



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ENERGETICA

**DIMENSIONAMENTO DI
IMPIANTI FOTOVOLTAICI PER
L'AUTOSUFFICIENZA
ENERGETICA**

Tesi di laurea magistrale in
SISTEMI ENERGETICI AVANZATI E COGENERAZIONE

Relatore
Prof. Michele Bianchi

Presentata da
Luca Cerami

Sessione marzo 2024

Anno Accademico 2022/2023

Abstract

Gli scenari climatici futuri e gli obiettivi posti dalla Comunità Europea in tema di riduzione delle emissioni di gas serra evidenziano la necessità di una transizione energetica. Il settore dell'energia elettrica, in particolare, deve essere in grado di subire numerosi interventi nei prossimi anni. Nel presente elaborato di tesi, si vuole mettere in evidenza l'importanza dell'energia solare all'interno di tale transizione e fornire un metodo di dimensionamento macroscopico di nuovi impianti fotovoltaici.

Assumendo come riferimento l'Università di Bologna, proprietaria di circa 250 edifici nel territorio dell'Emilia-Romagna, sono stati individuati i siti più promettenti e stimate le potenzialità in termini di produzione fotovoltaica basandosi su dati storici riferiti ad impianti attualmente in produzione all'interno dell'università. Dopodiché, è stata svolta un'indagine sull'energia consumata da ciascun edificio ottenendo una stima del profilo di carico associato ad una generica utenza di proprietà dell'Ateneo.

Accoppiando l'andamento della potenza media erogata dall'impianto e il profilo di potenza media assorbita dall'utenza, sono state effettuate diverse simulazioni annuali del funzionamento dell'impianto fotovoltaico provvisto di un sistema di accumulo variando i parametri di dimensionamento. I risultati sono stati commentati sia da un punto di vista energetico che economico, focalizzandosi sull'andamento stimato degli indici più importanti (KPI) per valutare le prestazioni dell'impianto: autoconsumo ed autoproduzione. L'obiettivo è quello di massimizzare la quota di energia autoprodotta per incrementare il grado di autosufficienza energetica riferito all'utenza. Si è notato che, oltre a certe

dimensioni dell'accumulo, il costo di investimento non viene compensato dal vantaggio in termini di risparmio energetico riferito all'utilizzo di tale sistema di batterie.

Il modello proposto è stato applicato a edifici di proprietà dell'Università di Bologna; tuttavia, è utilizzabile per diverse tipologie di utenza.

Infine, si è analizzata la convenienza economica dell'utilizzo di un sistema di accumulo associato all'impianto fotovoltaico, considerando l'esistenza di un incentivo di "Scambio sul Posto" fornito dal GSE che riguarda quella quota di energia che viene immessa in rete e prelevata in un secondo momento dall'utenza.

Dai risultati è emerso che i costi di investimento di una batteria sono ancora troppo elevati e gli incentivi non sono idonei a fronteggiare la transizione energetica imminente. Tuttavia, il modello utilizzato risulta essere adeguato a svolgere studi di fattibilità di impianti fotovoltaici rapidi e adattabili agli obiettivi preposti per l'utenza in questione. Inoltre, la flessibilità del metodo permette di adeguare i calcoli effettuati agli scenari di mercato futuri oltre che all'evoluzione della tecnologia solare fotovoltaica.

Indice

Introduzione	1
1 Scenari climatici futuri ed obiettivi energetici del nostro Paese.....	5
1.1 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).....	7
1.2 Ruolo dell'energia solare fotovoltaica	10
2 Modello fisico-matematico	15
2.1 Stima della produzione energetica da fotovoltaico	15
2.2 Stima del profilo di carico di un'utenza generica	20
2.3 Caratteristiche e dimensionamento dell'accumulo energetico	24
2.4 Valutazione economica: presenza/assenza accumulo energetico	33
2.4.1 Soluzione BASE: senza sistema di accumulo energetico	37
2.4.2 Soluzione FVS: presenza di accumulo energetico	37
2.4.3 Confronto tra le due soluzioni.....	38
3 Applicazione del modello descritto e risultati ottenuti.....	40
3.1 Consumo di energia elettrica dell'Università di Bologna.....	40
3.2 Produzione di energia elettrica annua da impianto fotovoltaico.....	45
3.3 Sistema di accumulo energetico.....	55
3.4 Convenienza economica utilizzo sistema di accumulo.....	67
4 Conclusioni	72
Indice Figure	I
Indice delle tabelle	IV
Sitografia	V

Introduzione

Nell'attuale panorama globale, il riscaldamento climatico e le emissioni di gas serra in atmosfera rappresentano una problematica sempre più urgente. Il settore energetico ha grandi responsabilità per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione imposti dalla Comunità Europea. La tecnologia solare fotovoltaica si propone tra le soluzioni più promettenti per rendere il sistema elettrico più sostenibile ed indipendente dalle fonti fossili.

L'Università di Bologna è un Ateneo "multi-campus" con numerosi plessi situati sul territorio dell'Emilia-Romagna, suddivisi in cinque distretti: oltre Bologna, vi sono sedi a Cesena, Forlì, Ravenna e Rimini; inoltre, sono presenti edifici di proprietà dell'Ateneo anche fuori regione, ad esempio a Fano. Per tale motivo, l'*Alma Mater Studiorum* ha un impatto significativo sulle emissioni di gas serra associate al consumo di energia. Di recente, è stato approvato un piano atto a ridurre l'energia assorbita dagli edifici appartenenti all'università, oltre che incrementare la penetrazione di energia prodotta da fonti rinnovabili. Questo provvedimento, detto Piano Energetico di Ateneo, prevede un intervento piuttosto marcato nel settore fotovoltaico. Si è ritenuto necessario, quindi, individuare i siti più promettenti per l'installazione di nuovi impianti (o l'ampliamento di alcuni già presenti) ed effettuare uno studio di prefattibilità fotovoltaica.

Tramite Google Maps, si è calcolata la superficie degli edifici attraverso la mappa satellitare disegnando il perimetro della copertura analizzata. Innanzitutto, ogni superficie è stata valutata in termini di:

- vincoli legati alla storicità della struttura;
- problematiche legate all'ombreggiamento;
- presenza di ostacoli all'installazione.

La valutazione di tali fattori ha portato alla suddivisione dei possibili nuovi impianti in due categorie: le installazioni complesse, rappresentate da molte problematiche, e le installazioni semplici, per cui la conformazione del tetto è tale da rendere molto rapido il processo di attuazione dell'impianto.

Per svolgere uno studio completo delle potenzialità dei siti individuati, sono stati analizzati i consumi di energia elettrica associati a ciascun edificio. Uno o più edifici sono collegati ad un unico punto di fornitura, comunemente chiamato POD ("Point of Delivery"), che contabilizza l'energia elettrica assorbita dall'utenza.

Per tale motivo, è possibile definire le installazioni di ogni edificio come dei generatori fotovoltaici; uno o più generatori connessi allo stesso POD rappresentano il vero e proprio impianto fotovoltaico.

È stata stimata la potenza di picco installabile a seconda della superficie a disposizione e la tipologia di pannello, oltre che le ore equivalenti di utilizzo dell'impianto in relazione all'esposizione e l'inclinazione dei pannelli fotovoltaici.

Tramite un'analisi approfondita del contesto tecnologico ed economico, il presente elaborato si propone di fornire una panoramica quanto più esaustiva

sulle metodologie di dimensionamento approssimativo di nuovi impianti fotovoltaici, tenendo conto delle variabili ambientali, delle esigenze energetiche e delle prospettive di sviluppo futuro.

Si è messa in evidenza l'applicazione della metodologia per edifici di proprietà dell'Università di Bologna. Tuttavia, la flessibilità del modello permette di adattare i calcoli effettuati a diverse tipologie di utenza. Dopo l'individuazione delle superfici più adatte e un'analisi dettagliata dei consumi associati agli edifici considerati, è stata effettuata una simulazione annuale del funzionamento dell'impianto fotovoltaico per diversi criteri di dimensionamento.

I risultati ottenuti sono stati valutati focalizzandosi sui KPI (Key Performance Indicators) associati all'installazione: in particolare, autoproduzione e autoconsumo. Gli obiettivi principali del modello descritto sono:

- massimizzare l'energia elettrica autoprodotta, ovvero quella quota di energia assorbita dall'utenza che viene soddisfatta direttamente dall'impianto fotovoltaico: in tal modo, l'edificio in questione incrementa la propria autosufficienza energetica;
- valutare la convenienza economica ed energetica dell'utilizzo di un sistema di accumulo associato all'impianto fotovoltaico considerando l'incentivo di "Scambio sul Posto" offerto dal GSE.

È importante, quindi, verificare che ogni impianto sia caratterizzato da un accoppiamento efficace produzione-consumi e sia in grado di assorbire i picchi di potenza associati all'utenza.

Il fine ultimo è quello di promuovere la diffusione su larga scala di questa tecnologia chiave nella lotta al cambiamento climatico e al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

1 Scenari climatici futuri ed obiettivi energetici del nostro Paese

Il settore energetico svolge un ruolo fondamentale nel perseguire obiettivi di sostenibilità e decarbonizzazione nell'attuale contesto globale, caratterizzato da sfide legate al cambiamento climatico e alla necessità di ridurre le emissioni di gas serra. Sono stati studiati vari scenari climatici sia a livello mondiale che nazionale. Tali prospettive dipendono fortemente dalle iniziative di mitigazione e di contenimento delle emissioni adottate dai vari Paesi, specialmente i più industrializzati.

Sono particolarmente significativi gli scenari climatici espressi in termini di concentrazione di inquinanti, ossia i “Percorsi Rappresentativi di Concentrazione” (*Representative Concentration Pathways, RCP*). La “Fondazione Centro-Euro Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici” (*CMCC*) ha sviluppato uno strumento in grado di effettuare simulazioni climatiche ad alta risoluzione per l'Italia per due diversi scenari:

- *RCP8.5* rappresenta uno scenario in cui l'incremento delle emissioni di inquinanti avviene ai ritmi attuali (“Business-as-usual”);
- *RCP4.5* indica uno scenario intermedio, nella quale vengono attuate una serie di iniziative di mitigazione e di controllo delle emissioni.

Il numero associato a ciascun RCP è riferito al forzante radiativo RF in Watt per metro quadrato. Questo rappresenta l'entità dei cambiamenti climatici antropogenici entro il 2100 rispetto al periodo preindustriale. Ad esempio,

RCP8.5 indica che le emissioni di gas serra causeranno un incremento di 8,5 W/m^2 sul forzante radiativo associato al sistema Terra entro il 2100.

Un indicatore rappresentativo della concentrazione atmosferica di CO_2 è, senza dubbio, la temperatura media giornaliera T_{mean} . Lo strumento fornito dal *CMCC* fornisce delle mappe che evidenziano le anomalie in termini di valori medi in riferimento al periodo 1981-2010 (Figura 1).

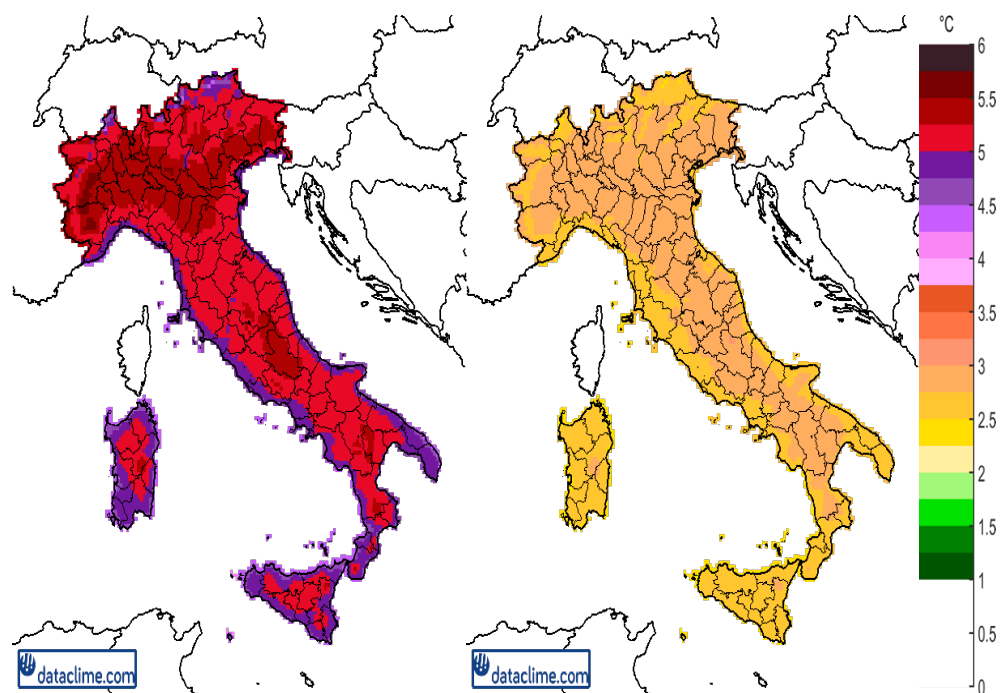


Figura 1 : Previsione dell'andamento della temperatura media giornaliera nel periodo 2071-2100 rispetto ai livelli preindustriali per lo scenario climatico RCP8.5 (a sinistra) e RCP4.5 (a destra)[1].

Per lo scenario *RCP8.5*, la temperatura media giornaliera entro il 2100 si innalzerà di circa 5 °C rispetto ai valori registrati nel periodo 1981-2010. Evidentemente, tramite l'attuazione di alcuni provvedimenti tale incremento sarebbe attenuato; pertanto, nello scenario climatico *RCP4.5*, questa differenza di temperatura si attesta a circa 3 °C.

Per tale motivo, è molto importante per l'Italia prevedere un piano mirato alla sensibilizzazione climatica ed al contenimento delle emissioni di gas serra.

1.1 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2030* è uno strumento che segna l'inizio di un cambiamento significativo nella politica energetica e ambientale atto ad indirizzare la nostra nazione verso l'obiettivo di decarbonizzazione.[2]

Lo scopo è quello di accompagnare la transizione verso una nuova educazione alla sostenibilità energetica, ambientale ed economica del nostro Paese.

Il 19 luglio 2023 è stata pubblicata la proposta di aggiornamento del *PNIEC* nella quale vengono evidenziati i progressi effettuati fino al 2021 rispetto agli obiettivi prefissati. Inoltre, i target previsti entro il 2030 sono stati incrementati ulteriormente.

Ci concentriamo sugli aspetti riguardanti il settore energetico, in particolare la quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (*FER*) risulta un parametro chiave nella transizione energetica. Gli obiettivi fissati al 2030 e modificati nel luglio 2023 sono:

- una quota *FER* dei consumi energetici complessivi pari al 40,5%, sapendo che nel 2021 è stata registrata pari al 19% (Figura 3);
- una quota *FER* dei consumi di energia elettrica pari al 65%, rispetto al 36% registrato nel 2021(Figura 5).

Nonostante i dati registrati dal 2010 siano superiori ai valori previsti dal Piano d'Azione Nazionale (PAN) (Figura 2 e Figura 4), è evidente che gli obiettivi fissati per il 2030 non siano particolarmente semplici da raggiungere.

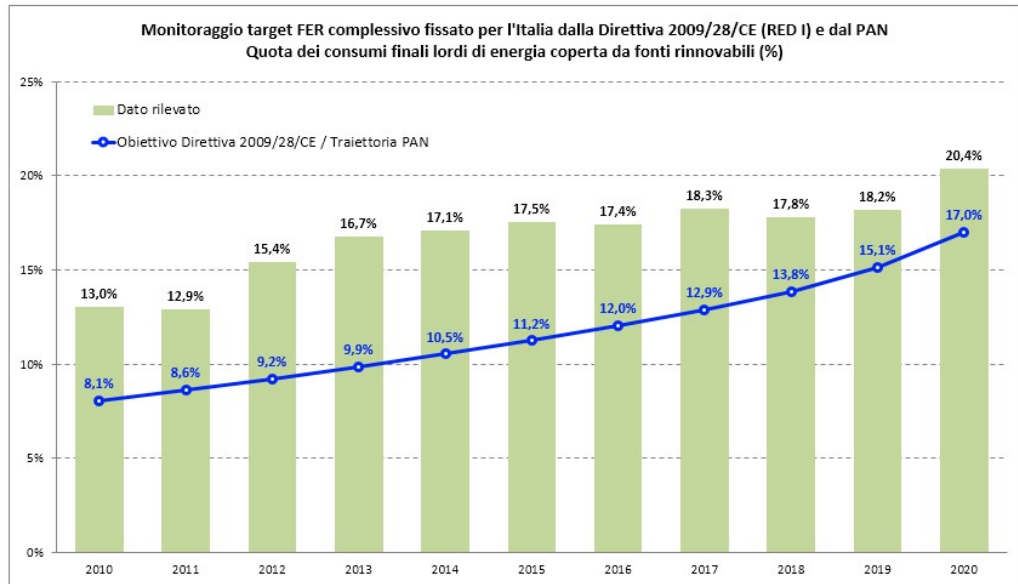


Figura 2: Monitoraggio target FER complessivo fino all'anno 2020[3]

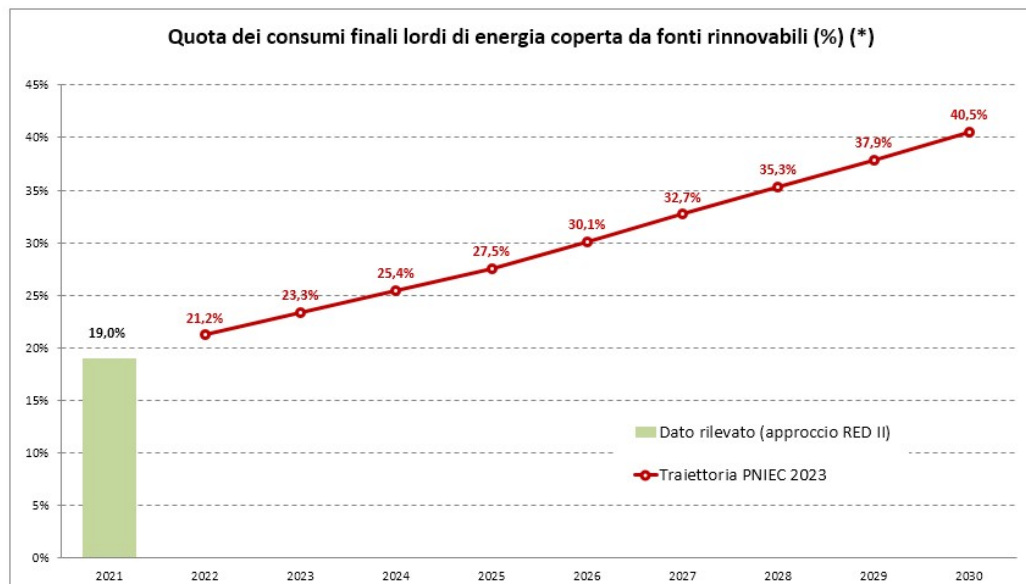


Figura 3: Obiettivi FER complessivo per rispettare il PNIEC 2023[3]

