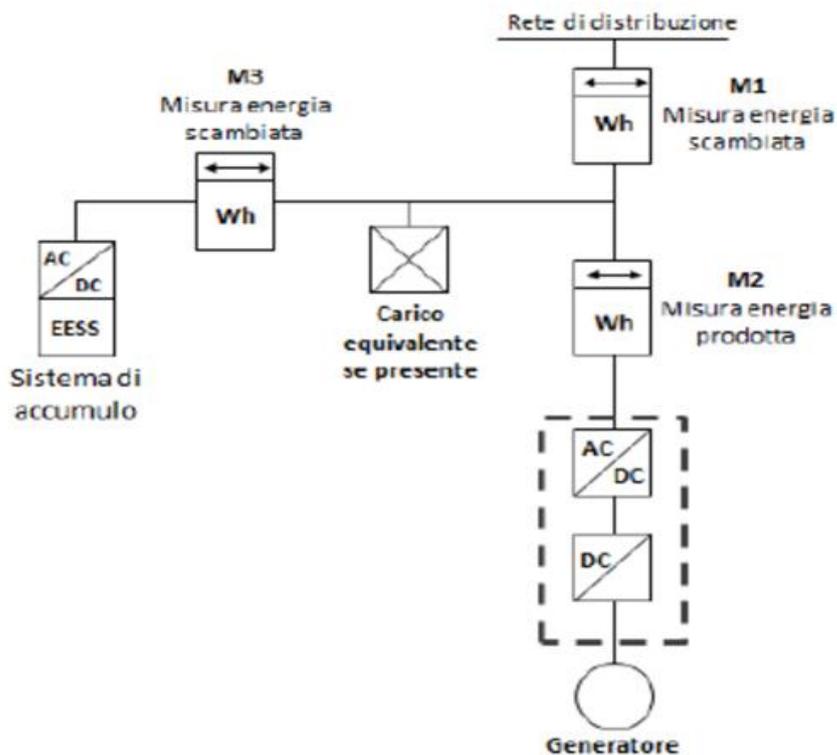


Figura 3-6: BESS post-produzione bidirezionale

Il contatore M1 è posto nel punto di connessione con la rete elettrica POD (Point of Delivery), il contatore M2 è posto nel punto di produzione dell’impianto FER. Il contatore M3 misura le potenze di carica e di scarica dei sistemi di accumulo nella terza configurazione.

I BESS nel nostro caso appartengono alla terza configurazione, così da poter alternare produzione e consumo di energia.

Le potenze di carica P^{chg} e di scarica P^{dchg} del BESS hanno come limiti le disequazioni 3.16 e 3.17:

$$P^{chg}(t) \leq \overline{P^{ps}} * \pi_s(t) \tag{3.16}$$

$$P^{dchg}(t) \geq \underline{P^{ps}} * (1 - \pi_s(t)) \tag{3.17}$$

dove:

- $\overline{P^{ps}}$ [kW]: valore limite per l’incremento della potenza di carica
- $\underline{P^{ps}}$ [kW]: valore limite per il decremento della potenza di scarica
- $\pi_s(t)$: variabile binaria che determina la modalità di carica o scarica del BESS

Lo *SOC* (*State of Charge*) indica il livello di carica del sistema di accumulo relativo alla sua capacità totale. È definito dall’equazione 3.18:

$$SOC_S(t + 1) = SOC_S(t) - 100 * \sum \left(P^{chg}(t) * \eta_S^{IN} - \frac{P^{dchg}(t)}{\eta_S^{OUT}} \right) * \frac{\Delta t}{E_{nom}^S} \tag{3.18}$$

dove:

- η_S^{IN} [%]: efficienza di ricarica del BESS
- η_S^{OUT} [%]: efficienza di scarica del BESS
- E_{nom}^S [kWh]: capacità nominale di energia del BESS

Le condizioni 3.19 e 3.20 mettono dei limiti allo SOC per evitare un valore medio troppo elevato, così da evitare uno stress tale da ridurre velocemente sia la capacità che la durata della batteria:

$$SOC_S(t) \leq \overline{SOC_S} \tag{3.19}$$

$$SOC_S(t) \geq \underline{SOC_S} \tag{3.20}$$

Tabella 3-3: Parametri del sistema di accumulo BESS

Parametro	Valore
$\overline{P^{ps}}$ [kW]	35.5
$\underline{P^{ps}}$ [kW]	35.5
η_S^{IN} [%]	0.99
η_S^{OUT} [%]	0.99
E_{nom}^S [kWh]	35.5
$\overline{SOC_S}$ [%]	80
$\underline{SOC_S}$ [%]	20

3.4 Profilo dei consumi

Con lo schema virtuale, ogni utente (sia comune che domestico) è collegato alla rete pubblica tramite un proprio POD, mentre l'impianto fotovoltaico alimenta solamente le utenze comuni.

Come già anticipato a inizio paragrafo, le utenze comuni si suddividono in due gruppi:

- Utenze comuni (profilo ABB 624952066, Santa Palomba): luci scala, ascensori, sala pranzo
- Utenze domestiche (profilo ABB 624952295, Via Albareto): uffici, sale riunioni

Se la potenza prodotta totale (data dalla scarica del BESS e dall'impianto) non è sufficiente a coprire la domanda L^c , bisogna acquistare la differenza $L^{c\ miss}$ data dall'equazione 3.21:

$$L^{c\ miss}(t) = L^c(t) - (PV(t) + P^{dhg}(t)) \text{ [kW]} \quad (3.21)$$

Dove:

- L^c [kW]: profilo della potenza consumata dalle utenze comuni
 PV [kW]: profilo della potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico

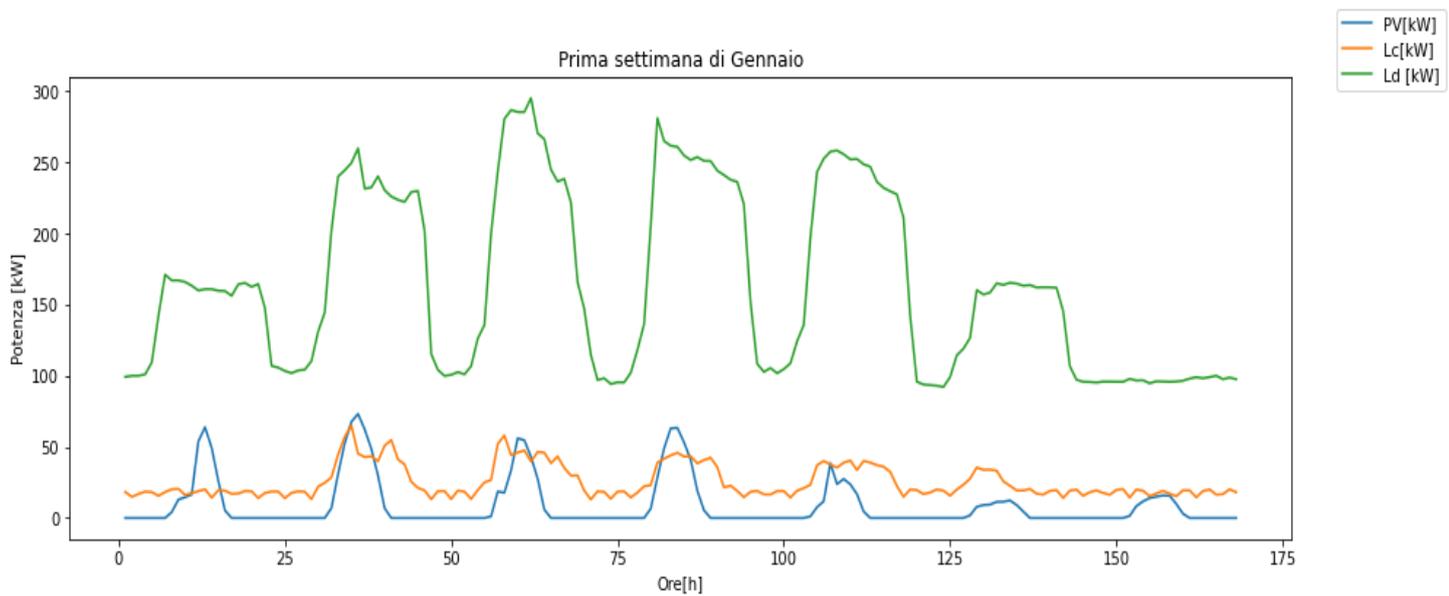


Figura 3-7: Profilo PV e profilo consumi L^c e L^d prima settimana di gennaio 2018

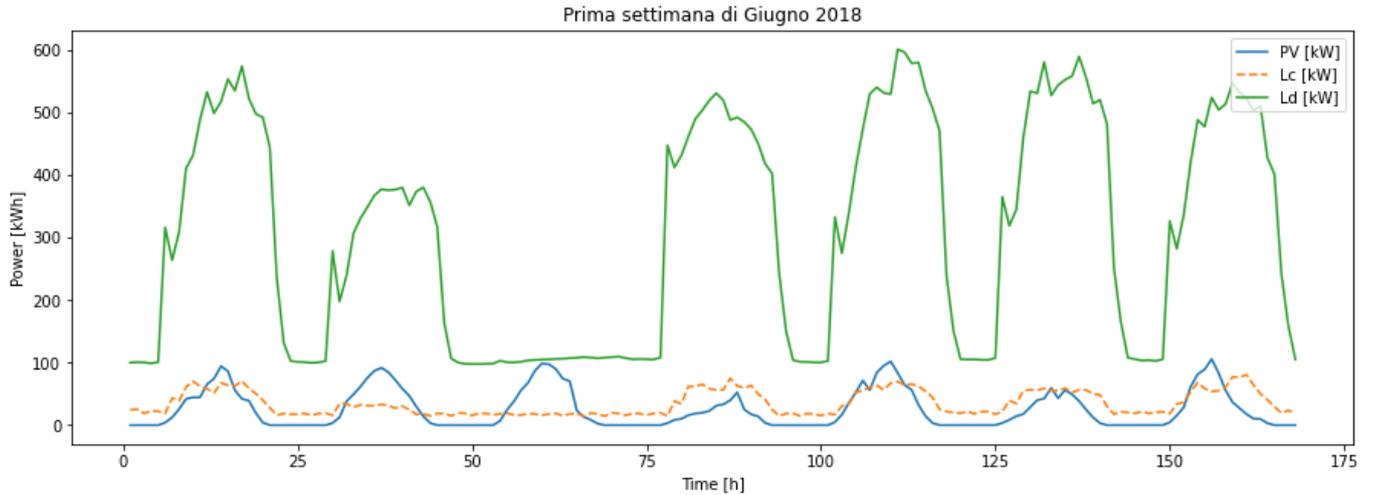


Figura 3-8: Profilo PV e profilo consumi L^c e L^d prima settimana di giugno 2018

