



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITÀ' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**Progettazione di un impianto fotovoltaico industriale
con eventuale integrazione di un sistema di accumulo**

Relatore:

Anna Stoppato

Laureando:

Pierangelo Destro

matricola 2021799

Anno Accademico 2021-2022

*Everyone has a reason to try their best to live,
even though there are times when we find ourselves in the darkness...
Eventually, we will meet people who will shine their light on us.*

Cheng Xiaoshi, dalla serie d'animazione: "Link Click"

INDICE

Indice figure	7
Indice tabelle	9
ABSTRACT	10
INTRODUZIONE	11
PRESENTAZIONE GRUPPO ESPE	12
1. COMPONENTI DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO	13
1.1. Abstract	13
1.2. Generatore fotovoltaico	13
1.2.1. La cella solare	13
1.2.2. Il modulo fotovoltaico	17
1.3. Inverter	19
1.4. Batteria	20
1.4.1. Batterie agli ioni di litio	22
1.5. Conclusioni	24
2. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	25
2.1. Abstract	25
2.2. L'analisi del sito	25
2.3. Datasheet	28
2.3.1. Pannelli fotovoltaici	28
2.3.2. Inverter	29
2.3.3. Batterie elettriche	30
2.4. Accoppiamento array-inverter	31
2.5. Conclusioni	34
3. PVSYST	35
3.1. Abstract	35
3.2. Layout	35
3.3. Perdite	38

3.4.	Conclusioni	42
4.	PREZZO BATTERIA AGLI IONI DI LITIO	43
4.1.	Abstract	43
4.2.	Confronto diverse tecnologie	43
4.2.1.	Litio nichel manganese cobalto-manganese ossido	44
4.2.2.	Alluminio al litio cobalto	45
4.2.3.	Litio ferro fosfato	45
4.2.4.	Titanato di litio	46
4.3.	Stato attuale	47
4.4.	Previsioni per il 2030	47
4.4.1.	Previsioni LFP	49
4.5.	Valori considerati	50
4.6.	Conclusioni	50
5.	PREZZO ENERGIA ELETTRICA	51
5.1.	Abstract	51
5.2.	Inquadramento normativo	51
5.2.1.	Prezzo Unico Nazionale (PUN)	54
5.3.	Previsioni future al 2030	54
5.3.1.	Panoramica e definizione degli scenari	55
5.3.2.	Previsioni per l'Europa	55
5.3.3.	Previsioni per l'Italia	57
5.4.	Dati EUROSTAT	59
5.5.	Valori considerati	60
5.6.	Conclusioni	60
6.	HOMER PRO	61
6.1.	Abstract	61
6.2.	Gli input necessari	61
6.2.1.	Carico elettrico	61
6.2.2.	Impianto fotovoltaico	62
6.2.3.	Batterie elettriche	63
6.2.4.	Rete elettrica	63

6.2.5.	Inverter _____	64
6.2.6.	Controller _____	64
6.2.7.	Schema del sistema _____	65
6.3.	Risultati delle simulazioni _____	66
6.3.1.	Sensitività _____	66
6.3.2.	Ottimizzazione _____	67
6.3.3.	Produzione fotovoltaico _____	68
6.3.4.	Rete elettrica _____	69
6.3.5.	Valori energetici su base mensile _____	70
6.3.6.	Utilizzo batteria _____	70
6.4.	Conclusioni _____	72
7.	<i>ANALISI ECONOMICA</i> _____	73
7.1.	Abstract _____	73
7.2.	Valore Attuale Netto _____	73
7.2.1.	Risparmi energetici _____	74
7.2.2.	Sostituzione batteria _____	74
7.3.	Flussi di cassa con solo sistema fotovoltaico _____	75
7.4.	Flussi di cassa con sistema fotovoltaico e accumulo _____	78
7.5.	TIR di tutti i casi analizzati _____	81
7.6.	Conclusioni _____	82
8.	<i>LEVELIZED COST OF ELECTRICITY (LCOE)</i> _____	83
8.1.	Abstract _____	83
8.2.	Definizione _____	83
8.2.1.	Criticità LCOE _____	84
8.2.2.	Andamento globale LCOE del fotovoltaico _____	85
8.2.3.	Valori di riferimento LCOE storage _____	87
8.3.	LCOE impianto fotovoltaico _____	88
8.4.	LCOE storage _____	89
8.5.	LCOE per l'intero sistema _____	90
8.6.	Conclusioni _____	90
	<i>CONCLUSIONI</i> _____	91

APPENDICE A	93
APPENDICE B	94
BIOGRAFIA	102

Indice figure

Figura 1: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica	14
Figura 2: Curva caratteristica di una cella fotovoltaica	15
Figura 3: Caratteristica I(U) di una cella solare in funzione dell'irradianza	15
Figura 4: Caratteristica I(U) di una cella solare in funzione della temperatura	16
Figura 5: Il generatore fotovoltaico	18
Figura 6: funzionamento batteria ioni di litio	22
Figura 7: Vista dall'alto delle strutture con copertura a falde	26
Figura 8: Vista dall'alto della struttura con copertura piana	26
Figura 9: Inclinazione delle falde	27
Figura 10: Vista laterale struttura copertura piana	27
Figura 11: Socomec SUNSYS HES L C-Cab	29
Figura 12: Disposizione moduli sugli edifici	36
Figura 13: Curve iso-ombreggiamento	37
Figura 14: Curve I(U) a diversi valori di irradianza disponibile in PVSyst	38
Figura 15: Curve I(U) a diversi valori di temperatura disponibile in PVSyst	39
Figura 16: Diagramma delle perdite da PVsyst per impianto fotovoltaico dopo 10 anni	41
Figura 17: Confronto delle proprietà chimiche, dei vantaggi e degli svantaggi per batterie Li-Ion	44
Figura 18: Proprietà delle principali tecnologie Li-Ion nel 2016	47
Figura 19: Confronto batterie Li-Ion 2016-2030	48
Figura 20: Previsione per le batterie LFP	49
Figura 21: Previsione prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per sei Paesi dell'UE	55
Figura 22: Previsione capacità e generazione energetica per l'Italia	57
Figura 23: Previsione prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per l'Italia	58
Figura 24: Carico mensile dell'utenza	61
Figura 25: Dati produzione impianto fotovoltaico importati da PVsyst	62

Figura 26: Impianto fotovoltaico su HOMER Pro _____	62
Figura 27: Sistema di accumulo su HOMER Pro _____	63
Figura 28: Rete elettrica in HOMER Pro _____	63
Figura 29: Schema del sistema _____	65
Figura 30: Sensitività _____	66
Figura 31: Grafico in funzione dei parametri della sensitività _____	66
Figura 32: Ottimizzazione _____	67
Figura 33: Risultati sistema PVsyst _____	68
Figura 34: Penetrazione delle fonti rinnovabili _____	68
Figura 35: Riepilogo energia acquistata e venduta _____	69
Figura 36: Valori energetici su base mensile _____	70
Figura 37: Utilizzo della batteria _____	70
Figura 38: Energia accumulata dalla batteria giornalmente nei diversi mesi dell'anno _____	71
Figura 39: Grafico flussi di cassa caso solo PV _____	77
Figura 40: Grafico flussi di cassa caso PV e batteria _____	80
Figura 41: TIR per tutti i casi considerati _____	81
Figura 42: Andamenti per diversi paesi dell'LCOE _____	85
Figura 43: Valori di riferimento LCOE batteria Li-Ion _____	87
Figura 44: Ipotesi da rispettare sulle caratteristiche della batteria _____	87
Figura A1: Costruzione modello su PVsyst del modulo fotovoltaico Suntech UltraV 405 W _____	93
Figura A2: Costruzione modello su PVsyst dell'inverter Socomec SUNSYS HES L C-Cab 200 kW _____	93

Indice tabelle

Tabella 1: Modulo fotovoltaico Suntech UltraV mini	28
Tabella 2: Inverter Socomec SUNSYS HES L C-Cab	29
Tabella 3: Batteria Socomec SUNSYS HES L B-Cab	30
Tabella 4: Caratteristiche Array 1 e 2	32
Tabella 5: Caratteristiche Array 3	32
Tabella 6: Caratteristiche Array 4	33
Tabella 7: Caratteristiche Array 5	33
Tabella 8: Imposta Scambio sul Posto	53
Tabella 9: Tariffe ritiro dedicato	53
Tabella 10: Andamento Prezzo Unico Nazionale (PUN) in €/kWh	54
Tabella 11: Prezzo energia elettrica per consumatore non-domestico tra 2000 e 20000 MWh	59
Tabella 12: Flussi di cassa caso 0.150 €/kWh - 0.056 €/kWh solo PV	75
Tabella 13: Differenze dei flussi cumulati di cassa per tutti i casi solo PV	76
Tabella 14: Flussi di cassa caso 0.150 €/kWh - 0.056 €/kWh PV e batteria	78
Tabella 15: Differenze dei flussi cumulati di cassa per tutti i casi PV e batteria	79
Tabella 16: Andamento LCOE per impianti commerciali	86

ABSTRACT

In questo lavoro sono stati sfruttati criteri tecnici ed economici utili nella scelta della migliore soluzione per la realizzazione di un impianto fotovoltaico con l'integrazione del sistema d'accumulo.

L'analisi si è svolta partendo dalla scelta del numero di inverter da utilizzare e il loro miglior accoppiamento con gli arrays, per concludersi con l'analisi economica sia per la realizzazione del solo impianto fotovoltaico che dell'eventuale accumulo.

Per il corretto accoppiamento tra array ed inverter, la valutazione delle ombre e la producibilità dell'impianto, si è sfruttato il software *PVsys*. Successivamente mediante l'utilizzo del programma *HOMER Pro* si è svolta un'ottimizzazione dal punto di vista economico che, valutando i possibili flussi di cassa positivi e negativi, ha permesso di individuare la configurazione del sistema più conveniente in base a diversi dati di input.

Si è concluso svolgendo un'analisi economica più dettagliata e valutando le diverse configurazioni tramite il parametro dell'*LCOE*.

Questo studio ha permesso di evidenziare la convenienza economica della realizzazione del solo impianto fotovoltaico per il caso studio in esame, oltre ad evidenziare il vantaggio di abbinare uno storage all'impianto fotovoltaico fin da subito rispetto ad una sua successiva aggiunta.

INTRODUZIONE

Negli ultimi anni l'aumento della consapevolezza delle conseguenze dovute all'inquinamento atmosferico, sia a livello ambientale che della salute umana, e la crisi energetica iniziata dall'autunno 2021 hanno costretto le Nazioni Occidentali, e in particolare l'Europa, ad un rinnovamento del sistema di generazione dell'energia elettrica. Nell'Unione Europea questo cambiamento si è concretizzato nel fissare target comuni per il 2030 al fine di rinnovare la produzione di elettricità esistente e di rendere sempre più indipendente l'Unione dalle altre Nazioni grazie all'utilizzo di fonti rinnovabili.

L'Italia, essendo membro dell'*UE*, si è anch'essa posta come obiettivo lo sviluppo di tali fonti di energia ed in particolare della tecnologia fotovoltaica, impegnandosi nell'incentivazione statale di tali impianti al livello sia degli utilizzatori domestici che di quelli industriali.

Tuttavia, il maggiore impiego delle fonti rinnovabili ha fatto emergere le loro principali problematiche relative alla discontinuità e alla non programmabilità della produzione. Si sono resi necessari via via interventi sia dal punto di vista normativo, come il corrispettivo per lo Scambio sul Posto o il Ritiro Dedicato, che tecnologico, come il progresso delle tecnologie d'accumulo. Il sempre maggiore sviluppo di questa tecnologia ha permesso: di diminuire i costi e di allargare gli impieghi delle tecnologie già esistenti, come le batterie agli ioni di litio, anche ad ambiti che in precedenza non le utilizzavano, come l'accumulo elettrico per applicazioni industriali; oppure di favorire lo sviluppo di nuove tecnologie, come le batterie allo stato solido.

Questo lavoro si è focalizzato sull'accoppiamento tra un impianto fotovoltaico e lo storage per accumulare l'energia prodotta in eccesso da esso.

In particolare, si è eseguito uno studio di fattibilità tecnico-economico per l'aggiunta di un sistema d'accumulo ad un impianto fotovoltaico per un'impresa con sede a Ponte San Nicolò (PD).

Il progetto del sistema è stato commissionato all'azienda ESPE presso la quale ho svolto il mio lavoro di tesi. Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico è stato ripreso dal progetto realizzato da ESPE, mentre per l'aggiunta del sistema d'accumulo si è voluto considerare il caso in cui esso venga realizzato insieme all'impianto fotovoltaico stesso.

PRESENTAZIONE GRUPPO ESPE

L'azienda ESPE è nata nel 1974 e ha la sede operativa centrale vicino a Padova, Grantorto.

Successivamente, nel 1994 si è formato il gruppo ESPE-Group di cui fa parte, oltre all'azienda principale ESPE, anche l'altra azienda partner Tecnoespe, la quale si dedica all'automazione e ai sistemi di processo.

Il gruppo opera globalmente e in particolare si sta espandendo, oltre che in Italia, anche nell'Est Europa e nel Nord America.

ESPE progetta e realizza impianti energetici ecosostenibili ad altissimo rendimento: soluzioni fotovoltaiche, centrali idroelettriche, sistemi per il minieolico, impianti ad elevata efficienza energetica che integrano la produzione di elettricità pulita con il riscaldamento e la climatizzazione dell'edificio. L'azienda ricerca progetta e costruisce soluzioni green in ambito industriale, commerciale e per la Pubblica Amministrazione.

Per quanto riguarda il settore del fotovoltaico l'azienda vanta più di 500 MWp di potenza installata e oltre 19 anni di esperienza in questo settore. Inoltre, realizza diverse tipologie di impianti, che vanno dai sistemi off-grid a quelli collegati alla rete; da impianti a terra a sistemi integrati sul tetto.

1. COMPONENTI DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

1.1. Abstract

In questo capitolo si descrivono tutti i componenti di un impianto fotovoltaico con o senza accumulo e le caratteristiche utili per la progettazione del sistema finale.

1.2. Generatore fotovoltaico

1.2.1. La cella solare

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene nella cella solare. Esistono diverse tecnologie, ma attualmente le più diffuse sono quelle al silicio monocristallino, policristallino e a film sottile.

Il comportamento elettrico ai morsetti esterni può essere rappresentato in prima approssimazione da un generatore ideale di corrente e da un diodo reale collegati in antiparallelo.

Il primo produce la corrente di generazione secondo la seguente formula:

$$I_{ph} = qNA$$

Dove:

- q : carica dell'elettrone
- N : numero di fotoni
- A : area della superficie del semiconduttore esposta alla luce

Il secondo genera la corrente:

$$I_j = I_0 \left[e^{\left(\frac{qU_j}{mkT} \right)} - 1 \right]$$

Dove:

- I_0 : rappresenta la corrente di saturazione inversa del diodo
- k : la costante di Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K)
- T : la temperatura valutata sulla superficie della giunzione
- U_j : la tensione ai capi della giunzione
- m : fattore di qualità della giunzione

Nella figura 1 viene rappresentato un circuito che tiene conto anche di due elementi dissipativi rispetto al circuito precedente: una resistenza in parallelo R_{sh} ed una in serie R_s .

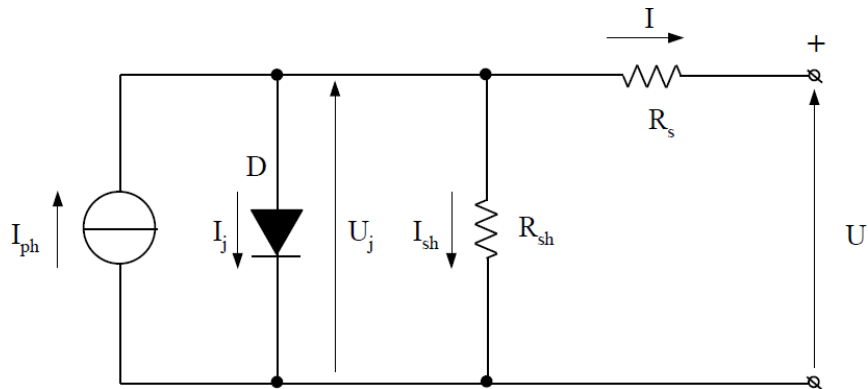


Figura 1: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

La resistenza in parallelo corrisponde alla corrente di dispersione superficiale tra piastra e griglia sulle superfici laterali che sono rese il più possibile isolanti durante la fabbricazione.

La resistenza in serie è la somma della resistenza volumica del semiconduttore, delle resistenze di contatto e di quelle proprie degli elettrodi.

Applicando le leggi di Kirchhoff si ottengono:

$$U = U_j - R_s I$$

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}}$$

In cui U e I sono la tensione ai morsetti del carico e la corrente da esso assorbita. La relazione che lega questi due parametri è la seguente:

$$U = \frac{mkT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph} - I \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{U}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right) - R_s I$$

La figura 2 mostra la curva tensione-corrente, fissate irradianza e temperatura: la potenza erogabile è data dalle coordinate dei punti della curva, $P = U I$. Esiste sempre un punto (U_{mpp}, I_{mpp}) di massima potenza erogata dal carico. Tale punto è intermedio tra il cortocircuito $(0, I_{sc})$ ed il circuito aperto $(U_{oc}, 0)$.

Assumendo costante la temperatura, la curva caratteristica $I(U)$ dipende dall'irradianza: quando essa diminuisce, la corrente di cortocircuito si riduce proporzionalmente, mentre la tensione di circuito aperto cala con andamento logaritmico.

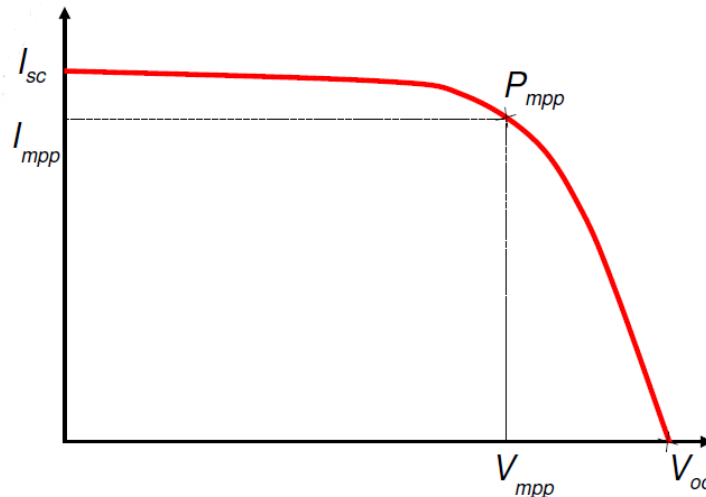


Figura 2: Curva caratteristica di una cella fotovoltaica

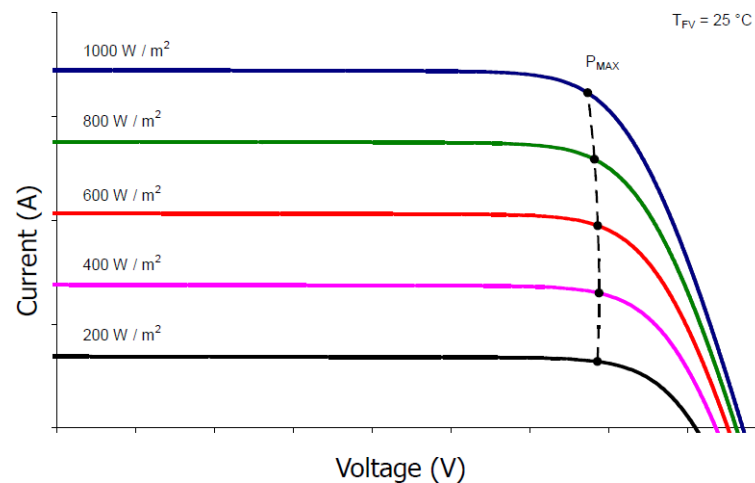


Figura 3: Caratteristica $I(U)$ di una cella solare in funzione dell'irradianza

La figura 3 rappresenta la dipendenza della corrente dall'irradianza e mette in evidenza i punti di massima potenza. Senza commettere errori sensibili, la tensione di circuito aperto può essere considerata costante al variare dell'irradianza.

La figura 4 mostra, a irradianza costante, che la caratteristica dipende anche dalla temperatura. In particolare, un aumento di temperatura incrementa leggermente la corrente fotovoltaica che contribuisce in modo significativo alla corrente di cortocircuito. A causa della diminuzione dell'energy gap del materiale e l'aumento della corrente nel diodo si ha un abbassamento della U_{oc} .

Le entità di queste variazioni provocano un calo globale della potenza massima generabile. Nelle applicazioni pratiche la tensione U_{oc} è in funzione solo della temperatura e non dell'irradianza.