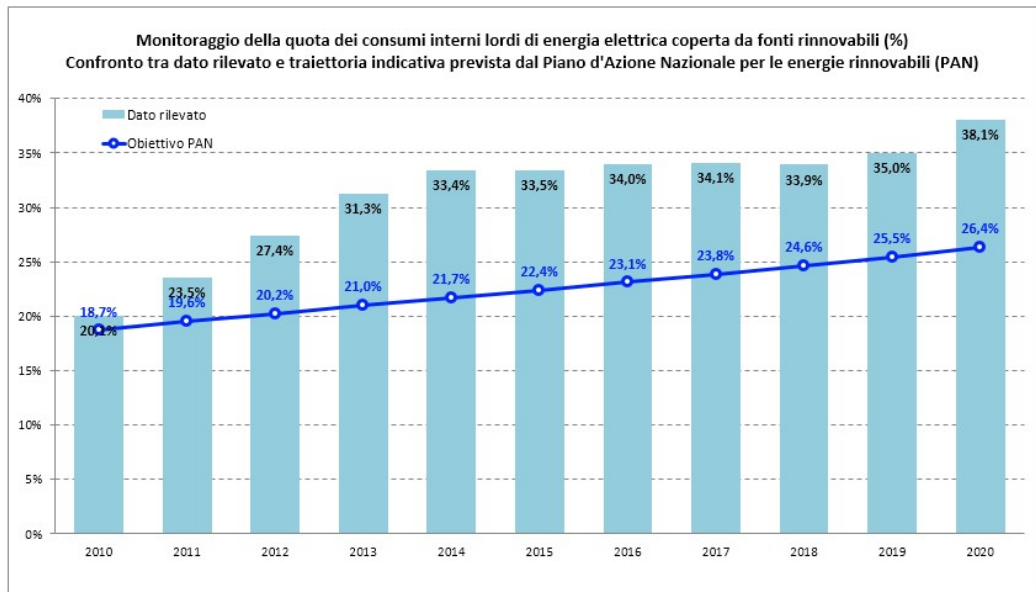


Figura 4: Monitoraggio target FER di energia elettrica fino all'anno 2020[4]

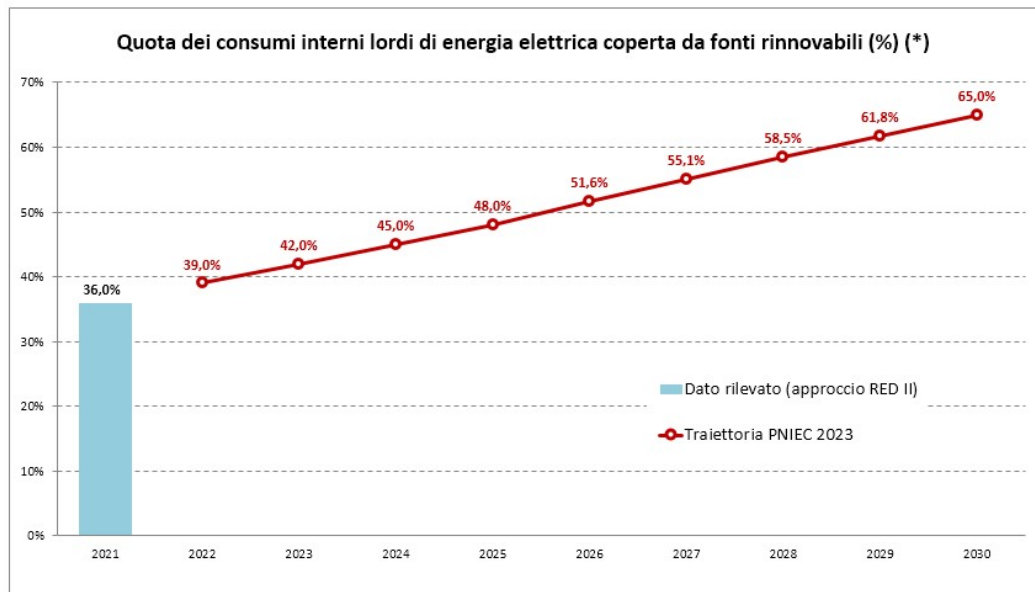


Figura 5: Obiettivi FER di energia elettrica per rispettare il PNIEC 2023[4]

Diventa necessario studiare e promuovere fonti energetiche rinnovabili per far fronte agli impegni internazionali piuttosto ambiziosi.

1.2 Ruolo dell'energia solare fotovoltaica

Tra le varie tecnologie rinnovabili, l'energia solare fotovoltaica emerge come una delle soluzioni più promettenti per ridurre le emissioni di gas serra e promuovere la transizione verso un sistema energetico più pulito. La possibilità di sfruttare l'energia del sole per la produzione di elettricità offre un'enorme potenzialità in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ e della dipendenza dalle fonti fossili.

Il rapporto semestrale Energia e Clima in Italia, pubblicato dal GSE il 12 febbraio 2024, presenta alcune informazioni che mettono in evidenza il ruolo fondamentale dell'energia solare fotovoltaica nel settore elettrico.

Innanzitutto, sono disponibili informazioni riguardo alla produzione elettrica suddivisa per fonti rinnovabili e le prospettive future (Figura 6) oltre che le emissioni di CO₂ evitate grazie all'utilizzo di tali fonti negli anni passati (Figura 7).

Produzione elettrica da FER per fonte: dato rilevato e traiettoria PNIEC [TWh]

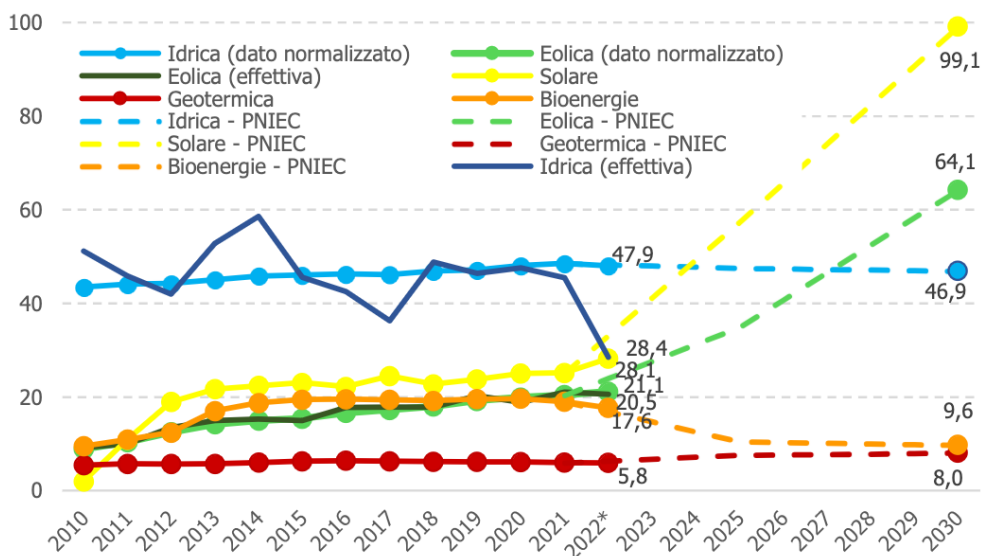


Figura 6: Produzione di energia elettrica per diverse fonti e previsione fino al 2030[5]

Emissioni CO₂ evitate dirette dalle rinnovabili nel settore elettrico 2005-2022 [MtCO₂eq]

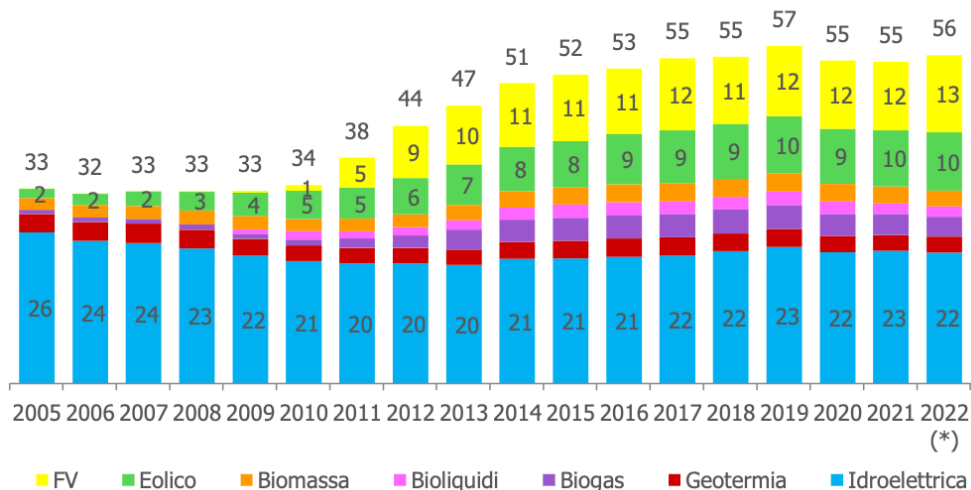


Figura 7: Emissioni evitate grazie all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili fino ad oggi[5]

Si può notare che la risorsa idroelettrica, seppur rappresenti una fetta importante della produzione nazionale, sembrerebbe essere giunta a saturazione. Per tale motivo, non è previsto un incremento di produttività nei prossimi anni, ma una diminuzione dovuta a problemi di siccità. Le tecnologie rinnovabili più promettenti sono il fotovoltaico e l'eolico. Infatti, nei prossimi nove anni, si prevede di passare da una produzione di energia elettrica da fotovoltaico pari a 28,1 TWh a 99,1 TWh nel 2030.

Per rendere possibile questo sviluppo è necessario investire sulla tecnologia ed installare numerosi nuovi impianti fotovoltaici. L'andamento degli investimenti in rinnovabili negli anni passati è riportato in Figura 8.

Stima degli investimenti in rinnovabili nel settore elettrico nel periodo 2013 – 2022 [mln€]

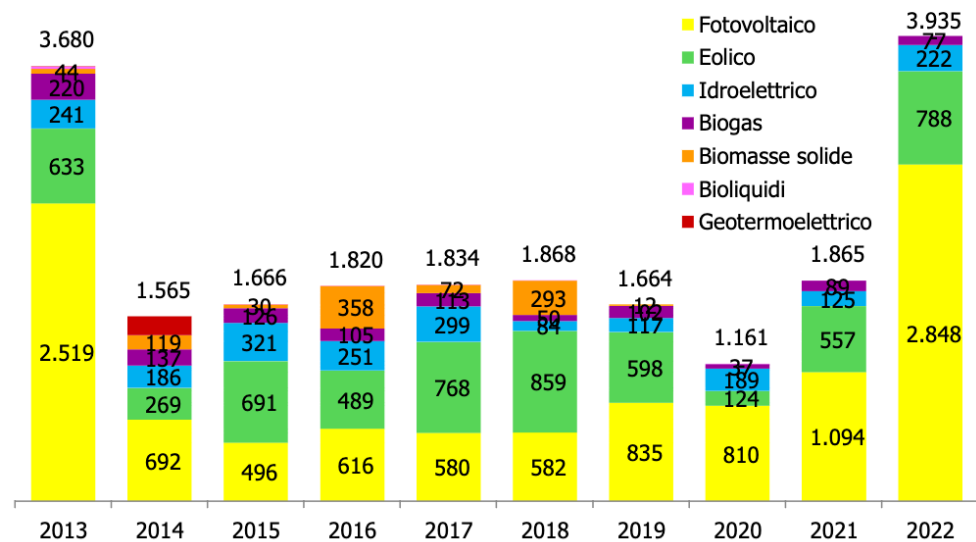


Figura 8: Entità degli investimenti effettuati negli anni nel settore elettrico suddiviso per fonti rinnovabili diverse[5]

Dopo un periodo di sostanziale stabilità, gli investimenti nel settore fotovoltaico sono incrementati sostanzialmente nell'ultimo anno (da circa 1 miliardo di euro a oltre 2,8 miliardi). Inoltre, nel primo semestre del 2023 si stima che tali investimenti sfiorino già i 3 miliardi di euro.

Lo scenario assunto nel *PNIEC 2023*, che prevede il raggiungimento del target di circa 79 GW al 2030 (Figura 9), può essere confrontato con l'evoluzione della potenza fotovoltaica cumulata in esercizio con una traiettoria indicativa.

Il confronto evidenzia, in termini di potenza, una pendenza meno marcata rispetto alla traiettoria ipotizzata nel *PNIEC 2023* per il raggiungimento degli obiettivi. Tuttavia, si può osservare che negli ultimi mesi le installazioni hanno subito una forte accelerazione.

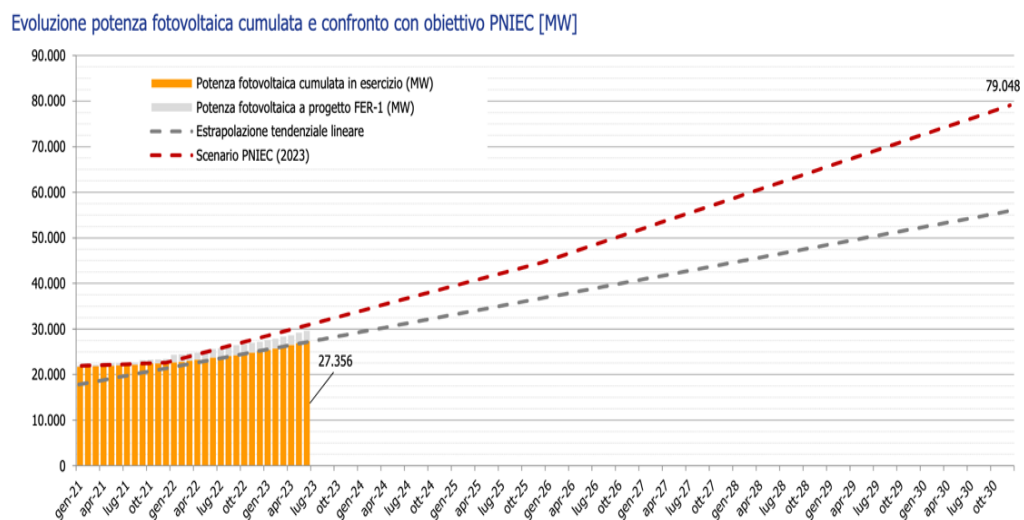


Figura 9: Incremento della potenza fotovoltaica installata negli anni per rispettare gli obiettivi fissati dal PNIEC per il 2030[5]

Nei prossimi anni la potenza installata degli impianti fotovoltaici dovrà subire un aumento significativo; perciò, può rivelarsi utile avere a disposizione un metodo che permetta di dimensionare approssimativamente un impianto a partire dalla superficie disponibile.

2 Modello fisico-matematico

Per effettuare una simulazione coerente con la realtà, ci si è basati su un modello fisico-matematico. Quest'ultimo deve essere formulato in modo tale da includere tutti i fattori che possano influenzare le variabili di interesse. Si può suddividere la formulazione in vari passaggi logici che si concludono con valutazioni economico-energetiche basate su più anni.

2.1 Stima della produzione energetica da fotovoltaico

Innanzitutto, per dimensionare un impianto fotovoltaico, è necessario individuare la potenza di picco fotovoltaico. La massima potenza installabile $P_{max,FV}$ è limitata dalla superficie di tetto disponibile e dalla tipologia di pannelli che si intende installare:

$$P_{max,FV} = \underbrace{P_{s,FV} \cdot f_p}_{P_{s,FV} \text{ corretto}} \cdot \underbrace{S_{tetto} \cdot f_{occ}}_{\text{Superficie fotovoltaica}} \quad (2.1)$$

dove:

- $P_{max,FV} [kWp] = \text{potenza di picco massima installabile};$
- $P_{s,FV} \left[\frac{kWp}{m^2} \right] = \text{potenza di picco installabile per unità di superficie};$
- $f_p = \text{fattore correttivo per tipologia di pannello utilizzato};$
- $S_{tetto} [m^2] = \text{superficie totale del tetto};$
- $f_{occ} [\%] = \text{porzione di tetto disponibile}.$

$P_{s,FV}$ rappresenta la potenza di picco installabile per ogni m^2 di superficie fotovoltaica, mentre f_p è un fattore correttivo che tiene conto della tipologia di pannello utilizzato. Evidentemente, nel caso in cui si decida di acquistare pannelli in silicio monocristallino la potenza massima installabile sarà maggiore rispetto ai classici in silicio policristallino.

S_{tetto} è la superficie di tetto associata all'edificio considerato, tuttavia solitamente solo una parte di esso può essere utilizzato per l'impianto. Allora si introduce un "fattore di occupazione" f_{occ} che tiene conto di eventuali ostacoli (gruppi frigo, cappe chimiche o lucernari) che rendono indisponibile una porzione di copertura.

Il valore calcolato rappresenta il limite massimo di potenza installabile ed è un vincolo di progettazione.

Si definisce FV come il rapporto tra la produzione annua di energia elettrica dell'impianto E_{FV} e il fabbisogno annuo del sito considerato E_{anno} .

$$FV = \frac{E_{FV}}{E_{anno}} \quad (2.2)$$

dove:

- E_{FV} [MWh] = energia prodotta da FV in un anno;
- E_{anno} [MWh] = fabbisogno energetico annuo;
- FV [%] = rapporto tra produzione da FV e consumo annuo.

La potenza di picco è direttamente proporzionale al valore di FV secondo la seguente relazione:

$$P_{FV,picco} = \frac{FV}{h_{eq,RIF}} \cdot 10^3 \quad (2.3)$$

dove:

- $h_{eq,RIF}$ [h] = ore equivalenti di riferimento dell'impianto FV ;
- $P_{FV,picco} \left[\frac{kWp}{MWh} \right]$ = potenza di picco fotovoltaica da installare per ogni MWh di consumo.

$h_{eq,RIF}$ rappresenta un valore di riferimento per le ore equivalenti dell'impianto fotovoltaico. Pertanto, è possibile scegliere un valore di FV in fase di progettazione ed ottenere, di conseguenza, la potenza di picco fotovoltaico da installare per rispettare il criterio di dimensionamento scelto considerando un impianto di riferimento.

Una volta calcolata la potenza di picco fotovoltaico bisogna verificare che il valore non violi il vincolo imposto dalla superficie fotovoltaica disponibile, ovvero:

$$P_{FV,picco} \left[\frac{kWp}{MWh} \right] \cdot E_{anno} [MWh] \leq P_{max,FV} [kWp] \quad (2.4)$$

Se tale condizione non è verificata, allora si è obbligati ad installare una potenza pari a $P_{max,FV}$.

Solitamente, un impianto fotovoltaico eroga la potenza di picco solo per tempi limitati durante l'anno. Per tale motivo, è necessario utilizzare la potenza media oraria erogata dall'impianto P_{FV} per effettuare considerazioni più precise riguardanti una simulazione su base annua. Tuttavia, questo parametro varia in funzione del mese e dell'orario considerati.

Esiste uno strumento informativo disponibile sul web, riconosciuto dalla Commissione Europea e messo a disposizione dal Joint Research Centre (JRC). Questo strumento, chiamato "Photovoltaic geographical information system" (PVGIS) fornisce pubblicamente i dati relativi all'irraggiamento medio giornaliero I_m inserendo come dati in ingresso:

- le coordinate geografiche della località in cui si intende installare l'impianto fotovoltaico;
- il mese per cui si vuole ottenere l'informazione;
- l'inclinazione del piano su cui poggieranno i pannelli fotovoltaici;
- i gradi di Azimuth.

Pertanto, per ogni mese si hanno a disposizione 24 valori di I_m , uno per ogni ora della giornata.

Si definisce fattore di irraggiamento medio f_{IRR} come riportato di seguito:

$$f_{IRR}(mese, ora) = \frac{I_m(mese, ora)}{I_{m,MAX}} \quad (2.5)$$

dove:

- $f_{IRR}(mese, ora)[\%] =$ *fattore di irraggiamento giornaliero medio;*
- $I_m(mese, ora) \left[\frac{W}{m^2} \right] =$ *irraggiamento giornaliero medio.*

È ragionevole pensare che la potenza media giornaliera erogata dall'impianto fotovoltaico sia direttamente proporzionale all'irraggiamento medio incidente. Di conseguenza, si ipotizza che l'andamento della potenza erogata P_{FV} si possa ottenere per una giornata "tipo" definita per ogni mese dell'anno:

$$P_{FV}(mese, ora) = \frac{f_{IRR}(mese, ora) \cdot P_{FV,picco} \cdot h_{eq,RIF}}{\sum_{gen}^{dic} [n_g(mese) \cdot \sum_1^{24} f_{IRR}(mese, ora)]} \quad (2.6)$$

dove:

- $P_{FV}(mese, ora) \left[\frac{kW}{MWh} \right] =$ *potenza media erogata dall'impianto FV per ogni MWh di consumo;*

- $n_g(\text{mese}) = \text{numero di giorni del mese considerato}$.