La potenza acquistata su base oraria P^{buy} è data dalla somma della domanda scoperta $L^{c\ miss}$ e del consumo L^d delle utenze domestiche:

$$P^{buy}(t) = L^d(t) + L^{c\ miss}(t) \text{ [kW]} \quad (3.22)$$

Nel caso in cui la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico PV superi la domanda delle utenze comuni L^c , la differenza P^{sell} verrà immessa in rete al netto della potenza di ricarica P^{chg} :

$$P^{sell}(t) = PV(t) - P^{chg}(t) - L^c(t) \text{ [kW]} \quad (3.23)$$

3.5 Spesa e guadagni

Con la configurazione di autoconsumo si hanno due fonti di guadagno:

- Vendita della potenza immessa in rete P^{sell}
- Incentivazione della potenza condivisa P^{ac}

Come già anticipato nel paragrafo 2.3, gli autoconsumatori e le comunità di energia rinnovabile possono vendere energia al GSE. Per la precisione, il GSE acquista l'energia immessa al prezzo zonale orario tramite il servizio di Ritiro Dedicato.

Quindi il guadagno R^{sell} della vendita è dato dall'equazione 3.24:

$$R^{sell} = \sum_t (pz(t) * P^{sell}(t) * \Delta t) \text{ [€]} \quad (3.24)$$

dove:

$pz \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$: prezzo zonale orario

Δt : intervallo di tempo pari a un'ora

La potenza condivisa P^{ac} invece è pari al minimo tra la potenza acquistata P^{buy} e la potenza immessa in rete P^{sell} su base oraria.

Il contributo R^{inc} fornito dal GSE è dato da:

$$R^{inc} = \sum_t (c^{MISE} + c^{ARERA} + pz(t) * c_{Pri}) * P^{ac}(t) * \Delta t \quad (3.25)$$

dove:

$C^{MISE} [\frac{\text{€}}{\text{kWh}}]$: bonus calcolato dal MISE pari a $0.1 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$

$C^{ARERA} [\frac{\text{€}}{\text{kWh}}]$: bonus calcolato da ARERA pari a $8.22 * 10^{-4} \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$

$C_{PRi} [\%]$: coefficiente di maggiorazione della potenza condivisa per valorizzare le perdite di rete evitate (pari a 1.2% per reti in media tensione e 2.6% per reti in alta tensione)

La spesa C^{buy} è data dall'acquisto della potenza P^{buy} necessaria a coprire la domanda delle utenze. È data dall'equazione 3.26:

$$C^{buy} = \sum_t (p(t) * P^{buy}(t) * \Delta t) \quad (3.26)$$

dove:

$p(t) [\frac{\text{€}}{\text{kWh}}]$: prezzo di acquisto dell'energia dalla rete elettrica

Il prezzo $p(t)$ varia a seconda delle fasce orarie:

$0.075 [\frac{\text{€}}{\text{kWh}}]$ per fascia oraria F1

$0.0735 [\frac{\text{€}}{\text{kWh}}]$ per fascia oraria F2 e F3

I prezzi dell'energia elettrica delle zone di mercato e il PUN (*Prezzo Unico di acquisto su base Nazionale*) sono consultabili nel database del GME sull'apposito sito (<http://mercatoelettrico.org>). Il prezzo di acquisto invece è stato fornito dal sito ufficiale di ENI (<https://enigaseluce.com>)

3.6 Objective Function

Nel nostro caso, la funzione obiettivo (*objective function*) da minimizzare è la spesa totale data dalla differenza tra la spesa per l'acquisto di energia dalla rete di distribuzione e il guadagno totale:

$$\min o. f. = C^{buy} - R^{sell} \quad (3.4)$$

I vincoli invece sono dati dalle condizioni di funzionamento del sistema di accumulo BESS e dall'equilibrio di potenza della PVMG (dato dalla 3.5):

$$P^{buy}(t) + PV(t) + P^{dhg}(t) = P^{chg}(t) + P^{sell}(t) + L^c(t) + L^d(t) \quad (3.5)$$

In pratica il problema di ottimizzazione può essere formulato come:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \sum_{t \in T} \varepsilon * p_z(t) * (P^{chg}(t) + L^c(t) + L^d(t) - PV(t) - P^{dhg}(t) - P^{sell}(t)) * \Delta t - R^{sell} \\ \text{Balance Equation} \\ \text{BESS Constraints} \\ \text{Storage Constraints} \end{array} \right.$$

P^{sell} è una variabile decisionale che può assumere solo valori reali, mentre P^{chg} e P^{dhg} sono variabili decisionali binarie. Per questo caso il problema di ottimizzazione è di tipo lineare misto-intero MILP.

4 Optimization framework

Il problema di ottimizzazione dell'Autoconsumo per la PVMG è stato realizzato con Pyomo (*Python Optimization Modeling Objects*).

Pyomo è un framework open source molto utilizzato per la risoluzione e modellizzazione di problemi lineari in quanto composto da pacchetti software scritti in Python, e quindi più semplice rispetto agli AML (*Algebraic Modeling Languages*). Grazie a Python, Pyomo può usare una sintassi semplice e intuitiva degli script assieme a molti framework (noti anche come *librerie*) per la formulazione di problemi complessi.

Per la soluzione del problema invece, si usano pacchetti software noti come *solver*. Nel nostro caso abbiamo utilizzato il solver open source *cbc*, scritto in C++ e idoneo per l'ottimizzazione di problemi misto-interi.

Il programma è stato realizzato tramite l'editor open source *Spyder*. Spyder ha funzionalità che permettono in automatico di eseguire debug e analisi delle variabili. È realizzato totalmente in Python e può utilizzare tutte le librerie disponibili, però bisogna indicare quelle specifiche per il programma nello script. Nel nostro caso:

```
import pyomo.environ as pe
from pyomo.util.infeasible import log_infeasible_constraints
from pyomo.opt import SolverFactory
import pandas as pd
import math
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
from pyomo.gdp import *
```

Col statement `import pyomo.environ as pe` si accede alla libreria Pyomo che viene indicata d'ora in avanti con *pe*. Lo stesso ragionamento vale per le librerie *Pandas*, *Math*, *Matplotlib* e *Numpy*. *Pandas* è una libreria usata principalmente nell'ambito del DataScience, cioè la gestione e la manipolazione dei dati.

Math e *Numpy* invece permettono di accedere a funzioni matematiche complesse, mentre *Matplotlib* serve a creare grafici.

Quando si realizza un modello su Pyomo per descrivere un problema, bisogna indicare se il modello è astratto oppure concreto.

Nel primo caso si tratta di un problema di ottimizzazione dove i parametri a_{ij} , b_j , c_j non sono specificati, quindi le formule 3.15, 3.16 e 3.17 rimangono astratte finché non vengono caricati i dati in un secondo momento.

Nel nostro caso invece, ovvero quello concreto, i dati di input sono già disponibili.

Il modello viene indicato nel programma con la variabile *m* col statement:

```
m=pe.ConcreteModel()
```

4.1 Vincoli su Pyomo

I vincoli di un problema MILP (quindi equazioni o disequazioni non strette) su Pyomo sono definiti tramite funzioni. Consideriamo il problema di ottimizzazione generico:

$$\min_{x_i} \sum_i c_i x_i \quad (4.1)$$

$$\sum_i a_{mi} x_i \geq b_m \quad (4.2)$$

con la matrice A e i vettori c e b noti. In forma matriciale risulta:

$$\min_{x_i} [7 \ 12] \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

$$\begin{bmatrix} 3 & 4 \\ 2 & 5 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} \geq \begin{bmatrix} 4 \\ 2 \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Il programma Pyomo relativo al problema 4.3 risulta:

```
import pyomo.environ as pe
```

```
model=ConcreteModel()
model.x = Var(2, within= NonNegativeReals)
```

Si tratta di un modello concreto in quanto i dati sono già noti. La variabile x è un vettore di composto da due valori reali positivi. Bisogna ora caricare i dati:

```
a={(1,1): 3, (1,2): 4,
   (2,1): 2, (2,2): 5}
b=[4,2]
model.M=RangeSet(2);
model.N=RangeSet(2);
```

I vincoli della 4.4 vengono definiti come funzioni su Pyomo, cioè blocchi di codice dichiarati con lo statement `def`:

```
def con_rule (model, m):
    return sum(model.a[m,i]*model.x[i] for i in model.N) >= model.b[m]
```

La funzione però deve essere posta come condizione del modello tramite lo statement `Constraint`:

```
model.con = Constraint(model.M, rule= con_rule)
```

Per la 4.3, il ragionamento è analogo, con la differenza che si deve usare lo statement `Objective` per indicare al programma che si tratta della funzione obiettivo:

```
def obj_rule (model, m):
    return sum(model.c[i]*model.x[i] for i in model.N)
model.OF = Objective(rule=obj_rule, sense=minimize)
```

Lo statement `sense` indica se minimizzare o massimizzare la funzione obiettivo (se non si specifica minimizza automaticamente).