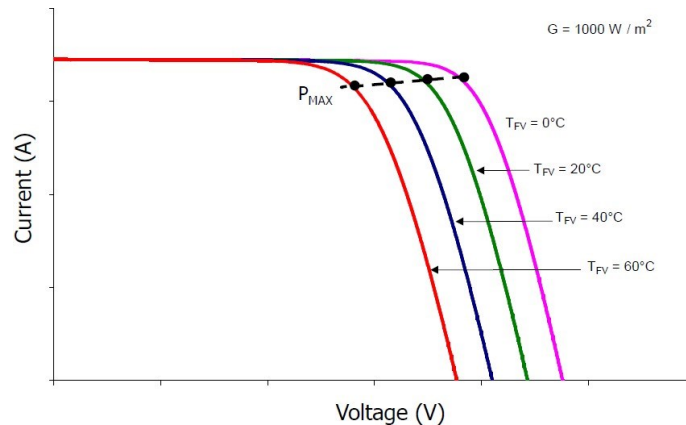


Figura 4: Caratteristica $I(U)$ di una cella solare in funzione della temperatura

Esistono diverse relazioni, al variare di irraggiamento e temperatura, che descrivono i principali parametri della cella (corrente, tensione e potenza). Tali formule sono riferite alle *condizioni standard (STC)*:

- irradianza $G = 1000 \frac{W}{m^2}$
- massa d'aria $AM = 1,5$
- temperatura della cella $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

Di seguito sono riportate le relazioni dettagliate:

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}(STC) \frac{G}{1000} (1 + \alpha \Delta T)$$

$$U_{oc}(T) = U_{oc}(STC) (1 + \beta \Delta T)$$

$$P_{max}(G, T) = P_{max}(STC) \frac{G}{1000} (1 + \gamma \Delta T)$$

Dove:

- I_{sc} : corrente di cortocircuito misurata nelle condizioni standard *STC* e fornita dal costruttore
- G : irradianza
- α : coefficiente termico della corrente di cortocircuito fornito dal costruttore
- $\Delta T = T_c - 25$, differenza tra la temperatura di funzionamento della cella in condizioni reali e in condizioni *STC*
- U_{oc} : tensione a vuoto misurata in condizioni *STC* e fornita dal costruttore
- β : coefficiente termico della tensione a vuoto
- P_{max} : potenza massima misurata nelle condizioni *STC*, fornita dal costruttore

- γ : coefficiente termico della potenza

I coefficienti di temperatura α , β , γ permettono di ottenere informazioni sui parametri elettrici fondamentali della cella, una volta noti i valori standard forniti dal costruttore.

1.2.2. Il modulo fotovoltaico

Il modulo è una struttura di celle interconnesse isolata dall'ambiente esterno e capace di generare elettricità. Negli ultimi anni si sono anche affacciate tecnologie che utilizzano mezze celle, così da aumentare l'efficienza del singolo modulo.

I moduli sono realizzati in modo che le celle siano protette da agenti ambientali (polvere, vento, umidità, ...) e possano operare in un determinato intervallo di temperatura, di solito 20-75°C.

Il modulo fotovoltaico è caratterizzato da una potenza di picco (W_p), dalla corrente di cortocircuito, tensione di circuito aperto e dai valori di tensione e corrente nel punto di massima.

Tutti questi parametri sono riferiti alle condizioni *STC* e vengono forniti dal costruttore insieme alla curva caratteristica. Le condizioni standard sono quelle di laboratorio, infatti il costruttore fornisce una temperatura normale di funzionamento (*Normal Operating Cell Temperature, NOCT*). Tale temperatura viene rilevata in particolari condizioni:

- l'irradianza è 800 W/m²;
- velocità del vento di 1 m/s;
- temperatura ambiente pari a 20 °C

La *NOCT* è definita in un intervallo 42-50°C e da essa si può determinare la temperatura di cella T_c riferita alle condizioni operative del modulo. La differenza di temperatura $T_c - T_a$ si assume che sia proporzionale a G . La formula che esprime temperatura di cella è la seguente:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G$$

Un modulo fotovoltaico ha una curva caratteristica molto simile a quello delle celle che lo compongono:

- Per celle collegate in serie si sommano le tensioni di ogni cella;
- Per stringhe collegate in parallelo, si ha una variazione sull'asse delle correnti.

Le perdite per mismatching sono tipiche delle tecnologie fotovoltaiche e sono legate a difetti di fabbricazione delle celle o al loro ombreggiamento. Tale deficit si manifesta soprattutto sulla corrente

della stringa: la U_{oc} sarà la somma delle tensioni a circuito aperto, mentre la I_{sc} si adeguerà alla corrente di cortocircuito della cella con corrente più scadente. Nella realtà la cella difettata sarà soggetta ad una tensione inversa con conseguente potenza dissipata. Tale effetto è proporzionale al carico e può costringere la cella a dissipare una potenza sempre maggiore creando così "hot spots", che creano danni alla cella stessa. Per evitare tale funzionamento da utilizzatore da parte della cella stessa, si può connettere in antiparallelo un diodo alla cella in ombra. Tale diodo, definito diodo di bypass, adegua la corrente di cortocircuito della stringa al valore delle rimanenti celle in serie, escludendo la cella ombreggiata. Per quanto riguarda la potenza erogata diminuisce solo del contributo della cella difettata e non avviene un brusco calo che si sarebbe verificato lasciando la sola cella ombreggiata senza diodo. Con carico esterno nullo si ha condizione peggiore per le celle ombreggiate, poiché ad esse viene imposto di assorbire la corrente delle altre celle illuminate, causando fenomeni di sovratemperatura.

Per proteggere la produzione del modulo e della stringa, l'inserimento del diodo viene realizzato solo per gruppi di celle in serie.

Per avere delle ottime prestazioni dell'impianto si cercherà di collegare in serie o in parallelo moduli con caratteristiche più simili possibili per evitare le problematiche appena esposte.

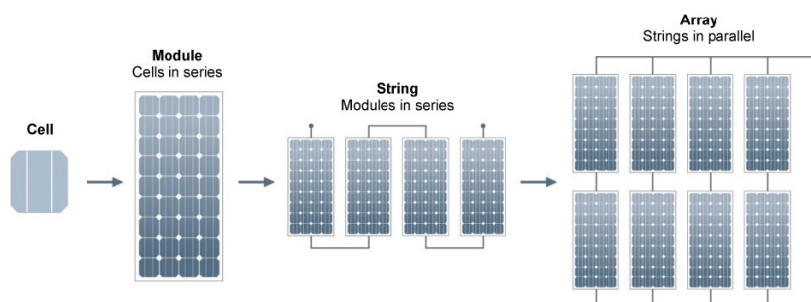


Figura 5: Il generatore fotovoltaico

Per ottenere i valori di potenza dell'impianto sarà indispensabile collegare i moduli:

- Con moduli connessi in serie si realizza una stringa;
- Con stringhe connesse in parallelo si costruisce l'array, come mostra la figura 5.

1.3. Inverter

Un altro componente dell'impianto fotovoltaico è l'inverter. Il converter permette di connettere la rete al sistema stesso e di interfacciare l'impianto di produzione di energia al consumatore e alla rete.

Grazie ad un elevato rendimento, compreso tra il 95-99%, i converter riescono ad ottenere la massima potenza producibile in qualsiasi condizione di irraggiamento. Per avere un'ottima conversione, si realizzano array con livelli di potenze in *DC* non troppo minori rispetto alla potenza nominale dell'inverter (per l'impianto preso in esame il limite è stato fissato pari al 90%).

Le caratteristiche tipiche degli inverter per impianti fotovoltaici "*connected to the grid*" sono:

- Alto rendimento di conversione (superiore al 90%)
- Fattore di potenza $\cos\varphi > 0.9$
- Bassa distorsione armonica della corrente in uscita
- Inseguimento del punto di massima potenza
- Capacità di limitare la potenza in ingresso
- Accensione e spegnimento automatici con soglie che dipendono dall'irradianza

Gli inverter possono avere diverse taglie che variano da poche decine di W a qualche MW e possono essere configurati in maniera diversa in base all'impianto realizzato. Tali decisioni sono frutto di un'ottimizzazione dell'impianto in base ai costi dei componenti e all'efficienza della produzione dell'impianto.

Le configurazioni principali per i converter sono solitamente due:

- *Inverter centralizzati*: questi converter sono collegati direttamente con gli array che sono stati dimensionati per ottenere la potenza richiesta dall'inverter. Tutte le stringhe che compongono l'array devono soddisfare le limitazioni delle tensioni del converter e la loro disposizione in parallelo non deve superare il valore della corrente dell'inverter. Esso converte la potenza da *DC* ad *AC* e quest'ultima viene consumata direttamente dall'utenza collegata o viene iniettata nella rete elettrica.
- *Inverter di stringa*: riducono le perdite del sistema, derivanti da ombreggiamenti o mismatching, e si possono ottenere rendimenti più elevati rispetto agli inverter centralizzati. Il loro vantaggio è quello di seguire il punto di massima potenza di ogni singola stringa, così da ottimizzare la loro produzione in base alle diverse condizioni di irraggiamento e di ombreggiamento.

I converter moderni possiedono una sezione che permette l'inseguimento del punto di massima potenza attraverso *MPPT (Maximum Power Point Tracker)*. Inoltre, per massimizzare il rendimento viene realizzato un convertitore di tipo *DC/DC* ausiliario, che permette all'impianto fotovoltaico istante per istante di lavorare vicino alla zona di massima potenza.

Il punto di massima potenza non è banale da individuare. Infatti, come visto in precedenza, l'array o la stringa potrebbe presentare perdite legate ad ombreggiature parziali, legate allo sporco sui pannelli, a edifici o a alberi nelle vicinanze. Tale problema nella pratica si realizza sempre.

1.4. Batteria

Il sistema d'accumulo attualmente è affidato a banchi di batterie ricaricabili collegate in serie che permettono di immagazzinare energia tramite reazioni chimiche reversibili.

Si inizia presentando tutte le principali grandezze caratteristiche che devono essere considerate per comprendere la qualità e il dimensionamento delle batterie. Si considera una temperatura ambiente pari a 20 °C, così da definire:

- *tensione nominale V_{nom}* : la tensione della batteria durante l'alimentazione di un carico
- *tensione massima V_{max} e tensione minima V_{min}* : range di tensione al di fuori del quale decade la reversibilità delle reazioni chimiche
- *capacità*: quantità di carica disponibile in ampere-ora (Ah)
- *Depth Of Discharge (DOD)*: quantità di carica, in percentuale, rimossa dallo stato di piena carica senza danneggiare l'accumulatore
- *durata della batteria*: generalmente espressa in termini di numero di cicli di carica/scarica relativi a un DOD specifico
- *Round-Trip Efficiency (RTE)*: l'efficienza di carica e scarica
- *C-Rate*: velocità di scarica in base alla capacità della batteria
- *densità di energia*: energia che può essere accumulata in un'unità di volume (Wh/l)

Il legame tra queste quantità può essere per esempio spiegato dal trend della capacità che cala al diminuire del tempo di scarica e della temperatura. Il tempo di scarica limita anche la corrente massima che può essere fornita dalla batteria. Inoltre, l'energia disponibile delle batterie dipende dallo stato di carica (*State Of Charge, SOC*) così definito:

$$SOC_{fin} = 100\% - DOD$$

Quando SOC_{fin} scende sotto un certo limite, la scarica viene interrotta, mentre la durata della vita di servizio aumenta se il DOD cala.

Si procede presentando brevemente le diverse tipologie di batterie elettrochimiche presenti sul mercato. I modelli più diffusi e utilizzati nei sistemi di accumulo da fonti rinnovabili sono le batterie al piombo acido e agli ioni di litio:

- Tra le prime tecnologie utilizzate in ambito energetico si trovano le batterie al piombo, che godono di un mercato mondiale ben consolidato soprattutto grazie alla loro facile installazione e del basso costo di manutenzione. In questo caso le performance dipendono fortemente dalla temperatura ambiente e dal ciclo di scarica. Le batterie sono formate da piastre di piombo (Pb) alternate con altre di diossido di piombo (PbO_2) immerse in una soluzione elettrolitica di acqua (H_2O) e acido solforico (H_2SO_4). Durante la scarica gli elettrodi si convertono in solfato di piombo ($PbSO_4$) e la soluzione elettrolitica diventa quasi solo acqua.
- Affidandosi a processi chimici differenti si sono affacciate sul mercato anche le batterie a ioni di litio. Questi sistemi d'accumulo sono più compatti e leggeri e possiedono una maggiore efficienza e un rapido tempo di carica e scarica. Il loro svantaggio è il maggior costo per unità di energia (kWh) che risulta circa doppio rispetto agli accumuli al piombo. Il funzionamento di questi sistemi d'accumulo è affidato al trasferimento di ioni (Li^+) tra anodo e catodo durante la fase di carica, mentre è opposto in quella di scarica. All'interno della famiglia delle batterie agli ioni di litio si trovano tipologie molto diverse di sistemi di accumulo in base al materiale utilizzato, le più diffuse sono: litio-ferro-fosfato $Li-Fe-Po_4$ (*LFP*), litio-titanio-ossigeno $Li_4-Ti_5-O_{12}$ (*LTO*) e nickel-cobalto-manganese (*NCM*).

1.4.1. Batterie agli ioni di litio

Nell'articolo "Lithium-Ion Battery System" [1] si sottolinea che la produzione delle batterie al litio, iniziata nel 1991, ha avuto una crescita sempre maggiore dovuta alle notevoli caratteristiche: l'elevata energia e potenza specifica, la notevole densità di energia, l'ottima efficienza e una durata di vita considerevole.

Si definiscono batterie agli ioni di litio quei sistemi d'accumulo basati sul moto degli ioni di litio (Li^+) dall'elettrodo positivo a quello negativo, e viceversa. Una membrana separa i due elettrodi porosi per impedire il contatto elettrico tra loro:

- *Gli elettrodi* sono composti da un substrato metallico, ma che differisce in base all'elettrodo. Il rame viene utilizzato per l'anodo, mentre l'alluminio per il catodo. Entrambi gli elettrodi vengono ricoperti da un materiale attivo, un legante ed un solvente
- *Il separatore* può essere costituito da un foglio microporoso di un polimero organico, polietilene o polipropilene, o da un loro ibrido

I due elettrodi e la membrana separatrice sono immersi in una soluzione elettrolitica contenente cariche libere di Li^+ .

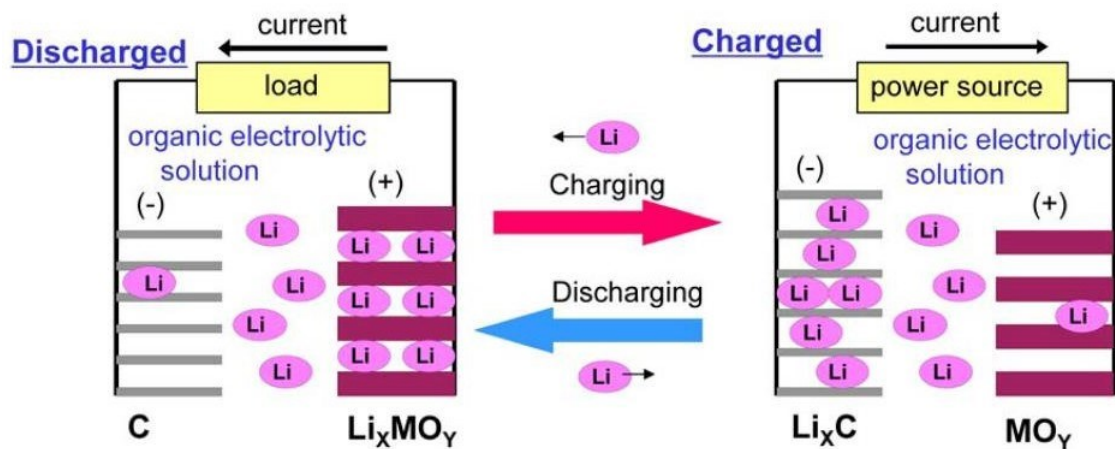


Figura 6: funzionamento batteria ioni di litio

La figura 6 mostra che durante il processo di carica il catodo rilascia ioni di litio verso l'anodo, mentre durante la scarica succede l'opposto. Il materiale utilizzato è principalmente il carbonio per l'anodo, poiché permette di accettare ioni durante la fase di carica e permette il rilascio durante la scarica.

Riprendendo l'analisi svolta da *Tatsuo Horiba* [1] si vogliono analizzare le caratteristiche di questa tecnologia. In questo documento vengono correlate le ottime performance delle batterie al litio all'elevato valore di tensione tipico delle singole celle (3-4 V). Il parametro dell'energia specifica è

fortemente correlato a questo parametro poiché l'energia è il prodotto tra tale tensione e la capacità specifica. $L' RTE$ è funzione della corrente elettrica e dell'efficienza di tensione, quest'ultima a sua volta è correlata al valore della tensione specifica. L'efficienza di tensione è il rapporto tra la tensione operativa e il valore di tensione di circuito aperto: a parità di tensione di circuito aperto un'elevata tensione operativa corrisponde ad un'elevata efficienza di tensione.

Secondo un altro studio, condotto da *H. Keshan, J. Thornburg e T. S. Ustun* [2], le notevoli prestazioni di questa tecnologia derivano dalla corrente di carica e scarica, poiché il C -rate risulta maggiore rispetto a quello delle batterie al piombo. Mantenendo una minima variazione di efficienza, i sistemi d'accumulo agli ioni di litio riescono, all'aumentare della corrente di scarica, a raggiungere un maggior livello di potenza in minor tempo rispetto alle altre tipologie di batterie. Anche in questo studio, viene sottolineato il valore elevato della tensione specifica per evidenziare il fatto che è questo il parametro distintivo della tecnologia.

Sempre nel medesimo articolo viene sottolineata l'importanza della metodologia di carica per queste batterie, prediligendo infatti una carica CC/CV . In questa procedura il sistema d'accumulo viene caricato con una corrente costante fino ad un certo valore di tensione, mentre successivamente la corrente cala in modo esponenziale. La fase di carica termina per un determinato valore minimo di corrente. Per favorire una maggior efficienza e una migliore durata di vita si può utilizzare una corrente di carica più bassa, ma alzando il tempo di carica.

La sicurezza ricopre un ruolo determinante nelle batterie agli ioni litio. Questo aspetto ha fatto propendere all'inizio per l'impiego delle batterie al piombo, ma grazie a studi condotti in tale campo questa tecnologia è riuscita ad oltrepassare le limitazioni iniziali. Se custodite in luoghi non idonei, la forte sensibilità delle batterie a temperature inferiori a $0^{\circ}C$ emerge, provocando ancora oggi possibili rotture o esplosioni. I principali ostacoli relativi alla sicurezza sono stati superati, permettendo una sempre maggiore diffusione di questa tecnologia.

Nel medesimo studio [2] viene approfondita la degradazione delle batterie, evidenziando gli stessi punti principali dell'articolo [1]. Tale effetto nel tempo è imputabile principalmente alla perdita di equilibrio, alla riduzione delle aree degli elettrodi e di conduttività dei materiali.

Gli storage agli ioni di litio sono molto robusti, poiché le reazioni chimiche che avvengono sono semplici e non coinvolgono cambiamenti significativi nei materiali durante i numerosi cicli (al contrario delle batterie al piombo). Nel tempo vengono intaccate soprattutto le proprietà elettrochimiche delle superfici a causa di possibili contaminazioni, accumuli, formazione di gas e la migrazione di prodotti da reazione.

Nell'articolo [1] vengono anche presentati i possibili impieghi di questa tecnologia. Uno dei vantaggi preponderanti delle batterie al litio è il loro ampio impiego nell'applicazioni più disparate,

riuscendo così ad imporsi sempre di più sul mercato. Il loro ruolo principale è quello di alimentazione di apparecchiature elettroniche come computers o elettrodomestici, ma sono riuscite ad imporsi anche nell'ambito della mobilità elettrica grazie alle loro notevoli prestazioni. Si può affermare che la loro notevole duttilità nelle più diverse applicazioni abbia aperto la strada al loro sempre maggior successo anche nell'ambito dell'accumulo elettrico per applicazioni industriali.

Si può suddividere il mondo dell'accumulo in:

- *Stabilizzazione della rete*: per modulare la generazione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
- *Gruppo di continuità*: per emergenze da installare presso grandi strutture (come data center ed ospedali)
- *Utilizzo domestico*: per gestire il consumo elettrico, magari con l'affiancamento di un piccolo impianto fotovoltaico

La principale applicazione rimane la prima, ma lentamente anche le altre si stanno man mano affermando.

Per fornire ottime prestazioni è necessario utilizzare numerose piccole celle; ciò comporta un dimensionamento più attento della singola cella e dei sistemi di sicurezza correlati. Tale risultato provoca un aumento dei costi nella produzione e nella commercializzazione.

Per concludere bisogna fare un distinguo tra energy storage con applicazione domestica e quella industriale: per la prima applicazione è fondamentale la densità energetica, mentre per la seconda è rilevante la durata di vita.

1.5. Conclusioni

Sono stati così definiti tutti i componenti per un impianto fotovoltaico e il loro ruolo, oltre a sottolineare le grandezze utili per il design e la realizzazione del sistema finale.

2. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

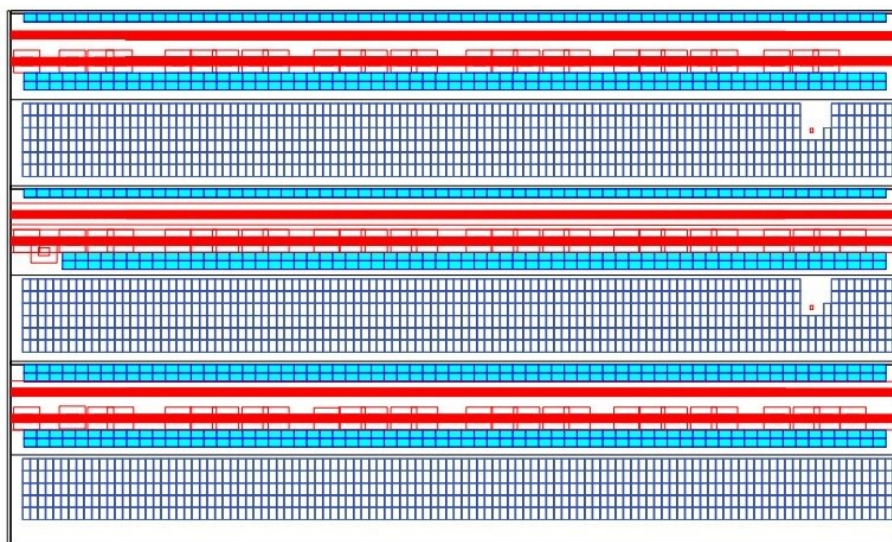
2.1. Abstract

La progettazione dell'impianto fotovoltaico dipende dalla località e dalle caratteristiche del sito di installazione. Definendo tali limiti e i dati di tutti i componenti del sistema, oltre a sfruttare il posizionamento dei pannelli del progetto sviluppato dalla ditta ESPE, si sono costruiti gli arrays che compongono l'impianto fotovoltaico.

2.2. L'analisi del sito

Il primo passo utile per il dimensionamento dell'impianto è la caratterizzazione del sito di interesse. Lo stabilimento industriale è situato a Ponte San Nicolò (PD) ed è costituito da tre strutture: due con copertura a falda, mentre l'altra piana. Due strutture sono disposte in modo da avere una falda esposta a sud est, sulla quale è stato già realizzato un impianto in precedenza e non sarà oggetto di questo studio, e l'altra esposta a nord ovest, sfruttabile in questo progetto. La struttura a copertura piana è suddivisa su due livelli: uno più basso e più piccolo, l'altro più elevato e molto più esteso.

Si riportano di seguito alcune viste dello stabilimento in analisi con già posizionati i moduli secondo il progetto dell'azienda ESPE (i pannelli fotovoltaici sono evidenziati in azzurro):



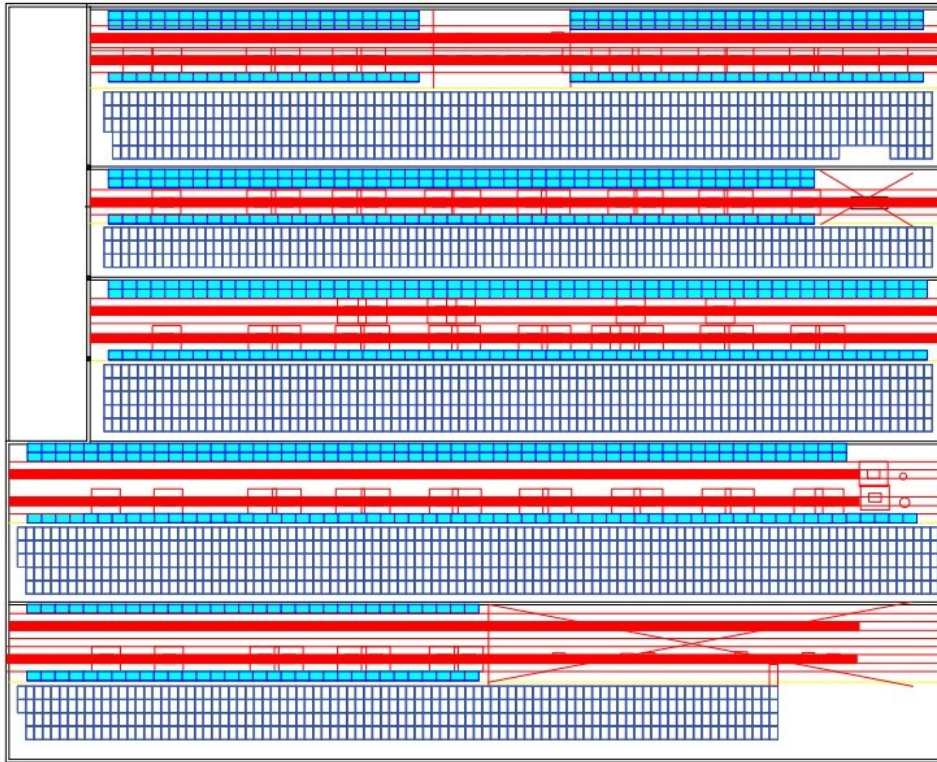


Figura 7: Vista dall'alto delle strutture con copertura a falde

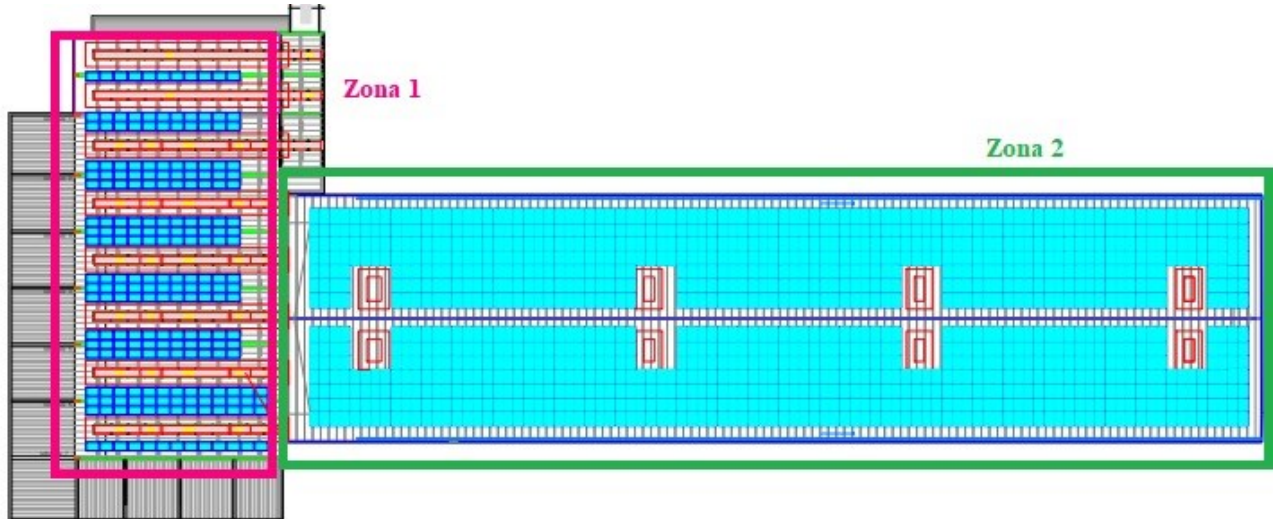


Figura 8: Vista dall'alto della struttura con copertura piana

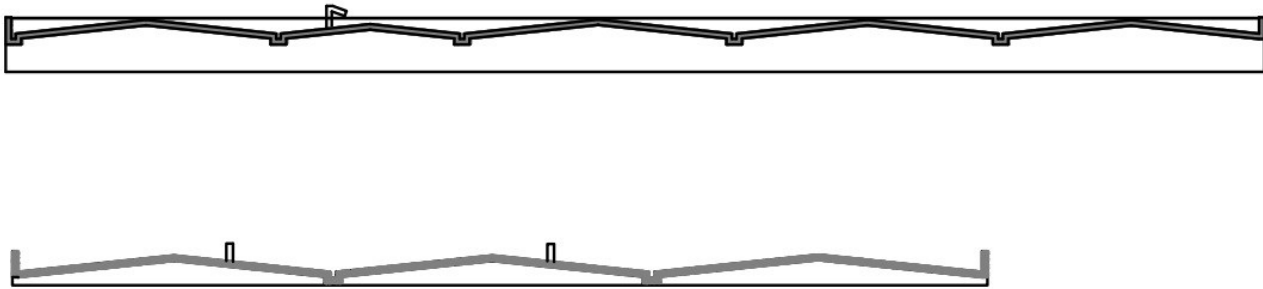


Figura 9: Inclinazione delle falde

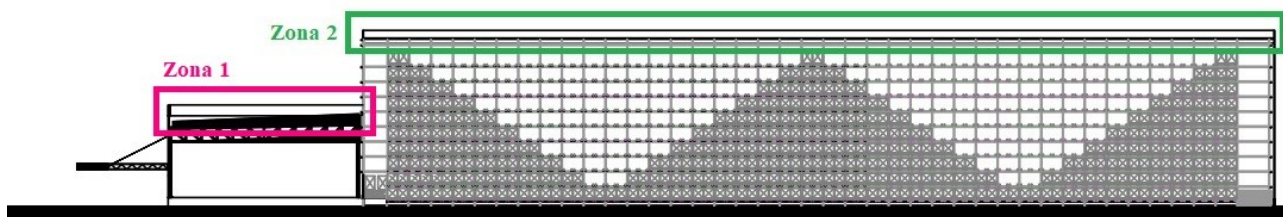


Figura 10: Vista laterale struttura copertura piana

Le viste proposte sono utili alla comprensione delle dimensioni dello stabilimento, delle sue caratteristiche strutturali e dello spazio occupato per l'installazione dell'impianto fotovoltaico progettato. Il tilt delle coperture a falde è di 6° e il loro azimut è -23° . Per la copertura piana nella zona 1 i moduli sono disposti orizzontalmente, mentre nella zona 2 sono inclinati di 3° .

2.3. Datasheet

2.3.1. Pannelli fotovoltaici

L'impianto fotovoltaico è un sistema fisso collocato sul tetto degli edifici presi in esame che sfrutta al meglio le superfici e limita eventuali perdite dovute all'ombreggiamento.

Di seguito si riporta la scheda tecnica del modello fotovoltaico scelto:

Suntech UltraV mini 108 Half-cell module-405W	
<i>Potenza di picco [Wp]</i>	405
<i>Tolleranza Potenza [W]</i>	0/+5
<i>V_{mpp} [V]</i>	31.38
<i>I_{mpp} [A]</i>	12.91
<i>V_{oc} [V]</i>	37.24
<i>I_{sc} [A]</i>	13.81
<i>Efficienza [%]</i>	20.7
<i>Disposizione celle</i>	108 (6x18)
<i>Dimensioni modulo [mm]</i>	1724x1134x30
<i>Superficie [m²]</i>	1.955
<i>Peso [Kg]</i>	22.1
<i>Coefficiente termico P_m [%/°C]</i>	-0.36
<i>Coefficiente termico I_{sc} [%/°C]</i>	0.05
<i>Coefficiente termico V_{oc} [%/°C]</i>	-0.304
<i>Fill Factor FF [%]</i>	78.77
<i>Rapporto potenza/peso</i>	18.3



Tabella 1: Modulo fotovoltaico Suntech UltraV mini

La scheda tecnica commerciale del modulo proposto è disponibile nel sito web della casa costruttrice¹.

¹ Sito Suntech: <https://www.suntech-power.com/>

2.3.2. Inverter

Socomec SUNSYS HES L C-Cab					
<i>Potenza nominale P_{ac} [kVA]</i>	100	150	200	250	300
<i>V_{min} (V)</i>	590				
<i>V_{max} (V)</i>	860				
<i>Tensione massima V_{dc} [V]</i>	1000				
<i>Corrente massima I_{dc} [A]</i>	166	249	332	415	498
<i>Efficienza massima [%]</i>	97.8				
<i>Tensione di rete V_{ac}</i>	400 V -50Hz				
<i>Dimensioni LxAxP [mm]</i>	1000/2160/1300				

Tabella 2: Inverter Socomec SUNSYS HES L C-Cab



Figura 11: Socomec SUNSYS HES L C-Cab

Gli inverter, generalmente di diversa taglia a seconda dell'array considerato, sono stati scelti per questioni di omogeneità dallo stesso produttore Socomec².

² Sito Socomec: https://www.socomec.com/Home_en.html

2.3.3. Batterie elettriche

Socomec SUNSYS HES L B-Cab	
<i>Energia di targa [kWh]</i>	186
<i>Potenza nominale DC [kWh]</i>	176
<i>Capacità nominale [Ah]</i>	280
<i>Intervallo di tensione [V]</i>	665.6 +/-12.5%
<i>C-Rate</i>	0.5 C
<i>Max DOD [%]</i>	97.5
<i>Max RTE [%]</i>	94
<i>Dimensioni LxAxP [mm]</i>	1000/2160/1300



Tabella 3: Batteria Socomec SUNSYS HES L B-Cab

La parte di accumulo per l'impianto fotovoltaico è affidata a batterie elettriche *LFP* organizzate in racks, il cui numero risulta modulabile e composti a loro volta da moduli di batterie.

Le batterie scelte sono dello stesso produttore degli inverter³.

³ Sito Socomec: https://www.socomec.com/Home_en.html

2.4. Accoppiamento array-inverter

Ai fini del progetto è indispensabile realizzare l'accoppiamento array-inverter che rispetti tutte le limitazioni sia di corrente che di tensione imposte dai parametri dell'inverter per massimizzare il numero di moduli per ogni converter.

Per sfruttare al meglio ogni inverter ed evitare il loro sovradimensionamento si è tenuto conto di una sottostima della taglia dell'inverter massima del 10%, poiché la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico verrà raggiunta solo in condizioni molto favorevoli.

Ogni array è formato da un diverso numero di stringhe, ma con stesso numero di moduli poiché i limiti sulla tensione sono i medesimi per ogni taglia degli converter, come visto in precedenza. La scelta di ogni inverter si è basata sull'approssimazione delle diverse potenze massime di ciascun array alle taglie disponibili degli inverter.

Per avere un abbinamento inverter-array devono essere rispettate tutte le seguenti relazioni:

$$V_{min}(T_{max}) > V_{min_inverter}$$

$$V_{max}(T_{min}) < V_{max_inverter}$$

$$V_{0C_stringa}(T_{min}) < V_{dc_inverter}$$

$$I_{SC}(T_{max}) < I_{dc_inverter}$$

$$0.9 < \frac{P_{inverter}}{P_{array}} < 1.1$$

La temperatura della cella massima è 75°C, mentre quella minima -10°C.

Per ottimizzare le performance del converter si è dimensionato ogni di essi mantenendosi il più possibile vicino al limite inferiore nell'ultima relazione.

Le verifiche delle relazioni precedenti per ogni inverter sono le seguenti:

- Gli inverter 1 e 2 coprono la zona 2 dell'edificio con copertura piana e hanno una potenza di 200 kW

Array fotovoltaico INVERTER 1 e 2	
<i>N° totale di moduli</i>	504
<i>N° di moduli per stringa</i>	24
<i>N° di stringhe</i>	21
<i>Ppicco [kWp]</i>	204
<i>Superficie totale [m²]</i>	959
<i>Vmpp (di stringa) [V]</i>	753
<i>Voc (di stringa) [V]</i>	894
<i>Vmin (+75 °C) [V]</i>	639
<i>Vmax (-10 °C) [V]</i>	833
<i>Voc (-10 °C) [V]</i>	986
<i>Isc (+75°C, 1000 W/m²) [A]</i>	297
<i>Rapporto Pinv / Pm tot [%]</i>	98%

Tabella 4: Caratteristiche Array 1 e 2

- L'inverter 3 di 150 kW collega in parallelo le stringhe della zona 1 e quelle rimanenti della zona 2 della copertura piana

Array fotovoltaico INVERTER 3	
<i>N° totale di moduli</i>	408
<i>N° di moduli per stringa</i>	24
<i>N° di stringhe</i>	17
<i>Ppicco [kWp]</i>	165
<i>Superficie totale [m²]</i>	797
<i>Vmpp (di stringa) [V]</i>	753
<i>Voc (di stringa) [V]</i>	894
<i>Vmin (+75 °C) [V]</i>	639
<i>Vmax (-10 °C) [V]</i>	833
<i>Voc (-10 °C) [V]</i>	986
<i>Isc (+75°C, 1000 W/m²) [A]</i>	241
<i>Rapporto Pinv / Pm tot [%]</i>	91

Tabella 5: Caratteristiche Array 3

- L'inverter 4 da 250 kW è responsabile del primo edificio a falde

Array fotovoltaico INVERTER 4	
<i>N° totale di moduli</i>	696
<i>N° di moduli per stringa</i>	24
<i>N° di stringhe</i>	29
<i>Ppicco [kWp]</i>	279
<i>Superficie totale [m²]</i>	1361
<i>V_{mpp} (di stringa) [V]</i>	753
<i>V_{oc} (di stringa) [V]</i>	894
<i>V_{min} (+75 °C) [V]</i>	639
<i>V_{max} (-10 °C) [V]</i>	833
<i>V_{oc} (-10 °C) [V]</i>	986
<i>I_{sc} (+75°C, 1000 W/m²) [A]</i>	410
<i>Rapporto P_{inv} / P_{m tot} [%]</i>	90

Tabella 6: Caratteristiche Array 4

- L'ultimo inverter anch'esso da 250 kW collega le stringhe del secondo edificio a falde

Array fotovoltaico INVERTER 5	
<i>N° totale di moduli</i>	672
<i>N° di moduli per stringa</i>	24
<i>N° di stringhe</i>	28
<i>Ppicco [kWp]</i>	272
<i>Superficie totale [m²]</i>	1314
<i>V_{mpp} (di stringa) [V]</i>	753
<i>V_{oc} (di stringa) [V]</i>	894
<i>V_{min} (+75 °C) [V]</i>	639
<i>V_{max} (-10 °C) [V]</i>	833
<i>V_{oc} (-10 °C) [V]</i>	986
<i>I_{sc} (+75°C, 1000 W/m²) [A]</i>	396
<i>Rapporto P_{inv} / P_{m tot} [%]</i>	92

Tabella 7: Caratteristiche Array 5

2.5. Conclusioni

Il sistema è un impianto da più di un MWp di potenza installata disposto su più edifici e con diversi orientamenti dei moduli per garantire la massima producibilità. La creazione degli arrays e i rispettivi accoppiamenti con gli inverter tengono anch'essi conto della distanza delle strutture e della producibilità del sistema per non sovradimensionare la configurazione dei convertitori.

3. PVSYST

3.1. Abstract

[3] *PVsys* è un software pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare di impianti isolati o connessi alla rete.

Si è iniziata l'analisi sul programma caricando i dati metereologici e gli altri dati di input. Si è proceduto definendo il piano orientato dei moduli, il layout degli arrays del campo fotovoltaico e il deficit di produzione del sistema.

Per concludere si sono ottenuti come risultati da tale simulazione l'energia prodotta e il diagramma dettagliato delle perdite.

3.2. Layout

Per iniziare il design dell'impianto si procede fissando i seguenti input:

- Località della costruzione dell'impianto, in questo caso Ponte San Nicolò (PD)
- Dati metereologici, che sono stati importati da *PVGIS* [4]
- Consumi reali in quarti orari dell'utenza per l'anno 2021
- Definizione dell'orientamento e dell'inclinazione dei moduli, definiti già nel capitolo precedente
- Creazione dei modelli del modulo fotovoltaico e l'inverter con i valori presi dai rispettivi datasheets⁴

Si procede a definire gli arrays, seguendo i calcoli svolti in precedenza, nella sezione sistema di *PVsys*. Successivamente si crea la scena 3D dell'impianto facendo attenzione che la superficie captante rappresentata sia sufficiente a posizionare tutti i moduli fotovoltaici appena definiti. Quando tutto è corretto, il programma procede con il calcolo della tabella dei fattori di ombreggiamento.