2.2 Stima del profilo di carico di un'utenza generica

È importante analizzare sia la potenza erogata dall'impianto fotovoltaico che la potenza assorbita dall'utenza associata ad esso per una simulazione completa del funzionamento dell'impianto.

Tramite uno studio relativo ai valori di consumo, suddivisi per mese e fascia oraria, è possibile ottenere una stima dell'andamento della richiesta di energia.

Le fasce orarie di energia elettrica in Italia si suddividono in:

- F1 (dal lunedì al venerdì dalle ore 8:00 alle 19:00, escluse le festività nazionali) pari a 55 ore settimanali, ovvero circa il 33% del tempo complessivo in una settimana “standard”;
- F2 (dal lunedì al venerdì dalle 7:00 alle 8:00 e dalle 19:00 alle 23:00, sabato dalle 7:00 alle 23:00, escluse le festività nazionali) pari a 41 ore settimanali, o il 24% delle ore complessive in una settimana “standard”;
- F3 (dal lunedì al sabato dalle 23:00 alle 7:00, domenica e festivi per l'intera giornata) pari a 72 ore settimanali, nonché il 43% di una settimana “standard”.

Si definisce come “standard” una settimana comprendente cinque giorni feriali, un sabato e un giorno festivo (domenica).

Prendendo come riferimento il calendario è facilmente ricavabile il numero di ore mensili corrispondenti a ciascuna fascia oraria. Quest'ultimo sarà indicato come h_{Fi} per la fascia oraria i -esima, mentre $n_{g,fer}$, $n_{g,sab}$ e $n_{g,fest}$ sono rispettivamente il numero di giorni feriali, sabati e festivi nel corso del mese considerato.

$$h_{F1}(mese) = 11 \cdot n_{g,fer}(mese) \quad (2.7)$$

$$h_{F2}(mese) = 5 \cdot n_{g,fer}(mese) + 16 \cdot n_{g,sab}(mese) \quad (2.8)$$

$$h_{F3}(mese) = 8 \cdot n_{g,fer+sab}(mese) + 24 \cdot n_{g,fest}(mese) \quad (2.9)$$

dove:

- $h_{Fi}(mese) \left[\frac{h}{mese} \right] =$ ore associate alla fascia oraria i – esima nel mese considerato;
- $n_{g,fer}(mese) \left[\frac{gg}{mese} \right] =$ numero di giorni feriali del mese considerato;
- $n_{g,sab}(mese) \left[\frac{gg}{mese} \right] =$ numero di sabati del mese considerato;
- $n_{g,fest}(mese) \left[\frac{gg}{mese} \right] =$ numero di giorni festivi del mese considerato;

In tal modo vengono prese in considerazione anche le festività nazionali che non corrispondono con una domenica del mese.

Innanzitutto, occorre definire alcuni parametri:

$$\varepsilon_{mese} = \frac{E_{mese}}{E_{anno}} \quad (2.10)$$

$$Fi(mese) = \frac{E_{Fi}}{E_{mese}} \quad (2.11)$$

$$\varepsilon_{Fi}(mese) = \varepsilon_{mese} \cdot Fi(mese) \quad (2.12)$$

$$P_{ass,Fi}(mese) = \frac{\varepsilon_{Fi}(mese) \cdot 10^3}{h_{Fi}(mese)} \quad (2.13)$$

dove:

- $E_{mese}[MWh]$ = energia elettrica consumata nel mese considerato;
- $E_{Fi}(mese)[MWh]$ = energia elettrica consumata nella fascia oraria i – esima del mese considerato;
- $\varepsilon_{mese}[\%]$ = quota di energia consumata nel mese considerato rispetto al fabbisogno annuo;
- $Fi(mese)[\%]$ = quota di energia consumata nella fascia oraria i – esima rispetto al fabbisogno del mese considerato;
- $\varepsilon_{Fi}(mese)[\%]$ = quota di energia consumata nella fascia oraria

i –esima rispetto al fabbisogno annuo;

- $P_{ass,Fi}(\text{mese}) \left[\frac{kW}{MWh} \right] =$ potenza assorbita dall'utenza nella fascia oraria i –esima del mese considerato per ogni MWh consumato;

Avendo a disposizione i consumi in fascia oraria F1, F2 e F3 per ogni mese è possibile individuare l'andamento medio del profilo di consumo di energia elettrica distinguendo tre diverse tipologie di giornate: feriali, festivi e sabati. Ipotizzando costante la potenza assorbita dall'utenza in una determinata fascia oraria, il calcolo di tre parametri per ogni mese ($P_{ass,F1}$, $P_{ass,F2}$ e $P_{ass,F3}$) è sufficiente a descrivere approssimativamente la richiesta di energia.

Infatti, l'andamento sarà rappresentato da una funzione “a gradini” per cui:

$$P_{ass,feriale}(h) = \begin{cases} P_{ass,F1}, & \text{per } h \in [8 \div 18] \\ P_{ass,F2}, & \text{per } h \in [7] \cup [19 \div 22] \\ P_{ass,F3}, & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.14)$$

$$P_{ass,sabato}(h) = \begin{cases} P_{ass,F2}, & \text{per } h \in [7 \div 22] \\ P_{ass,F3}, & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.15)$$

$$P_{ass,festivo}(h) = \text{costante} = P_{ass,F3} \quad (2.16)$$

Con h che rappresenta le 24 ore della giornata.

2.3 Caratteristiche e dimensionamento dell'accumulo energetico

Utilizzando i profili di potenza assorbita P_{ass} e potenza erogata P_{FV} è possibile prevedere la presenza di un accumulo e stimare l'andamento dello stato di carica della batteria, oltre che la quantità di energia che verrà venduta e acquistata dalla rete elettrica nazionale. La valutazione viene effettuata tramite una simulazione approssimativa del funzionamento dell'impianto fotovoltaico su base annua, ovvero 8760 ore.

Prima di procedere, è necessario introdurre nuove grandezze:

$$LVL_h \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \frac{\text{accumulo di energia all'ora } h \text{ [kWh]}}{\text{fabbisogno energetico annuo [MWh]}}$$

$$C_{acc} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \frac{\text{capacità massima di accumulo [kWh]}}{\text{fabbisogno energetico annuo [MWh]}}$$

$$SoC_h [\%] = \frac{\text{accumulo di energia all'ora } h \text{ [kWh]}}{\text{capacità massima di accumulo [kWh]}}$$

All'istante iniziale la quantità di energia disponibile nell'accumulo energetico è rappresentata da un valore costante LVL_0 .

Inoltre, se lo SoC (ovvero “*State of Charge*”) della batteria viene mantenuto al 100% per un periodo sufficientemente elevato quest'ultima è sottoposta a stress meccanico, ovvero un rigonfiamento dell'elettrodo a causa dell'intercalazione degli ioni di litio all'anodo. Questo fenomeno provoca una variazione del volume della batteria pari a circa il 10% con graduale perdita

di capacità con i cicli di carica/scarica. La perdita del 20% della capacità massima di accumulo implica la sostituzione della batteria. A tal proposito, sarebbe utile considerare un “fattore di utilizzo della batteria” f_U tale per cui lo stato di carica sia sempre inferiore al 100%.

Si può definire, quindi, una capacità massima di accumulo effettiva come:

$$C_{acc,eff} = f_U \cdot C_{acc} \quad (2.17)$$

$$LVL_0 = \text{costante}$$

per $h > 0$:

$$LVL_h = \begin{cases} LVL_{h-1} + P_{FV,h} - P_{ass,h}, & \text{se } 0 < LVL_h < C_{acc,eff} \\ \mathbf{0}, & \text{se } LVL_h \leq 0 \\ C_{acc,eff}, & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.18)$$

$$SoC_h = \frac{LVL_h}{C_{acc}} \leq f_U \quad \forall h \in [0 \div 8759] \quad (2.19)$$

dove:

- $C_{acc} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \text{capacità massima di accumulo per ogni MWh di energia elettrica consumata};$
- $f_U [\%] = \text{'fattore di utilizzo' del sistema di accumulo};$

- $C_{acc,eff} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \text{capacità di accumulo effettiva per ogni MWh di energia elettrica consumata dall'utenza};$
- $LVL_h \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \text{energia accumulata all'ora } h \text{ per ogni MWh di energia elettrica consumata};$
- $SoC_h[\%] = \text{stato di carica della batteria all'ora } h;$

Tramite le equazioni (2.18) e (2.19) è possibile stimare la sollecitazione nel tempo di un accumulo energetico associato ad un impianto fotovoltaico.

Quando l'energia richiesta dall'utenza è superiore alla somma dell'energia prodotta dall'impianto e quella contenuta all'interno dell'accumulo, si è costretti ad acquistarne una parte dalla rete elettrica nazionale.

Viceversa, l'energia prodotta dal fotovoltaico "in surplus" deve in parte caricare la batteria ed in parte deve essere venduta secondo accordi differenti in base alle modalità di valorizzazione dell'energia rinnovabile.

Bisogna introdurre alcuni parametri per quantificare lo scambio di energia che avviene all'interno del sistema composto da impianto fotovoltaico con accumulo, utenza e rete elettrica:

$$e_{rete,h} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \frac{\text{energia prelevata dalla rete nell'ora } h}{\text{fabbisogno energetico annuo}}$$

$$\varepsilon_{rete} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \frac{\text{energia prelevata dalla rete in un anno}}{\text{fabbisogno energetico annuo}}$$

$$e_{vend,h} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \frac{\text{energia venduta alla rete nell'ora } h}{\text{fabbisogno energetico annuo}}$$

$$\varepsilon_{vend} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \frac{\text{energia venduta alla rete in un anno}}{\text{fabbisogno energetico annuo}}$$

Questi sono calcolati tramite relazioni matematiche.

$$e_{rete,h} = \begin{cases} \mathbf{0}, & \text{se } P_{ass,h} - P_{FV,h} - LVL_{h-1} < 0 \\ P_{ass,h} - P_{FV,h} - LVL_{h-1}, & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.20)$$

$$\varepsilon_{rete} = \sum_{h=0}^{8759} e_{rete,h} \quad (2.21)$$

$$e_{vend,h} = \begin{cases} \mathbf{0}, & \text{se } LVL_{h-1} + P_{FV,h} - P_{ass,h} - C_{acc,eff} < 0 \\ LVL_{h-1} + P_{FV,h} - P_{ass,h} - C_{acc,eff}, & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.22)$$

$$\varepsilon_{vend} = \sum_{h=0}^{8759} e_{vend,h} \quad (2.23)$$

dove:

- $e_{rete,h} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] =$ energia prelevata dalla rete nell'ora h per ogni MWh di energia consumata;
- $\varepsilon_{rete} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] =$ energia prelevata dalla rete annualmente per ogni MWh di energia consumata;
- $e_{vend,h} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] =$ energia venduta alla rete nell'ora h per ogni MWh di energia consumata;
- $\varepsilon_{vend} \left[\frac{kWh}{MWh} \right] =$ energia venduta alla rete annualmente per ogni MWh di energia consumata.

A questo punto, è evidente come tutte le grandezze presentate dipendano dai valori di FV e C_{acc} , ovvero dal dimensionamento dell'impianto fotovoltaico e dell'accumulo associato ad esso rispetto al fabbisogno energetico dell'utenza considerata. La scelta può essere guidata dall'obiettivo che si intende raggiungere.

A tal proposito, è importante introdurre due indici fondamentali per comprendere la qualità di funzionamento dell'impianto:

- AC [%] = parte dell'energia prodotta dal fotovoltaico che viene consumata direttamente;
- AP [%] = parte dell'energia consumata dall'utenza che viene autoprodotta.

$$AC = \frac{\text{energia autoconsumata in un anno}}{\text{energia prodotta da FV in un anno}}$$

$$AP = \frac{\text{energia autoconsumata in un anno}}{\text{fabbisogno energetico annuo}}$$

$$AC [\%] = 1 - \frac{\varepsilon_{vend}}{\sum_0^{8759} P_{FV,h}} = 1 - \frac{\varepsilon_{vend} \cdot 10^{-3}}{\underbrace{FV \cdot E_{anno}}_{E_{FV}}} \quad (2.24)$$

$$AP [\%] = 1 - \frac{\varepsilon_{rete}}{\sum_0^{8759} P_{ass,h}} = 1 - \frac{\varepsilon_{rete} \cdot 10^{-3}}{E_{anno}} \quad (2.25)$$

Vi è una correlazione tra AC e AP :

$$AP = AC \cdot FV \quad (2.26)$$

Esiste un servizio offerto dal *GSE* (Gestore dei Servizi Energetici) chiamato “*Scambio sul Posto*” che rappresenta una modalità di incentivazione per gli impianti fotovoltaici. Infatti, è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l’energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l’immagazzinamento virtuale dell’energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l’erogazione del servizio è la presenza di impianti

per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

A tal proposito, è utile introdurre vari indici:

- AC_{SP} [%] = autoconsumo con scambio sul posto, ovvero immaginando la rete come un accumulo energetico di capacità infinita, questo termine rappresenta la percentuale di energia prodotta da fotovoltaico che viene venduta alla rete sottoforma di credito energetico in un anno;
- AP_{SP} [%] = autoproduzione con scambio sul posto, ovvero la percentuale di energia consumata che viene acquistata dalla rete usufruendo del credito energetico (risparmio economico);
- AC_{tot} [%] = somma dei due contributi di autoconsumo, quello reale AC e quello con scambio sul posto AC_{SP} ;
- AP_{tot} [%] = somma di due contributi di autoproduzione, quella reale AP e quella con scambio sul posto AP_{SP}

Ora è importante definirli più dettagliatamente:

$$AC_{SP} = \min \frac{\{\varepsilon_{vend}; \varepsilon_{rete}\}}{E_{FV}} = \begin{cases} \frac{\varepsilon_{vend} \cdot 10^{-3}}{E_{FV}}, & FV < 100\% \\ \frac{\varepsilon_{rete} \cdot 10^{-3}}{E_{FV}}, & FV \geq 100\% \end{cases} \quad (2.27)$$

$$AC_{tot} = AC + AC_{SP} = costante = \begin{cases} 100\%, & FV < 100\% \\ \frac{1}{FV}, & FV \geq 100\% \end{cases} \quad (2.28)$$

$$AP_{SP} = \min \frac{\{\varepsilon_{vend}; \varepsilon_{rete}\}}{E_{anno}} = \begin{cases} \frac{\varepsilon_{vend} \cdot 10^{-3}}{E_{anno}}, & FV < 100\% \\ \frac{\varepsilon_{rete} \cdot 10^{-3}}{E_{anno}}, & FV \geq 100\% \end{cases} \quad (2.29)$$

$$AP_{tot} = AP + AP_{SP} = costante = \begin{cases} FV, & FV < 100\% \\ 100\%, & FV \geq 100\% \end{cases} \quad (2.30)$$

Questa forma di incentivazione permette di conteggiare un valore maggiore di autoconsumo “fittizio”, a parità di capacità massima di accumulo. Pertanto, è necessario valutare la presenza di un sistema di accumulo energetico sotto un punto di vista economico, considerando la possibilità di usufruire del servizio di Scambio sul Posto.

Se $FV < 100\%$, l’impianto fotovoltaico risulta sottodimensionato (Figura 10) perciò possiamo considerare nulla la quota di energia immessa in rete al prezzo di vendita convenzionale. Tutta l’energia elettrica prodotta da fotovoltaico che non viene autoconsumata è considerata nell’incentivo di scambio sul posto.

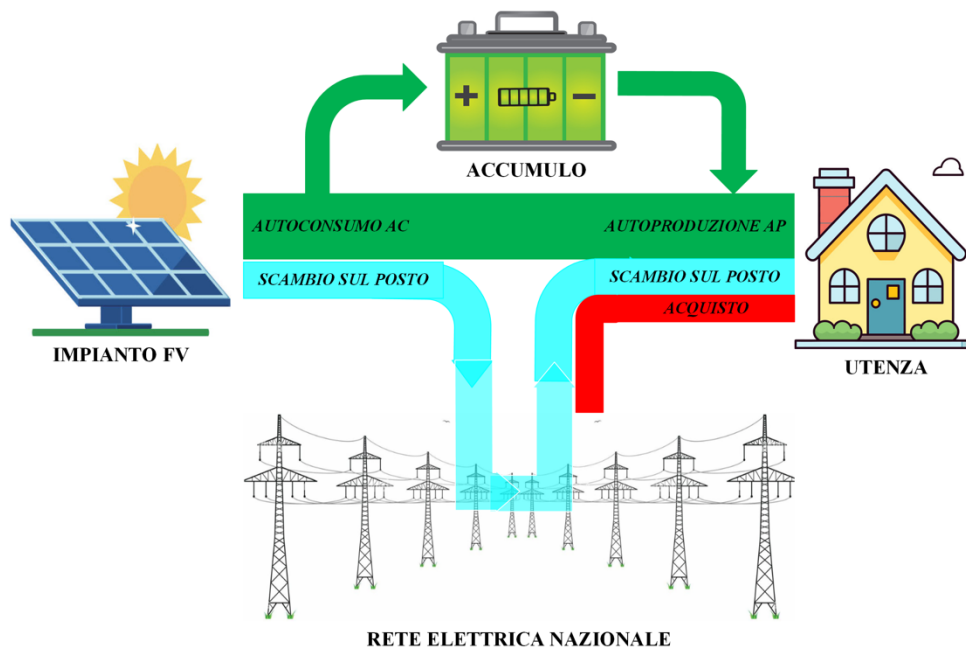


Figura 10: Diagramma di Sankey raffigurante i diversi flussi energetici considerando un impianto fotovoltaico sottodimensionato ($FV < 100\%$) che alimenta un'utenza rappresentante il 100%.

Se $FV > 100\%$ la quota rappresentata in rosso, corrispondente all'energia elettrica prelevata dalla rete al costo di acquisto "standard", risulta essere nulla (Figura 11). Infatti, tutta l'energia acquistata viene conteggiata nell'incentivo di scambio sul posto. Inoltre, l'impianto fotovoltaico è sovradimensionato, quindi si avrà una parte dell'energia prodotta che viene venduta alla rete senza alcun tipo di incentivo.

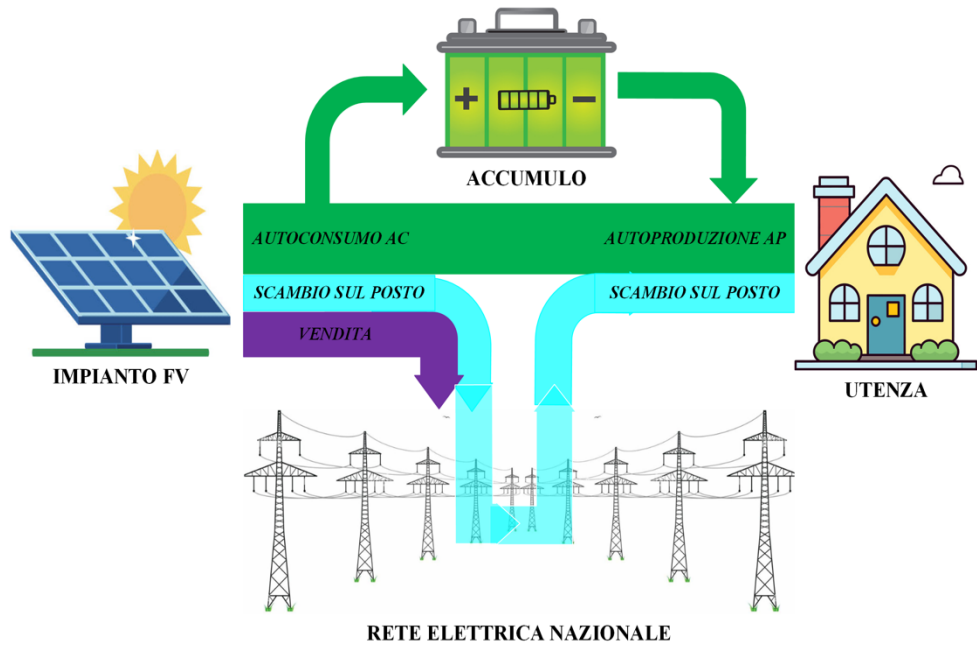


Figura 11: Diagramma di Sankey raffigurante i diversi flussi energetici considerando un impianto fotovoltaico sovradimensionato ($FV > 100\%$) che alimenta un'utenza rappresentante il 100%.