4.2 Dataset

I dati di input per il problema di ottimizzazione sono riportati su Excel e suddivisi in 12 fogli di calcolo (uno per ogni mese dell'anno 2018) e sono:

- Data e ora
- Prezzo zonale orario (zona Nord) dell'energia p_z
- Prezzo di acquisto dell'energia p
- Profilo di produzione di energia dell'impianto fotovoltaico PV
- Profilo di consumo di energia delle utenze comuni L^c
- Profilo di consumo di energia delle utenze domestiche L^d

Tabella 4.1: Foglio di calcolo Excel coi dati di gennaio 2018

Ore [h]	Data	Prezzo Nord [€/MWh]	Prezzo [€/kWh]	PV[kW]	Lc[kW]	Ld[kW]
1	2018-03-01T00:	16,798	0,07535	0	20,3	169,365
2	2018-03-01T01:	16,036	0,07535	0	15,1	169,074
3	2018-03-01T02:	15,631	0,07535	0	21,025	169,497
4	2018-03-01T03:	15,609	0,07535	0	14,525	169,152
5	2018-03-01T04:	15,734	0,07535	0	21,825	168,885
6	2018-03-01T05:	16,708	0,07535	0	14,825	225,6
7	2018-03-01T06:	19,56	0,07535	4,582256	23,55	236,148
8	2018-03-01T07:	22,735	0,07535	11,18287	20,3	295,959
9	2018-03-01T08:	25,693	0,0735	15,61878	59,625	331,431
10	2018-03-01T09:	26,245	0,075	26,73251	65,25	347,982

Il file Excel viene caricato sul programma tramite la libreria *pandas* con:

```
dw=pd.read_excel('Mese_totale.xlsx',header=0,index_col='Ore [h]',
engine='openpyxl')
```

dove:

- `dw` è la variabile con cui si indica il dataset (salvato come `Mese_totale.xlsx`)
- `header=0` indica la prima riga del file per l'intestazione delle colonne

-
- `index_col='Ore [h]'` pone la colonna `Ore [h]` come indice per i dati
- `engine='openpyxl'` permette di accedere alla libreria `openpyxl` usata per leggere/scrivere file excel

I Param del programma (cioè i parametri iterabili), vengono inizializzati tramite *dictionaries* (o *dizionari*) creati coi dati di `dw` col statement `to_dict()`:

```
init_PV=dw['PV[kW]'].to_dict()
```

```
m.PV=pe.Param(m.time, initialize=init_PV, within=pe.NonNegativeReals,
              doc='Produzione fotovoltaico [kW]')
```

Si svolge lo stesso procedimento per il prezzo zonale orario, la domanda L^c , la domanda L^d e il prezzo di acquisto.

4.2.1 Vincoli BESS

Lo state of Charge SOC , il profilo di carica P^{chg} e il profilo di scarica P^{dchg} sono dichiarati come variabili nel programma assieme alla variabile binaria π_s :

```
m.SOC=      pe.Var(m.time, initialize=SOC_0,
                  within=pe.NonNegativeReals, bounds=(SOC_inf, SOC_sup))
m.Pchg=     pe.Var(m.time, initialize=0,
                  within=pe.NonNegativeReals, bounds=(0, Pchg_max))
m.Pdchg=    pe.Var(m.time, initialize=0,
                  within=pe.NonNegativeReals, bounds=(0, Pdchg_max))
m.pi=       pe.Var(m.time, initialize=1, within=pe.Binary)
```

Le condizioni di incremento di carica e scarica definite dalla 3.16 e 3.17 su Pyomo risultano:

```
def rule_charging(m,i):
    return m.Pchg[i]<=Pchg_max*m.pi[i]
def rule_discharging(m,i):
    return m.Pdchg[i]<=Pdchg_max*(1-m.pi[i])
```

Lo *SOC* (definito dalla 3.18) invece viene descritto da due funzioni, una per il valore iniziale e l'altra per l'andamento nel tempo:

```
def rule_SOC_initial(m):
    return m.SOC[1] == SOC_0 +
        ((m.Pchg[1] * eta_in) / (E_nom)) * 100 -
        ((m.Pdhg[1]) / (E_nom) / (eta_out)) * 100

def rule_SOC(m, i):
    return m.SOC[i] == m.SOC[1] +
        ((sum(m.Pchg[t_] for t_ in range(2, i+1)) * eta_in) / (E_nom)) * 100 -
        ((sum(m.Pdhg[t_] for t_ in range(2, i+1))) / (E_nom) / (eta_out)) * 100
```

Le condizioni 3.19 e 3.20 sono già incluse nei limiti dichiarati con lo statement `bounds` nella variabile `m.SOC`.

4.2.2 Vincoli Profilo dei Consumi

La domanda scoperta $L^{c\ miss}$ viene dichiarata come variabile:

```
m.Lc_miss = pe.Var(m.time, initialize=init_Lc_miss,
                  domain=pe.NonNegativeReals, bounds=(0, None))
```

Lo stesso procedimento viene svolto per la potenza acquistata P^{buy} , la potenza condivisa P^{ac} e il costo totale C^{buy} .

La 3.21 è posta come disequazione così da porre $L^{c\ miss}$ uguale a 0 nel caso in cui il profilo di produzione superi la domanda. Per farlo si utilizza `m.zero`, un parametro composto solo da zeri:

```
def rule_Lc_miss(m, i):
    for i in m.time:
        return m.Lc_miss[i] <= max((pe.value(m.Lc[i] - m.PV[i] - m.Pdhg[i])),
                                   pe.value(m.zero[i])))
```

La 3.22 per la potenza acquistata P^{buy} e la 3.26 per il costo totale C^{buy} invece sono semplici equazioni.

4.2.3 Guadagno e Objective Function

Per evitare la vendita e l'acquisto di potenza nello stesso intervallo di tempo, vengono poste condizioni sul POD:

$$P^{sell}(t) \leq P^{exp} * s^{exp}(t) \quad (4.5)$$

$$L^{c\ miss}(t) \leq P^{imp} * s^{imp}(t) \quad (4.6)$$

Dove $s^{exp}(t)$ e $s^{imp}(t)$ sono variabili binarie che rispettano la disequazione 4.7:

$$s^{exp}(t) + s^{imp}(t) \leq 1 \quad (4.7)$$

P^{exp} e P^{imp} invece sono i limiti di potenza che può essere immessa o estratta dalla rete di distribuzione.

Tutte le funzioni finora elencate vengono imposte come condizione prima della funzione obiettivo.

La funzione obiettivo *o.f.* da minimizzare è data, come visto dalla 3.8, dalla differenza tra il costo totale e il guadagno della vendita:

```
def obj1(m):
```

```
    return m.Cbuy-m.Rtot
```

```
m.obj=pe.Objective(rule=obj1,sense=pe.minimize)
```

Dopo aver definite l'obiettivo, si pone la condizione di equilibrio di potenza data dalla 3.19. Questa funzione ha due scopi:

- garantire l'equilibrio di potenza sulla PVMG
- definire il profilo della potenza venduta P^{sell} (in quanto unica variabile non definita da una funzione propria)

L'obiettivo del programma è ridurre la domanda P^{buy} (quindi le spese di acquisto) aumentando il più possibile l'autoconsumo di potenza PV prodotta dall'impianto fotovoltaico. Quindi si possono verificare due situazioni:

- **la potenza dell'impianto fotovoltaico supera la domanda:** il surplus di potenza viene usato per ricaricare la batteria. Se non si può ricaricare (perché già carica o perché non si rispettano le condizioni di ricarica), il surplus si vende in rete
- **la potenza dell'impianto fotovoltaico non supera la domanda:** il difetto viene coperto dalla scarica della batteria e dalla potenza acquisita dalla rete di distribuzione

La condizione di equilibrio data dalla 3.19 viene scritta nel programma dopo la *o.f.* perché altrimenti verrebbe massimizzata la potenza venduta P^{sell} così da incrementare R^{sell} .

4.3 Solver CBC

Per risolvere il problema, Pyomo si interfaccia con dei pacchetti software appositi noti come *solver*. I solver non sono inclusi nella libreria Pyomo, bisogna scaricarli separatamente (anche se la maggior parte sono open source).

Esistono molti solver scritti in diversi linguaggi di programmazione. I più noti sono:

- *GLPK (GNU Linear Programming Kit)* scritto in ANSI C, utilizzato per la soluzione di problemi lineari
- *IPOPT (Interior Point Optimizer)* scritto in C++, utilizzato per la soluzione di problemi non lineari

Per utilizzare un solver, come prima cosa bisogna definire un modello Pyomo:

```
import pyomo.environ as pe
m = pe.ConcreteModel()
m.x = pe.Var()
m.y = pe.Var()
m.obj = pe.Objective(expr=m.x**2 + m.y**2)
m.c = pe.Constraint(expr=m.y >= -2*m.x + 5)
```

Tramite lo statement `SolverFactory` si indica quale solver utilizzare per risolvere il problema:

```
opt = pyo.SolverFactory('cbc')
results=opt.solve(m)
```

Siccome il nostro caso riguarda un problema di ottimizzazione lineare misto intero MILP, abbiamo utilizzato *CBC (Coin-or Branch and Cut)*. Si tratta di un solver open source scritto in C++.

Il *Branch and Cut* è un metodo nato negli anni '90 per la soluzione di problemi di ottimizzazione misto interi. È caratterizzato da uno schema ad albero (Branch) e da una procedura di valutazione del nodo che mira a evidenziare quali "rami" eliminare (Cut) in quanto non possono condurre alla soluzione ottimale.

Consideriamo un MIP dove le variabili decisionali x, y, z possono assumere solo valori interi (es 0, 1, 2):

Step 1 (Bound): le variabili vengono considerate come reali e continue, con dominio (0,2). Si considera il MIP come un problema di ottimizzazione lineare LP. Se la soluzione ottimale per il LP prevede valori interi per le variabili x, y, z allora vale anche come soluzione ottimale per il MIP. In caso contrario si passa allo step successivo

Step 2 (Branch): si crea una variabile reale (ad esempio con valore 1.3) detta *branching variable* e si considerano due casi (detti "rami"): in uno la *branching variable* ha limite inferiore (*lower bound*) pari a 1, nell'altro ha limite superiore pari a 2 (*upper bound*).