⁴ I modelli costruiti su *PVsys* sono visibili nell'Appendice A

La figura 12 mostra il layout del campo fotovoltaico:

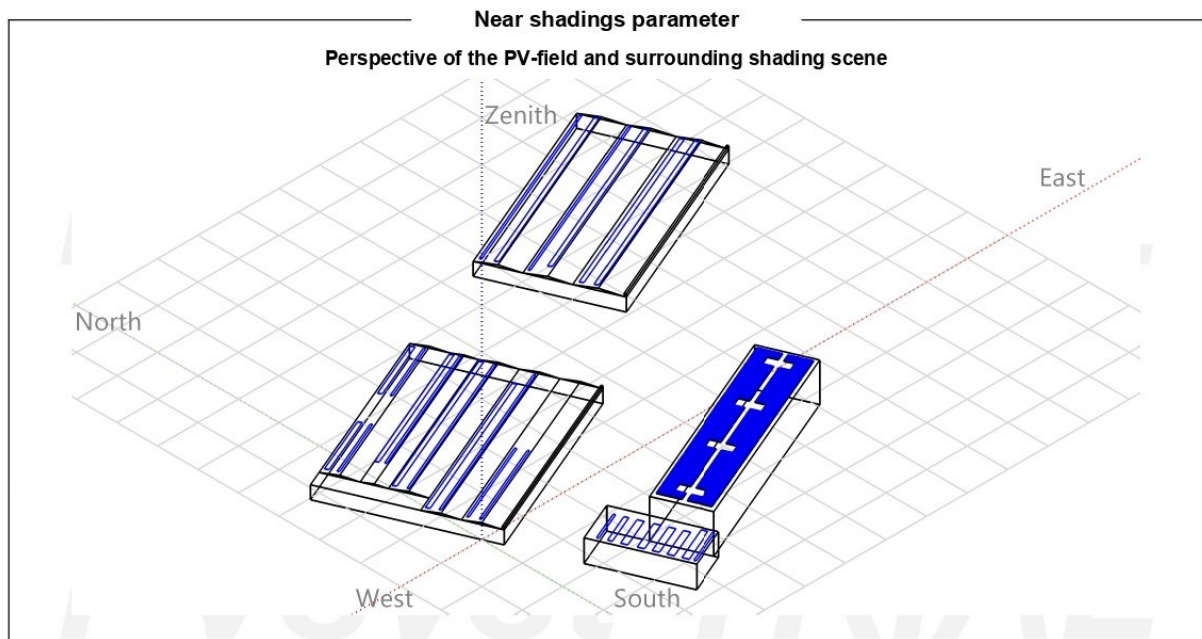


Figura 12: Disposizione moduli sugli edifici

I moduli sono stati posizionati in “*landscape*”, quindi con il lato lungo appoggiato alla struttura. Questa disposizione permette di adottare una connessione tra i moduli che concentra l’ombreggiatura in una singola stringa, evitando così l’ombreggiamento di più stringhe. Inoltre, i campi dei pannelli sono stati realizzati in due modi diversi: per i moduli orizzontali e per quelli appoggiati al tetto inclinato si è usata la costruzione semplice sullo stesso piano; mentre per quelli inclinati su superficie piana si è usato il campo shed, poiché si è tenuto conto dell’ombreggiamento e della distanza necessaria tra le stringhe per evitarlo.

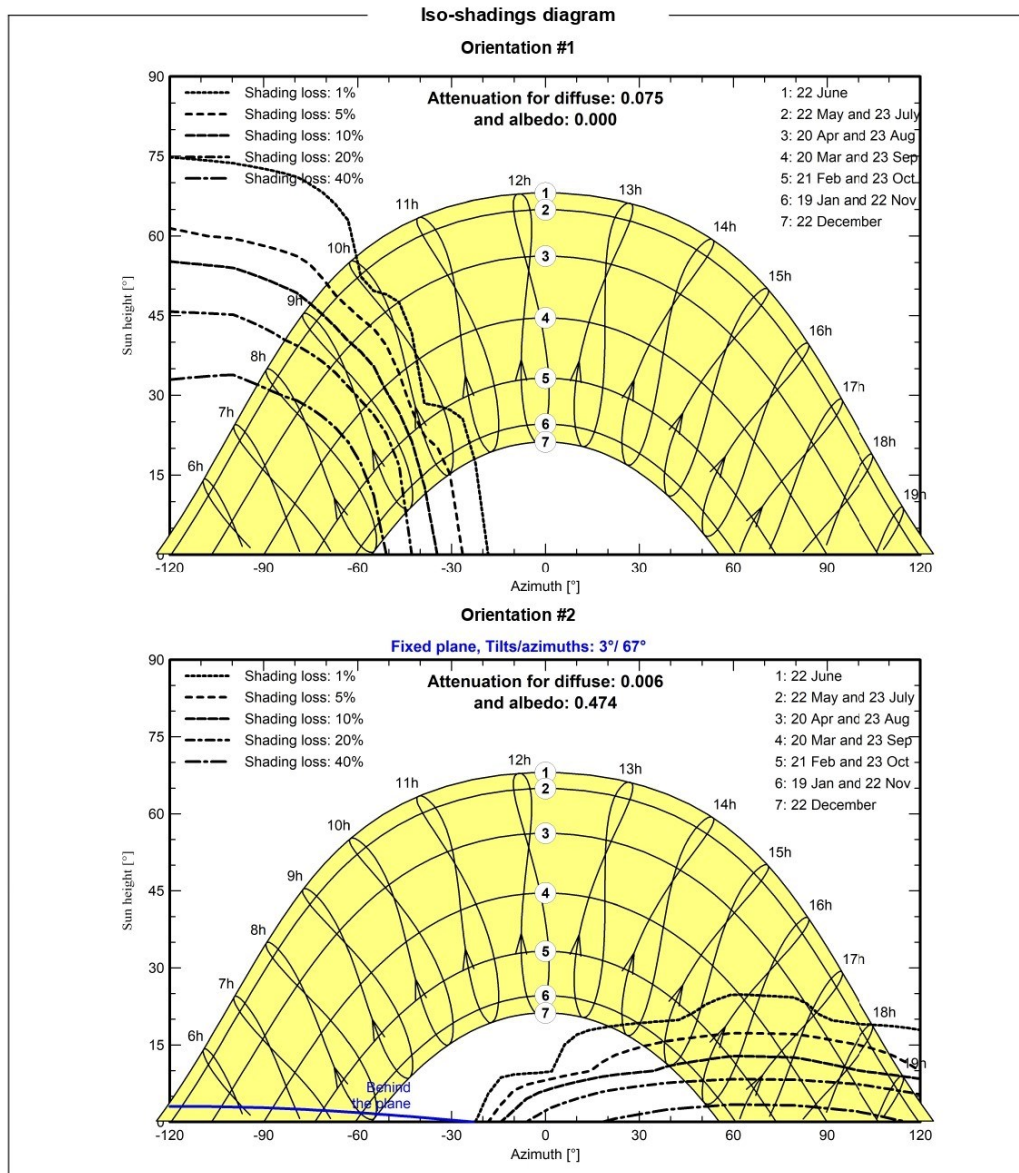


Figura 13: Curve iso-ombreggiamento

La tabella dei fattori di ombreggiamento si basa su calcoli orari che tengono in considerazione la posizione del sole durante tutto l'anno, permettendo anche la costruzione del grafico delle curve iso-ombreggiamento (figura 13). Tale diagramma permette di avere una visione sintetica dei periodi in cui le ombre sono problematiche.

3.3. Perdite

Le perdite di array sono derivanti da tutti i fattori che contribuiscono al calo di potenza disponibile rispetto al valore nominale del modulo, che viene valutato dal produttore in condizioni standard. Le fonti di perdita sono quasi tutte direttamente misurabili.

Il modello sfruttato si basa sulle raccomandazioni dell' "European Joint Research Center" (JRC) di Ispra [5], che impiega il rapporto di prestazione (PR). Un campo fotovoltaico ideale, a partire dall'irraggiamento sul piano collettore, dovrebbe produrre 1 kW/kWp per una radiazione G di 1 kW/m², così l'array ideale dovrebbe produrre un'energia pari a 1 kWh/m² sotto un irraggiamento di 1 kWh per ogni kWp installato in condizioni standard.

Il rendimento ideale si riduce a causa dei seguenti deficit:

- *Perdite di ombreggiamento*, che comportano una perdita di irraggiamento e quindi perdita di produzione. Tali perdite sono incluse nel PR , insieme alla perdita di IAM (*Incident Angle Modifier*).
- *Ombreggiamento parziale*, che limita ogni corrente di stringa alla cella più ombreggiata. Tale perdita dipende dalla posizione del sole, dalle strutture circostanti il campo fotovoltaico e dalla presenza di dispositivi, come i diodi di bypass.
- *Incident Angle Modifier*. Il modificatore dell'angolo di incidenza (IAM) provoca una perdita di riflessione e la conseguente diminuzione dell'irradiazione che raggiunge le celle fotovoltaiche.

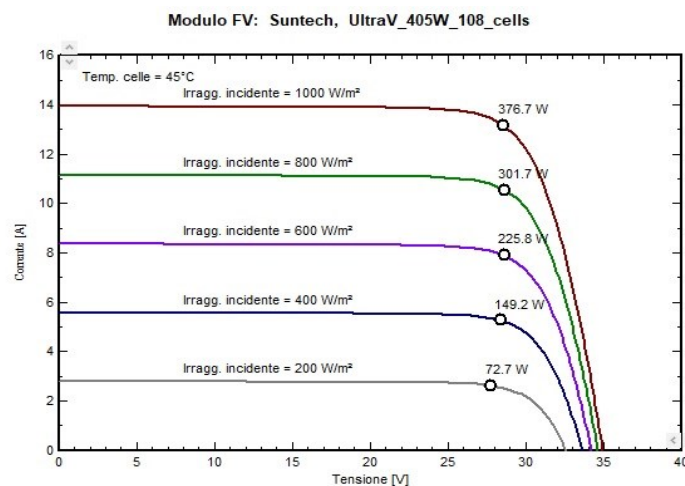


Figura 14: Curve $I(U)$ a diversi valori di irradianza disponibile in PVSystem

- *Radiazione reale*. L'efficienza normale è specificata in condizioni standard (pari a 1000 W/m²), ma quella reale dipende dall'irraggiamento come mostrato in figura 14.

- *Perdite termiche.* La figura 15 mostra la curva del modulo preso in esame al variare della temperatura della cella. Rispetto alle *STC*, cioè a 25°C, i moduli lavorano solitamente a temperature più elevate. Per le celle di silicio cristallino, la perdita di potenza al punto di massima potenza è di circa -0.4%/°C. La temperatura influisce principalmente sulla tensione.

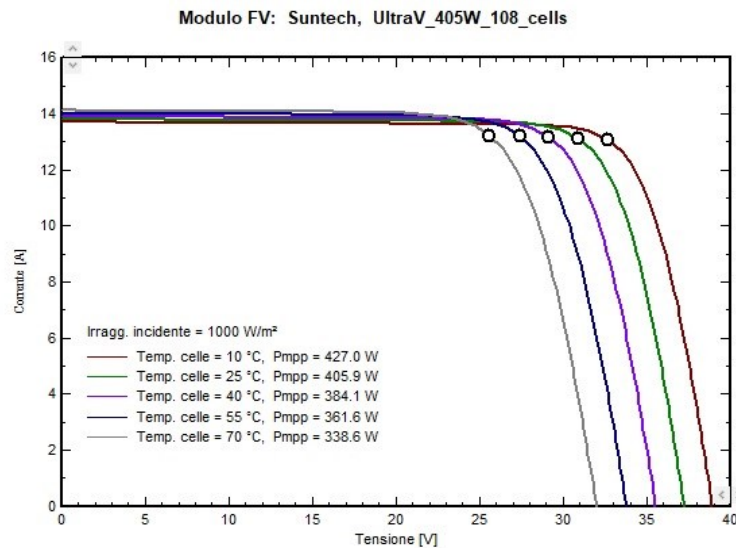


Figura 15: Curve a diversi valori di temperatura disponibile in PVSystem

- *Perdita MPP*, legate alla differenza tra le condizioni reali e il punto di massima potenza. Tale perdita può essere in parte compensata dall'impiego di un *MPPT*.
- *Perdite ohmiche* sui cavi per quelli in corrente continua e in alternata, che si basano sulla loro sezione e lunghezza.
- *Perdite di mismatch*, legate alle correnti dei singoli moduli che possono differire a causa di difetti costruttivi.

In aggiunta a queste perdite, *PVsyst* mette a disposizione una sezione in cui posso essere stimate le seguenti perdite:

- *Perdita di qualità* del modulo, che esprime la mancata correlazione tra le prestazioni fornite dal produttore e il comportamento reale. Il valore suggerito dal software è 1.5%.
- *Perdita LID*, il cui valore per ogni modulo è difficilmente stimabile, poiché dipende dall'origine dei wafer di silicio e può variare da prodotto a prodotto. *PVsyst* suggerisce una perdita pari al 2%.
- *Sporcizia*. La radiazione ricevuta sulla superficie si riduce in caso di sporco sui moduli. *PVsyst* suggerisce una perdita costante pari al 3%.
- *Perdite di invecchiamento*, si usa spesso la garanzia del produttore come riferimento di perdita, che per il modulo utilizzato sarebbe di circa il 20% dopo 25 anni.
Tuttavia, la garanzia del produttore va intesa come un limite inferiore per ogni singolo modulo fotovoltaico. Il valore reale di perdita può essere molto inferiore a questo limite di degrado. Il software consiglia un tasso di degradazione dell'ordine di -0.38%/anno derivante da alcuni studi sperimentali basati su moduli di diverse tipologie ed età (anche moduli molto vecchi fabbricati negli anni 80-90, con vecchie tecnologie).
- *Sistema non disponibile*. A volte è utile prevedere guasti di sistema o interruzioni di manutenzione nelle aspettative di produzione. La perdita di indisponibilità ha solo a significato statistico e viene posta pari al 2.62%.
- *Correzione spettrale*. La correzione spettrale tiene conto dei cambiamenti nello spettro solare dovuti alla dispersione e all'assorbimento nell'atmosfera. Questi cambiamenti dipendono dal contenuto di acqua nell'atmosfera, all'aerosol e la distanza percorsa dalla luce, espressa in *Air Mass (AM)*.

Tutte le perdite sopra elencate vengono considerate nel software, e possono essere impostate dall'utente oppure calcolate su valori di default. Il software presenta per ogni simulazione un rapporto con il diagramma dettagliato delle perdite, che aiuta a valutare i diversi contributi di ogni fattore considerato e a sottolineare quelli più significativi nell'aumento o nella perdita di energia.

La figura 16 mostra il diagramma finale per l'impianto realizzato⁵:

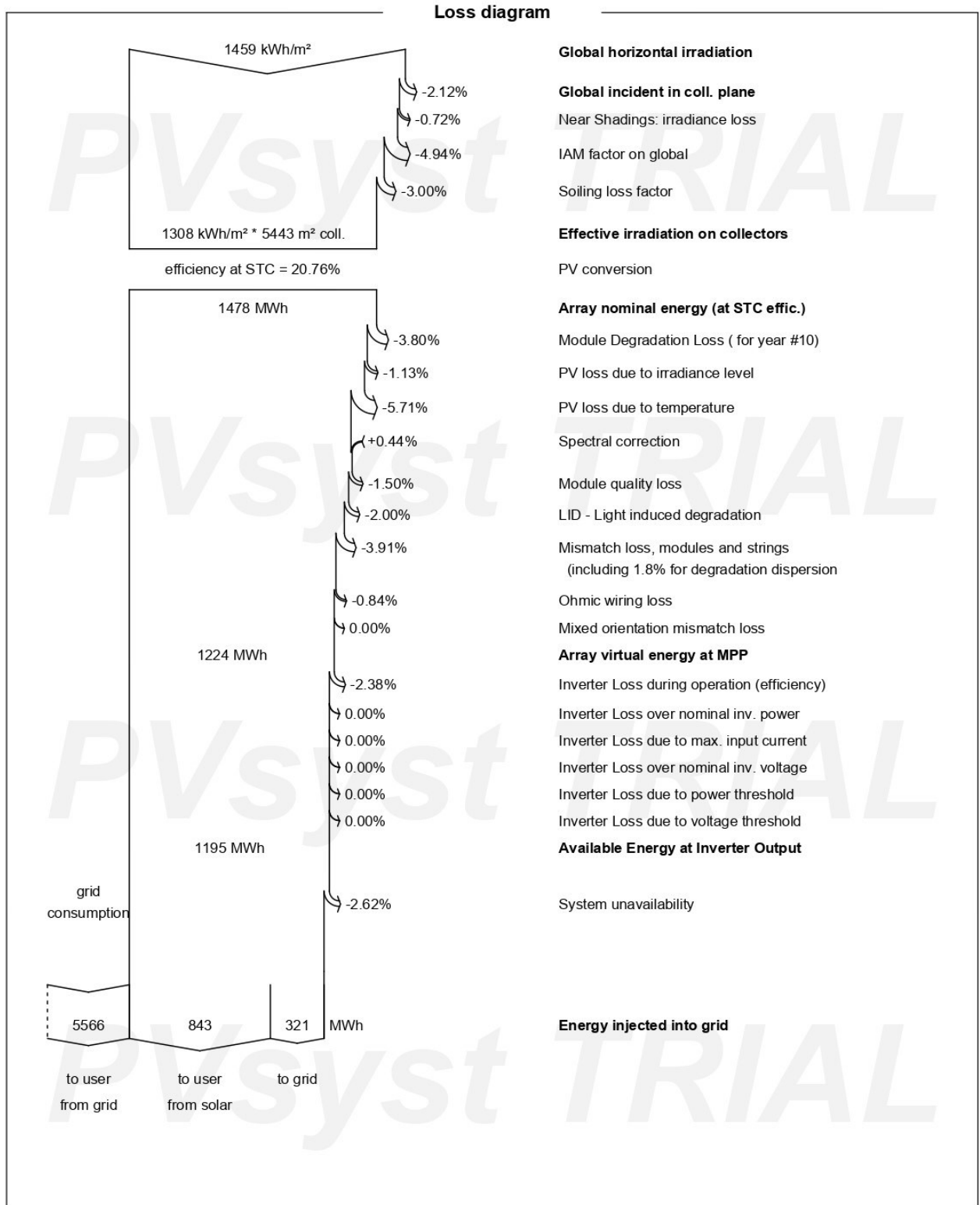


Figura 16: Diagramma delle perdite da PVsyst per impianto fotovoltaico dopo 10 anni

⁵ Il report dettagliato della simulazione di PVsyst è allegato nell'Appendice B

Si nota come l'energia prodotta dall'impianto e consumata dall'utente è così suddivisa:

- Direttamente consumata dall'utenza (843 MWh) che copre il 13.2% del carico
- Ceduta alla rete (321 MWh) per una quota pari al 27.6% dell'energia prodotta
- Comprata dalla rete per sopperire alla mancanza di energia prodotta dall'impianto (5566 MWh)

Il motivo per cui si è tenuto conto delle perdite di invecchiamento al decimo anno verrà spiegato nel capitolo successivo.

3.4. Conclusioni

Definendo le perdite e ricreando il sistema sul software *PVsys* si è riusciti a quantificare con elevato dettaglio la producibilità reale dell'impianto e a capire come vengono soddisfatti i consumi dell'utenza.

4. PREZZO BATTERIA AGLI IONI DI LITIO

4.1. Abstract

Si vogliono approfondire le diverse tipologie delle batterie al litio disponibili attualmente, valutando per ognuna sia pregi che difetti. Si prosegue con le previsioni economiche future per il 2030 e si definiscono i costi, forniti dall'azienda ESPE, per le batterie considerate.

4.2. Confronto diverse tecnologie

[6] L'*International Renewable Energy Agency (IRENA)* è un'organizzazione intergovernativa che, oltre a promuovere l'adozione e l'uso sostenibile delle energie rinnovabili, cerca di facilitare la cooperazione tra i diversi Paesi e l'avanzamento tecnologico in tali ambiti.

[7] Il report dell'*IRENA "Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030"* approfondisce i diversi tipi di storage, tra cui le batterie agli ioni di litio. Sebbene questi sistemi d'accumulo siano spesso discussi come un gruppo omogeneo, questo è lontano dalla realtà: le varie combinazioni di materiali utilizzati negli storage producono prestazioni, costi e caratteristiche di sicurezza uniche. La scelta della tipologia di batteria spesso si riferisce al desiderio di ottimizzare il sistema per soddisfare vari obiettivi prestazionali o operativi e tali considerazioni possono portare a una diversa selezione del materiale dell'elettrodo o dell'elettrolita. Ad esempio, alcuni storage possono essere progettati per applicazioni ad alta potenza o è richiesta un'elevata densità di energia, mentre per altre applicazioni l'obiettivo può essere quello di avere una lunga durata di vita o il minor costo possibile.

Alcune delle combinazioni di materiali agli ioni di litio che sono maggiormente utilizzate sono evidenziate nella figura 17. In tale figura vengono mostrate le combinazioni di materiali anodici e catodici, l'abbreviazione chimica, un'analisi qualitativa di alcune delle proprietà chiave tipiche per ogni tecnologia e anche alcuni loro vantaggi e svantaggi.

Key active material	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminium	lithium iron phosphate	lithium titanate
Technology short name	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cathode	$\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_{1-x-y}\text{O}_2$	LiMn_2O_4 (spinel)	LiNiCoAlO_2	LiFePO_4	variable
Anode	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$
Safety					
Power density					
Energy density					
Cell costs advantage					
Lifetime					
BES system performance					
Advantages	-good properties combination -can be tailored for high power or high energy -stable thermal profile -can operate at high voltages	-low cost due to manganese abundance -very good thermal stability -very good power capability	-very good energy and good power capability -good cycle life in newer systems -long storage calendar life	-very good thermal stability -very good cycle life -very good power capability -low costs	-very good thermal stability -long cycle lifetime -high rate discharge capability -no solid electrolyte interphase issues
Disadvantages	-patent issues in some countries	-moderate cycle life insufficient for some applications -low energy performance	-moderate charged state thermal stability which can reduce safety -capacity can fade at temperature 40-70°C	-lower energy density due to lower cell voltage	-high cost of titanium -reduced cell voltage -low energy density

Figura 17: Confronto delle proprietà chimiche, dei vantaggi e degli svantaggi per batterie Li-Ion

Si prosegue presentando brevi descrizioni delle sostanze chimiche più rilevanti in termini di commercializzazione e applicabilità al segmento di stoccaggio stazionario.