Nel caso in cui $FV = 100\%$, l'autoproduzione coincide con l'autoconsumo ed il resto dell'energia è sottoposta all'incentivo di scambio sul posto. Pertanto, sia la quota in rosso che quella in viola saranno trascurabili.

2.4 Valutazione economica: presenza/assenza accumulo energetico

La valutazione economica di un qualsiasi investimento si basa sul calcolo di alcuni indici rappresentativi. I più importanti sono il *VAN*, ovvero il Valore Attuale Netto dell'investimento, e il *PBT*, o tempo di ritorno dell'investimento.

Per valutare la convenienza dell'utilizzo e l'acquisto di una batteria è possibile confrontare due diverse soluzioni di impianto:

- *SOLUZIONE BASE*: installazione di un impianto fotovoltaico sprovvisto di un accumulo energetico;
- *SOLUZIONE FVS*: l'impianto fotovoltaico è affiancato da un sistema di "storage" dell'energia elettrica.

Il confronto prevede l'analisi economica delle due configurazioni, non considerando i costi o i ricavi che si avrebbero in entrambe le soluzioni mantenendo costante il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico (*FV = costante*).

Per una maggiore comprensione delle relazioni matematiche che verranno presentate, è utile definire:

- $C_{energia} [€/MWh]$ = prezzo di acquisto dell'energia dalla rete pubblica;
- $C_{vendita} [€/MWh]$ = prezzo di vendita dell'energia prodotta da FV (ipotizziamo sia costante);
- $CI_0 [€/kWh]$ = costo di investimento per una batteria per ogni kWh di capacità di accumulo;
- $F_1 [€/anno]$ = flusso di cassa del primo anno;
- $I [€/anno]$ = incentivi;

- $f_{SP} [\%]$ = rapporto tra il prezzo di acquisto dell'energia con Scambio sul Posto e il prezzo di acquisto standard;
- ν = fattore di carico dell'investimento, ovvero il coefficiente che consente di ripartire i costi di investimento su base annua, ipotizzando un tempo di ritorno dell'investimento in N anni con tasso di interesse i ;
- AP_0 e $AP_{SP,0}$ rappresentano i valori di AP e AP_{SP} nel caso in cui non sia previsto un accumulo energetico (caso base);
- $VAN [€]$ = Valore Attuale Netto dell'investimento, permette di confrontare due soluzioni impiantistiche in termini di convenienza economica;
- $N [anni]$ = tempo di ritorno dell'investimento, ovvero il numero di anni necessari ad azzerare il VAN .

In particolare, fattore di carico dell'investimento è una funzione del numero di anni N (Figura 12) in cui si intende ripagare l'investimento ed il tasso di interesse i :

$$\nu = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \quad (2.31)$$

dove:

- v = fattore di carico dell'investimento;
- N [anni] = anni in cui si intende recuperare l'investimento iniziale;
- i [%] = tasso di interesse.

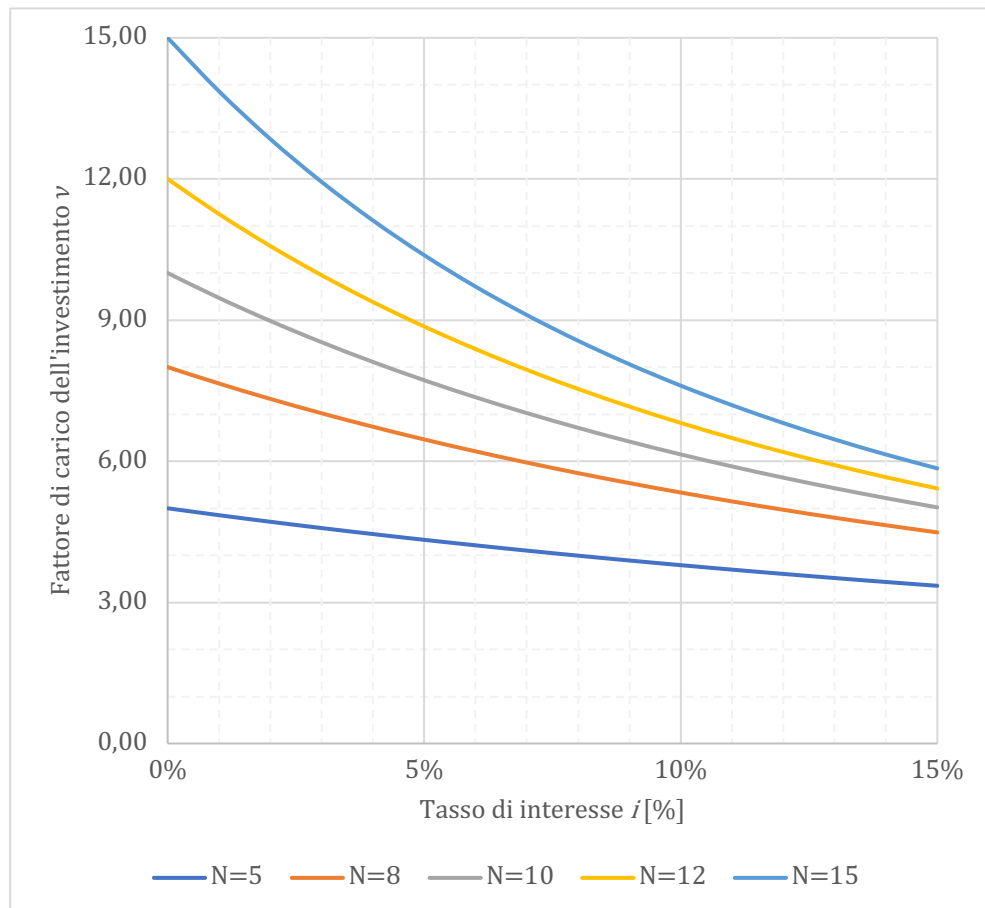


Figura 12: Fattore di carico dell'investimento in funzione del tasso di interesse i al variare del numero di anni N necessari per ripagare i costi di investimento iniziali

Si nota che per $i = 0\%$, il fattore di carico dell'investimento $v = N$ coincide con gli anni di ritorno dell'investimento. All'aumentare del tasso di interesse, invece, cala rapidamente il suo valore.

2.4.1 Soluzione BASE: senza sistema di accumulo energetico

Ponendo $C_{acc} = 0$, è possibile calcolare tutte le variabili descritte in precedenza. Tuttavia, ai fini di un'analisi economica, bisogna individuare altri parametri:

$$CI_{0,base} = 0 \quad (2.32)$$

$$F_{1,base} = \underbrace{C_{energia} \cdot AP_0}_{\text{Risparmio acquisto energia}} + \underbrace{(1 - f_{SP}) \cdot C_{energia} \cdot AP_{SP,0}}_{\text{Incentivo con scambio sul posto}} + \underbrace{C_{vendita} \cdot (FV - AP_0)}_{\text{Ricavi da vendita di energia}} \quad (2.33)$$

$$VAN_{base} = F_{1,base} \cdot v \quad (2.34)$$

Si considera un investimento CI_0 nullo, in quanto a FV costante, il costo associato all'acquisto dei pannelli fotovoltaici è comune ad entrambe le soluzioni. Gli incentivi non vengono considerati in tale soluzione in quanto calcolati come percentuale del costo di investimento. Il VAN_{base} sarà il parametro utilizzato per il confronto.

2.4.2 Soluzione FVS: presenza di accumulo energetico

In questo caso la capacità di accumulo rappresenta una variabile per tale configurazione ed influenza l'entità dei parametri analizzati, in particolare CI_0 , AP e AP_{SP} .

$$CI_{0,FVS} = f(C_{acc}) = CI_{0,acc} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \cdot C_{acc} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right] \quad (2.35)$$

$$F_{1,FVS} = \underbrace{C_{energia} \cdot AP}_{\text{Risparmio acquisto energia}} + \underbrace{(1 - f_{SP}) \cdot C_{energia} \cdot AP_{SP}}_{\text{Incentivo di scambio sul posto}} \quad (2.36)$$

$$+ \underbrace{C_{vendita} \cdot (FV - AP)}_{\text{Ricavi da vendita di energia}} + \underbrace{I}_{\text{Incentivi}}$$

$$VAN_{FVS} = -CI_{0,FVS} + F_{1,FVS} \cdot v \quad (2.37)$$

Gli incentivi I sono anch'essi funzione del valore di C_{acc} perché dipendono dall'entità dell'investimento iniziale.

Il fattore di Scambio sul Posto f_{SP} rappresenta l'incentivo fornito dal GSE per quella porzione di energia che viene immessa in rete e prelevata in un altro momento. Questo dipende dagli accordi stipulati al momento dell'installazione dell'impianto fotovoltaico e dalla quantità di energia coinvolta in questo scambio.

2.4.3 Confronto tra le due soluzioni

Per confrontare le due configurazioni, si fa riferimento all'indice di Valore Attuale Netto. La soluzione che prevede la presenza di un sistema di accumulo è conveniente se e solo se il VAN calcolato è maggiore di quello corrispondente alla configurazione base.

Pertanto, al variare del valore di $C_{acc,eff}$, esiste un valore limite del fattore di Scambio sul Posto $f_{SP,max}$ per cui non conviene utilizzare un sistema di immagazzinamento dell'energia elettrica.

$$f_{SP,max} = f(C_{acc,eff}) = f_{SP} \text{ tale per cui } VAN_{FVS} = VAN_{base} \quad (2.38)$$

Si può verificare facilmente che:

$$AP_{SP,0} - AP_{SP} = AP - AP_0 \quad (2.39)$$

Esiste tale correlazione, in quanto l'energia che non viene più considerata autoprodotta eliminando il sistema di accumulo è esattamente l'energia che viene conteggiata come "credito energetico" per l'incentivo di scambio sul posto.

Dall'equazione $VAN_{FVS} = VAN_{base}$ è possibile isolare $f_{SP,max}$ ed individuare il suo andamento per diversi valori della capacità massima di accumulo C_{acc} .

Dopodiché, si può effettuare questa valutazione:

$$\begin{cases} f_{SP} \leq f_{SP,max} \Rightarrow \text{conviene non utilizzare un accumulo} \\ f_{SP} > f_{SP,max} \Rightarrow \text{conviene utilizzare un accumulo} \end{cases}$$

3 Applicazione del modello descritto e risultati ottenuti

Descritta la metodologia di calcolo da utilizzare, è necessario motivare ed illustrare le ipotesi ed i valori scelti per alcuni parametri significativi del modello.

3.1 Consumo di energia elettrica dell'Università di Bologna

Innanzitutto, è possibile generalizzare i calcoli effettuati adimensionando tutte le variabili di interesse rispetto al valore del fabbisogno energetico annuo dell'utenza considerata E_{anno} . Perciò, tutti gli indici di consumo che vengono analizzati sono rapportati all'energia elettrica consumata nel corso dell'anno.

Prendendo come riferimento l'Università di Bologna, si hanno a disposizione i consumi riportati nelle bollette dell'energia elettrica del 2022 per ogni cabina o "POD" associato ad uno o più edifici. L'energia consumata viene riportata in bolletta mensilmente e suddivisa per fasce orarie. Pertanto, è possibile analizzare i vari edifici e calcolare ε_{mese} , $F1$, $F2$ e $F3$, nonché ε_{F1} , ε_{F2} e ε_{F3} per ogni mese (Figura 13) tramite le equazioni (2.10), (2.11) e (2.12).

Dopodiché, si effettua una media dei valori ottenuti per tutti gli edifici associati all'Università di Bologna. In tal modo, si è stimata la suddivisione dei consumi durante l'anno di un'utenza generica appartenente ad uno dei distretti di proprietà dell'Ateneo (Tabella 1):

Tabella 1: Suddivisione dei consumi energetici 2022 dell'Università di Bologna per mese e fascia oraria

Mese	ϵ_{mese}	%F1	%F2	%F3
Gennaio	8,5%	41%	20%	39%
Febbraio	7,8%	44%	21%	34%
Marzo	8,6%	47%	21%	33%
Aprile	6,9%	42%	21%	37%
Maggio	7,6%	46%	20%	34%
Giugno	10,3%	47%	20%	33%
Luglio	11,7%	45%	21%	33%
Agosto	9,8%	43%	21%	36%
Settembre	8,0%	47%	21%	32%
Ottobre	6,1%	44%	21%	35%
Novembre	7,3%	46%	20%	34%
Dicembre	7,6%	44%	21%	36%

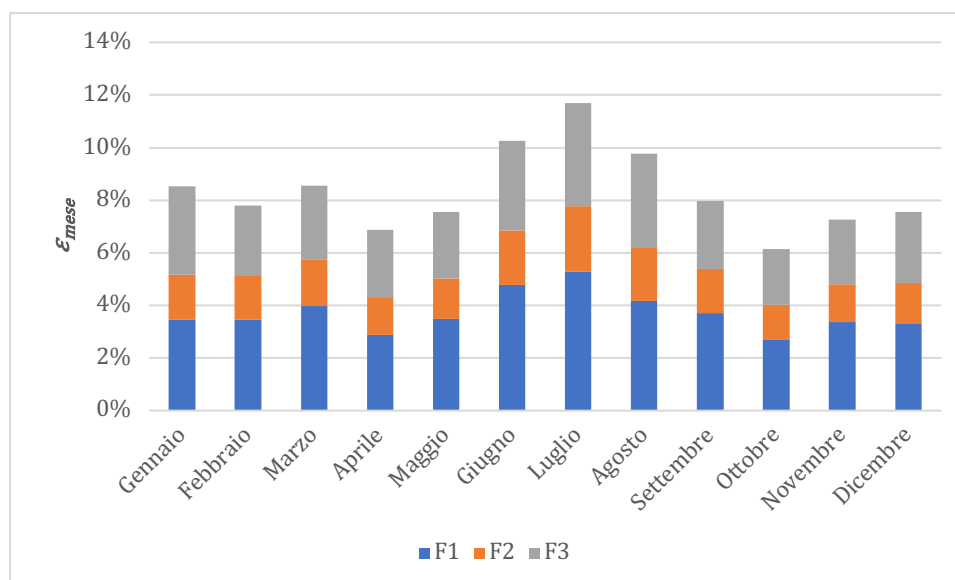


Figura 13: Dettaglio sui valori di F1, F2 e F3 per un edificio di proprietà dell'Università di Bologna

Prendendo come riferimento l'anno 2022, sono facilmente individuabili i giorni feriali, festivi ed i sabati per ogni mese.

Di conseguenza, si può calcolare il numero di ore h_{F1} , h_{F2} e h_{F3} (Tabella 2) tramite le equazioni (2.7), (2.8) e (2.9).

Tabella 2: Conteggio ore associate ad ogni fascia oraria nel 2022 in h/mese

<i>Mese</i>	n_{fer}	n_{sab}	n_{fest}	h_{F1}	h_{F2}	h_{F3}
Gennaio	20	4	7	220	164	360
Febbraio	20	4	4	220	164	288
Marzo	23	4	4	253	179	312
Aprile	19	5	6	209	175	336
Maggio	22	4	5	242	174	328
Giugno	20	4	6	220	164	336
Luglio	21	5	5	231	185	328
Agosto	22	4	5	242	174	328
Settembre	22	4	4	242	174	304
Ottobre	21	5	5	231	185	328
Novembre	21	4	5	231	169	320
Dicembre	20	5	6	220	180	344

Tramite l'equazione (2.13) è ora possibile calcolare la potenza media assorbita in ogni fascia oraria $P_{ass,F1}$, $P_{ass,F2}$ e $P_{ass,F3}$ per ogni mese (Figura 14):

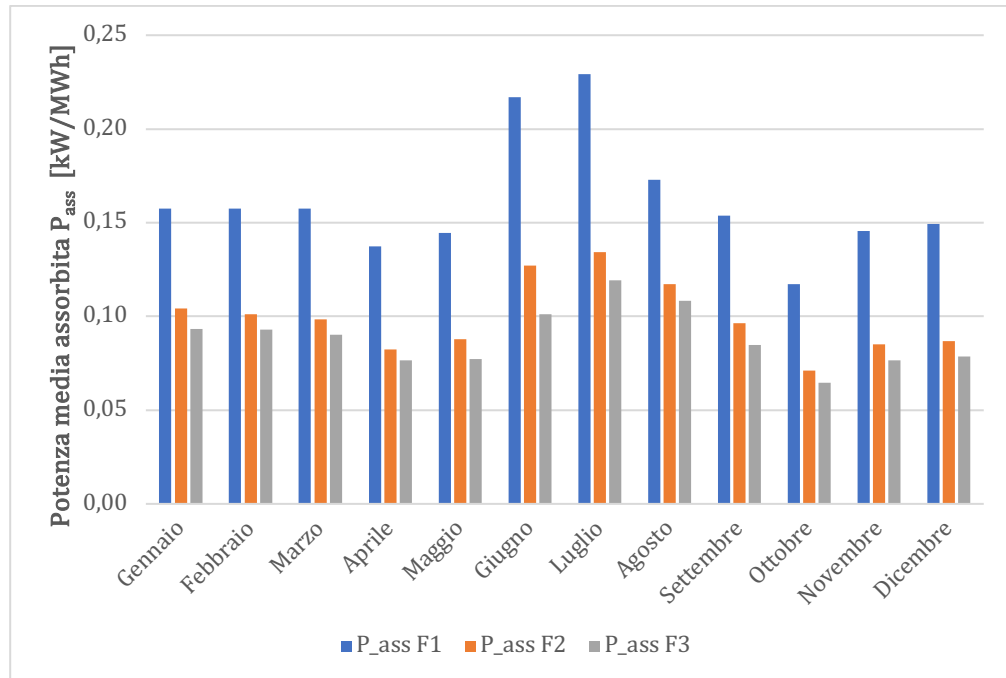


Figura 14: Potenza media assorbita da un edificio tipico dell'Università di Bologna suddivisa per fasce orarie

Si può notare che la potenza media assorbita in fascia oraria F1 rappresenta il contributo maggiore per ogni mese. Tuttavia, nelle fasce orarie F2 ed F3 la potenza assorbita risulta essere piuttosto significativa, ovvero non trascurabile. Questa caratteristica rappresenta un fattore negativo se si considera il funzionamento di un impianto fotovoltaico, in quanto nel range di ore associato a quelle fasce il generatore ha produttività minima, se non nulla.

L'impiego di un accumulo energetico è molto importante per risolvere, almeno in parte, questo problema.

Dopo aver ottenuto tali risultati si può stimare il profilo giornaliero di potenza media assorbita P_{ass} , effettuando una distinzione per la tipologia di giorno considerato (feriale, festivo o sabato).

A titolo di esempio, è possibile selezionare il mese di gennaio ed individuare tre andamenti diversi della potenza media assorbita da un'utenza di pertinenza dell'Università di Bologna (Figura 15).