Step 3: si seleziona un ramo e, come nello Step 1, si passa a un problema LP. Si possono verificare tre casi:

- il problema non ha soluzione ammissibile: si elimina (*Cut*) il ramo

- il valore ottimale della *branching variable* non rispetta i limiti previsti nello Step 2: si elimina il ramo
- il valore ottimale della *branching variable* rispetta i limiti previsti nello Step 2: si aggiorna l'*upper bound* con la soluzione e si ripete il ragionamento

Il solver *CBC*, quindi, applica il metodo *Branch and Cut* per fornire un problema MIP semplificato a solver LP con cui è in grado di interfacciarsi.

5 Analisi economica e sviluppi futuri

Dopo aver svolto la ottimizzazione dell'autoconsumo per un anno, abbiamo studiato i risultati finali. Nello specifico:

- la percentuale di autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e dalla scarica della batteria
- i cicli di carica e scarica del sistema di accumulo
- il profilo della potenza condivisa P^{ac} e della potenza immessa in rete P^{sell}

Da questi risultati abbiamo svolto l'analisi economica, nello specifico abbiamo valutato il *Business Case* della configurazione dell'autoconsumo. L'obiettivo di questa analisi è dimostrare che le Energy Communities sono effettivamente vantaggiose da un punto di vista economico, oltre a fornire un'idea chiara sui ricavi e sul ritorno degli investimenti iniziali.

Abbiamo svolto anche un'analisi energetica per valutare l'impatto delle rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni.

5.1 Produzione di energia rinnovabile e autoconsumo complessivo

Come già visto nel Capitolo 3, abbiamo svolto la simulazione di produzione di un impianto fotovoltaico da 200 kW assieme a un BESS da 35 kW per un periodo di riferimento di un anno. La potenza dell'impianto *PV* è un parametro, in quanto dipende esclusivamente dai dati forniti da MERRA e SoDa, quindi non può essere modificata.

L'EMS, tuttavia, è programmato per coprire il più possibile la domanda dei carichi L^c e per farlo sfrutta il BESS in due modi:

- ricaricandolo con la potenza *PV* in eccesso
- accumulando potenza acquisita dalla rete di distribuzione

Si tratta quindi di un sistema di accumulo bidirezionale. Nel primo caso serve a massimizzare l'autoconsumo della potenza *PV*, nel secondo caso invece minimizza i costi di acquisto in quanto contribuisce a coprire la domanda L^c .

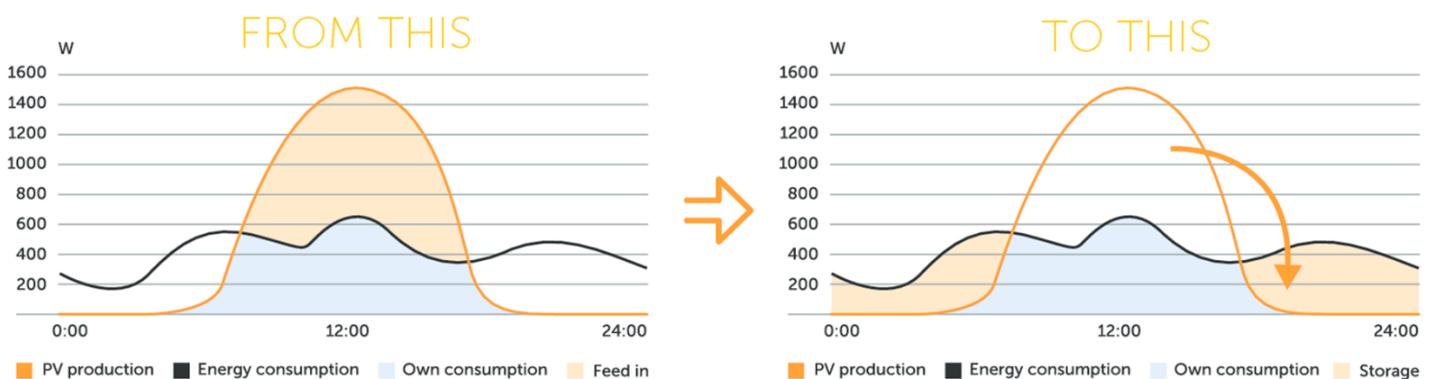


Figura 5-1: Storage del surplus dell'impianto *PV*

Il BESS inoltre svolge anche altre funzioni:

- smorza sulla rete le variazioni di produzione dell'impianto fotovoltaico (che possono variare bruscamente in pochi secondi a causa delle condizioni climatiche)
- garantisce una quantità di "riserva" di energia per le situazioni anomale (ad esempio un blackout o un semplice malfunzionamento dell'impianto)

In seguito, vengono riportati tre casi diversi di autoconsumo per lo stesso giorno:

- **Caso 1:** Ottimizzazione di autoconsumo con efficienza di carica/scarica pari a 0.99 e prezzo di acquisto dell'energia variabile in funzione delle fasce orarie F1, F2, F3

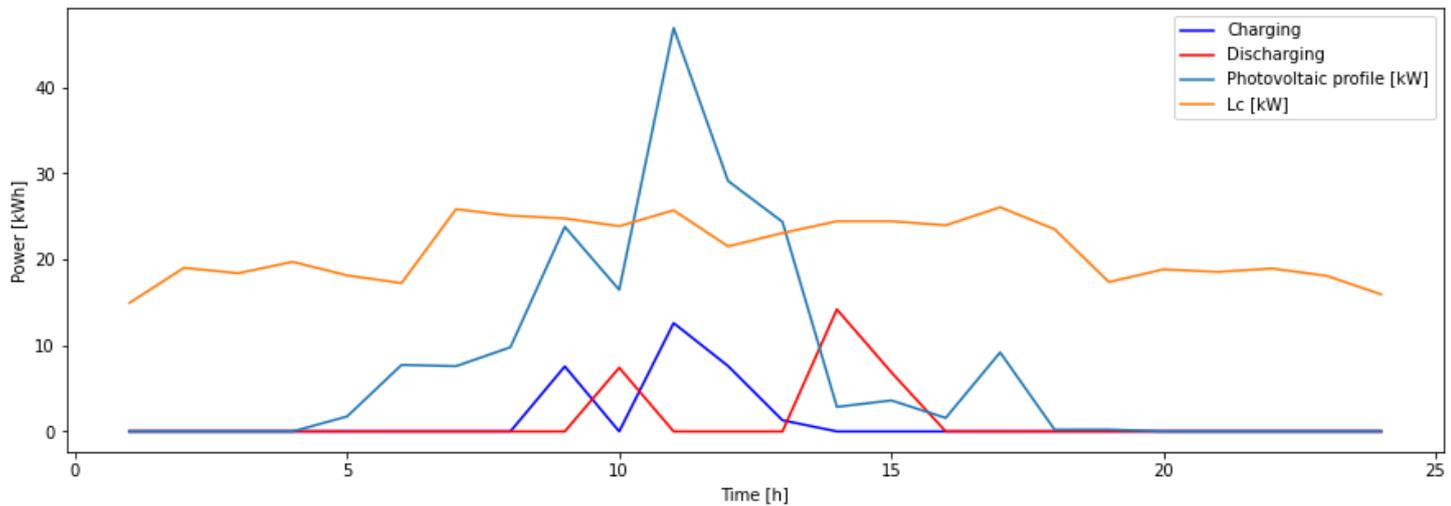


Figura 5-2: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dch} del 01/05/2018

Nella figura 5.2 è riportata l'ottimizzazione per il 01/05/2018. L'impianto fotovoltaico comincia a produrre energia per le 05:00 ma prima delle 11:00 non riesce a coprire il carico. Dalle 09:00 alle 10:00 c'è un calo della produzione dell'impianto, e in contemporanea si passa dalla fascia oraria F2 alla fascia F1, quindi il prezzo di acquisto dell'energia aumenta.

L'EMS quindi acquista dalle 08:00 alle 09:00 potenza dalla rete con cui ricaricare il BESS, il quale poi, per coprire più carico possibile, si scarica dalle 09:00 alle 10:00 per poi nuovamente ricaricarsi col surplus del PV dalle 11:00 in poi (che userà in seguito per contribuire con la scarica dalle 14:00 in avanti).

Questo ragionamento viene svolto per un intero anno su base oraria. In totale, la generazione ammonta a 282 MWh di energia (data dall'impianto PV e dalla scarica P^{dch}) e i consumi a circa 310 MWh.

L'EMS riesce a coprire più di 155 MWh riducendo così i consumi del 50% e portando l'autoconsumo dell'energia prodotta al 55%.

In termini di *tonnellate equivalenti di petrolio tep*, usando il coefficiente di conversione dell'IEA di $0,187 \frac{tep}{MWh}$, il risparmio di energia è pari a 28 tep. Utilizzando il fattore di emissione equivalente di CO₂ per il settore civile (fornito dall'ente *Elaborazione Punti Energia*) pari a $2683 \frac{kg CO_2}{tep}$, in totale viene evitata l'emissione di 75 tonnellate di anidride carbonica.