4.2.1. Litio nichel manganese cobalto-manganese ossido

Le celle al *nichel-manganese-cobalto* (NMC) sono una scelta comune per le applicazioni stazionarie e il settore della mobilità elettrica. Evoluzione del concetto di *LCO* (*litio-cobalto-ossido*), questi tipi di celle sono emersi dalla ricerca che, per ragioni di costo, mirava a combinare il cobalto con altri metalli meno costosi mantenendo la stabilità strutturale. È un materiale stratificato a struttura cristallina, è composto da parti uguali di nichel, cobalto e manganese ed infatti viene indicato come (1/1/1). Al fine di ridurre l'utilizzo del cobalto relativamente più costoso, pur mantenendo le prestazioni, i produttori hanno anche sviluppato batterie con una miscela NMC di cinque parti di nichel, tre parti di cobalto e due parti di manganese (5/3/2). Queste due combinazioni sono le più comunemente commercializzate, ma vengono anche realizzate da alcuni produttori celle NMC con un rapporto di 4/4/1. Il materiale del catodo NMC fornisce una buona combinazione di energia, potenza e durata del ciclo. Le celle NMC hanno una migliore stabilità termica rispetto alle celle LCO grazie al loro contenuto inferiore di cobalto.

Le celle al *litio-manganese-ossido (LMO)* hanno capacità di potenza elevate e hanno il vantaggio di fare affidamento sul manganese, che è circa cinque volte meno costoso del cobalto. La struttura cristallina delle celle *LMO* favorisce il flusso di ioni Li^+ che, a sua volta, fornisce alle *LMO* capacità di scarica ad alta corrente. Tuttavia, le celle *LMO* hanno prestazioni energetiche inferiori e solo proprietà moderate del ciclo di vita. Questi svantaggi possono avere un forte impatto sull'attrattiva per le applicazioni stazionarie e i sistemi d'accumulo. Infatti, in questi casi spesso si applica una miscela di celle *NMC* e *LMO*, poiché lo storage combinato *NMC-LMO* fornisce un equilibrio tra prestazioni.

4.2.2. Alluminio al litio cobalto

Come sviluppo dalle prime celle *LCO* si sono succeduti materiali catodici con la stessa struttura cristallina, ma che utilizzano nichel al posto del cobalto. Queste celle, basate sul litio-nichel-ossido, beneficiano di una maggiore densità di energia e di costi inferiori rispetto alle prime strutture al cobalto. Sfortunatamente hanno lo svantaggio che si possono verificare problemi di diffusione del litio, mentre la loro stabilità termica è paragonabile alle celle *LCO*. L'aggiunta di piccole quantità di alluminio ha mantenuto alcuni vantaggi e ha migliorato le proprietà di stabilità elettrochimica e termica. Questi progressi hanno portato all'ascesa delle batterie al *litio-cobalto-alluminio (NCA)* e al loro maggiore utilizzo nel mercato della mobilità (ad esempio nei veicoli elettrici di Tesla Motors). I sistemi d'accumulo basati su celle *NCA* tendono a fare affidamento su un catodo di nichel, cobalto e alluminio con un drogaggio di quest'ultimo del 5%. Le celle *NCA* e i loro storage presentano una densità di energia maggiore rispetto alle batterie *NMC* e l'ulteriore vantaggio che l'alluminio aumenta le prestazioni ed è più economico del cobalto.

Il funzionamento a voltaggio più elevato delle celle *NCA* porta alla degradazione degli elettroliti e la ricerca continua ad affrontare questa sfida. Se fosse superata con successo, potrebbe creare una maggiore presenza di sistemi d'accumulo basati su *NCA* in altre applicazioni oltre alla mobilità.

4.2.3. Litio ferro fosfato

La struttura cristallina del *litio-ferro-fosfato (LFP)* garantisce una migliore stabilità termica rispetto ad altre celle agli ioni di litio e, sebbene richiedano ancora sistemi di gestione a cella singola, le celle *LFP* possono essere commercializzate come "intrinsecamente sicure". La tecnologia possiede una capacità di potenza relativamente elevata, una lunga durata di vita e il vantaggio di un materiale

catodico economico e non tossico. Queste caratteristiche e la relativa bassa velocità di scarica rendono il sistema d'accumulo *LFP* una tecnologia molto interessante per applicazioni stazionarie.

L'uso di fosfato di ferro come materiale attivo nella batteria agli ioni di litio presenta lo svantaggio di diminuire sia la tensione della cella che la densità di energia ottenibile, a causa della minore conduttività elettrica e ionica della struttura del materiale.

L'obiettivo futuro è quello di ridurre tali impatti: per il miglioramento della conduttività delle particelle magari attraverso un rivestimento di carbonio, mentre per aumentare le prestazioni si potrebbe sfruttare il drogaggio di alcuni metalli (ad esempio vanadio o titanio).

4.2.4. Titanato di litio

Nonostante la grafite rimanga il materiale anodico più comune nelle celle agli ioni di litio, l'utilizzo della struttura del *titanato di litio (LTO)* sta guadagnando terreno grazie ad alcuni vantaggi rispetto alla grafite che potrebbero essere rilevanti per le applicazioni stazionarie. In particolare, le celle *LTO* mostrano vantaggi in termini di potenza e stabilità chimica, oltre ad una maggiore agilità ionica nella struttura *LTO* che consente una ricarica rapida (cioè un funzionamento ad alta velocità). Le celle *LTO* sono anche molto stabili termicamente negli stati di carica e scarica.

A causa del potenziale di riferimento più elevato del titanato rispetto alla grafite, la tensione della cella viene ridotta a circa 2-2.5 volt, abbassando così la sua massima densità di energia (sebbene sia superiore alle batterie al piombo acido e al nichel-cadmio). Nonostante il suo minore valore della densità di energia, *LTO* è intrinsecamente più sicuro rispetto ad altre tecnologie agli ioni di litio.

L'alto potenziale dell'anodo *LTO* previene i problemi relativi alla decomposizione del materiale elettrolitico, che possono provocare la crescita o la rottura dell'interfase dell'elettrolita solido, la tendenza a surriscaldarsi, la diminuzione di capacità e altri problemi di invecchiamento. Questi sono vantaggi significativi, poiché le problematiche dell'interfase dell'elettrolita solido, tipiche di tutte le altre tecnologie agli ioni di litio, rappresentano il loro principale svantaggio. Un altro vantaggio dell'alto potenziale dell'anodo *LTO* è che, anche a velocità elevate, non si verifica il rilascio di fibre microscopiche di litio (dendriti) che germogliano sulla superficie dell'anodo. Queste proprietà rendono *LTO* la tecnologia agli ioni di litio finora più duratura, facendole anche raggiungere un elevato numero di cicli di carica-scarica (si parla di circa 20000 cicli completi).

A causa del basso volume di produzione mondiale i prezzi di questa tecnologia rimangono piuttosto elevati.

4.3. Stato attuale

Le densità di energia attuali per le tecnologie più comuni delle celle agli ioni di litio variano da 200 Wh/L ad un massimo, per la configurazione *NMC/LMO*, di 735 Wh/L.

Le stime dei costi di installazione variano tra 473 e 1260 USD/kWh per i sistemi basati su *LTO* e tra 200 e 840 USD/kWh per le altre batterie. Il *DOD*, invece, varia tra l'80% e il 100%, mentre *RTE* delle tecnologie agli ioni di litio varia tra il 92% e il 96%.



Source: International Renewable Energy Agency.

Figura 18: Proprietà delle principali tecnologie Li-Ion nel 2016

4.4. Previsioni per il 2030

Il miglioramento della competitività dei sistemi di batterie agli ioni di litio richiederà una combinazione di sviluppi delle prestazioni e di riduzioni dei costi di installazione. Sebbene la riduzione dei costi di installazione sia una priorità, esistono diverse strade per raggiungere questo obiettivo dal punto di vista della produzione (ad es. economie di scala) e dal punto di vista tecnologico (come densità di energia più elevate che riducono l'uso dei materiali). Anche il raggiungimento di una maggiore durata di vita sta diventando sempre più importante, poiché è improbabile che a molte applicazioni future basti il potenziale delle batterie odierne. È ugualmente rilevante anche il miglioramento dell'efficienza del ciclo, così come gli sforzi per migliorare la stabilità cellulare per ottenere una maggiore profondità di scarica, perché renderebbe utilizzabile la percentuale più alta possibile della capacità di targa.

I miglioramenti materiali legati alla ricerca e sviluppo, oltre all'aumento dell'economia di scala nella produzione e nella distribuzione, porteranno ad una considerevole di riduzione dei costi delle

batterie agli ioni di litio nel 2030. Si prevede che i costi di installazione per le applicazioni su scala industriale diminuiranno da 200-1260 USD/kWh nel 2016 a 77-574 USD/kWh entro il 2030 (figura 19). La stima per tutte le tecnologie agli ioni di litio è di una diminuzione da 350-1050 USD/kWh nel 2016 a 145-574 USD/kWh entro il 2030. Si prevede che le *NCA*, le *NMC/LMO* e le *LFP* avranno tutte una riduzione di circa 80-340 USD/kWh e anche i loro costi saranno simili: le tecnologie *NMC* si attesteranno a 145 USD/kWh, le *NMC/LMO* a 167 USD/kWh e le *LFP*, con un valore leggermente superiore, a 224 USD/kWh. La tecnologia *LTO* dovrebbe rimanere più costosa con una stima di circa 480 USD/kWh, ma manterrà anche un vantaggio in termini di prestazioni rispetto alle altre batterie agli ioni di litio.

Complessivamente la proiezione dei costi di ciascuna di queste tecnologie tra il 2016 e il 2030 rappresenta un calo compreso tra il 54% e il 61% (figura 19).

La densità energetica dei sistemi d'accumulo dovrebbe oscillare tra i 200 e i 735 Wh/L entro il 2030, con il limite superiore dato dai sistemi combinati *NMC/LCO*.

Si prevede che *RTE* aumenterà di due punti percentuali da 92-96% nel 2016 a 94-98% nel 2030.

L'altro fattore che influenzerà l'efficienza complessiva e la competitività in termini di costi del sistema completo è il tasso di auto-scarica, che dovrebbe essere lo stesso del 2016 (con range tra il 0.05% e il 0.20%).

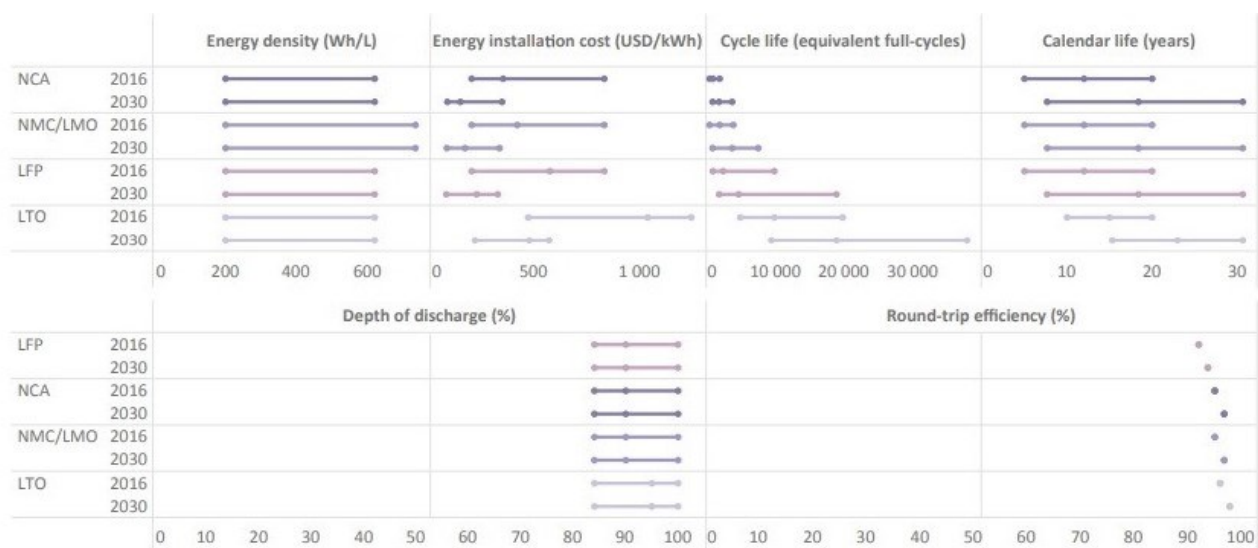


Figura 19: Confronto batterie Li-Ion 2016-2030

In termini di riduzione dei costi per i costi di installazione, si prevede che significativi cali provengano da una migliore tecnologia del catodo, grazie agli sforzi di ricerca sui materiali utilizzati (come l'utilizzo di materiali meno costosi, un loro utilizzo più efficiente, l'innovazione del processo

di doping, ...). Soluzioni innovative a maggiore densità di energia aumenteranno anche la capacità delle celle o consentiranno un utilizzo ridotto di materiale per la stessa capacità.

Altri materiali, legati alla connessione delle celle o dei moduli e all'assemblaggio del pacco, vedranno anche loro una riduzione dei costi grazie alla maggior densità di energia delle batterie, alle economie di scala o all'aumento dei volumi di distribuzione e di produzione.

4.4.1. Previsioni LFP

Il percorso futuro per la riduzione dei costi è alquanto incerto e i risultati dovrebbero essere trattati con cautela, dato che molto dipende dagli sforzi di ricerca e sviluppo, dai miglioramenti della produzione, dalla concorrenza nella catena di approvvigionamento, ...

Il contributo relativo alla riduzione complessiva di ogni componente di costo delle batterie LFP è presentato nella figura 20.

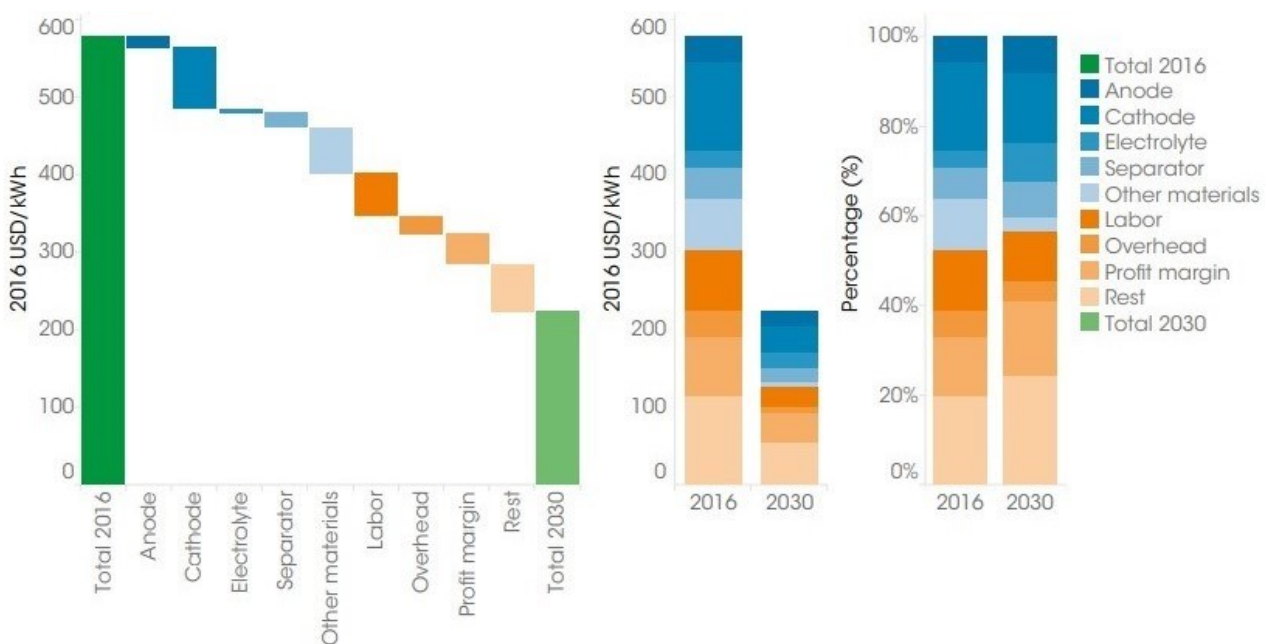


Figura 20: Previsione per le batterie LFP

Il costo del lavoro dipende molto dall'ubicazione, tuttavia si prevede che ci sarà una tendenza generale verso una maggiore automazione, poiché il mercato dei sistemi d'accumulo diventerà un'economia di scala e la competizione si intensificherà. Si sottolinea anche il contributo dei materiali al costo totale delle batterie LFP dovrebbe diminuire dal 47% nel 2016 al 43% entro il 2030. Il costo complessivo per questa tecnologia dovrebbe passare dai 577.5 USD/kWh del 2016 ai 224 USD/kWh del 2030.

4.5. Valori considerati

I valori considerati in questo studio provengono dal preventivo ipotizzato dall'azienda ESPE per una batteria LFP e sono i seguenti:

- *Capital cost (costo di installazione)*: 170000 € per ogni rack (914 €/kWh \approx 1006 \$/kWh)
- *Replacement cost (costo di sostituzione)*: 50000 € per ogni rack
- *O&M (Operations and Maintenance)*: 1000 € per ogni rack all'anno

Tali valori risultano molto discordanti rispetto a quanto presentato nello studio dell'ente *IRENA* e i motivi sono i seguenti:

- Lo studio condotto dall'*IRENA* è una stima ottenuta dai dati degli impianti realizzati globalmente nel 2016. Per i sistemi d'accumulo i costi sono molto difficili da valutare con esattezza, poiché essi variano fortemente in base alla progettazione, all'applicazione e al dimensionamento dello storage.
- Nel 2022 la richiesta per la realizzazione di impianti fotovoltaici con accumulo è fortemente aumentata, grazie sia agli incentivi statali che alla crisi energetica derivante dall'instabilità geo-politica dei fornitori dei combustibili fossili. La conseguenza di tale cambiamento ha comportato una notevole imprevedibilità del mercato attuale e ha provocato un'ulteriore difficoltà nel reperimento dei sistemi d'accumulo (basti pensare che per la batteria presa in considerazione si sia passati da costi di installazione pari a 170000 € a marzo 2022 a 185000 € dopo solo due mesi).

4.6. Conclusioni

Sono state descritte nel dettaglio le diverse tecnologie agli ioni di litio e si sono fatte delle previsioni future sull'andamento di ognuna di esse. Per le batterie *LFP*, essendo quelle utilizzate nel caso studio, si è voluto approfondire l'andamento di ogni componente di costo.

Sono stati definiti i prezzi che verranno utilizzati nell'analisi economica e il motivo dell'imprevedibilità sia attuale che futura di questo componente dell'impianto.

5. PREZZO ENERGIA ELETTRICA

5.1. Abstract

In questo capitolo verrà approfondito il prezzo dell'energia elettrica che verrà usato nell'analisi economica del caso studio.

5.2. Inquadramento normativo

Nel corso degli anni per regolamentare ed incentivare le fonti rinnovabili, le autorità hanno sviluppato alcune direttive ad hoc per queste fonti di energia. Queste normative hanno proposto nuove configurazioni per avvantaggiare economicamente gli impianti rinnovabili rispetto agli impianti convenzionali a combustibili fossili.

Si inizia questo excursus partendo dal "*Testo Integrato delle Disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per la Regolazione dei Sistemi di Produzione e Consumo - allegato A*" [8], dove vengono definite diverse configurazioni. Il *Gestore dei Servizi Energetici (GSE)* [9] definisce *Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC)* come un'attività di auto-provvigionamento elettrica, quell'impianto allacciato alla rete pubblica, realizzando così il sistema di produzione di energia elettrica e la relativa utenza direttamente collegata, non tenendo quindi conto dell'attività di trasmissione o di distribuzione.

La configurazione *SSPC* comprende al suo interno diverse tipologie di impianti. Si inizia distinguendo i Consorzi e le Cooperative storiche dotate di rete propria dagli *Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)*. La seconda tipologia è suddivisa ulteriormente a sua volta:

- Sistemi di *Scambio sul Posto* di tipo *A* o *B* (*SSP-A, -B*);
- *Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)*;
- *Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza di tipo A, B, C o D (SESEU-A, -B, -C e -D)*;
- *Altri Sistemi di Auto Produzione (ASAP)*;
- *Altri Sistemi Esistenti (ASE)*.

Il caso preso in esame ricade nei primi due gruppi, poiché si sta realizzando un nuovo impianto. Il *GSE* ritiene impianti con fonti rinnovabili con potenza installata inferiore a 20 kW sistemi in regime Scambio sul Posto *SSP-A*; mentre per gli altri sistemi con Scambio sul Posto si ricade in *SSP-B*.