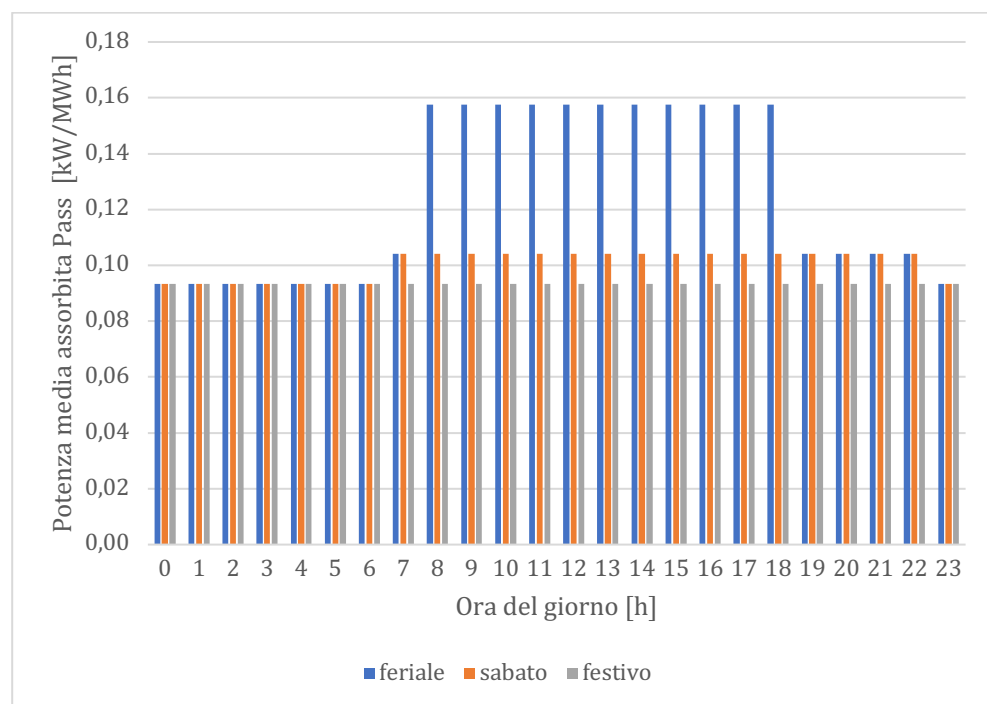


Figura 15: Andamento giornaliero della P_{ass} per il mese di gennaio suddiviso per tipologia di giornata

Dopodiché, si effettua la stessa operazione per ogni mese. Infine, si ottiene l'andamento giornaliero della potenza media assorbita dall'utenza durante tutto l'anno, ora per ora.

3.2 Produzione di energia elettrica annua da impianto fotovoltaico

Nella documentazione a disposizione dell'Ateneo è presente la relazione tecnica degli impianti fotovoltaici già installati in alcuni plessi dell'Università di Bologna. I pannelli utilizzati sono in silicio policristallino ed analizzando la potenza di picco installata in rapporto alla superficie fotovoltaica occupata è possibile calcolare la $P_{s,FV}$ come:

$$P_{s,FV} = \frac{\text{potenza di picco installata [kWp]}}{\text{superficie fotovoltaica [m}^2\text{]}} = 0,138 \frac{\text{kWp}}{\text{m}^2} \quad (3.1)$$

Per le installazioni future si intende investire in pannelli fotovoltaici più performanti, per cui è ragionevole pensare che i nuovi impianti saranno composti da unità in silicio monocristallino. A parità di superficie fotovoltaica disponibile sarà possibile installare una maggiore potenza. Per tale motivo, si utilizza un fattore correttivo $f_p = 1,5$. Invece il “fattore di occupazione” che tiene conto del possibile ingombro dell'impianto fotovoltaico dipende dagli ostacoli all'installazione e dalla tipologia di copertura dell'edificio. Si assume $f_{occ} = 30\%$ per coperture orizzontali che presentano evidenti problematiche a livello di spazio disponibile (UTA, lucernari, cappe chimiche, ...) e, invece, $f_{occ} = 50\%$ per tutti gli altri edifici. Tuttavia, per edifici che presentano un tetto a falde si aggiunge un 5%. Questo è dovuto al fatto che la superficie è stata calcolata tramite una vista perpendicolare al terreno, perciò è stata

sottovalutata. A tal punto è possibile calcolare la potenza massima installabile $P_{max,FV}$ tramite l'equazione (2.1).

Ipotizziamo un valore di riferimento per le ore equivalenti di un generico impianto. Secondo il rapporto statico 2022 effettuato dal GSE per il solare fotovoltaico, la media delle ore equivalenti degli impianti operativi in Emilia-Romagna è 1076 ore all'anno. Tuttavia, per gli impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2021, le ore equivalenti medie di utilizzo dell'impianto risultano maggiori rispetto alla media complessiva. Infatti, è ragionevole considerare come riferimento il valore massimo registrato tra il 2014 e il 2022, ovvero $h_{eq,RIF} = 1200 \text{ h/anno.}[6]$

A tal punto, per diversi criteri di dimensionamento dell'impianto FV , è possibile calcolare la $P_{FV,picco}$ (Figura 16) tramite l'equazione (2.3).

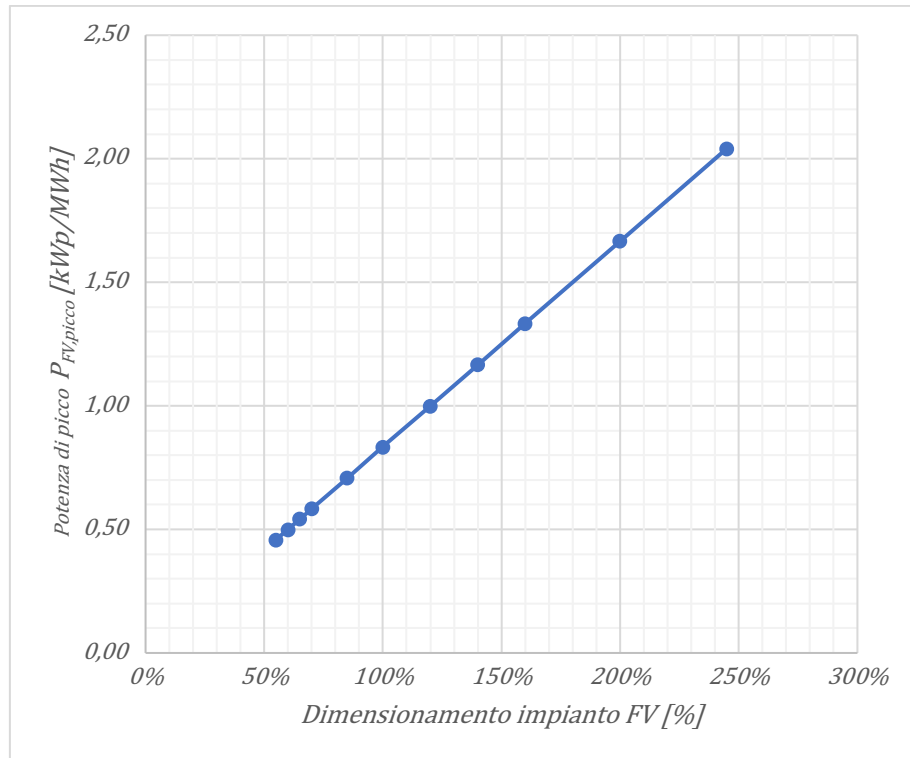


Figura 16: Potenza di picco da installare al variare del valore di FV, considerando $h_{eq}=1200$ h/anno

Si considera un criterio di dimensionamento basato su un valore di FV pari al 100%, per cui la produzione energetica annua dell'impianto fotovoltaico coincide con l'energia elettrica consumata annualmente. Quindi la potenza di picco da installare si può calcolare sostituendo i valori ipotizzati all'interno dell'equazione (2.3):

$$P_{FV,picco} = \frac{\overbrace{1}^{FV}}{1200 \underbrace{[h]}_{h_{eq,RIF}}} \cdot 10^3 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = 0,83 \frac{kWp}{MWh}$$

Nel caso si abbiano a disposizione informazioni più dettagliate, si può correggere il valore corrispondente alle ore equivalenti di riferimento. Infatti, quest'ultimo può essere stimato con maggiore precisione effettuando

un'analisi sul possibile orientamento dei pannelli fotovoltaici da installare. Attraverso un'analisi approfondita dei dati storici degli impianti fotovoltaici già in esercizio all'interno dell'Ateneo, è possibile stimare le ore equivalenti reali di utilizzo dell'impianto. Queste sono calcolate come la media dei valori ottenuti dal rapporto tra produzione di energia annua e potenza di picco effettuato per ogni generatore degli impianti in questione, considerando, quindi, la tipologia di tetto (piano o a falde) e la sua esposizione (Figura 17). Per ricavare i risultati delle esposizioni per cui non vi erano dati a disposizione è stata effettuata una regressione lineare, mentre per superfici con varie esposizioni è stata considerata la media a 270° nella rosa dei venti (escludendo N, NE e NO).

$$h_{eq} = f(\text{esposizione}, \text{tipologia tetto})$$

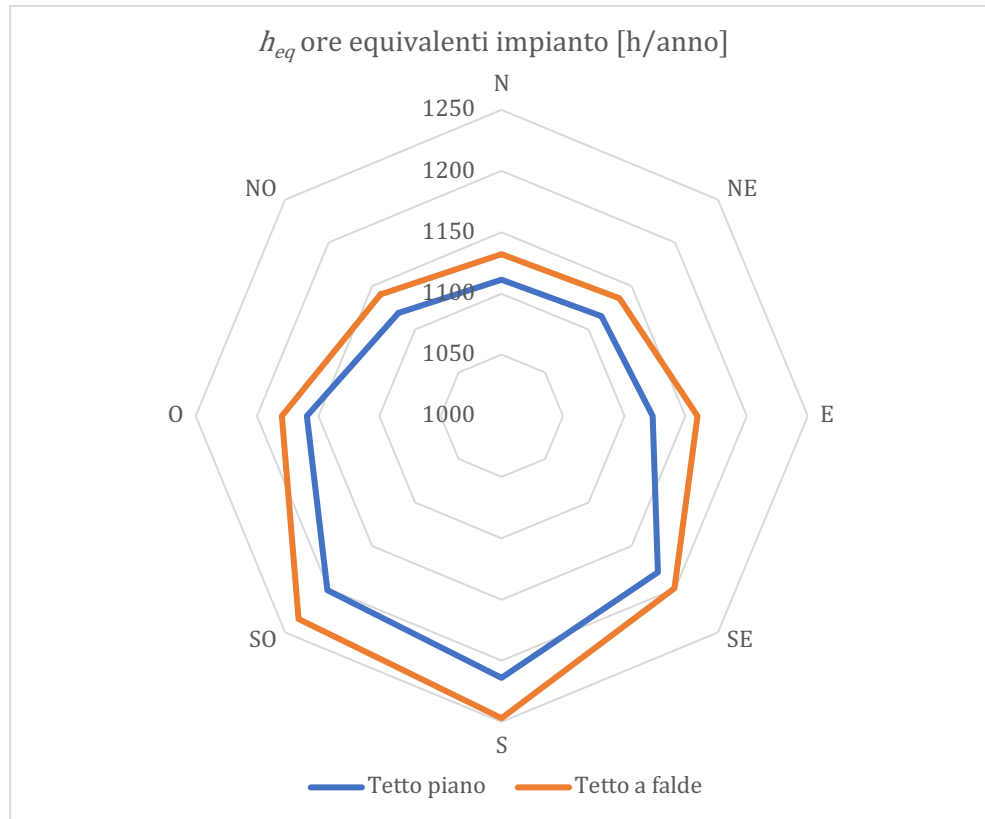


Figura 17: Radar delle ore equivalenti reali di utilizzo dell'impianto fotovoltaico in funzione delle varie esposizioni e della tipologia di copertura analizzata

Inoltre, nel caso in cui la copertura sia caratterizzata da zone con evidenti problemi di ombreggiamento dovuti, ad esempio, alla presenza di vegetazione o edifici limitrofi le prestazioni dell'impianto peggiorano significativamente in termini di produttività. A tal proposito, è utile definire ulteriori fattori di correzione:

- f_h che tiene conto delle ore equivalenti effettive di utilizzo dell'impianto;
- f_{omb} che tiene conto del possibile ombreggiamento.

Per mantenere costante il parametro di progetto FV al variare dei fattori correttivi è necessario fare alcune valutazioni.

$$f_h = \frac{h_{eq}}{h_{eq,RIF}} \quad (3.2)$$

$$f_{omb} = \begin{cases} 80\% & \text{per edifici ombreggiati} \\ 100\% & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (3.3)$$

$$f_{FV} = \frac{1}{f_h \cdot f_{omb}} \quad (3.4)$$

$$P_{FV,picco,REALE} = P_{FV,picco} \cdot f_{FV} \quad (3.5)$$

dove:

- $f_h[\%]$ = *fattore correttivo ore equivalenti reali dell'impianto;*
- $f_{omb}[\%]$ = *'fattore di ombreggiamento' del sistema di produzione;*
- $f_{FV}[\%]$ = *fattore correttivo della potenza di picco fotovoltaica;*

- $P_{FV,picco,REALE} \left[\frac{kWp}{MWh} \right] = \text{potenza di picco da installare in modo tale da rispettare il criterio di dimensionamento dell'impianto};$

Si può graficare l'andamento del fattore correttivo della potenza di picco in relazione alle ore equivalenti reali di utilizzo dell'impianto (Figura 16).

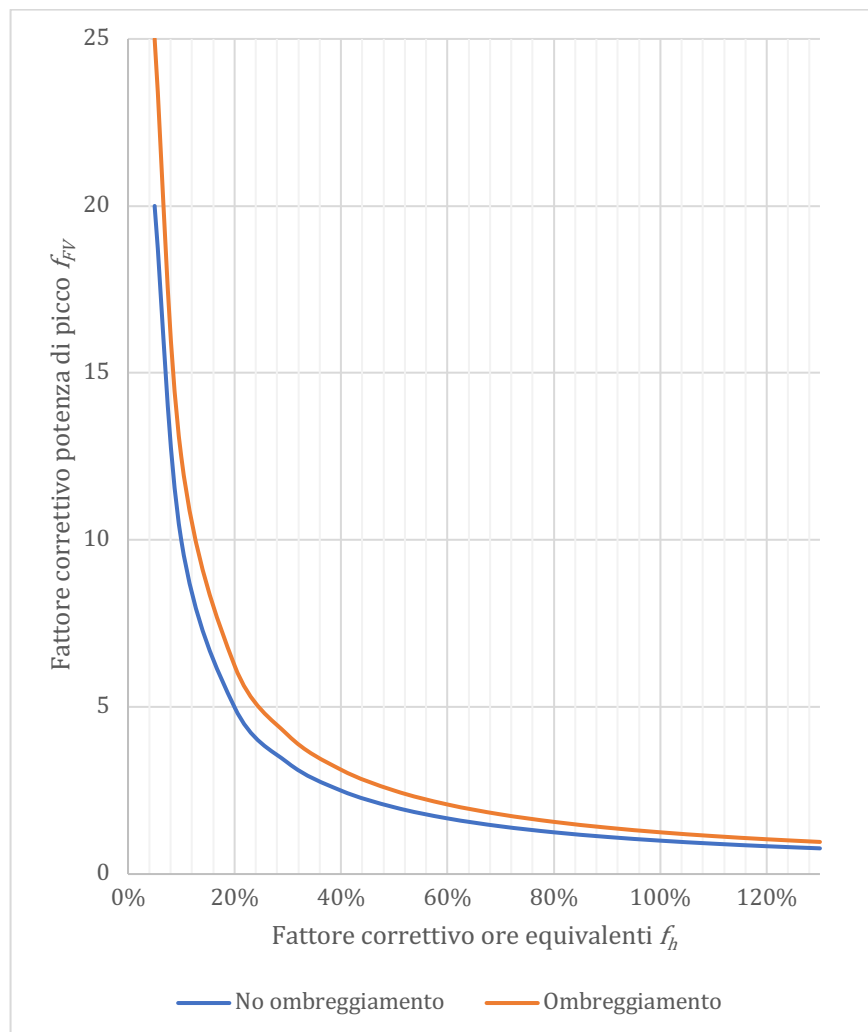


Figura 18: Andamento del fattore correttivo della potenza di picco da installare per rispettare il criterio di dimensionamento basato sul valore di FV al variare delle ore equivalenti

Dopodiché, bisogna passare alla stima dell'andamento della potenza erogata dall'impianto di produzione fotovoltaica durante la giornata.

Lo strumento di monitoraggio offerto dal *JRC* fornisce i dati relativi all'irraggiamento medio giornaliero. Tuttavia, bisogna impostare i seguenti dati in ingresso:

- le coordinate geografiche riferite al centro di Bologna (latitudine, longitudine): *44.493 N, 11.343 E*;
- il mese: tutti i mesi dell'anno;
- l'inclinazione del piano su cui poggieranno i pannelli fotovoltaici: 10° ;
- i gradi di Azimuth: 0° , ovvero Sud.

Inseriti questi parametri, sarà possibile scaricare il file .csv contenente i valori di irraggiamento medio giornaliero diretto I_m per ogni mese ed ora della giornata nell'anno 2022. Tramite l'equazione (2.5) è possibile calcolare il fattore di irraggiamento medio giornaliero f_{IRR} . Si può notare dalla Tabella 3 che il valore corrispondente all'irraggiamento medio I_m è massimo alle ore 12:00 del mese di luglio.

Tabella 3: Fattore di irraggiamento medio giornaliero f_{IRR} nel corso del 2022[7]

Ora	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giù	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
00:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
03:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
04:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06:00	0%	0%	0%	2%	6%	8%	7%	3%	0%	0%	0%	0%
07:00	0%	0%	4%	13%	20%	24%	26%	19%	11%	4%	0%	0%
08:00	2%	8%	17%	29%	38%	45%	48%	39%	29%	16%	7%	2%
09:00	14%	19%	33%	46%	56%	65%	71%	62%	49%	30%	16%	13%
10:00	23%	31%	46%	61%	69%	80%	87%	78%	60%	40%	23%	22%
11:00	31%	38%	53%	66%	74%	87%	98%	87%	69%	47%	29%	29%
12:00	33%	43%	57%	69%	77%	87%	100%	91%	70%	46%	32%	32%
13:00	32%	41%	52%	66%	70%	81%	92%	84%	62%	41%	29%	31%
14:00	26%	33%	44%	57%	59%	74%	78%	70%	55%	34%	22%	24%
15:00	18%	26%	36%	44%	47%	60%	63%	55%	40%	24%	12%	15%
16:00	8%	15%	23%	30%	35%	44%	49%	39%	25%	13%	4%	1%
17:00	0%	3%	10%	15%	20%	28%	31%	22%	11%	2%	0%	0%
18:00	0%	0%	0%	3%	7%	12%	13%	7%	1%	0%	0%	0%
19:00	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
20:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
21:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
22:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
23:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Dopodiché, utilizzando l'equazione (2.6) è possibile calcolare l'andamento medio della potenza erogata P_{FV} da un generico impianto situato a Bologna (o zone limitrofe) caratterizzato da 1200 ore equivalenti (Figura 19).

Si nota che per $FV=100\%$, con una potenza di picco installata pari a $0,83 \text{ kWp/MWh}$ la potenza media erogata dall'impianto non supera il valore di $P_{FV} = 0,64 \text{ kW/MWh}$.