<i>Objective value</i> [€]	24.459
C^{buy} [€]	24.555
R^{tot} [€]	0.096

- **Caso 2:** Ottimizzazione di autoconsumo con efficienza di carica/scarica pari a 0.99 e prezzo di acquisto dell'energia costante

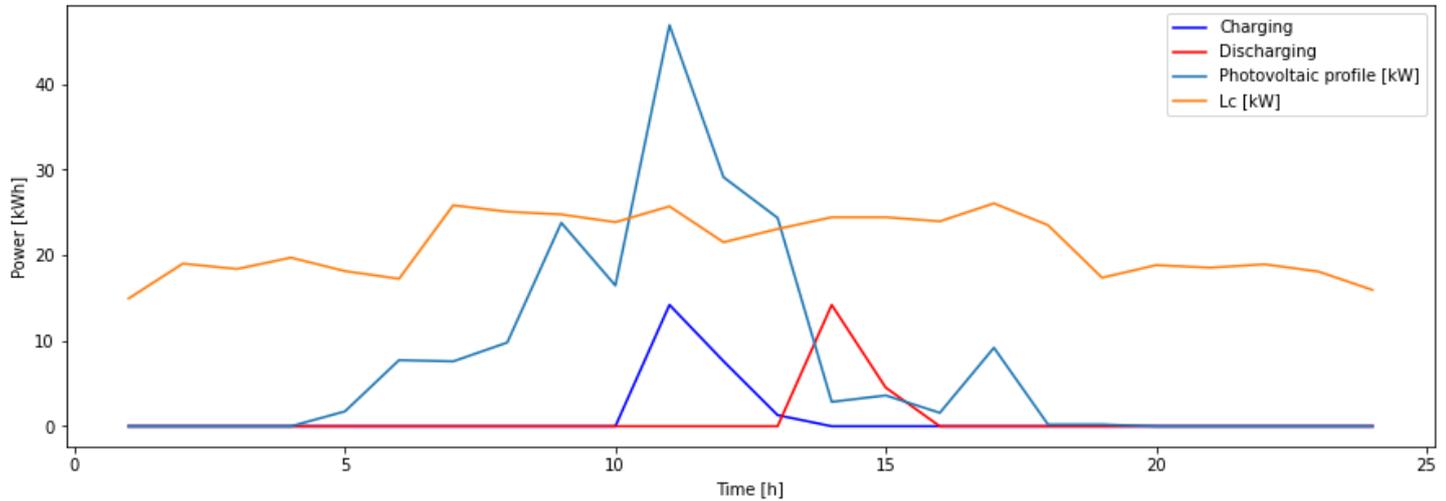


Figura 5-3: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dch} del 01/05/2018, caso 2

Nella figura 5.3 è riportata l'ottimizzazione per il 01/05/2018 con il prezzo di acquisto della potenza fisso a $0.075 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$.

L'impianto fotovoltaico comincia a produrre energia per le 05:00 ma prima delle 11:00 non riesce a coprire il carico. La differenza viene coperta tramite la potenza acquistata in rete.

L'EMS non ricarica il BESS tra le 09:00 e le 10:00 perché il prezzo di acquisto non varia, quindi non si può applicare un risparmio economico come nel Caso 1.

Il BESS, di conseguenza, viene ricaricato esclusivamente con il surplus di PV (dalle 11:00 in poi) e userà la potenza accumulata per contribuire con la scarica a coprire più domanda possibile.

<i>Objective value</i> [€]	24.765
C^{buy} [€]	24.861
R^{tot} [€]	0.096

- **Caso 3:** Ottimizzazione di autoconsumo con efficienza di carica/scarica pari a 0.99 e prezzo di acquisto dell'energia pari al prezzo zonale orario

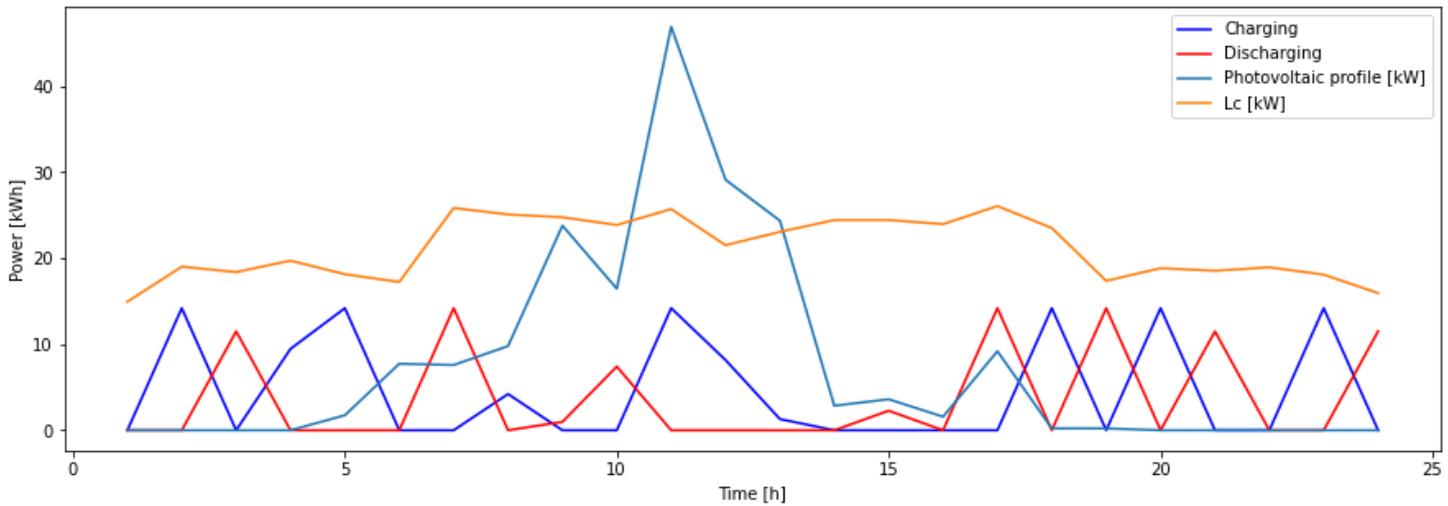


Figura 5-4: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dchg} del 01/05/2018, caso 3

Nella figura 5.4 è riportata l'ottimizzazione per il 01/05/2018 con il prezzo di acquisto della potenza che segue il profilo del prezzo zonale orario.

Come si può notare, ci sono molti più cicli di carica/scarica del BESS, in quanto l'EMS sfrutta il più possibile la variazione di prezzo per il risparmio economico: dalle 01:00 alle 02:00 acquista potenza per la ricarica a $2 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$, così da ridurre la domanda scoperta quando il prezzo sale a $9 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$ dalle 02:00 alle 03:00. questo processo si ripete di ora in ora assicurando così un maggiore risparmio economico.

Il problema però è che si aumenta notevolmente lo stress sulla batteria e quindi si accorcia la sua lifetime.

<i>Objective value</i> [€]	1596.139
C^{buy} [€]	1596.235
R^{tot} [€]	0.096

• **Caso 4:** Ottimizzazione di autoconsumo in funzione dei parametri del BESS

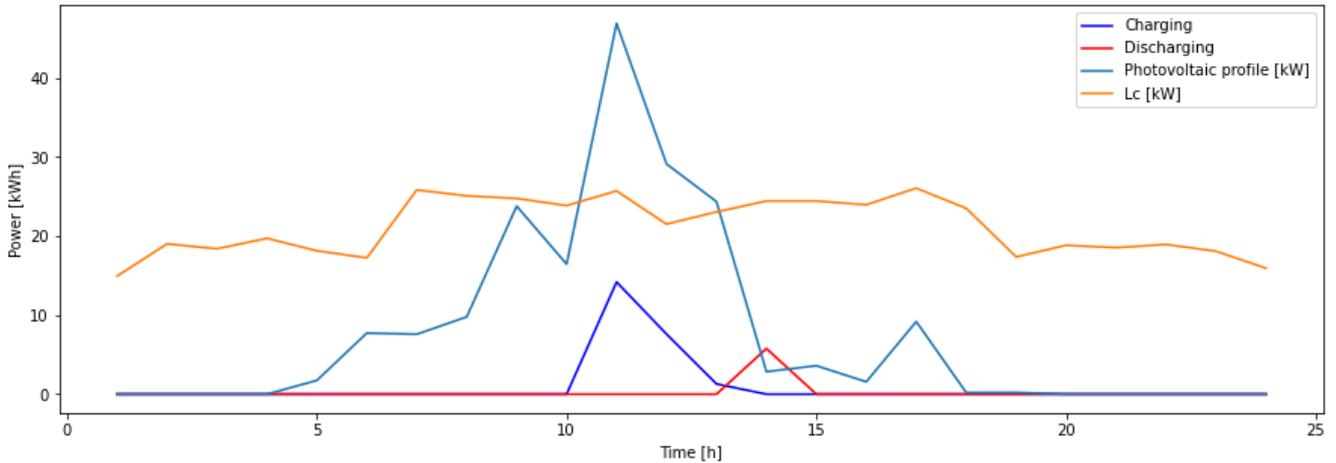


Figura 5-5: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dchg} del 01/05/2018, caso 4

Nella figura 5.5 è riportata l’ottimizzazione per il 01/05/2018 con l’efficienza di carica/scarica pari al 50%.

Il prezzo di acquisto della potenza dalla rete segue la fascia oraria F1, F2, F3.

Al contrario del Caso 1 e 3, nonostante ci sia una variazione del prezzo, l’EMS non sfrutta questo gap per ricaricare il BESS. Semplicemente l’efficienza non è abbastanza alta e quindi bisognerebbe acquistare più potenza dalla rete, perdendo il risparmio economico.

<i>Objective value</i> [€]	25.625
C^{buy} [€]	25.703
R^{tot} [€]	0.078

Nella figura 5.6 l’efficienza rimane costante ma i limiti di carica e scarica vengono portati a 70 kW (cioè al doppio del caso precedente). I profili di carica/scarica non cambiano, sfruttano sempre e solo il surplus di PV, variano solamente i valori picco.