Per approfondire tale aspetto il GSE ha realizzato il documento "*Servizio di scambio sul posto-regole tecniche*" [10]. In tale report vengono enunciate tutte le limitazioni in ambito tecnico e normativo per poter ricadere nel contratto del tipo Scambio sul Posto. In questa configurazione la rete elettrica viene ritenuta come un sistema di accumulo virtuale per incentivare l'autoconsumo in loco, così da permettere il consumo in un secondo momento dell'energia prodotta. La limitazione principale consiste nella presenza di un'utenza collegata tramite un solo punto alla rete. Altre limitazioni riguardano la potenza dell'impianto:

- Per impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio in data precedente al 31/12/2007, la potenza non deve superare i 20 kW;
- Per impianti alimentati da energie rinnovabili fino al 31/12/2014 il limite di potenza è fissato a 200 kW;
- Per impianti cogenerativi ad alto rendimento il limite è 200 kW;
- Per impianti definiti come ASSPC si può raggiungere al massimo i 500 kW.

Nel 2013 la delibera 578/2013/R/eel [8] ha regolamentato i *Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)*. Anche in questo caso uno dei maggiori discriminanti riguarda la data di entrata in esercizio dell'impianto: per gli impianti precedenti al 1° febbraio 2016 il limite di potenza installata è 20 MW, mentre non c'è alcuna limitazione per sistemi successivi. Tali impianti possono essere alimentati da fonti rinnovabili o da sistemi cogenerativi ad alto rendimento collegati ad una sola unità di consumo, ma la particolarità è che essi possono essere gestiti da un produttore anche diverso dall'utenza.

Nel documento "*Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) - Guida operativa*" [11] viene precisato che le due configurazioni appena spiegate possono essere intercambiate l'una con l'altra: un sistema *SEU* può diventare della categoria a Scambio sul Posto nel caso in cui l'impianto rispetti tutte le limitazioni previste per i sistemi *SSP*.

Nel documento del GSE "*Modalità operative per il riconoscimento dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo relative ai meccanismi di incentivazione e sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica*" [12] vengono spiegate le regole economiche legate alle configurazioni Scambio Sul Posto. Infatti, ci sono due diverse quote annue, una fissa e l'altra variabile, oltre al prezzo derivante da ogni punto di connessione tra l'impianto e la rete.

La tabella seguente riassume le quote richieste al produttore in base alla potenza installata:

Potenza impianto [kW]	Corrispettivo fisso [€/anno]	Corrispettivo variabile [€/kW]
<3	0	0
3<P<20	30	0
20<P<500	30	1

Tabella 8: Imposta Scambio sul Posto

Si possono trovare tra le diverse direttive anche altre formule che permettono uno scambio vantaggioso con la rete dell'energia in eccesso prodotta dall'impianto. Negli ultimi anni si sta sempre più affermando quella del Ritiro Dedicato che risulta compatibile anch'essa con i sistemi SEU.

La direttiva del GSE che approfondisce questa formula è "Ritiro Dedicato dell'energia elettrica - Conguaglio a Prezzi Minimi Garantiti - Tariffa Onnicomprensiva - Modalità e condizioni tecnico-operative - Disposizioni Tecniche di Funzionamento" [13], dove vengono riassunti gli aspetti principali. La formula del Ritiro Dedicato, in vigore dal 2008, prevede la possibilità di vendere alla rete l'energia elettrica in eccesso, ad un prezzo fisso per kWh. Per aderire a tale convenzione, il produttore dovrà pagare una quota annua per coprire gli oneri di gestione, di verifica e di controllo in base alla potenza e alla fonte di produzione di energia dell'impianto. La tabella seguente illustra tutte le possibili diverse quote richieste al produttore:

	Potenza impianto [kW]			Massimale [€/anno]
	1<P<20 0 [€/kW]	20<P<200 [€/kW]	P>200 [€/kW]	
<i>Solare</i>	0.7	0.65	0.6	10000
<i>Eolico</i>	0.9	0.8	0.7	10000
<i>Idraulica</i>	1.1	0.9	0.8	10000
<i>Altro</i>	1.2	1	0.9	10000

Tabella 9: Tariffe ritiro dedicato

Per conoscere il prezzo che il GSE pagherà al produttore per l'energia immessa bisogna tenere conto di altri parametri. Le tariffe variano in base all'incentivazione o meno, all'alimentazione oppure alla potenza dell'impianto: per impianti a fonte rinnovabile il limite di potenza è 1 MW (non incentivati), 100 kW per impianti fotovoltaici incentivati, oppure 500 kW per idroelettrici incentivati. Le autorità definiscono annualmente la tariffa, denominata *Prezzi Minimi Garantiti (PMG)*, che verrà pagata al produttore.

Per gli altri casi che non ricadono nelle categorie precedenti si sfrutta il *Prezzo Zonale Orario (PZO)*.

5.2.1. Prezzo Unico Nazionale (PUN)

L'impianto considerato ricade nell'ultimo caso appena esposto, il *Prezzo Zonale Orario*.

Tale prezzo considera l'andamento del mercato dell'energia elettrica, quindi dipende strettamente dall'ora di immissione dell'energia nella rete e dalla zona in cui opera l'impianto.

[14] L'andamento del *Prezzo Zonale Orario* è consultabile sul sito del *Gestore dei Mercati Energetici (GME)*, variando di ora in ora il prezzo risulta molto volatile.

Il *Prezzo Zonale Orario* può essere ben approssimato con il *Prezzo Unico Nazionale (PUN)*.

Infatti, il *PUN* è definito come la media dei prezzi zionali del *Mercato del Giorno Prima (MGP)* ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere.

Per l'energia elettrica venduta in eccesso alla rete si farà quindi riferimento al valore annuale del *PUN* preso dalla sezione *Statistiche* del *GME*:

Anno	PUN [€/MWh]
2016	42.78
2017	53.95
2018	61.31
2019	65.10
2020	38.92
2021 Semestre 1	72.01
2021 Semestre 2	178.91

Tabella 10: Andamento Prezzo Unico Nazionale (PUN) in €/kWh

Per l'anno 2021 si è diviso il valore del *PUN* in due semestri così da avere il medesimo punto di riferimento dello studio condotto da *Aurora Energy Research* nel prossimo paragrafo.

5.3. Previsioni future al 2030

[15] *Aurora Energy Research* è la più grande azienda dedicata all'analisi del mercato energetico in Europa. Nel report pubblicato ad ottobre 2021 basato sui dati del primo semestre dello stesso anno, vengono riportate le previsioni dell'andamento di prezzo della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica (*wholesale electricity prices*) per ogni Stato appartenente all'Unione Europea (e anche per l'intera UE) in base ai target europei per le rinnovabili al 2030.

5.3.1. Panoramica e definizione degli scenari

Gli scenari futuri considerati nello studio di *Aurora Energy Research* sono due:

- *Scenario pessimistico*: i governi dell'Unione non riescono a superare gli ostacoli esistenti alla diffusione delle energie rinnovabili e rallentano i tempi di dismissione delle centrali a carbone (*phase out*)
- *Scenario target*: le barriere presenti vengono superate e le quote di generazione di energia elettrica da tali fonti raggiungono un livello in linea con i target europei

5.3.2. Previsioni per l'Europa

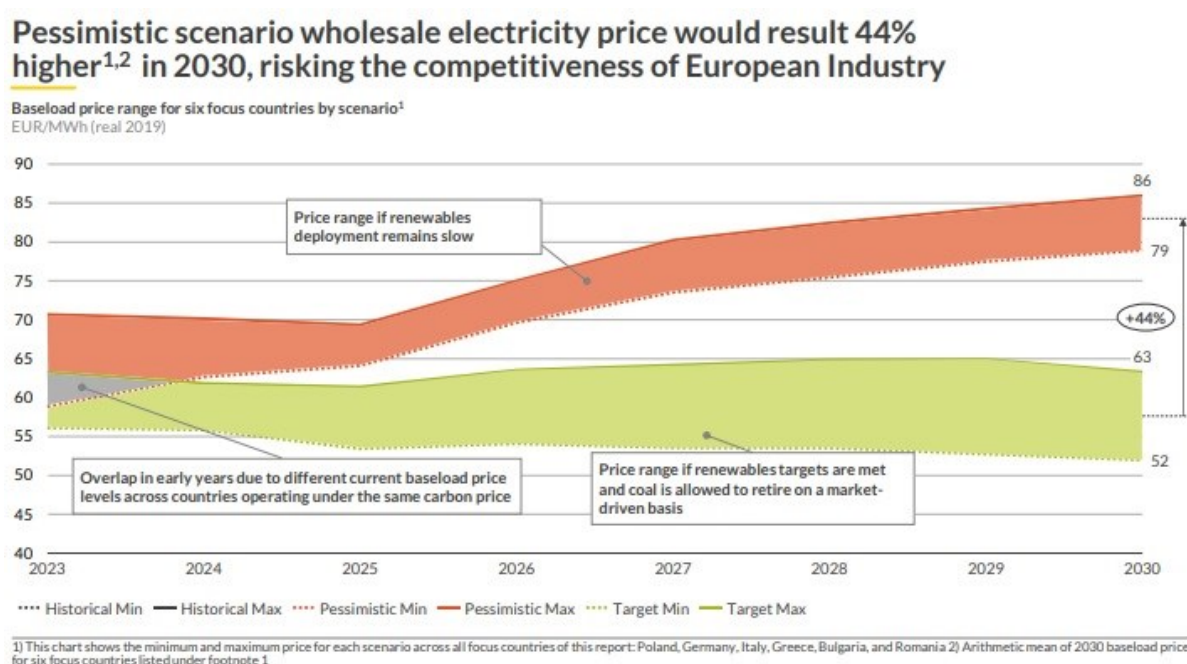


Figura 21: Previsione prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per sei Paesi dell'UE

I sei Paesi considerati nella precedente figura sono: Polonia, Germania, Italia, Bulgaria, Grecia e Romania.

Lo *scenario target* descrive un mondo in cui i singoli governi soddisfano gli obiettivi dell'UE in materia di emissioni del settore energetico nel 2030. In termini di mix energetico, lo scenario presuppone una quota di generazione da fonti rinnovabili aggregata al livello dell'Unione che è in linea con gli obiettivi delineati e fa dell'eolico e del solare le fonti di gran lunga dominanti per la produzione di elettricità, ed implica una quasi completa uscita dalla dipendenza dal carbone nel 2030, che sarà più rapida di quanto concordato nei regolamenti esistenti. In questo scenario, la quota di energia rinnovabile della produzione netta raggiungerà circa il 66% con il 47% data solo dal solare e

dall'eolico (onshore e offshore), mentre la quota combinata di carbone e di lignite si riduce al di sotto del 3%.

Anche nello *scenario pessimistico* l'UE raggiunge l'obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030 secondo i target. Tuttavia, si prevede un impiego più contenuto delle energie rinnovabili, poiché i governi non consentono alle centrali a carbone di venire dismesse prima della loro fine vita tecnica oppure a causa delle politiche meno ambiziose dell'indipendenza dal carbone. Nonostante le maggiori capacità installate del carbone, la produzione da tale combustibile sarebbe simile ai livelli dello scenario target nel 2030 con la principale differenza in questo scenario di un ritardo nella produzione delle rinnovabili, causata da una maggior quantità di centrali elettriche a gas naturale necessarie per soddisfare la domanda complessiva di energia. Come motivazione alla base di un'implementazione più lenta delle energie rinnovabili, si presume che i governi non riescano a superare gli attuali ostacoli all'implementazione accelerata delle energie rinnovabili. Per esempio, i continui ritardi nell'espansione della rete e nelle autorizzazioni, l'opposizione locale allo sviluppo delle fonti rinnovabili (come parchi eolici onshore e offshore, ma anche la costruzione di impianti solari su terreni agricoli), nonché scarsi finanziamenti dovuti dalla minore fiducia degli investitori (ad esempio nell'Europa sudorientale).

5.3.3. Previsioni per l'Italia

Per quanto riguarda l'Italia la capacità installata e la generazione elettrica sarebbe così suddivisa in base ai due diversi scenari:

Italian RES share could more than double to 62% in 2030, sustained RES barriers would lead to a generation share of >45% for imported natural gas

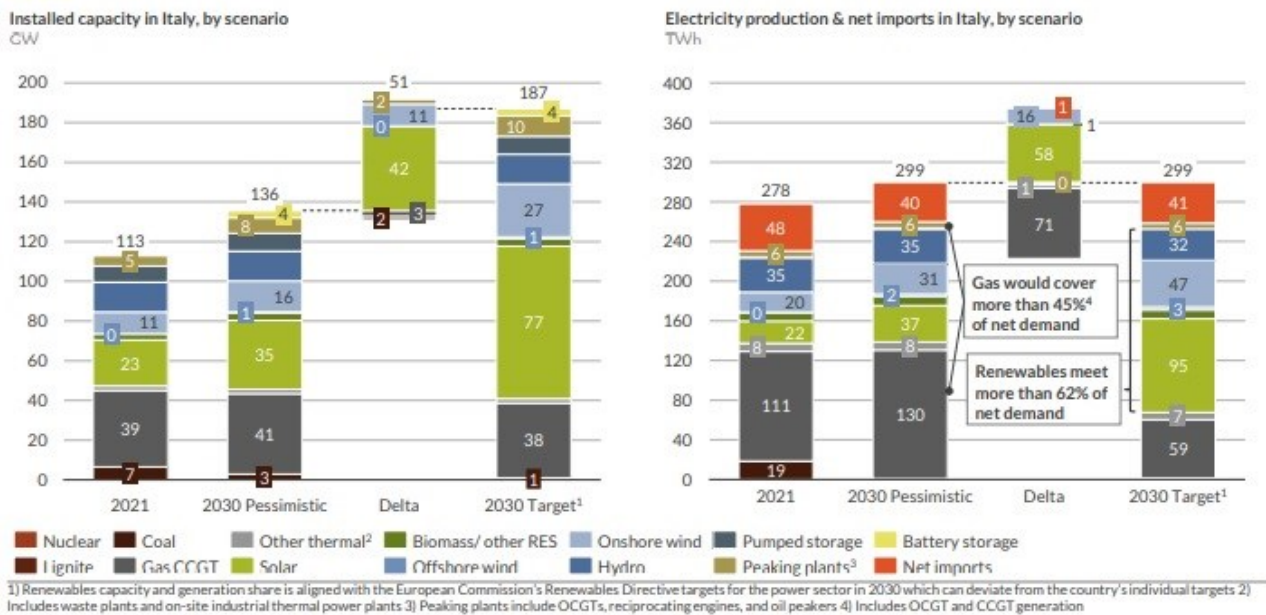


Figura 22: Previsione capacità e generazione energetica per l'Italia

Se l'Italia non riuscisse a sostenere le energie rinnovabili e a superare le barriere di diffusione esistenti, ciò porterebbe ad un ulteriore aumento della dipendenza del Paese dal gas naturale nel settore elettrico passando dal 43% della domanda netta nel 2021 a circa il 45% nel 2030.

Si manterrebbe o addirittura si aumenterebbe così il rischio per il Paese di essere influenzato negativamente dalla futura volatilità dei prezzi del gas naturale come si è visto durante la carenza di forniture dall'autunno 2021.

Se l'Italia consentisse lo sviluppo di energie rinnovabili in linea con le quote di generazione previste dalla direttiva sulle rinnovabili della Commissione europea, ciò consentirebbe:

- *di dimezzare la dipendenza italiana dal gas naturale nel settore elettrico*: la quota della domanda netta soddisfatta dagli impianti di gas naturale sarebbe ridotta da oltre il 42% nel 2021 a poco più del 20% nel 2030 e ridurrebbe significativamente l'esposizione del mercato elettrico italiano alla volatilità dei prezzi del gas naturale

- *La produzione intermittente da fonti rinnovabili raggiungerebbe un totale di 144 TWh: più di tre volte superiore ai livelli attuali, coprendo un totale del 67% della domanda netta (dopo l'aggiunta della produzione idroelettrica e da biomasse, totale 185 TWh)*
- *Le importazioni di energia elettrica scenderebbero leggermente da 48 TWh a circa 40 TWh in entrambi gli scenari: per la maggiore produzione da gas naturale (scenario pessimistico) o da fonti rinnovabili (scenario target).*

Italian wholesale electricity price could fall by 22% until 2030 with high renewables build-out, government inaction would lead to a further 20% rise

Italian wholesale electricity price, by scenario
EUR/MWh (real 2019)

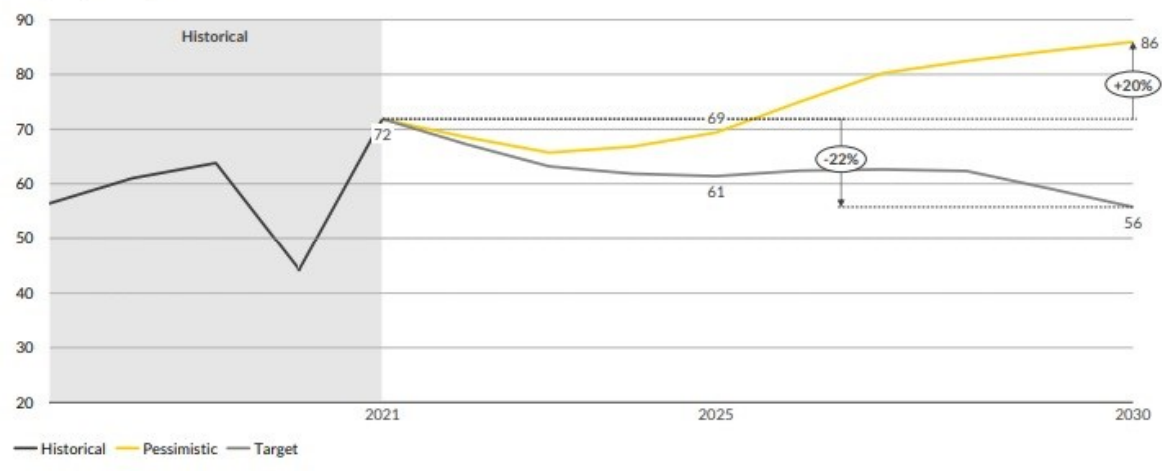


Figura 23: Previsione prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per l'Italia

Risultati del prezzo dell'elettricità all'ingrosso:

- I prezzi all'ingrosso sono superiori del 54% nel 2030 nello scenario pessimistico rispetto ai livelli osservati nelle ipotesi dello scenario target
- Rispetto ai prezzi di metà 2021, i prezzi all'ingrosso dell'elettricità all'ingrosso dello scenario target risulteranno inferiori del 22%, contrariamente a un aumento del 20% nello scenario pessimistico con più gas naturale e meno produzione da fonti rinnovabili
- La differenza tra i prezzi del 2021 e i prezzi dello scenario target nel 2030 sarebbe ancora più pronunciata rispetto ai livelli dei prezzi osservati nell'ottobre 2021, guidati dalla carenza di approvvigionamento di gas naturale in Europa

5.4. Dati EUROSTAT

[16] L'*EUROSTAT* è l'ufficio statistico dell'Unione Europea responsabile della pubblicazione di statistiche e di indicatori di qualità a livello europeo per consentire confronti fra paesi e regioni.

Sfruttando la sezione *Statistiche* nel database dei dati storici si possono trovare per ogni Paese *UE* i prezzi dell'energia elettrica con tasse incluse per consumatori non-domestici.

L'utenza dell'impianto preso in esame ha un consumo annuo di circa 6000 MWh, per cui i dati considerati sono i seguenti:

Anno	Semestre	Prezzo semestrale [€/MWh]	Prezzo annuale [€/MWh]
2016	I	157.2	159.15
	II	161.1	
2017	I	150.8	149.7
	II	148.6	
2018	I	133.5	135.1
	II	136.7	
2019	I	158.7	158.1
	II	157.5	
2020	I	143.7	145.3
	II	146.9	
2021	I	165.4	172.9
	II	180.5	

Tabella 11: Prezzo energia elettrica per consumatore non-domestico tra 2000 e 20000 MWh

5.5. Valori considerati

I prezzi dell'energia elettrica prelevata e venduta considerati sono i seguenti:

- *Prezzo target dal report dell'Aurora Energy Research:* pari a 56 €/MWh, che è simile al valore PUN del 2017, quindi:
 - 56 €/MWh venduta (Aurora Energy Research)
 - 149.7 €/MWh prelevata (EUROSTAT-2017)

Si nota che una riduzione del 22% del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica (riferimento 72.01 €/MWh) corrisponde ad una diminuzione del 9.5% dell'energia prelevata (riferimento 165.4 €/MWh).

- *Prezzo pre-COVID:*
 - 65.10 €/MWh venduta (PUN-2019)
 - 158.1 €/MWh prelevata (EUROSTAT-2019)
- *Prezzo riferimento dal report dell'Aurora Energy Research:*
 - 72.01 €/MWh venduta (PUN-2021 Semestre I)
 - 165.4 €/MWh prelevata (EUROSTAT-2021 Semestre I)
- *Prezzo pessimistico dal report dell'Aurora Energy Research:*
 - 86 €/MWh venduta (Aurora Energy Research)
 - 181.1 €/MWh prelevata (Calcolata)

Il prezzo dell'energia prelevata è stato ottenuto maggiorando il valore di riferimento del 9.5%, poiché il prezzo dell'energia all'ingrosso è aumentato del 20% rispetto al riferimento.

I prezzi sono stati ipotizzati costanti durante tutta la vita dell'impianto fotovoltaico.