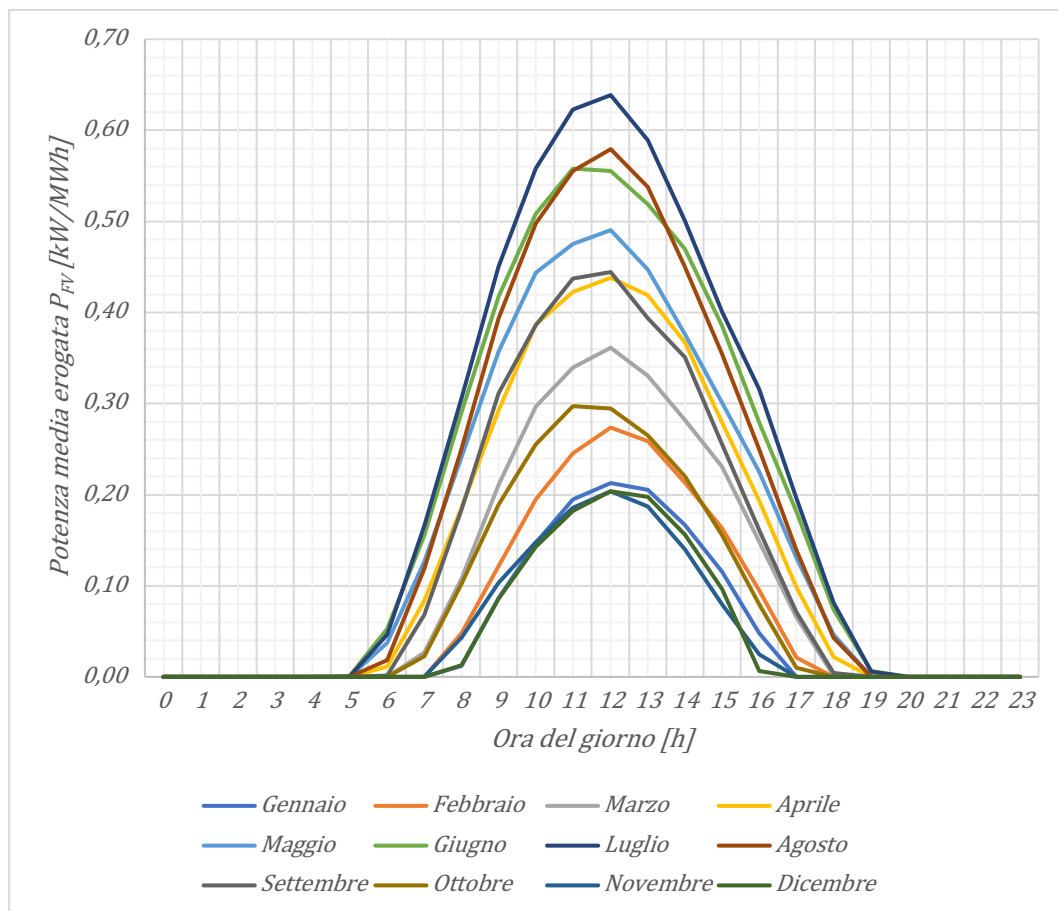


Figura 19: Andamento della potenza media erogata dall'impianto $FV=100\%$ e $h_{eq}=1200$ h/anno al variare del mese considerato in una giornata "tipo"

Integrando le varie funzioni associate alla potenza erogata sull'intera durata del mese possiamo ottenere informazioni sull'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico (Figura 20).

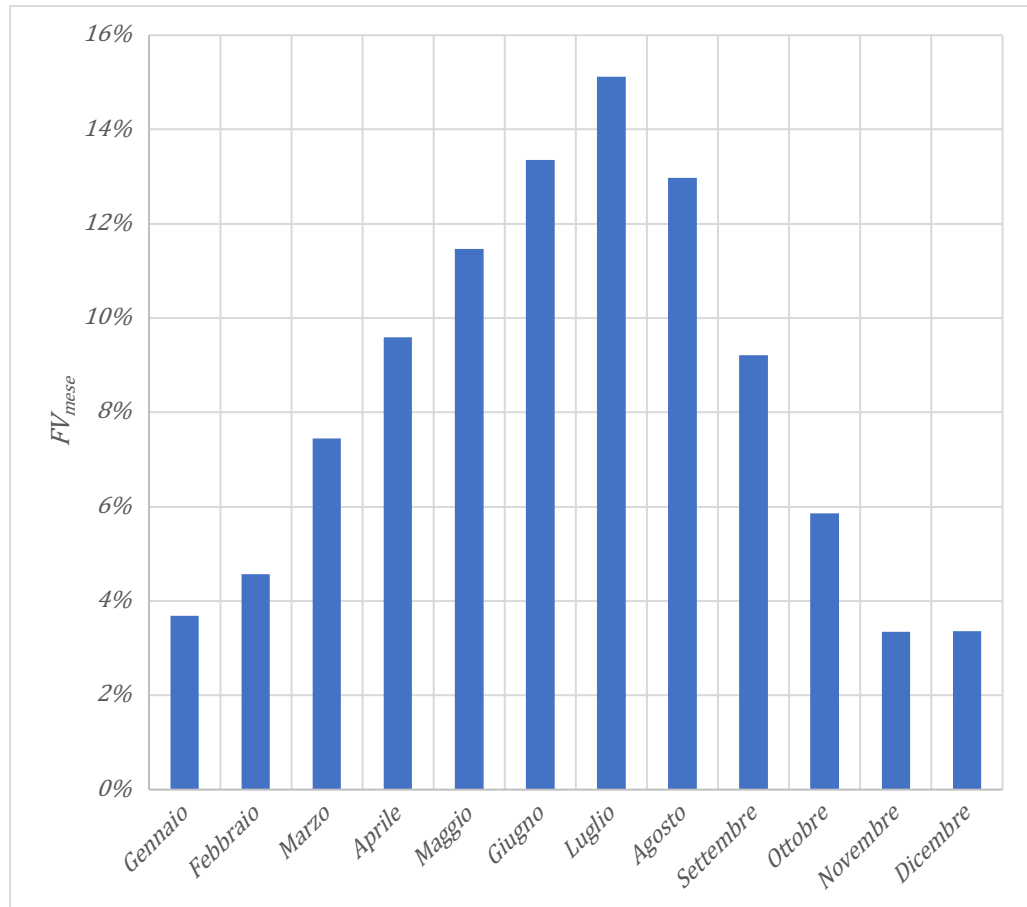


Figura 20: Suddivisione mensile della produzione annua da FV per un impianto dimensionato sul 100% del fabbisogno annuo

Naturalmente, è possibile ottenere i risultati associati a questi grafici per qualsiasi valore di FV a seconda delle scelte effettuate in fase di progettazione.

3.3 Sistema di accumulo energetico

Ora si può effettuare una simulazione annuale del funzionamento di un impianto fotovoltaico generico situato a Bologna ed avente un profilo di consumi di energia elettrica tipico di un edificio di proprietà dell'Alma Mater Studiorum. La simulazione si basa sul calendario dell'anno 2022 e viene

effettuata per 8760 ore. Per tale motivo, il valore ipotizzato per lo stato di carica iniziale può essere considerato trascurabile. Per comodità si è scelto un $LVL_0 = 0 \text{ kWh/MWh}$.

Invece, in primo luogo, si ipotizza che il fattore di utilizzo della batteria sia pari a $f_U = 100\%$, in modo tale che la capacità di accumulo massima coincida con quella effettiva ($C_{acc} = C_{acc,eff}$). Tuttavia, è possibile fare riferimento al grafico sottostante per stimare la C_{acc} da scegliere per mantenere il valore della capacità di accumulo effettiva $C_{acc,eff}$ costante al variare del fattore di utilizzo della batteria f_U . Solitamente, è l'azienda costruttrice a fornire il valore ottimale del fattore di utilizzo per massimizzare la vita utile della batteria. Si introduce quindi il fattore correttivo f_{cap} da moltiplicare alla capacità per ottenere il valore corretto di C_{acc} (Figura 21).

$$f_{cap} = \frac{1}{f_U} \Rightarrow C_{acc} = f_{cap} \cdot C_{acc,eff} \quad (3.6)$$

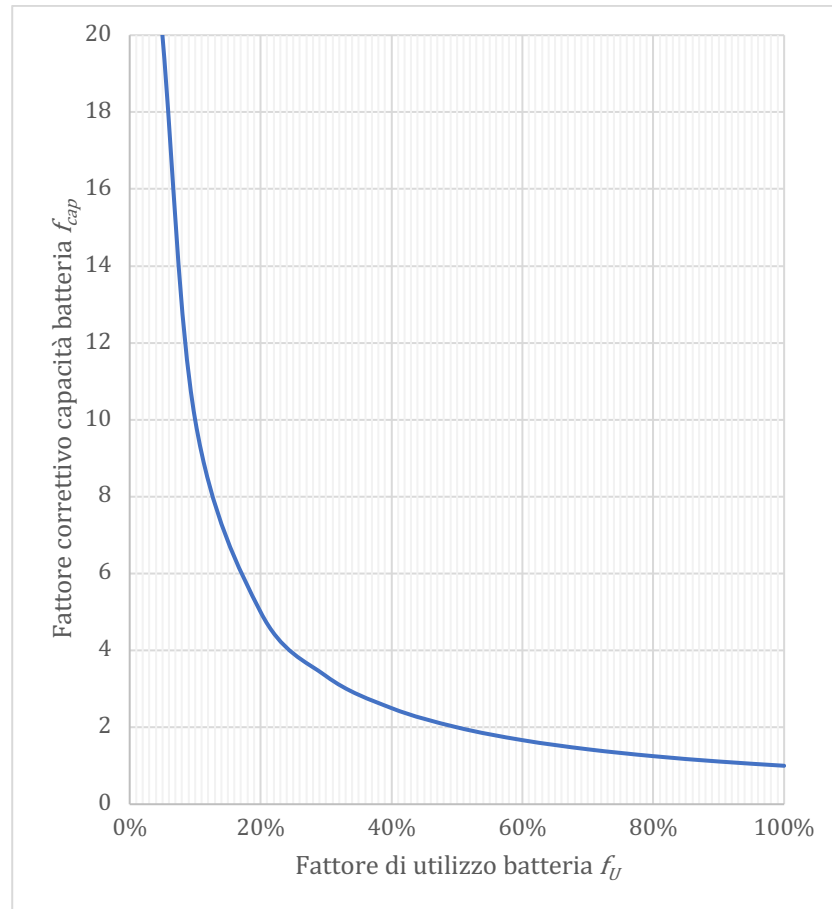


Figura 21: Andamento della capacità effettiva dell'accumulo al variare del fattore di utilizzo

Scegliendo i valori di FV e $C_{acc,eff}$, è possibile calcolare l'andamento orario di LVL_h e SoC_h tramite le equazioni (2.18) e (2.19) per tutta la durata dell'anno. Dopodiché, si usufruisce delle equazioni (2.20) e (2.21) in modo tale da stimare, rispettivamente, l'energia media prelevata dalla rete elettrica pubblica per ogni ora $e_{rete,h}$ e quella prelevata in un anno \mathcal{E}_{rete} .

Le equazioni (2.22) e (2.23) permettono il calcolo degli indici energetici riferiti alla vendita di energia elettrica alla rete nazionale: $e_{vend,h}$ per ogni ora ed \mathcal{E}_{vend} per tutta la durata della simulazione.

Una volta ottenuti questi parametri, si possono calcolare gli indici di autoconsumo AC e autoproduzione AP usufruendo delle equazioni (2.24) e (2.25).

A tal punto, si possono effettuare molteplici simulazioni variando i dati in ingresso, ovvero FV e $C_{acc,eff}$, e valutare i risultati ottenuti in termini di autoconsumo ed autoproduzione. Questa modalità di calcolo permette di indirizzare la scelta dei parametri verso il risultato sperato: ad esempio, è possibile individuare i valori tali per cui si verifichi la condizione di autosufficienza energetica oppure di autoconsumo massimo.

Nella Figura 22 e nella Figura 23 è possibile osservare, rispettivamente, l'andamento degli indici di autoconsumo ed autoproduzione in funzione della capacità effettiva di accumulo $C_{acc,eff}$ per diverse scelte di dimensionamento dell'impianto FV .

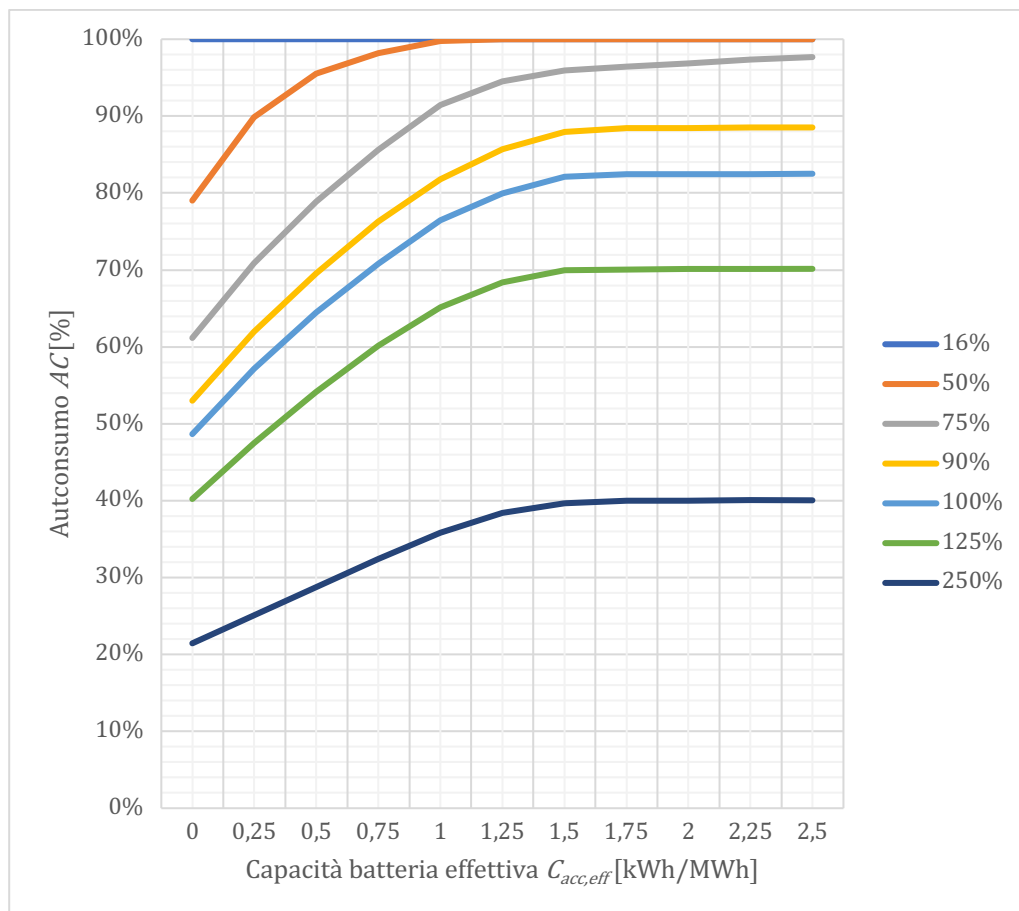


Figura 22: Autoconsumo al variare della capacità massima di accumulo e per diverse scelte di dimensionamento dell'impianto fotovoltaico FV

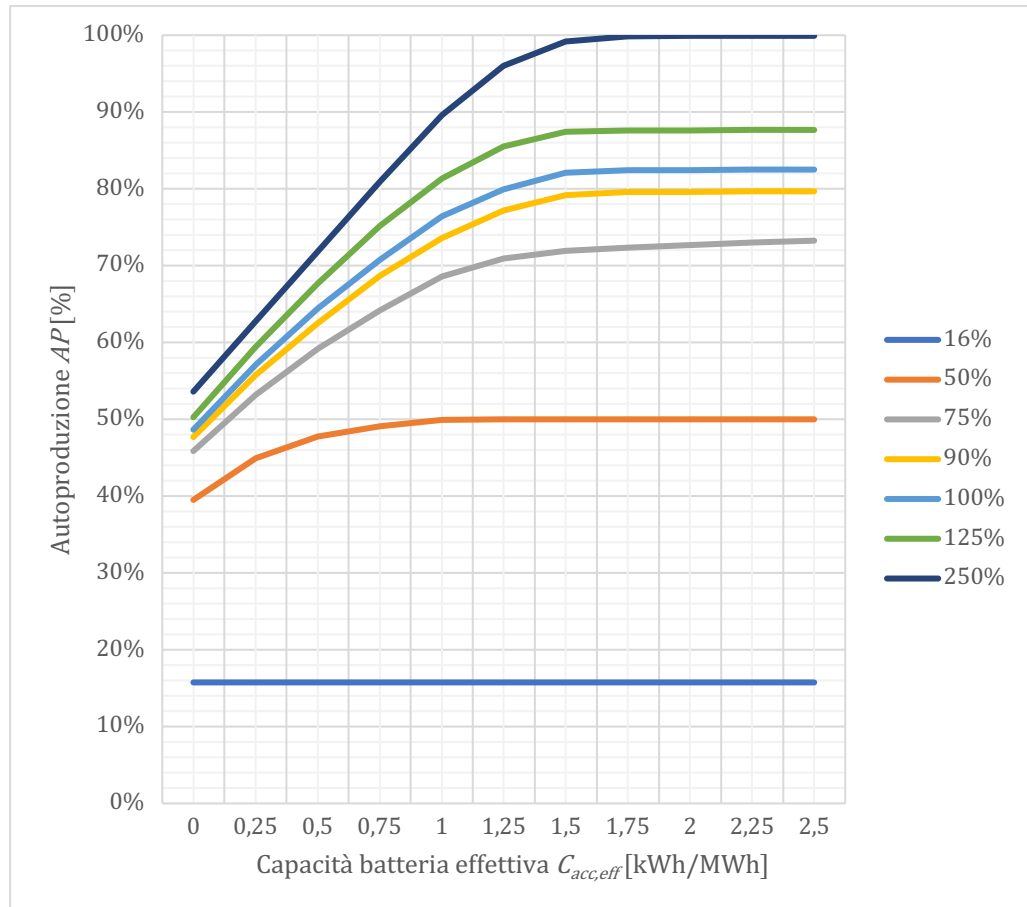


Figura 23: Andamento dell'autoproduzione in funzione della capacità massima di accumulo per diverse scelte di dimensionamento FV

Infine, le equazioni (2.27) e (2.29) sono molto utili nel caso in cui si usufruisse dell'incentivo di *Scambio sul Posto* del GSE rispettivamente per il calcolo del contributo aggiuntivo all'autoconsumo AC_{SP} (Figura 24) ed all'autoproduzione AP_{SP} (Figura 25).