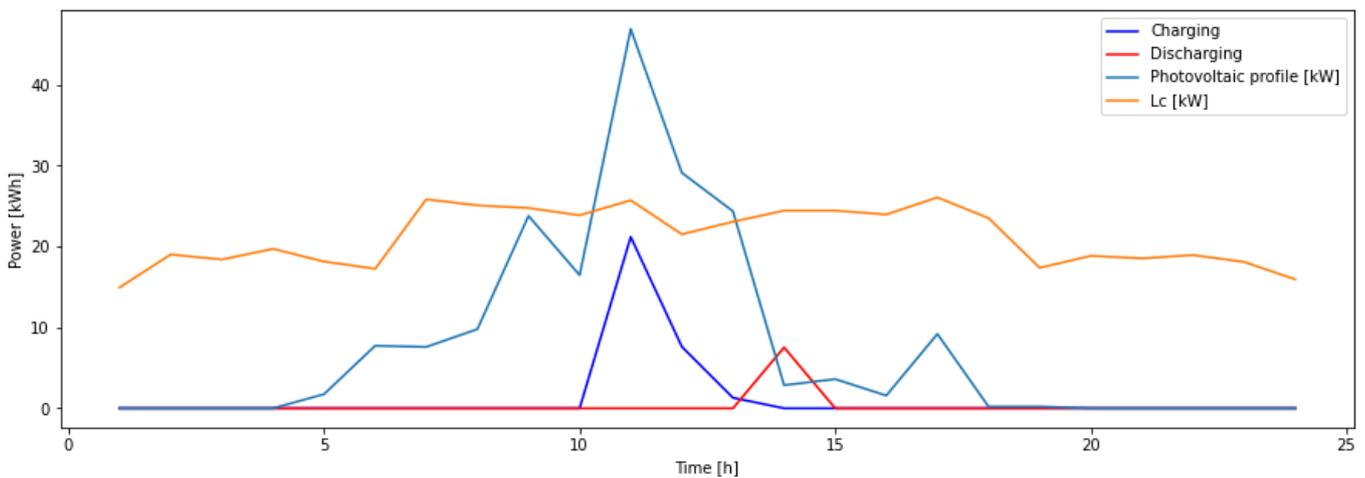


Figura 5-6: Profilo PV e profili P^{chg} e P^{dchg} del 01/05/2018, caso 5

Quindi l’ottimizzazione dell’autoconsumo dipende fortemente dalle caratteristiche del BESS.

Il BESS, di conseguenza, viene ricaricato esclusivamente con il surplus di PV (dalle 11:00 in poi) e userà la potenza accumulata per contribuire con la scarica a coprire più domanda possibile.

5.2 Business Case

In questo paragrafo svolgeremo un'analisi economica dei costi e dei guadagni della configurazione di autoconsumo, considerando la durata di vita degli impianti (*Project Lifetime*) pari a 20 anni e un tasso di interesse annuo (*Discount Rate*) del 2%. Si tratta quindi di un *Business Case*, un'analisi economica con la quale si determina in base ai costi-benefici se avviare o meno un progetto.

5.2.1 Costi di installazione e gestione degli impianti

Per l'acquisto e l'installazione degli impianti si fa riferimento al CAPEX (*Capital Expenditure*) cioè alle spese in conto capitale riferite all'unità di potenza installata. Confrontando con diversi business case forniti da Hitachi ABB POWER GRIDS ITALY SPA, abbiamo un CAPEX di:

- $1,25 \frac{\text{€}}{\text{Wp}}$ per l'impianto fotovoltaico *PV* con potenza di picco di 200 *kW*
- $0,34 \frac{\text{€}}{\text{W}}$ per la potenza nominale del BES di 35 *kW*
- $210 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ per la capacità nominale del BES di 35 *kWh*

Considerando inoltre:

- Discount Rate del 2%
- Project Lifetime di 20 anni
- Costo di controllo degli impianti pari a 2000 €

risulta:

SUMMARY ECONOMICS	PV	BESS	TOTAL	TOTAL PER YEAR
CAPEX	250 000 [€]	19 400[€]	269 400[€]	7 800 [€/year]

Tabella 5-1: CAPEX

Per l'installazione sono previsti degli sgravi fiscali, ossia il *Superbonus* e l'*Ecobonus*.

Il Superbonus, già introdotto nel Capitolo 2 si applica sul costo dell'impianto fotovoltaico solo fino alla potenza di 20 kW. Per la quota riferita all'eccedenza spetta la detrazione pari al 50% delle spese (non superiore ai 96 000 €) [x]. Questa detrazione, nota come *Ecobonus*, è prevista dall'Art. 16-bis (lett. h.) del Dpr. 917/86. Quindi risulta:

SUMMARY ECONOMICS	PV	BESS	TOTAL
SuperBonus	27 500 [€]	21 400[€]	48 900[€]
EcoBonus	96 000 [€]	/	96 000[€]

Tabella 5-2: Bonus

La gestione e la manutenzione O&M invece prevede:

- monitoraggio dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo
- manutenzione programmata
- interventi correttivi e sostituzione

Sempre facendo riferimento ai business case forniti da ABB, si ha un O&M pari a:

- $17 \frac{\text{€}}{\text{year} \cdot \text{Wp}}$ per l'impianto fotovoltaico *PV* con potenza di picco di 200 *kW*
- $8.5 \frac{\text{€}}{\text{year} \cdot \text{kWp}}$ per la potenza nominale del BES di 35 *kW*

Risulta:

SUMMARY ECONOMICS	PV	BESS	TOTAL	TOTAL PER YEAR
O&M	34 200[€]	11 800[€]	36 000[€]	2 300 [€/year]

Tabella 5-3: O&M

5.2.3 Vendita e incentivi

Come già descritto nel capitolo 3 con la formula 3.24, il GSE acquista la potenza P^{sell} immessa in rete al prezzo zonale orario p_z . In base alla condizione di equilibrio 3.5, quando la produzione *PV* supera i consumi, il surplus viene inviato alla batteria. Se la batteria però è già carica, oppure il surplus supera i limiti di ricarica (3.16, 3.19, 3.20), l'eccesso di potenza P^{sell} viene immesso in rete.

Il GSE al termine di ogni mese eroga il contributo R^{sell} dato dalla P^{sell} misurata in base oraria della Energy Community per il corrispettivo prezzo zonale. I dati mensili sono riportati nella tabella 5-4.

Dal grafico in figura 5.3 si nota come la potenza P^{sell} aumenti molto durante il periodo estivo e diminuisca durante quello invernale, seguendo grosso modo il profilo di produzione *PV*.

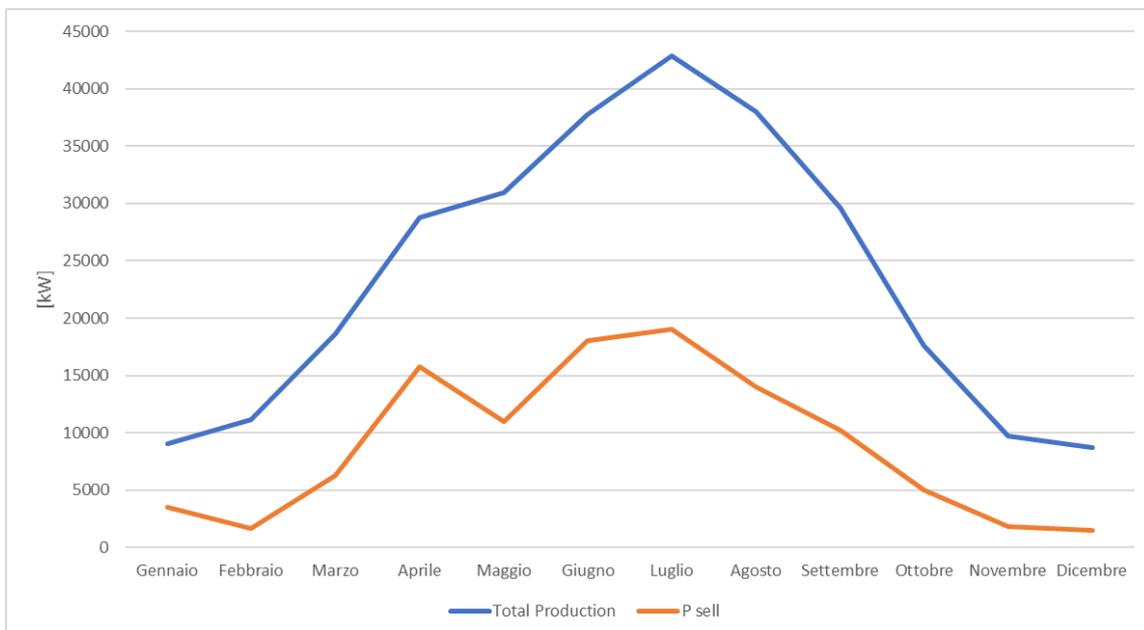


Figura 5-7: Profilo della potenza totale prodotta e venduta P^{sell}

L'incentivo totale R^{inc} invece riguarda la potenza condivisa P^{ac} ed è dato dalla somma di tre contributi (erogati sempre dal GSE su base mensile):

- bonus calcolato dal MISE pari a $0.1 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
- bonus calcolato da ARERA pari a $8.22 \cdot 10^{-4} \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
- valorizzazione delle perdite di rete evitate calcolate da ARERA (pari a 1.2% della potenza condivisa per reti in media tensione e 2.6% per reti in alta tensione)

I dati mensili sono riportati nella tabella 5-5.

MESE	P^{sell}	R^{sell}
Gennaio	3530 [kW]	70 [€]
Febbraio	1660 [kW]	35 [€]
Marzo	6300 [kW]	136 [€]
Aprile	15770 [kW]	280 [€]
Maggio	11000 [kW]	210 [€]
Giugno	18000 [kW]	370 [€]
Luglio	19000 [kW]	410 [€]
Agosto	14000 [kW]	240 [€]
Settembre	10200 [kW]	200 [€]
Ottobre	5000 [kW]	100 [€]
Novembre	1800 [kW]	31 [€]
Dicembre	1500 [kW]	25 [€]
TOTALE	107760 [kW]	2107 [€]

Tabella 5-4: Vendita in rete

MESE	<i>pac</i>	<i>Rinc</i>
Gennaio	3530 [kW]	700 [€]
Febbraio	1660 [kW]	330 [€]
Marzo	6300 [kW]	1260 [€]
Aprile	15770 [kW]	3200 [€]
Maggio	11000 [kW]	2170 [€]
Giugno	8200 [kW]	1650 [€]
Luglio	19000 [kW]	3800 [€]
Agosto	14000 [kW]	2760 [€]
Settembre	10200 [kW]	2000 [€]
Ottobre	5000 [kW]	1000 [€]
Novembre	1800 [kW]	350 [€]
Dicembre	1500 [kW]	300 [€]
TOTALE	97960 [kW]	19520 [€]

Tabella 5-5: Incentivi Potenza condivisa

5.3 Levelized Cost Of Energy e Simple Pay Back

Per determinare da un punto di vista strettamente economico se la Energy Community sia una soluzione più vantaggiosa rispetto al semplice acquisto da rete elettrica, abbiamo determinato il LCOE (*Levelized Cost of Energy*) totale.