5.6. Conclusioni

Nei capitoli successivi, quando si tratterà più nel dettaglio il caso studio e si studierà l'analisi economica complessiva, sarà fondamentale avere ben chiari gli argomenti presentati in questo capitolo e la scelta dei prezzi dell'energia elettrica.

6. HOMER PRO

6.1. Abstract

[17] *HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources)* è un software sviluppato dal *National Renewable Energy (NREL)*, USA. Lo scopo del programma è ottimizzare, sia dal punto di vista ingegneristico che economico, reti connesse alla rete elettrica o stand alone.

È stata analizzata la struttura dell'impianto per definire la quantità e la presenza di tutti i suoi componenti in base agli input economici, effettuando molteplici simulazioni. Inoltre, si è eseguita un'analisi di sensitività per avere diverse previsioni in base all'andamento del prezzo dell'energia elettrica.

6.2. Gli input necessari

In questo paragrafo vengono descritti tutti gli input, relativi al caso studio, inseriti in *HOMER Pro*.

6.2.1. Carico elettrico

HOMER Pro dà la possibilità di caricare direttamente i valori del carico da un file csv. La seguente figura mostra i valori mensili del carico considerato:

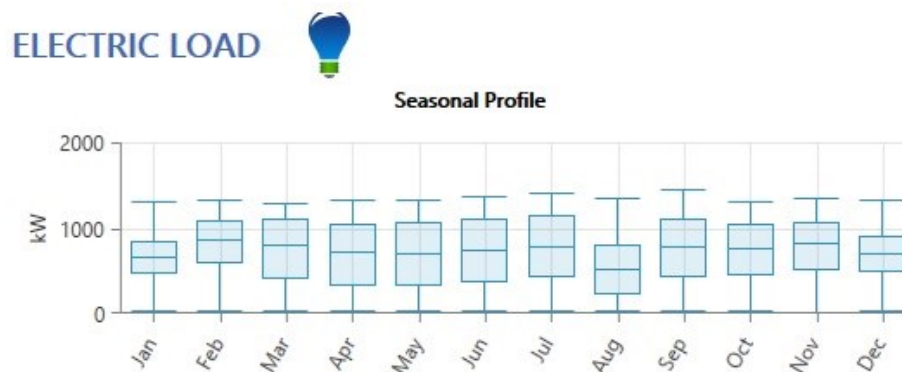


Figura 24: Carico mensile dell'utenza

Si può notare come il carico nel mese di agosto sia molto inferiore rispetto al valore medio annuale, probabilmente per inattività dell'industria.

6.2.2. Impianto fotovoltaico

Il software fornisce anche la possibilità di caricare file da altri programmi, tra cui anche *PVsyst*.

Si sono caricati i risultati dello scorso capitolo:

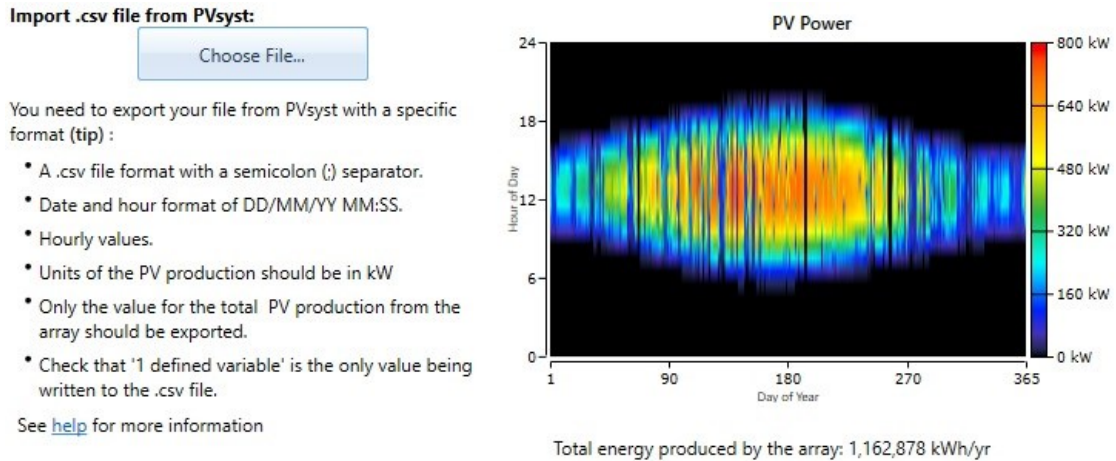


Figura 25: Dati produzione impianto fotovoltaico importati da *PVsyst*

Sono stati impostati anche i valori economici forniti da ESPE per la realizzazione dell'intero impianto nell'apposita interfaccia:

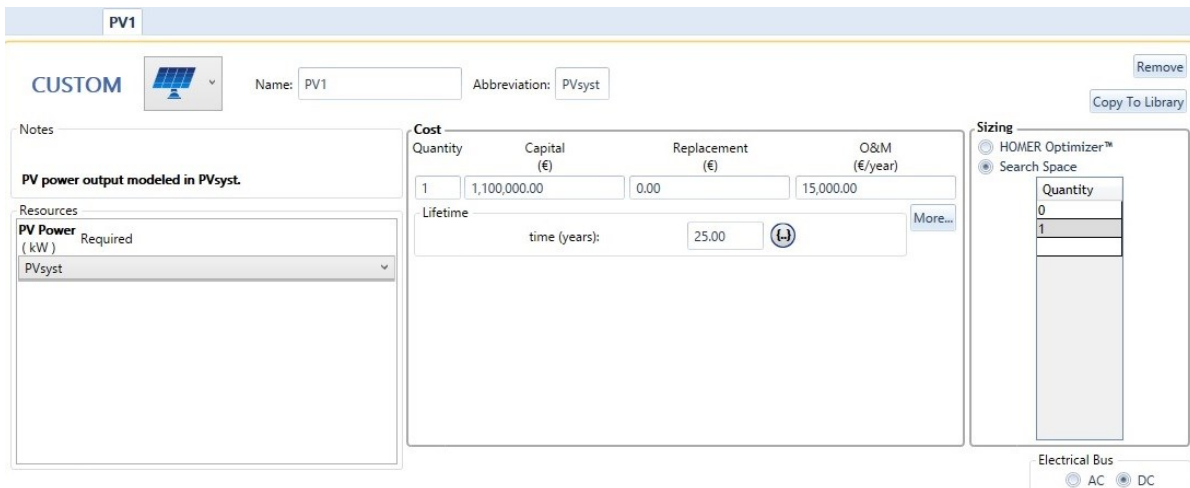


Figura 26: Impianto fotovoltaico su *HOMER Pro*

Il tempo di vita garantito per i pannelli solari è di 25-30 anni. Per essere conservativi, si è impostata una durata di vita di 25 anni. Durante questo periodo, i pannelli perdono efficienza, per tale motivo i risultati di *PVsyst* tenevano conto di una perdita del 0.380% annuo che riportati al decimo anno risultano essere 3.8%. Non è stato possibile inserire il trend annuale sulla sezione “multi-year” di *Homer Pro*, poiché i dati della produzione sono stati caricati da *PVsyst*.

6.2.3. Batterie elettriche

Per l'accumulo è stata creato un modello di batteria basandosi sul datasheet del componente reale, mentre per la parte economica sono stati inseriti i valori forniti da ESPE:

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	170,000.00	50,000.00	1,000.00

Properties
Idealized Battery Model
Nominal Voltage (V): 666
Nominal Capacity (kWh): 186
Nominal Capacity (Ah): 280
Roundtrip efficiency (%): 94
Maximum Charge Rate (A/Ah): 0.5
Maximum Charge Current (A): 140
Maximum Discharge Current (A): 140
[NEC's DSS Data Sheet](#)

Cost
Quantity: 1
Capital (€): 170,000.00
Replacement (€): 50,000.00
O&M (€/year): 1,000.00
Lifetime
time (years): 10.00
throughput (kWh): 849,996.00

Sizing
 HOMER Optimizer™
 Search Space
 Advanced

Site Specific Input
String Size: 1 Voltage: 665.6 V
Initial State of Charge (%): 100.00
Minimum State of Charge (%): 5.40
 Minimum storage life (yrs): 5.00

Figura 27: Sistema di accumulo su HOMER Pro

Si nota che la carica minima è stata impostata al 5.4% e non al valore di targa (questo aspetto verrà spiegato nel capitolo successivo nei risultati della batteria).

6.2.4. Rete elettrica

HOMER Pro permette di aggiungere il modulo della rete elettrica per connettersi ad essa, sia per prelevare che per vendere energia.

ADVANCED GRID
Name: Grid Abbreviation: Grid
Simple Rates Real Time Rates Scheduled Rates Grid Extension
Grid
Parameters Emissions
Simple Rates
Grid Power Price (€/kWh): 0.150
Grid Sellback Price (€/kWh): 0.056
Net Metering
 Net purchases calculated monthly.
 Net purchases calculated annually.

Figura 28: Rete elettrica in HOMER Pro

Si è eseguita un'analisi di sensibilità sui prezzi per prelevare e vendere energia con i valori trovati nel capitolo 5:

- *Prezzo target dal report dell'Aurora Energy Research:*
 - 0.056 €/kWh venduta
 - 0.150 €/kWh prelevata
- *Prezzo pre-COVID:*
 - 0.065 €/kWh venduta
 - 0.158 €/kWh prelevata
- *Prezzo riferimento dal report dell'Aurora Energy Research:*
 - 0.072 €/kWh venduta
 - 0.165 €/kWh prelevata
- *Prezzo pessimistico dal report dell'Aurora Energy Research:*
 - 0.086 €/kWh venduta
 - 0.181 €/kWh prelevata

6.2.5. Inverter

Come converter è stato inserito un componente ideale in quanto le perdite derivanti da esso erano già state calcolate su PV_{syst} e i parametri economici sono già stati inseriti nei pannelli fotovoltaici.

6.2.6. Controller

Il controller è un componente in *HOMER Pro* che permette di decidere come si comporta il sistema durante la simulazione. Ogni controller ha un suo algoritmo e una sua logica di dispacciamento. Per il sistema proposto, vengono lasciati i controller attivi di default: *Cycle Charging* e *Load Following*. Il primo indica ai generatori, qualora fossero presenti, di lavorare alla capacità massima quando richiesti, e il surplus di energia viene usato per caricare le batterie. Il secondo indica ai generatori di funzionare per soddisfare solo la domanda. Il programma esegue le simulazioni con tutti e due i controller e sceglie la migliore da utilizzare per ottimizzare i risultati.

6.2.7. Schema del sistema

In figura 29 è rappresentato lo schema del sistema energetico proposto. Le frecce indicano le connessioni con le linee di corrente alternata (AC) e continua (DC), e il verso delle frecce indica banalmente la direzione dell'energia. L'unico modulo ad avere la sola freccia entrante è quello della domanda elettrica (*Electric Load #1*), mentre la rete e i pannelli fotovoltaici hanno frecce solo uscenti. Il converter e le batterie hanno la doppia freccia: l'inverter serve da tramite per l'energia in corrente continua prodotta dai pannelli e le batterie, mentre le batterie funzionano sia da accumulatori che da generatori.

Il tempo dell'analisi del sistema è stato impostato pari a 25 anni, che è la durata di vita dell'impianto fotovoltaico.

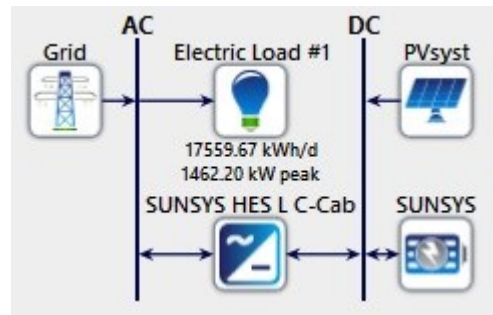


Figura 29: Schema del sistema

6.3. Risultati delle simulazioni

In questo paragrafo vengono analizzati i risultati delle simulazioni del caso studio con l'impianto proposto.

6.3.1. Sensitività

Sensitivity		Architecture				Cost				System		PVsyst		
Power Price (€/kWh)	Sellback Rate (€/kWh)	PVsyst	SUNSYS	Grid (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (€)	Production (kWh/yr)	O&M Cost (€/yr)
0.150	0.0560	1.00		999,999	CC	€17.3M	€0.132	€830,915	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.150	0.0651	1.00		999,999	CC	€17.3M	€0.131	€828,016	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.150	0.0720	1.00		999,999	CC	€17.2M	€0.131	€825,816	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.150	0.0860	1.00		999,999	CC	€17.1M	€0.130	€821,360	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.158	0.0560	1.00		999,999	CC	€18.2M	€0.139	€877,698	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.158	0.0651	1.00		999,999	CC	€18.2M	€0.138	€874,800	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.158	0.0720	1.00		999,999	CC	€18.1M	€0.138	€872,599	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.158	0.0860	1.00		999,999	CC	€18.0M	€0.137	€868,144	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.165	0.0560	1.00		999,999	CC	€19.0M	€0.145	€918,355	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.165	0.0651	1.00		999,999	CC	€19.0M	€0.144	€915,457	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.165	0.0720	1.00		999,999	CC	€18.9M	€0.144	€913,256	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.165	0.0860	1.00		999,999	CC	€18.8M	€0.143	€908,801	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.181	0.0560	1.00		999,999	CC	€20.7M	€0.158	€1.01M	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.181	0.0651	1.00		999,999	CC	€20.7M	€0.157	€1.00M	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.181	0.0720	1.00		999,999	CC	€20.6M	€0.157	€1.00M	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000
0.181	0.0860	1.00		999,999	CC	€20.6M	€0.156	€996,242	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000

Figura 30: Sensitività

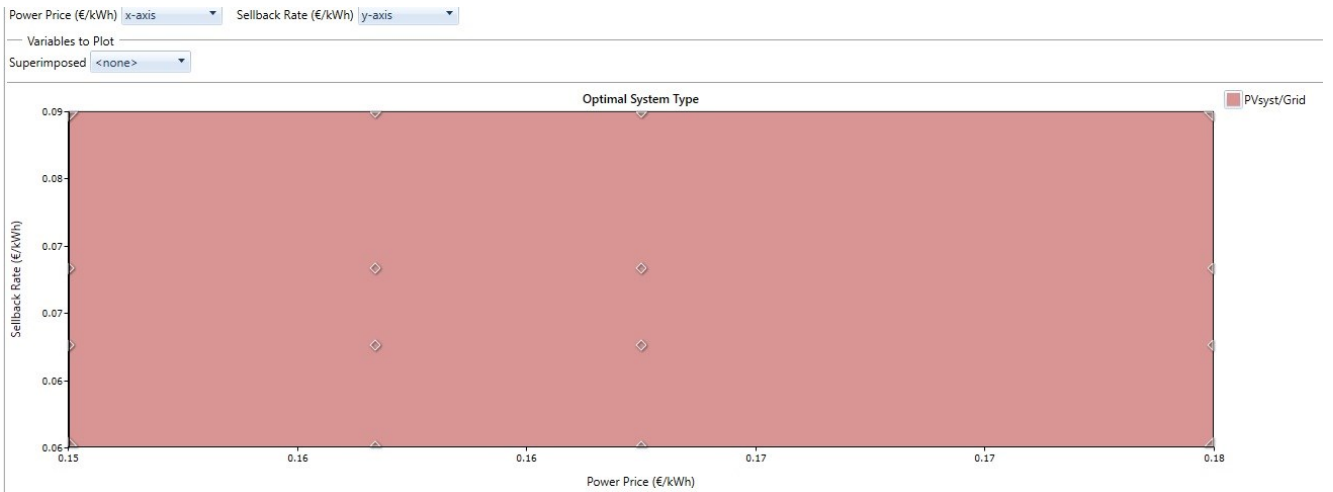


Figura 31: Grafico in funzione dei parametri della sensitività

Nella figura 30 sono presentati i risultati, già ottimizzati, delle analisi di sensitività. Sono sedici risultati, corrispondenti alle combinazioni dei quattro valori dei prezzi dell'energia elettrica prelevata e dei quattro della vendita (sezione "Sensitivity"). Nella sezione "Architecture" sono presenti i

componenti previsti (e loro potenze o capacità) per ogni caso: da sinistra, sistema di *PV_{sys}*, batterie e rete. Si nota come l'icona delle batterie sia assente in tutti i risultati e il motivo verrà spiegato in seguito. Questo aspetto viene anche sottolineato nella figura dei parametri impostati nella sensitività (figura 31).

Il *NPC* è il “*Net Present Cost*” alla fine dell’analisi, cioè al 25-esimo anno di vita dell’impianto. Si nota come esso aumenti con l’aumentare del prezzo dell’energia prelevata e diminuisca all’aumentare del prezzo di quella venduta. Il *COE*, il “*Cost of Electricity*”, segue il medesimo andamento del *NPC*.

6.3.2. Ottimizzazione

Export...														
Optimization Results														
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.														
Architecture				Cost			System		PV _{sys}			SUNSYS		
PV _{sys}	SUNSYS	Grid (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (€)	Production (kWh/yr)	O&M Cost (€/yr)	Autonomy (hr)	Annual Throughput (kWh/yr)
1.00		999,999	CC	€17.3M	€0.132	€830,915	€1.10M	17.2	0	1,100,000	1,158,285	15,000		
1.00	1	999,999	CC	€17.5M	€0.134	€832,745	€1.27M	17.3	0	1,100,000	1,158,285	15,000	1.02	51,491
		999,999	CC	€18.7M	€0.150	€959,469	€0.00	0	0					
	1	999,999	CC	€19.0M	€0.152	€963,487	€170,000	0.00267	0				1.02	176

Figura 32: Ottimizzazione

In figura 32 sono presentati i risultati dell’ottimizzazione relativa al primo caso della figura 30, cioè con il prezzo dell’energia prelevata di 0.150 €/kWh e vendita 0.056 €/kWh. Si nota come la configurazione ottimizzata, quindi quella con i più bassi *NPC* e *COE*, è composta dal sistema di *PV_{sys}*, rete e convertitore. Le batterie sono escluse, e questo rimane valido per tutti i casi dell’analisi di sensitività in figura 30 (ecco spiegata l’assenza della batteria notata in precedenza). Il motivo è presto detto: l’aggiunta delle batterie aumenta sia il *NPC* che il *COE*, mentre la frazione da fonti rinnovabili (in figura indicata come “*Ren Frac*”) rimane pressoché costante (l’incremento è di solo 0.1%).

6.3.3. Produzione fotovoltaico

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	1.00	
Mean Output	132	kW
Mean Output	3,173	kWh/d
Capacity Factor	17.1	%
Total Production	1,158,285	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	775	kW
Hours of Operation	4,111	hrs/yr
Levelized Cost	0.0616	€/kWh

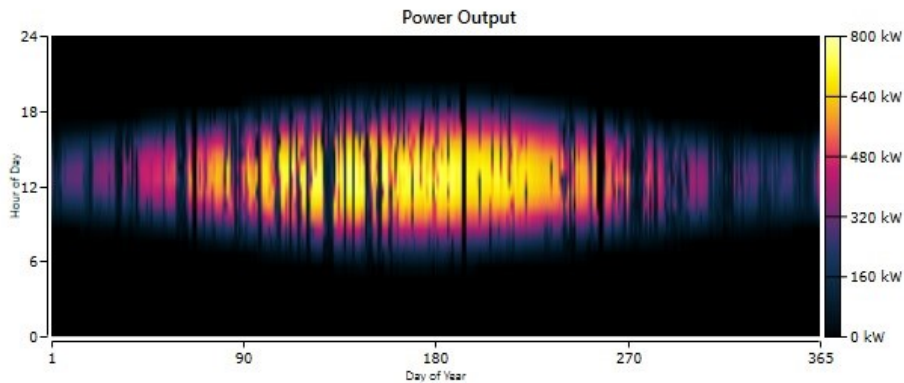


Figura 33: Risultati sistema PVsyst

In figura 33 sono mostrati i risultati relativi al sistema fotovoltaico. Le ore di funzionamento sono 4111, quasi metà anno. Il risultato è il *Levelized Cost* che, se paragonato al costo dell'energia elettrica acquistata dalla rete, è molto basso. Tale parametro verrà ricalcolato meglio nel successivo capitolo tenendo conto anche dell'invecchiamento dei pannelli fotovoltaici. Tutti gli altri risultati fanno riferimento a valori medi, pertanto non molto utili per l'analisi in questione. Nel grafico si nota un andamento di crescita man mano che ci si avvicina ai mesi estivi, ma risulta rilevante anche negli altri mesi.