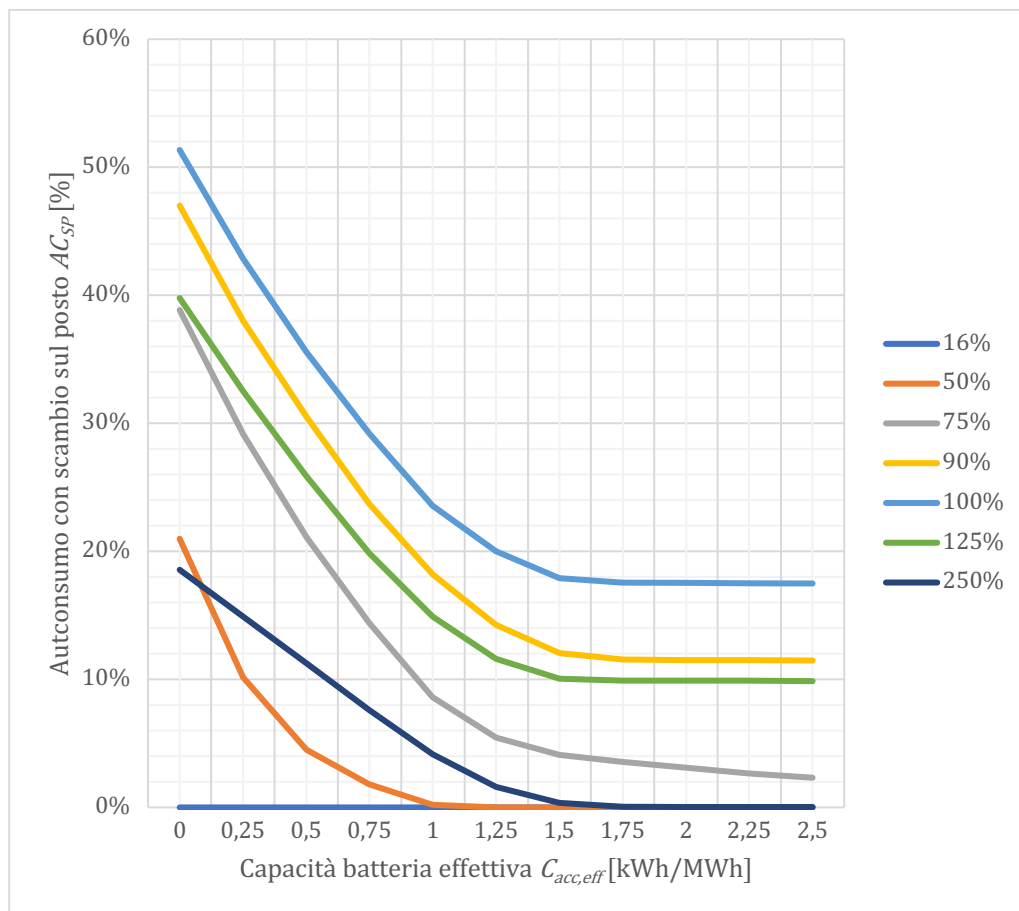


Figura 24: Andamento dell'autoconsumo con incentivo di Scambio sul Posto in funzione della capacità massima di accumulo e per diversi valori di FV

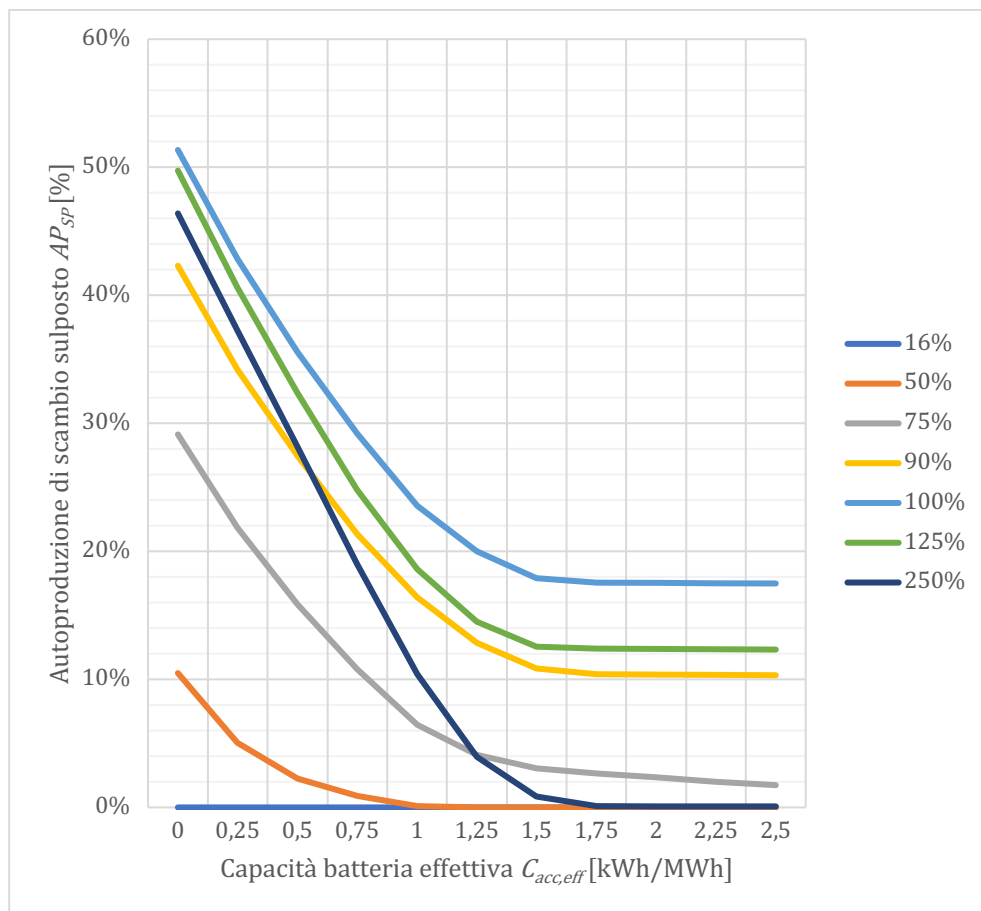


Figura 25: Andamento dell'autoproduzione con incentivo di Scambio sul Posto in funzione della capacità massima di accumulo e per diversi valori di FV

Si può suddividere l'energia prodotta dal fotovoltaico in un anno in tre sezioni: l'autoconsumo, la quota di autoconsumo fittizio riferita all'incentivo di scambio sul posto e l'energia elettrica immessa in rete. Se l'impianto è dimensionato in modo tale da produrre energia pari o inferiore al fabbisogno energetico annuo ($FV \leq 100\%$), allora si può considerare nulla la sezione riferita all'energia elettrica immessa in rete. Tuttavia, tale assunzione non corrisponde al funzionamento effettivo dell'impianto. Infatti, la quota che viene conteggiata come autoconsumo "fittizio" di scambio sul posto AC_{SP}

rappresenta, in realtà, energia che viene immessa in rete e poi prelevata in un momento diverso.

Anche il fabbisogno energetico annuo si può suddividere in tre sezioni: l'autoproduzione, la quota di autoproduzione riferita al credito energetico dato dall'incentivo di scambio sul posto e l'energia elettrica acquistata dalla rete a valore di mercato. Naturalmente, se si decidesse di sovradimensionare l'impianto fotovoltaico rispetto al fabbisogno energetico, la quota di energia acquistata dalla rete senza alcun tipo di incentivo sarebbe nulla.

A titolo di esempio, è possibile effettuare un dettaglio del caso in cui l'impianto fotovoltaico sia dimensionato sul 90% dell'energia consumata dall'utenza in un anno. I grafici (Figura 26 e Figura 27) rappresentano, rispettivamente, la produzione annua di energia elettrica da fotovoltaico e il fabbisogno energetico annuo dell'utenza considerata, suddivise nelle sezioni precedentemente descritte.

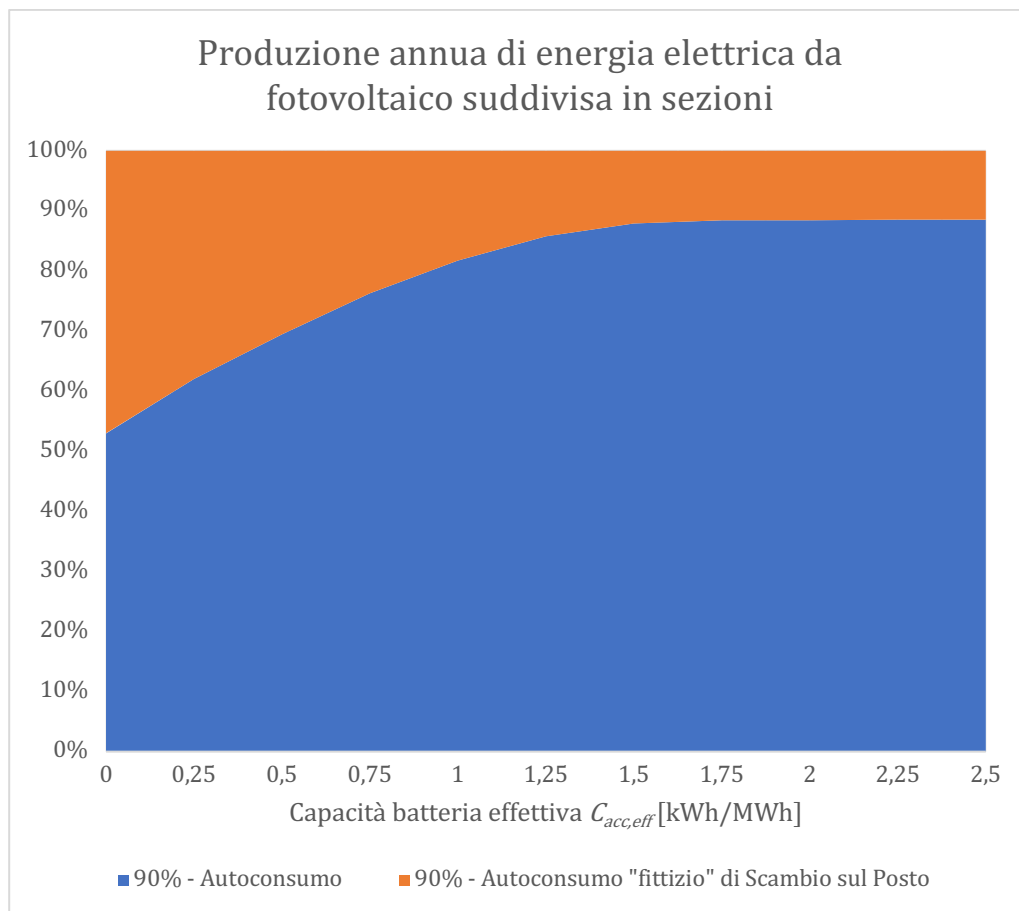


Figura 26: Suddivisione dell'energia prodotta annualmente da fotovoltaico in sezioni al variare della capacità massima di accumulo

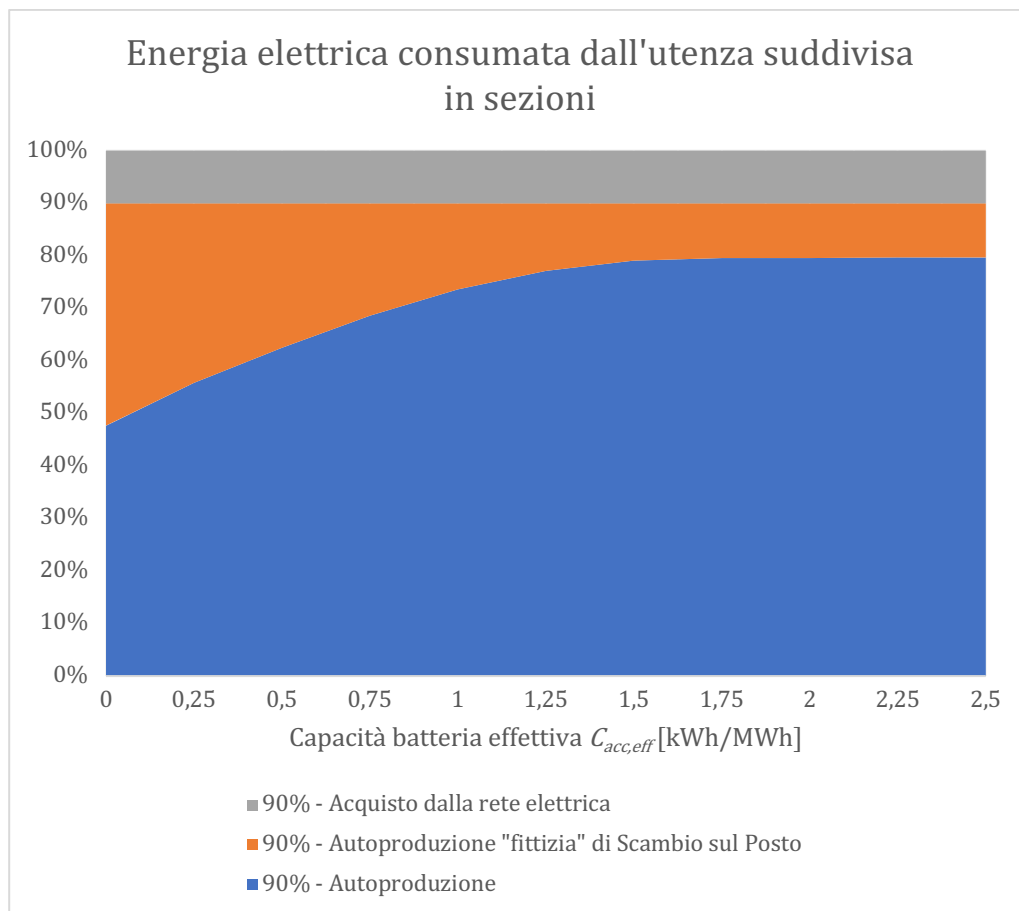


Figura 27: Suddivisione dell'energia assorbita dall'utenza considerata in sezioni al variare della capacità massima di accumulo

Si può notare che dopo un certo valore di capacità massima di accumulo non si hanno miglioramenti significativi in termini energetici, infatti le curve di autoconsumo e autoproduzione si “appiattiscono” in corrispondenza di una capacità effettiva di accumulo pari a $C_{acc,eff} = 1,5 \text{ kWh/MWh}$.

Ora effettuiamo un dettaglio di una particolare situazione in cui:

$$\begin{cases} FV = 100\% \\ C_{acc,eff} = 1,5 \frac{kWh}{MWh} \end{cases}$$

Allora è possibile graficare l'andamento medio orario di tutte le grandezze calcolate. In particolare, risulta interessante analizzare le curve riferite allo stato di carica della batteria durante l'anno. Il grafico in Figura 28 permette di comprendere quanto viene utilizzato il sistema di accumulo energetico durante l'anno e, ad esempio, i mesi in cui viene sollecitato maggiormente.

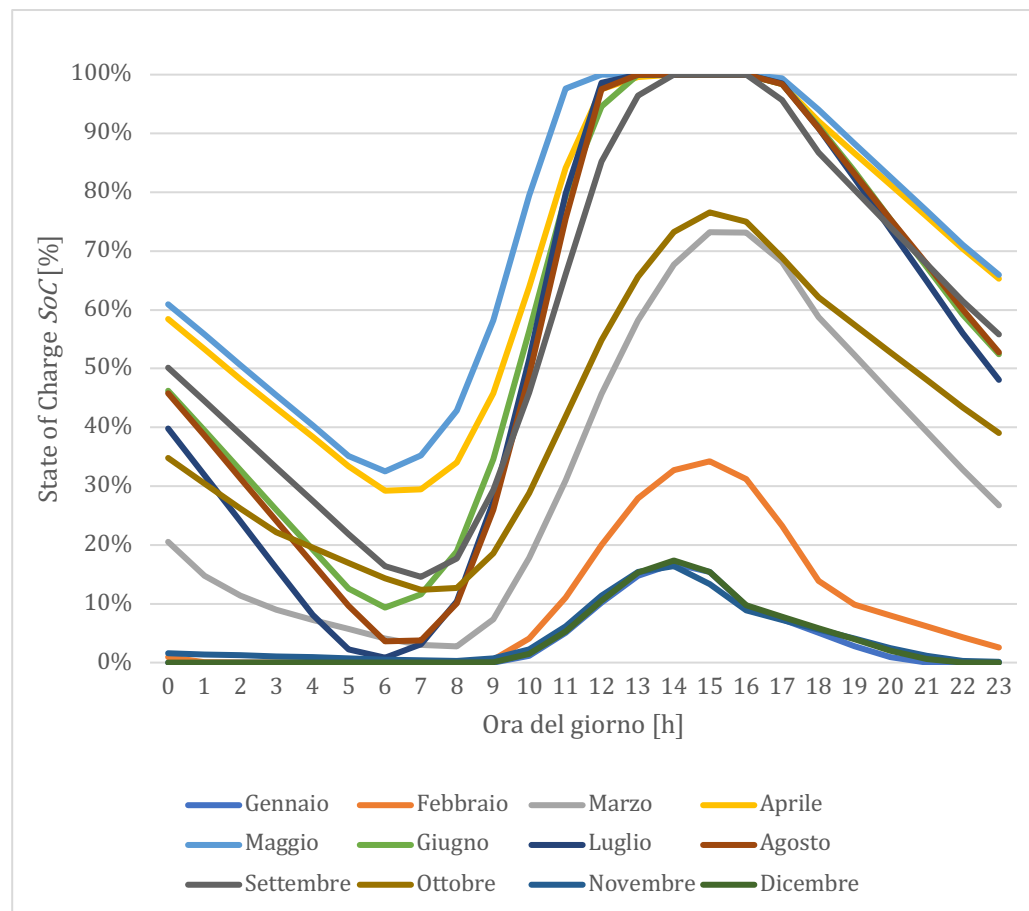


Figura 28: Andamento medio dello stato di carica della batteria nel corso di una giornata “tipo” scelta per i diversi mesi dell’anno.

Si può notare che il mese in cui il sistema di accumulo risulta essere più sollecitato è maggio. Infatti, è il mese in cui si ha un rapporto tra produzione energetica da fotovoltaico e consumi dell’utenza più elevato.

La batteria rimane al massimo del suo stato di carica mediamente per quattro ore durante una giornata del mese di maggio, dalle 12:00 alle 16:00 circa. Questo comporta un danneggiamento graduale del sistema di accumulo. Inoltre, una parte dell'energia prodotta non riesce ad essere immagazzinata e deve essere venduta a prezzo di mercato.

3.4 Convenienza economica utilizzo sistema di accumulo

Fino ad ora si è analizzato l'impianto in termini di convenienza energetica nella scelta del dimensionamento del generatore fotovoltaico e del sistema di accumulo. Tuttavia, è molto importante valutare la convenienza economica dell'utilizzo di una batteria, considerando che, in questo momento storico, è caratterizzata da costi di investimento piuttosto elevati.

Per effettuare i calcoli desiderati, si ha bisogno di ipotizzare l'entità di alcune variabili di interesse:

- $C_{vendita} \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right] = \frac{C_{energia}}{4} = costante;$
- $I \left[\frac{\text{€}}{anno} \right] = \frac{CI_0}{2v};$
- $\begin{cases} i = 7\% \\ N = 10 \text{ anni} \end{cases} \Rightarrow v \approx 7,0 \text{ [tramite equazione (2.31)]}$

L'installazione di un sistema di accumulo per l'impianto fotovoltaico conviene solo se il Valore Attuale Netto della soluzione FVS è maggiore di quello della configurazione base:

$$VAN_{FVS} > VAN_{base} \Leftrightarrow F_{1,FVS} - F_{1,base} > \frac{CI_0}{v}$$

Sostituendo i vari parametri ipotizzati e utilizzando le equazioni dalla (2.32) alla (2.38):

$$(AP - AP_0) \cdot C_{energia} \cdot [1 - 0,25 - (1 - f_{SP})] + 0,5 \cdot \frac{CI_0}{v} > \frac{CI_0}{v} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow (AP - AP_0) \cdot C_{energia} \cdot (f_{SP} - 0,25) + 0,5 \cdot \frac{CI_0}{v} > \frac{CI_0}{v}$$

Ora si può isolare il valore di f_{SP} all'interno della disequazione:

$$f_{SP} > \left(0,5 \cdot \frac{CI_0}{v} \right) \cdot \frac{1}{C_{energia}(AP - AP_0)} + 0,25 = f_{SP,max} \quad (3.7)$$

Ipotizzando un valore di $FV = 100\%$ (ad esempio), allora è possibile stimare l'andamento di questo indice al variare degli scenari di mercato. Infatti, si possono descrivere quattro diversi scenari, a seconda del prezzo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di investimento del sistema di accumulo.

In particolare, il costo attuale di una batteria a ioni di litio è molto elevato perché la tecnologia non è ancora abbastanza sviluppata. Si pensa che nei prossimi anni possa diminuire e diventare più sostenibile economicamente.