Il LCOE è il prezzo per unità di energia elettrica generata necessario a recuperare i costi di gestione di un impianto di generazione entro il ciclo di vita presunto (nel nostro caso pari a 20 anni) [17].

Per determinare quale soluzione sia più vantaggiosa economicamente, l'autoconsumo o il semplice acquisto da rete elettrica, abbiamo calcolato tre LCOE:

- esterno $LCOE^{ext}$ per il semplice acquisto dalla rete elettrica
- interno $LCOE^{int}$ per l'autoconsumo
- totale $LCOE^{tot}$ che tiene in considerazione sia l'autoconsumo che l'acquisto dalla rete

5.3.1 Levelized Cost Of Energy esterno

Il $LCOE^{ext}$ è dato dalla media del prezzo di acquisto $p(t)$ di energia dalla rete elettrica nel corso dell'anno 2018, pari a $74 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

5.3.2 Levelized Cost Of Energy interno

$LCOE^{int}$, pari a $36 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, è dato dall'equazione 5.1:

$$LCOE^{int} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + O\&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5.1)$$

dove:

- $CAPEX_t$ è la spesa totale per l'acquisto e installazione degli impianti su base annuale pari a 7 800 €/year
- $O\&M_t$ è spesa totale per la gestione e manutenzione degli impianti su base annuale, pari a 2 300 €/year
- r è il discount rate, pari al 2%
- E_t è l'energia totale prodotta nel corso dell'anno, pari a 282 MWh

Il $LCOE^{int}$ è molto più basso rispetto a $LCOE^{ext}$, ciò indica che produrre e consumare energia rinnovabile è più conveniente dal semplice acquisto.

Nella formula 5.1 si considera solo l'energia prodotta (data dalla scarica della batteria e dall'impianto fotovoltaico). Per determinare il prezzo totale, considerando quindi anche la potenza acquistata P^{buy} bisogna calcolare il $LCOE^{tot}$.

5.3.3 Levelized Cost Of Energy totale

Il $LCOE^{tot}$ tiene in considerazione sia la produzione di energia che l'acquisto dalla rete elettrica tramite i coefficienti $coeff_1$ e $coeff_2$.

Viene calcolato con l'equazione 5.2:

$$LCOE^{tot} = coeff_1 * LCOE_{int} + coeff_2 * LCOE_{ext} \quad (5.2)$$

dove:

- $coeff_1 = 0.92$ è dato dal rapporto tra la potenza totale prodotta e i consumi totali L^c
- $coeff_2 = 0.074$ è dato dal rapporto tra i carichi non coperti $L^{c\ miss}$ totali e i consumi totali L^c

$LCOE^{tot}$ risulta pari a $70 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Di conseguenza è più conveniente la configurazione di autoconsumo della Energy Community rispetto al semplice acquisto con contratto di fornitura.

5.3.4 Simple Pay Back

Per determinare invece il tempo necessario affinché l'investimento iniziale raggiunga il break-even-point abbiamo calcolato il SPB (*Simple Pay Back*).

Abbiamo utilizzato il SPB in quanto molto usato dalle aziende per la sua semplicità di calcolo: consente di calcolare il tempo (espresso in numero di anni) entro il quale il capitale investito viene recuperato attraverso i ricavi finanziari netti.

Il SPB indica il numero di anni necessari per il rientro dell'investimento ed è dato dall'equazione 5.3:

$$SPB = \frac{\text{Initial Investment}}{\text{Net annual profit}} \quad (5.3)$$

Il guadagno netto (*Net annual profit*) è dato da:

$$\text{Net annual profit} = R^{saving} - CAPEX_t - O\&M_t \quad (5.4)$$

dove:

- R^{saving} è il risparmio totale grazie all'autoconsumo, pari a 25 800 €/year
- $O\&M_t = 2\ 300$ €/year
- $CAPEX_t = 7\ 800$ €/year

L'investimento iniziale (*Initial Investment*) varia a seconda dei bonus utilizzati e ciò influisce notevolmente sul SPB:

- Senza il Superbonus né l'Ecobonus, l'investimento iniziale è di 270 000 € e il SPB è pari a 17 anni
- Solo con il Superbonus, l'investimento iniziale è di 225 000 € e il SPB è pari a 15 anni
- Solo con l'Ecobonus, l'investimento iniziale è di 175 000 € e il SPB è pari a 11 anni
- Con il Superbonus e l'Ecobonus, l'investimento iniziale è di 130 000 € e il SPB è di 8 anni

Anche se la Project Lifetime è pari a 20 anni, l'ideale sarebbe un SPB sotto ai 15 per via della vita dei BESS (che in media devono essere sostituiti ogni 15 anni).

-	Initial Investment	SPB
Without Super Bonus or Ecobonus	270 000 €	17 years
With Super Bonus	225 000 €	15 years
With Ecobonus	175 000 €	11 years
With Super Bonus and Ecobonus	130 000 €	8 years

Tabella 5-6: Simple Pay Back in funzione dei bonus

6 Programma di ottimizzazione dell'autoconsumo di energia rinnovabile per Energy Community

Viene riportato in seguito lo script del programma di simulazione della configurazione di autoconsumo. Il programma è stato testato su un desktop fornito di processore Intel i8 da 3 GHz e con 8 GB di RAM.

```
import pyomo.environ as pe
from pyomo.util.infeasible import log_infeasible_constraints
from pyomo.opt import SolverFactory
import pandas as pd
import math
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
from pyomo.gdp import *

m=pe.ConcreteModel()

dw=pd.read_excel('giorno.xlsx',header=0,index_col='Ore [h]', engine =
'openpyxl')

nn=len(dw['Prezzo Nord [€/MWh]']-1)

m.time = pe.RangeSet(1, nn)

tend=len(m.time)

# In[2]: PARAMETERS

Pchg_max= 35.5
Pdhg_max= 35.5
eta_out= 0.99
eta_in= 0.99
SOC_sup= 80
SOC_inf= 20
E_nom= 35.5
E0= 0.8*E_nom
SOC_0= 20
SOC_tol= 0.220

c_mise=0.1
c_arera=8.22e-4
cpr=1.2e-3
```

```

init_PV=dw['PV[kW]'].to_dict()
init_pz=dw['Prezzo Nord [€/MWh]'].to_dict()
init_Lc=dw['Lc[kW]'].to_dict()
init_Ld=dw['Ld[kW]'].to_dict()
init_Lc_miss=dw['Lc miss[kW]'].to_dict()
init_Ps=dw['PV available [kW]'].to_dict()
init_pbuy=dw['Prezzo'].to_dict()

m.DeltaTPa = pe.Param(initialize=900, mutable=False,
                      within=pe.NonNegativeReals)
m.Sec2HourPa = pe.Param(initialize=3600, mutable=False,
                        within=pe.NonNegativeReals)
m.Ld= pe.Param(m.time, initialize=init_Ld,
               within=pe.NonNegativeReals, doc='Consumo Domestico [kW]')
m.PV= pe.Param(m.time, initialize=init_PV,
               within=pe.NonNegativeReals, doc='Produzione fotovoltaico [kW]')
m.Lc = pe.Param(m.time, initialize=init_Lc,
               within=pe.NonNegativeReals, doc='Consumo Comuni [kW]')
m.pz = pe.Param(m.time, initialize=init_pz,
               within=pe.NonNegativeReals, doc='Prezzo Zonale Orario')

m.pz2 = pe.Param(m.time, initialize=init_pbuy,
                 within=pe.NonNegativeReals, doc='Prezzo')
m.SOC= pe.Var(m.time, initialize=SOC_0, within=pe.NonNegativeReals,
              bounds=(SOC_inf,SOC_sup))
m.Pchg= pe.Var(m.time, initialize=0, within=pe.NonNegativeReals,
              bounds=(0,Pchg_max))
m.Pdhg= pe.Var(m.time, initialize=0, within=pe.NonNegativeReals,
              bounds=(0,Pdhg_max))
m.pi= pe.Var(m.time, initialize=1, within=pe.Binary)
m.Set_chg= pe.Var(m.time, domain=pe.NonNegativeReals)
m.Set_dhg= pe.Var(m.time, domain=pe.NonNegativeReals)
m.PsPDiff= pe.Var(m.time, domain=pe.Reals,bounds=(-0.2,0.2))
m.PsPset= pe.Var(m.time, domain=pe.NonNegativeReals)

```

In[3]: Charging and Discharging

```
def rule_charging(m,i):
    return m.Pchg[i]<=Pchg_max*m.pi[i]
def rule_discharging(m,i):
    return m.Pdhg[i]<=Pdhg_max*(1-m.pi[i])
m.rule_1=pe.Constraint(m.time,rule=rule_charging)
m.rule_2=pe.Constraint(m.time,rule=rule_discharging)
```

In[4]: Set and PsPDiff

```
def rule_set1(m,i):
    if i==m.time.first():
        return m.Set_chg[i]==m.Pchg[i]
    else:
        return m.Set_chg[i]==sum(m.Pchg[i] for i in range(2,i+1))
m.rule_set=pe.Constraint(m.time, rule=rule_set1)

def rule_set2(m,i):
    if i==m.time.first():
        return m.Set_dhg[i]==m.Pdhg[i]
    else:
        return m.Set_dhg[i]==sum(m.Pdhg[i] for i in range(2,i+1))
m.rule_set_2=pe.Constraint(m.time, rule=rule_set2)

def rule_set3(m,i):
    return m.PsPset[i]==m.Set_chg[i]-m.Set_dhg[i]
m.rule_set_3=pe.Constraint(m.time, rule=rule_set3)

def rule_differential(m,i):
    if i == m.time.first():
        return m.PsPDiff[i] == (m.PsPset[i] )/(Pchg_max+Pdhg_max)
    else:
        return m.PsPDiff[i] == (m.PsPset[i] - m.PsPset[i-1])
        / (Pchg_max+Pdhg_max)
m.rule_diff=pe.Constraint(m.time, rule=rule_differential)
```

In[5]: SOC

```

def rule_SOC_initial(m):
    return m.SOC[1] == SOC_0 + ((m.Pchg[1] * eta_in) / (E_nom)) * 100 -
        ((m.Pdchg[1]) / (E_nom) / (eta_out)) * 100
m.rule_3=pe.Constraint(m.time,rule=rule_SOC_initial)
def rule_SOC(m,i):
    return m.SOC[i]== m.SOC[1]+
        ((sum(m.Pchg[t_]for t_ in range(2,i+1))*eta_in)
        / (E_nom)) * 100 - ((sum(m.Pdchg[t_] for t_ in range(2,i+1)))
        / (E_nom) / (eta_out)) * 100
m.rule_4=pe.Constraint(range(2,nn+1),rule=rule_SOC)
def tol_SOC(m):
    return m.SOC[1]-m.SOC[tend]<=SOC_tol
def tol_SOC2(m):
    return m.SOC[1]-m.SOC[tend]>=-SOC_tol
m.rule_tol=pe.Constraint(rule=tol_SOC)

```

In[6]: Load profiles and Total Cost

```

m.Lc_miss= pe.Var( m.time, initialize=init_Lc_miss,
domain=pe.NonNegativeReals, bounds=(0,None))
m.Pbuy= pe.Var( m.time, initialize=0,
domain=pe.NonNegativeReals, bounds=(0,3000))
m.Pac= pe.Var( m.time, initialize=0,
domain=pe.NonNegativeReals, bounds=(0,None))
m.Cbuy= pe.Var( initialize=0,
domain=pe.NonNegativeReals, bounds=(0, None))
m.zero= pe.Param( m.time, initialize=0,
domain=pe.NonNegativeReals)

m.i_max= pe.Var( m.time, initialize=1,
within=pe.Binary)
m.j_max= pe.Var( m.time, initialize=1,
within=pe.Binary)
m.s_imp= pe.Var( m.time, initialize=1,
within=pe.Binary)

```

```

m.s_exp=    pe.Var(    m.time, initialize=0,
                                within=pe.Binary)

def rule_Lc_miss(m,i):
    for i in m.time:
        return m.Lc_miss[i] <=
            max((pe.value(m.Lc[i]-m.PV[i] m.Pdhg[i])),pe.value(m.zero[i]))
m.rule_6 = pe.Constraint(rule=rule_Lc_miss)
def rule_Pbuy(m,i):
    return m.Pbuy[i] == (m.Lc_miss[i]+m.Ld[i])
m.rule_7 = pe.Constraint(m.time,rule=rule_Pbuy)
def total_cost(m):
    return m.Cbuy==sum(m.pz2[i]*m.Lc_miss[i] for i in m.time)
m.rule_8=pe.Constraint(rule=total_cost)

# In[6]: Profit
m.Psell=    pe.Var(m.time, initialize=init_Ps, domain=pe.NonNegativeReals,
                                bounds=(0,3000))
m.Rtot=    pe.Var(initialize=0, domain=pe.NonNegativeReals, bounds=(0,None))
def rule_Rtot(m):
    return m.Rtot==sum(1e-3*m.pz[i]*m.Psell[i] for i in m.time)
m.rule_12=pe.Constraint(rule=rule_Rtot)
def rule_i_max(m,i):
    if pe.value(m.Psell[i])<=pe.value(m.Pbuy[i]):
        return m.i_max[i]==1
    else:
        return m.i_max[i]==0
def rule_Pac(m,i):
    if m.i_max[i]==1:
        return m.Pac[i]==m.Psell[i]
    else:
        return m.Pac[i]==m.Pbuy[i]
m.rule_new1=pe.Constraint(m.time,rule=rule_i_max)
m.rule_new2=pe.Constraint(m.time,rule=rule_Pac)

```

In[7]: Grid limits

```
def rule_POD1(m,i):
    return m.Psell[i]<=500*m.s_exp[i]
m.rule_POD=pe.Constraint(m.time,rule=rule_POD1)
def rule_POD2(m,i):
    return m.Lc_miss[i]<=500*m.s_imp[i]
m.rule_POD_2=pe.Constraint(m.time,rule=rule_POD2)
def rule_POD3(m,i):
    return (m.s_exp[i]+m.s_imp[i])<=1
m.rule_POD_3=pe.Constraint(m.time,rule=rule_POD3)
```

In[8]: Objective

```
def obj1(m):
    return m.Cbuy-m.Rtot
m.obj=pe.Objective(rule=obj1,sense=pe.minimize)
```

In[9]: Balance

```
def rule_balance(m,i):
    return
(m.PV[i]+m.Pbuy[i]+m.Pdhg[i])==(m.Pchg[i]+m.Ld[i]+m.Lc[i]+m.Psell[i])
m.rule_end=pe.Constraint(m.time,rule=rule_balance)
```

In[10]: Solver

```
opt=pe.SolverFactory('cbc')
opt.options["ratio"] = 1e-4
start=time.time()
results=opt.solve(m, tee=True, keepfiles=True, logfile="my.log")
```

Conclusioni

In questa tesi abbiamo proposto un modello di Energy Management System EMS per l'ottimizzazione di autoconsumo da applicare per le Energy Communities.

Entro il 2030, la generazione distribuita arriverà a coinvolgere almeno due terzi della popolazione dell'Unione Europea. In Nord Europa (come Danimarca, Olanda e Germania) le configurazioni di autoconsumo sono già una realtà.

In Italia le Energy Communities stanno lentamente prendendo forma. Esistono già casi sparsi su tutta l'Italia ma rimane evidente che la politica e l'economia ormai puntano verso la transizione.

Da quello che abbiamo potuto vedere in questo caso, è fondamentale il contributo degli incentivi da parte dello Stato: il SuperBonus e l'EcoBonus dimezzano il SPB a 8 anni. Non solo, l'autoconsumo permette di ridurre la domanda del 50%. Per un solo edificio, non vuol dire granché, ma includendo un insieme di 20-30 edifici si avrebbe già un risultato notevole.

È necessario quindi che nei prossimi anni, oltre a incrementare gli incentivi a disposizione, venga un creato una normativa standardizzata così da semplificare la realizzazione delle Energy Communities e degli Autoconsumatori.

Ma produrre e consumare energia non basta: bisogna compensare gli svantaggi delle rinnovabili. Da questo punto di vista i sistemi di accumulo BESS si sono rilevati fondamentali, però occorrono EMS che permettano di massimizzare l'autoconsumo così da garantire una disponibilità energetica affidabile.

L'EMS proposto in tesi è piuttosto semplice in quanto considera un use case ridotto: utenze comuni collegate a un pannello fotovoltaico con l'ausilio di un sistema di accumulo. Però già con un modello simile possiamo prevedere i guadagni possibili, la domanda coperta e la potenza venduta nel giro di un anno. Il prossimo step può essere applicare un EMS su larga scala tramite Machine Learning, realizzare collegamenti tra più Energy Communities, ecc...

Le Energy Communities presentano un potenziale di crescita enorme a livello internazionale, e questo permette di testare innumerevoli soluzioni che permettono una maggiore competitività sul mercato elettrico e soprattutto innovazione nel settore tecnologico.

Riferimenti

- [1] PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA, 2019, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, [1],[2]
- [2] DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, [3],[6],[7],[11]
- [3] LEGGE 28 FEBBRAIO 2020, n.8, *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica*, [4]
- [4] ARERA, Documento per la consultazione 112/2020/R/EEL, 2020, *Orientamenti per la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile*, [5],[10]
- [5] Ricerca Sistema Energetico, *Gli Schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell'Energia*, https://dossierse.it/17_2020-gli-schemi-di-autoconsumo-collettivo-e-le-comunita-dellenergia%e2%80%8b-sintesi/, [8],[9]
- [6] DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 sulle regole comuni per il mercato interno dell'energia, [12]
- [7] Ricerca Sistema Energetico, 2019. *RSE cerca partner per studi sulle Energy Communities - Valutazioni delle manifestazioni di interesse* [online]. Disponibile su: <http://www.rse-web.it/notizie/REC-partners.page>
- [8] <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service>
- [9] <http://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra>
- [10] Norma Italiana CEI 0-16, 2019, *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- [11] Norma Italiana CEI 0-21, 2019, *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- [12] Salvagnin, D., 2011, *Cenni di Programmazione Lineare*, Università di Padova
- [13] Iemmola, R., 2020, *Modelli per la previsione della potenza oraria prodotta da impianti fotovoltaici: analisi delle prestazioni ed ottimizzazione*, Politecnico di Torino
- [14] Žnidarec, M., Šljivac, D., Došen, D., Smaragdakis, B. N., 2020, *Performance evaluation of simple PV microgrid energy management system*, International Conference on Smart Systems and Technologies (SST), pp. 213-218, doi: 10.1109/SST49455.2020.9264129
- [15] WEC ITALIA, Professional Fellows, 2020, *Autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile*
- [16] Forrest, J., Lougee-Heimer, R., 2005, *CBC User Guide*, Department of Mathematical Science, IBM T. J. Watson Research Center