Ecco gli scenari di mercato che sono stati oggetto di studio:

- $\begin{cases} C_{energia} = 310 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \\ CI_{0,acc} = 700 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \end{cases} \Rightarrow \text{Scenario attuale}$
- $\begin{cases} C_{energia} = 400 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \\ CI_{0,acc} = 700 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \end{cases}$

- $$\begin{cases} C_{energia} = 310 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \\ CI_{0,acc} = 580 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \end{cases}$$
- $$\begin{cases} C_{energia} = 400 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \\ CI_{0,acc} = 580 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \end{cases} \Rightarrow \text{Scenario futuro}$$

Pertanto, è possibile graficare l'andamento dell'indice soglia di $f_{SP,max}$ (Figura 29) tale per cui si ha convenienza nell'utilizzo di un sistema di accumulo, sapendo che:

$$\begin{cases} f_{SP} \leq f_{SP,max} \Rightarrow \text{conviene non utilizzare un accumulo} \\ f_{SP} > f_{SP,max} \Rightarrow \text{conviene utilizzare un accumulo} \end{cases}$$

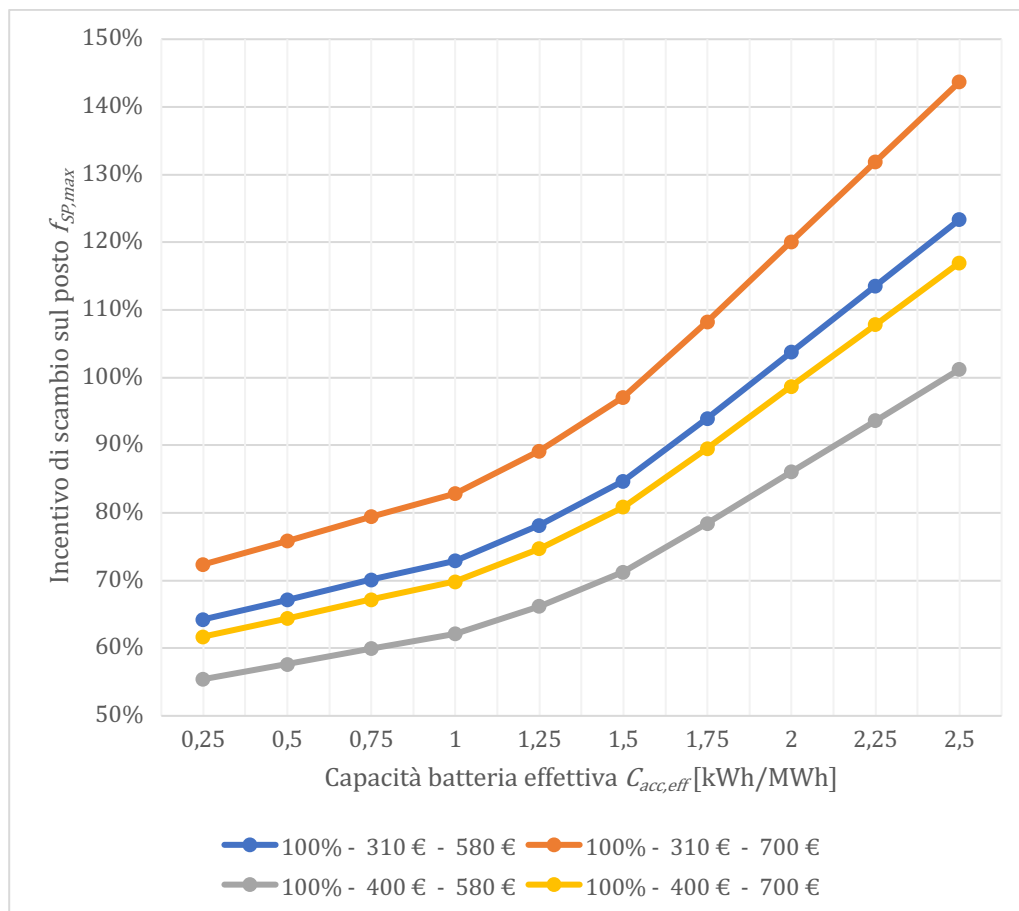


Figura 29: Andamento dell'indice riferito all'incentivo di scambio sul posto per un impianto avente $FV=100\%$ in funzione della capacità di accumulo massima e degli scenari di mercato

Nel caso in cui gli incentivi sull'investimento iniziale siano nulli, allora il calcolo di quest'indice sarebbe (Figura 30):

$$f_{SP,max,NO\ incentivi} = \frac{CI_0}{C_{energia} (AP - AP_0) \nu} + 0,25 \quad (3.8)$$

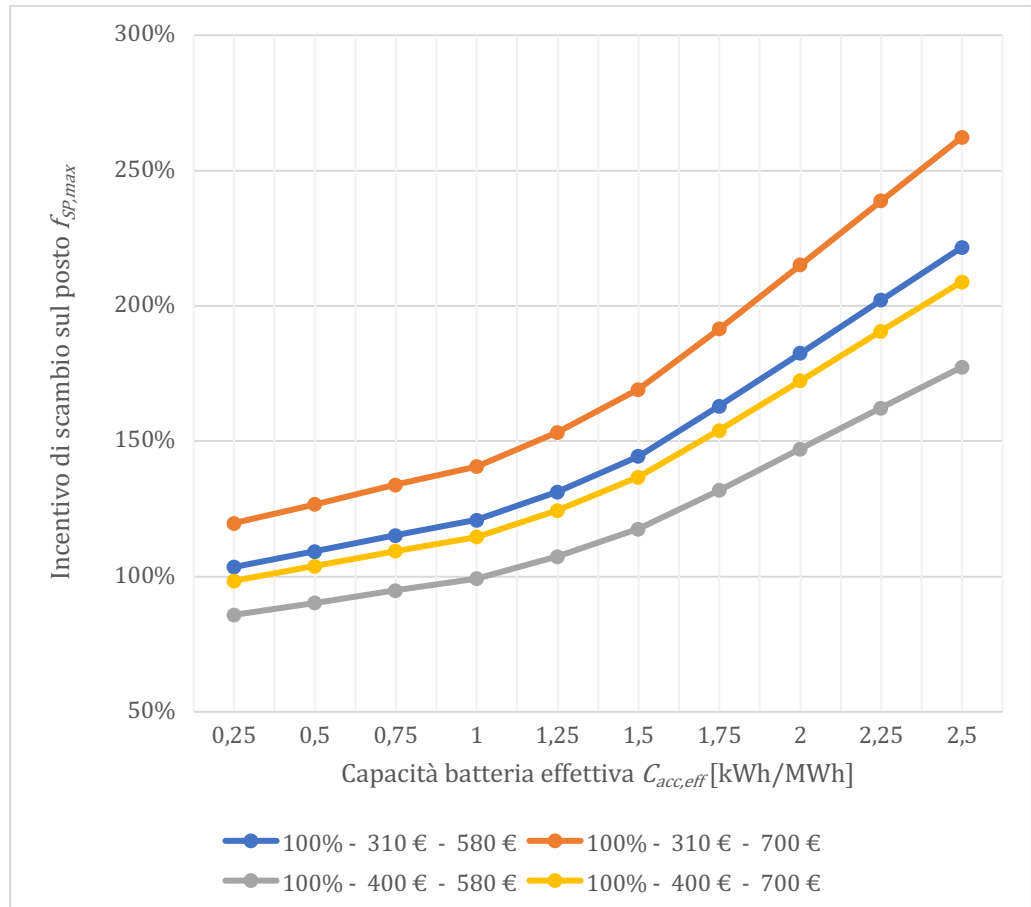


Figura 30: Andamento dell'indice riferito all'incentivo di scambio sul posto per un impianto avente $FV=100\%$ in funzione della capacità di accumulo massima e degli scenari di mercato senza considerare gli incentivi sull'investimento iniziale

Evidentemente, il grafico sovrastante mette in risalto l'importanza di prevedere degli incentivi sull'investimento iniziale. L'utilizzo di un sistema di accumulo, infatti, non sarebbe sostenibile economicamente per gli scenari di mercato che sono stati presi in considerazione.

4 Conclusioni

Nel presente elaborato di tesi è stato illustrato un metodo per dimensionare approssimativamente un impianto fotovoltaico in modo tale da massimizzare la quota di energia autoprodotta. Nel panorama mondiale sono stati posti obiettivi sempre più stringenti per rendere il settore energetico maggiormente indipendente dalle fonti fossili. L'energia solare assume un ruolo cruciale in questa transizione energetica e, infatti, è un settore in cui si prevedono ingenti investimenti nei prossimi anni. Pertanto, è fondamentale rendere rapido e flessibile il processo di studio di fattibilità di nuovi impianti fotovoltaici a partire dalla superficie disponibile e dai consumi associati all'edificio preso in considerazione.

I risultati ottenuti possono essere commentati sia secondo un punto di vista energetico che valutando la sostenibilità economica del progetto.

In primo luogo, è stato svolto un lavoro di individuazione delle superfici più promettenti per l'installazione di nuovi impianti sul territorio di competenza dell'Alma Mater Studiorum. Tale studio ha dimostrato che l'Università di Bologna, contando circa 256 edifici nei vari Campus situati in Emilia-Romagna, presenta un ottimo potenziale per diventare un punto di riferimento nella produzione di energia da fonti rinnovabili.

Dapprima, risulta necessario rendere compatibile il profilo di produzione di energia elettrica con l'andamento dei consumi associati all'utenza.

Per stimare la potenza media erogata dall'impianto fotovoltaico si è valutato l'irraggiamento medio giornaliero incidente, assumendo un valore di riferimento per le ore equivalenti: il mese di massima produzione è luglio e la potenza media erogata ha un massimo in corrispondenza delle ore 12:00. Tuttavia, questo valore non coincide con la potenza di picco fotovoltaica in quanto si tratta di una media oraria. Il criterio di dimensionamento è basato sulla scelta del valore di FV compatibile con la potenza massima installabile vincolata dalla superficie disponibile.

Per quanto riguarda l'energia assorbita, la metodologia illustrata risulta essere adattabile a qualsiasi tipologia di utenza. Le uniche informazioni necessarie riguardano i valori di energia consumata mensilmente suddivisa nelle tre fasce orarie. In tale lavoro di tesi, ci si è focalizzati su una generica utenza appartenente all'Università di Bologna, effettuando un'analisi statistica sui dati di consumo associati ai vari punti di fornitura. Si è notato che il profilo di carico è caratterizzato da una potenza media assorbita piuttosto elevata anche nelle fasce orarie F2 ed F3, durante la quale la produzione fotovoltaica è minima, se non nulla.

Per tale motivo, è fondamentale analizzare il possibile utilizzo di un sistema di accumulo associato all'impianto fotovoltaico. A questo riguardo, sono state svolte numerose simulazioni del funzionamento annuale dell'impianto variando i parametri in ingresso associati al dimensionamento dell'impianto (FV) e alla capacità massima di accumulo effettiva ($C_{acc,eff}$). Dalle simulazioni

si ottengono i valori riferiti agli indici più significativi delle performance dell'impianto:

- autoconsumo AC, ovvero la quota di energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto che viene consumata direttamente dall'utenza;
- autoproduzione AP, ossia la percentuale di fabbisogno energetico annuo coperta dall'impianto fotovoltaico (compreso il sistema di accumulo).

Risulta evidente che le curve riferite agli indici sopracitati presentano un asintoto orizzontale in corrispondenza di una capacità massima del sistema di accumulo nell'intorno dello 0,15% del fabbisogno annuo di energia elettrica; perciò, non si hanno più vantaggi dal punto di vista energetico ad aumentare le dimensioni dell'accumulo in termini di capacità. Per ottenere una soluzione impiantistica per la quale l'energia prodotta da fotovoltaico risulti completamente autoconsumata, nonostante l'assenza di un sistema di accumulo, è necessario dimensionare l'impianto su un valore di FV pari a circa il 16% del fabbisogno annuo. Tuttavia, la quota di autoproduzione risulta essere limitata dal valore di FV. Tale soluzione è sicuramente la più conveniente dal punto di vista economico e può essere presa in considerazione nel caso in cui non ci sia intenzione di connettere l'impianto fotovoltaico alla rete elettrica oppure si vogliano limitare i costi di investimento iniziale.

A causa della conformazione del profilo di carico, per ottenere una soluzione in cui l'utenza risulti interamente soddisfatta dall'energia prodotta da fotovoltaico è necessario sovradimensionare l'impianto. Infatti, tale configurazione prevede una produzione annua pari a 2,5 volte il fabbisogno energetico ed un sistema di accumulo dimensionato sullo 0,15% del consumo annuo dell'edificio considerato. Il costo associato a questa soluzione, tuttavia, non è sostenibile.

Per tale motivo, possiamo scegliere di dimensionare l'impianto esattamente sul fabbisogno energetico annuo. In questo caso l'autoproduzione risulta essere pari a circa 80% per una capacità massima di accumulo pari a 1,25 kWh per ogni MWh di energia elettrica assorbita dall'utenza. La batteria viene sollecitata maggiormente nei mesi primaverili ed autunnali, in quanto il profilo di produzione è meno compatibile con l'entità dei consumi. Infatti, il mese più critico è rappresentato da maggio, durante il quale il sistema di accumulo non riesce a contenere tutta l'energia in esubero prodotta da fotovoltaico.

Dal punto di vista economico, è fondamentale comprendere la convenienza dell'utilizzo di un sistema di accumulo a parità di dimensioni dell'impianto fotovoltaico. Bisogna tenere conto dell'esistenza di un incentivo offerto dal GSE, detto di "scambio sul posto", che permette di utilizzare la rete elettrica come una batteria con capacità infinita. Allora, possiamo definire un indice di autoproduzione fittizia conteggiata come scambio sul posto. Questo tende a diminuire all'aumentare della capacità del sistema di accumulo, fino ad

appiattirsi al valore di 1,5 kWh per ogni MWh di energia elettrica consumata. In base a diversi scenari di mercato, si può graficare l'andamento del valore soglia dell'incentivo di scambio sul posto ($f_{SP,max}$) per cui non conviene prevedere un accumulo. Si può notare che per lo scenario di mercato attuale, penalizzato da alti costi di investimento per le batterie a ioni di litio, l'utilizzo di un sistema di accumulo conviene esclusivamente per valori di $f_{SP,max}$ superiori al 70%, solo nel caso in cui siano previsti degli ulteriori incentivi sull'investimento iniziale. In caso contrario, l'utilizzo di una batteria non sarebbe affatto conveniente.

Si può osservare inoltre che, anche da un punto di vista economico, non si ha alcuna convenienza nell'adottare una soluzione impiantistica che prevede un sistema di accumulo avente capacità massima effettiva superiore a 1,5 kWh per ogni MWh di energia assorbita dall'utenza.

Tuttavia, si nota che per scenari di mercato che prevedono una diminuzione graduale dei costi di investimento, l'utilizzo di un sistema di accumulo diventa sempre più sostenibile economicamente. Per tale motivo, si auspica ad una riduzione accelerata dei costi associati a tali tecnologie oppure un forte incremento degli incentivi sugli investimenti iniziali.

I risultati emersi da tale progetto di tesi dipendono fortemente dai valori di riferimento scelti in fase di progettazione e sono validi esclusivamente per un profilo di carico tipico dell'Università di Bologna. Tuttavia, il vantaggio della metodologia illustrata è la sua flessibilità. Il modello fisico-matematico è applicabile a qualsiasi tipologia di utenza oltre che a qualsiasi valore di

riferimento dei parametri significativi. Inoltre, è possibile variare i criteri di dimensionamento della configurazione FV con accumulo in modo tale da ottenere la soluzione impiantistica ottimale in relazione agli obiettivi fissati in fase di progettazione.

Indice Figure

Figura 1 : Previsione dell'andamento della temperatura media giornaliera nel periodo 2071-2100 rispetto ai livelli preindustriali per lo scenario climatico RCP8.5 (a sinistra) e RCP4.5 (a destra)[1].....	6
Figura 2: Monitoraggio target FER complessivo fino all'anno 2020[3]	8
Figura 3: Obiettivi FER complessivo per rispettare il PNIEC 2023[3].....	8
Figura 4: Monitoraggio target FER di energia elettrica fino all'anno 2020[4]	9
Figura 5: Obiettivi FER di energia elettrica per rispettare il PNIEC 2023[4]9	
Figura 6: Produzione di energia elettrica per diverse fonti e previsione fino al 2030[5].....	11
Figura 7: Emissioni evitate grazie all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili fino ad oggi[5]	11
Figura 8: Entità degli investimenti effettuati negli anni nel settore elettrico suddiviso per fonti rinnovabili diverse[5]	12
Figura 9: Incremento della potenza fotovoltaica installata negli anni per rispettare gli obiettivi fissati dal PNIEC per il 2030[5].....	13
Figura 10: Diagramma di Sankey raffigurante i diversi flussi energetici considerando un impianto fotovoltaico sottodimensionato ($FV < 100\%$) che alimenta un'utenza rappresentante il 100%.....	32
Figura 11: Diagramma di Sankey raffigurante i diversi flussi energetici considerando un impianto fotovoltaico sovradimensionato ($FV > 100\%$) che alimenta un'utenza rappresentante il 100%.....	33

Figura 12: Fattore di carico dell'investimento in funzione del tasso di interesse i al variare del numero di anni N necessari per ripagare i costi di investimento iniziali	36
Figura 13: Dettaglio sui valori di $F1$, $F2$ e $F3$ per un edificio di proprietà dell'Università di Bologna.....	41
Figura 14: Potenza media assorbita da un edificio tipico dell'Università di Bologna suddivisa per fasce orarie.....	43
Figura 15: Andamento giornaliero della P_{ass} per il mese di gennaio suddiviso per tipologia di giornata.....	44
Figura 16: Potenza di picco da installare al variare del valore di FV , considerando $h_{eq}=1200$ h/anno	47
Figura 17: Radar delle ore equivalenti reali di utilizzo dell'impianto fotovoltaico in funzione delle varie esposizioni e della tipologia di copertura analizzata	49
Figura 18: Andamento del fattore correttivo della potenza di picco da installare per rispettare il criterio di dimensionamento basato sul valore di FV al variare delle ore equivalenti.....	51
Figura 19: Andamento della potenza media erogata dall'impianto $FV=100\%$ e $h_{eq}=1200$ h/anno al variare del mese considerato in una giornata "tipo" .	54
Figura 20: Suddivisione mensile della produzione annua da FV per un impianto dimensionato sul 100% del fabbisogno annuo	55
Figura 21: Andamento della capacità effettiva dell'accumulo al variare del fattore di utilizzo.....	57
Figura 22: Autoconsumo al variare della capacità massima di accumulo e per diverse scelte di dimensionamento dell'impianto fotovoltaico FV	59

Figura 23: Andamento dell'autoproduzione in funzione della capacità massima di accumulo per diverse scelte di dimensionamento FV	60
Figura 24: Andamento dell'autoconsumo con incentivo di Scambio sul Posto in funzione della capacità massima di accumulo e per diversi valori di FV	61
Figura 25: Andamento dell'autoproduzione con incentivo di Scambio sul Posto in funzione della capacità massima di accumulo e per diversi valori di FV	62
Figura 26: Suddivisione dell'energia prodotta annualmente da fotovoltaico in sezioni al variare della capacità massima di accumulo	64
Figura 27: Suddivisione dell'energia assorbita dall'utenza considerata in sezioni al variare della capacità massima di accumulo	65
Figura 28: Andamento medio dello stato di carica della batteria nel corso di una giornata "tipo" scelta per i diversi mesi dell'anno.....	66
Figura 29: Andamento dell'indice riferito all'incentivo di scambio sul posto per un impianto avente FV=100% in funzione della capacità di accumulo massima e degli scenari di mercato	70
Figura 30: Andamento dell'indice riferito all'incentivo di scambio sul posto per un impianto avente FV=100% in funzione della capacità di accumulo massima e degli scenari di mercato senza considerare gli incentivi sull'investimento iniziale.....	71

Indice delle tabelle

Tabella 1: Suddivisione dei consumi energetici 2022 dell'Università di Bologna per mese e fascia oraria.....	41
Tabella 2: Conteggio ore associate ad ogni fascia oraria nel 2022 in h/mese	42
Tabella 3: Fattore di irraggiamento medio giornaliero f_{IRR} nel corso del 2022[7].....	53

Sitografia

- [1] CMCC, «Scenari climatici per l'Italia». Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici. [Online]. Disponibile su:
<https://www.cmcc.it/it/scenari-climatici-per-litalia>
- [2] M.A.S.E., «Energia e Clima 2030 | Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica». [Online]. Disponibile su:
<https://www.mase.gov.it/energia/energia-e-clima-2030>
- [3] GSE, «Monitoraggio FER - Obiettivo complessivo». [Online].
Disponibile su: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-nazionale/obiettivo-complessivo>
- [4] GSE, «Monitoraggio FER - Settore elettrico». [Online]. Disponibile su:
<https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-nazionale/settore-elettrico>
- [5] «Rapporto semestrale Energia e clima in Italia.pdf». [Online].
Disponibile su:
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attivita%20Rapporto%20semestrale%20Energia%20e%20clima%20in%20Italia.pdf
- [6] «GSE - Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2022.pdf». [Online].
Disponibile su:
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistico

istici/GSE%20-%20Solare%20Fotovoltaico%20-
%20Rapporto%20Statistico%202022.pdf

- [7] JRC, «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». [Online]. Disponibile su:
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/