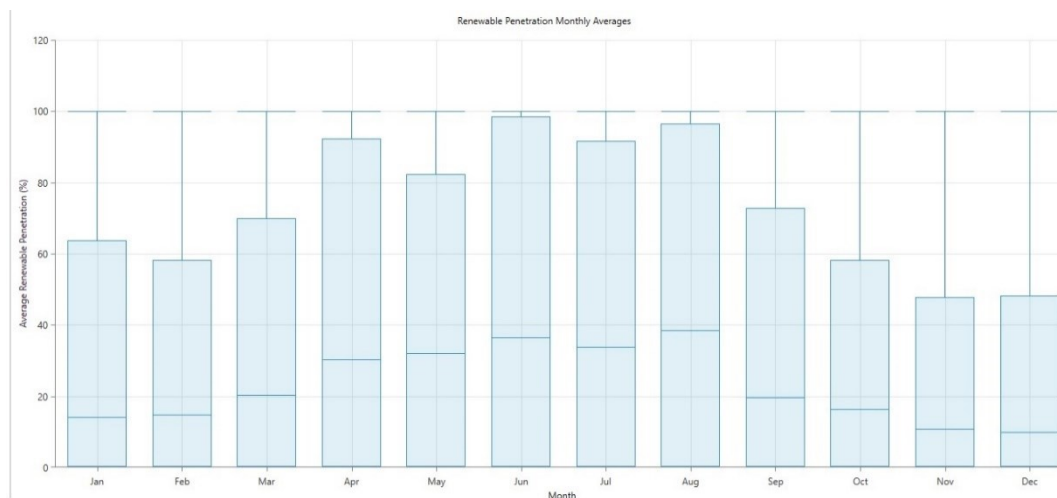


Figura 34: Penetrazione delle fonti rinnovabili

In figura 34 vi è la penetrazione delle fonti rinnovabili per ogni mese. Ogni barra dell'istogramma presenta tre livelli distinti: massimo annuale; media dei massimi giornalieri nel mese; media mensile. Il dato più rilevante è sicuramente l'ultimo: la penetrazione delle rinnovabili è superiore al 20% da aprile ad agosto; mentre cala drasticamente tra novembre e febbraio, a causa sia dell'aumento della domanda che della diminuzione della produzione del sistema fotovoltaico.

6.3.4. Rete elettrica

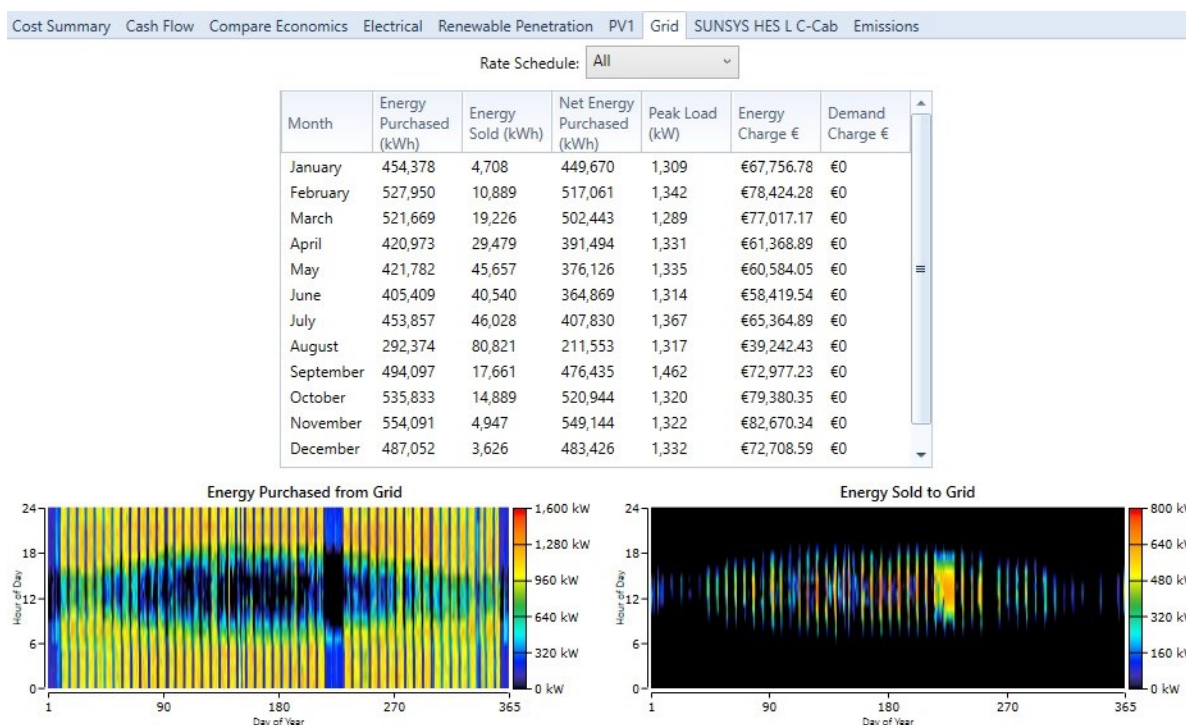


Figura 35: Riepilogo energia acquistata e venduta

In figura 35 sono mostrati i valori relativi all'energia acquistata e venduta per ogni mese. Si nota come nei mesi più freddi l'energia venduta sia molto bassa e quindi indichi un forte autoconsumo dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico. Questo è sicuramente un altro motivo per cui il software ha scartato le batterie elettriche: venendo autoconsumata l'energia prodotta d'inverno le batterie risulterebbero quasi inutilizzate. Si ricorda che questi valori sono associati al primo anno della simulazione.

6.3.5. Valori energetici su base mensile

Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
Grid Purchases	5,569,465	82.8	AC Primary Load	6,409,279	95.3	Excess Electricity	0	0
PV1	1,158,285	17.2	DC Primary Load	0	0	Unmet Electric Load	0	0
Total	6,727,750	100	Deferrable Load	0	0	Capacity Shortage	0	0
			Grid Sales	318,470	4.73			
			Total	6,727,750	100			

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	17.2	%
Max. Renew. Penetration	100	%

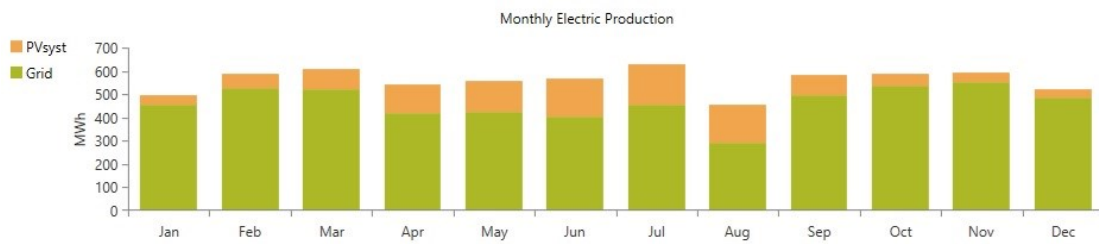


Figura 36: Valori energetici su base mensile

Nella figura 36 viene mostrata la copertura mensile del carico da parte della rete e dell'impianto fotovoltaico.

6.3.6. Utilizzo batteria

Quantity	Value	Units
Batteries	1.00	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	1.00	strings
Bus Voltage	666	V

Quantity	Value	Units
Autonomy	1.02	hr
Storage Wear Cost	0.0607	€/kWh
Nominal Capacity	186	kWh
Usable Nominal Capacity	176	kWh
Lifetime Throughput	514,915	kWh
Expected Life	10.0	yr

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	€/kWh
Energy In	52,928	kWh/yr
Energy Out	49,923	kWh/yr
Storage Depletion	176	kWh/yr
Losses	3,181	kWh/yr
Annual Throughput	51,491	kWh/yr

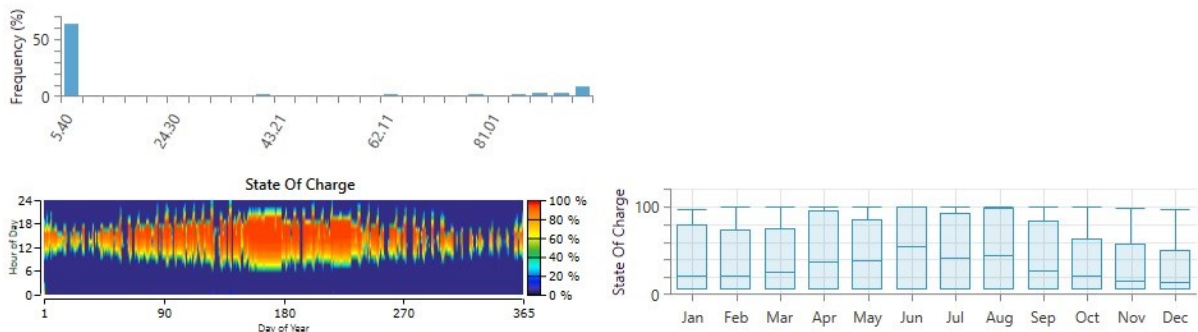


Figura 37: Utilizzo della batteria

La figura 37 mostra l'utilizzo della batteria nel secondo caso della figura 32. La scelta di impostare la capacità minima al 5.4% (come anticipato nel capitolo precedente) permette di avere una capacità utilizzabile nominale pari a quella di targa, cioè 176 kWh.

Inoltre, si vede come nel grafico della frequenza essa lavori quasi sempre alla capacità minima e la batteria venga sfruttata soprattutto nei mesi di giugno, luglio e agosto con picchi di carico anche del 100%. Si sottolineano anche i valori annuali di energia in entrata e in uscita dalla batteria che verranno utilizzati successivamente nel calcolo dell'*LCOE* dell'accumulo.

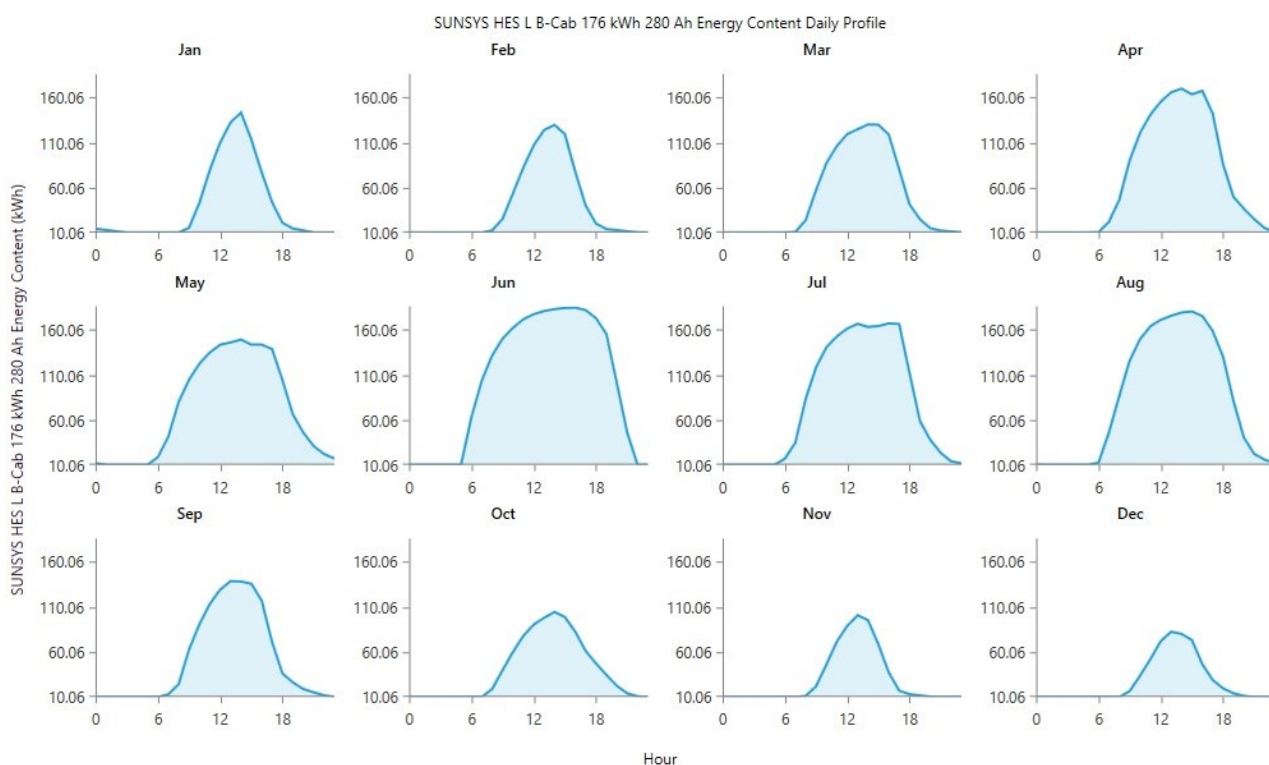


Figura 38: Energia accumulata dalla batteria giornalmente nei diversi mesi dell'anno

La figura 38 mostra l'energia accumulata giornalmente nei diversi mesi dell'anno. L'andamento è simile durante tutto l'anno, ma il tempo di inizio carica e scarica della batteria varia, in quanto dipende dalla produzione dell'impianto fotovoltaico. In particolare, nei mesi estivi la carica inizia prima delle 6:00 e la scarica intorno alle 18:00, mentre per i mesi invernali il valore dell'energia totale accumulata risulta minore e avvenga per un periodo più breve.

6.4. Conclusioni

La configurazione finale dell'impianto rispecchia quanto visto nei capitoli precedenti e una prima analisi economica sottolinea la bontà della progettazione dell'intero sistema.

Si sottolinea che il risultato ottimizzato non prevede la presenza del sistema di accumulo in nessuna delle previsioni future basate sull'andamento dell'energia elettrica.

Nel prossimo capitolo si provvederà a confrontare e a quantificare dal punto di vista prettamente economico le due diverse configurazioni con o senza storage.

7. ANALISI ECONOMICA

7.1. Abstract

Ottimizzata la configurazione del sistema finale nel capitolo precedente, si procede ad interpretare e a quantificare la fattibilità dal punto di vista economico dell'investimento.

Il risultato finale che si vuole ottenere dall'analisi economica è la quantificazione in anni del tempo di ritorno di tale investimento e il tasso di rendimento reale del progetto.

7.2. Valore Attuale Netto

Per ottenere il tempo di ritorno, si utilizza il concetto di *Valore Attuale Netto*:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t}$$

Dove:

- VAN : Valore attuale Netto espresso in €
- I : costo di investimento iniziale
- n : numero di anni di riferimento, nel caso analizzato 25
- t : anno t-esimo
- V_t : flusso di cassa nell'anno t
- $\frac{V_t}{(1+r)^t}$: flusso di cassa attualizzato
- r : tasso di sconto reale

Per quanto riguarda il tasso di sconto reale è stato scelto pari al 2%, ma si calcola a partire dal tasso di sconto nominale r' e dal tasso di inflazione f :

$$r = \frac{r' - f}{1 + f}$$

Il termine $\frac{1}{(1+r)^t}$ presente nell'equazione iniziale è chiamato fattore di sconto, e serve ad attualizzare i flussi di cassa negli anni t-esimi. L'anno t per cui il VAN si annulla è chiamato il tempo di ritorno dell'investimento.

Il valore del tasso di inflazione attuale non è stato considerato perché poco attendibile (il valore annuale è pari al 5.71% a febbraio 2022 [18]).

Il costo di investimento e i fattori di sconto per ogni anno sono stati calcolati, rimangono da calcolare i flussi di cassa.

Per il calcolo dei flussi di cassa bisogna individuare tutti i fattori che li compongono.

7.2.1. Risparmi energetici

I risparmi energetici annuali vengono calcolati sottraendo la spesa per l'energia del caso con l'impianto proposto alla spesa per l'energia del caso base (cioè l'utilizzatore collegato direttamente alla rete elettrica):

$$RE_t = \frac{1}{(1+r)^t} (S_{t_{pv}} - S_{t_{base}})$$

Dove:

- RE_t : risparmi energetici annuali
- $S_{t_{base}}$: caso base
- $S_{t_{pv}}$: caso con l'impianto proposto (solo fotovoltaico o fotovoltaico con batteria)

7.2.2. Sostituzione batteria

La vita delle batterie è stata assunta di dieci anni, ciò significa che alla fine del decimo e del ventesimo anno si prevede la loro sostituzione:

$$SB_{10} = \frac{1}{(1+r)^{10}} CB$$

$$SB_{20} = \frac{1}{(1+r)^{20}} CB$$

Dove:

- SB_{10} : sostituzione della batteria alla fine del decimo anno
- SB_{20} : sostituzione della batteria alla fine del ventesimo anno
- CB : costo della sostituzione della batteria (pari a 50000 €)

7.3. Flussi di cassa con solo sistema fotovoltaico

Anno	Caso base		Caso proposto		Differenza	
	Annuale [€]	Cumulato [€]	Annuale [€]	Cumulato [€]	Annuale [€]	Cumulato [€]
0	-1100000.00	-1100000.00	0.00	0.00	-1100000.00	-1100000.00
1	-814622.10	-1914622.10	-940656.01	-940656.01	126033.91	-973966.09
2	-798649.11	-2713271.21	-922211.77	-1862867.78	123562.66	-850403.43
3	-782989.33	-3496260.54	-904129.19	-2766996.97	121139.86	-729263.57
4	-767636.59	-4263897.13	-886401.16	-3653398.13	118764.57	-610499.00
5	-752584.90	-5016482.03	-869020.75	-4522418.88	116435.85	-494063.15
6	-737828.33	-5754310.36	-851981.13	-5374400.01	114152.80	-379910.35
7	-723361.11	-6477671.46	-835275.61	-6209675.62	111914.51	-267995.84
8	-709177.56	-7186849.02	-818897.66	-7028573.28	109720.10	-158275.74
9	-695272.11	-7882121.14	-802840.84	-7831414.13	107568.73	-50707.01
10	-681639.33	-8563760.46	-787098.87	-8618512.99	105459.54	54752.53
11	-668273.85	-9232034.32	-771665.56	-9390178.55	103391.70	158144.23
12	-655170.44	-9887204.76	-756534.86	-10146713.41	101364.42	259508.65
13	-642323.96	-10529528.72	-741700.84	-10888414.25	99376.88	358885.53
14	-629729.38	-11159258.10	-727157.69	-11615571.94	97428.31	456313.84
15	-617381.74	-11776639.84	-712899.69	-12328471.63	95517.95	551831.79
16	-605276.22	-12381916.05	-698921.27	-13027392.90	93645.05	645476.85
17	-593408.06	-12975324.11	-685216.93	-13712609.83	91808.88	737285.72
18	-581772.60	-13557096.71	-671781.30	-14384391.13	90008.70	827294.42
19	-570365.30	-14127462.01	-658609.12	-15043000.26	88243.82	915538.25
20	-559181.66	-14686643.67	-645695.22	-15688695.47	86513.55	1002051.80
21	-548217.32	-15234860.99	-633034.53	-16321730.00	84817.21	1086869.01
22	-537467.96	-15772328.95	-620622.09	-16942352.08	83154.13	1170023.14
23	-526929.37	-16299258.32	-608453.02	-17550805.11	81523.65	1251546.79
24	-516597.42	-16815855.74	-596522.57	-18147327.68	79925.15	1331471.94
25	-506468.06	-17322323.80	-584826.05	-18732153.73	78357.99	1409829.93

Tabella 12: Flussi di cassa caso 0.150 €/kWh - 0.056 €/kWh solo PV

La tabella 12 è relativa al caso in cui l'energia elettrica prelevata costi 0.150 €/kWh e venduta 0.056 €/kWh, per gli altri valori inseriti nell'analisi della sensibilità di *HOMER Pro* il procedimento utilizzato è il medesimo.

La seguente tabella riporta i risultati delle differenze tra il caso proposto e quello base al variare dei prezzi dell'energia elettrica:

Anno	Differenza [€]			
	0.150-0.056 €/kWh	0.158-0.065 €/kWh	0.165-0.072 €/kWh	0.181-0.086 €/kWh
0	-1100000.00	-1100000.00	-1100000.00	-1100000.00
1	-973966.09	-964208.71	-956040.80	-938746.20
2	-850403.43	-831080.00	-814904.32	-780654.24
3	-729263.57	-700561.66	-676535.23	-625662.12
4	-610499.00	-572602.50	-540879.26	-473709.06
5	-494063.15	-447152.34	-407883.20	-324735.48
6	-379910.35	-324161.99	-277494.92	-178682.94
7	-267995.84	-203583.21	-149663.26	-35494.18
8	-158275.74	-85368.72	-24338.11	104886.96
9	-50707.01	30527.83	98529.68	242515.52
10	54752.53	144151.90	218988.30	377445.49
11	158144.23	255548.05	337084.99	509729.77
12	259508.65	364759.97	452866.06	639420.24
13	358885.53	471830.47	566376.91	766567.76
14	456313.84	576801.55	677662.05	891222.20
15	551831.79	679714.37	786765.14	1013432.43
16	645476.85	780609.30	893728.95	1133246.37
17	737285.72	879525.89	998595.43	1250711.03
18	827294.42	976502.95	1101405.70	1365872.46
19	915538.25	1071578.49	1202200.09	1478775.82
20	1002051.80	1164789.80	1301018.11	1589465.39
21	1086869.01	1256173.45	1397898.53	1697984.57
22	1170023.14	1345765.25	1492879.33	1804375.93
23	1251546.79	1433600.36	1585997.76	1908681.18
24	1331471.94	1519713.21	1677290.35	2010941.23
25	1409829.93	1604137.57	1766792.88	2111196.19

Tabella 13: Differenze dei flussi cumulati di cassa per tutti i casi solo PV

Si nota come all'aumentare dei prezzi dell'energia elettrica venduta e prelevata il tempo di ritorno dell'investimento diminuisca di conseguenza.

Utilizzando i risultati della tabella 13 precedente si ottiene il seguente grafico:

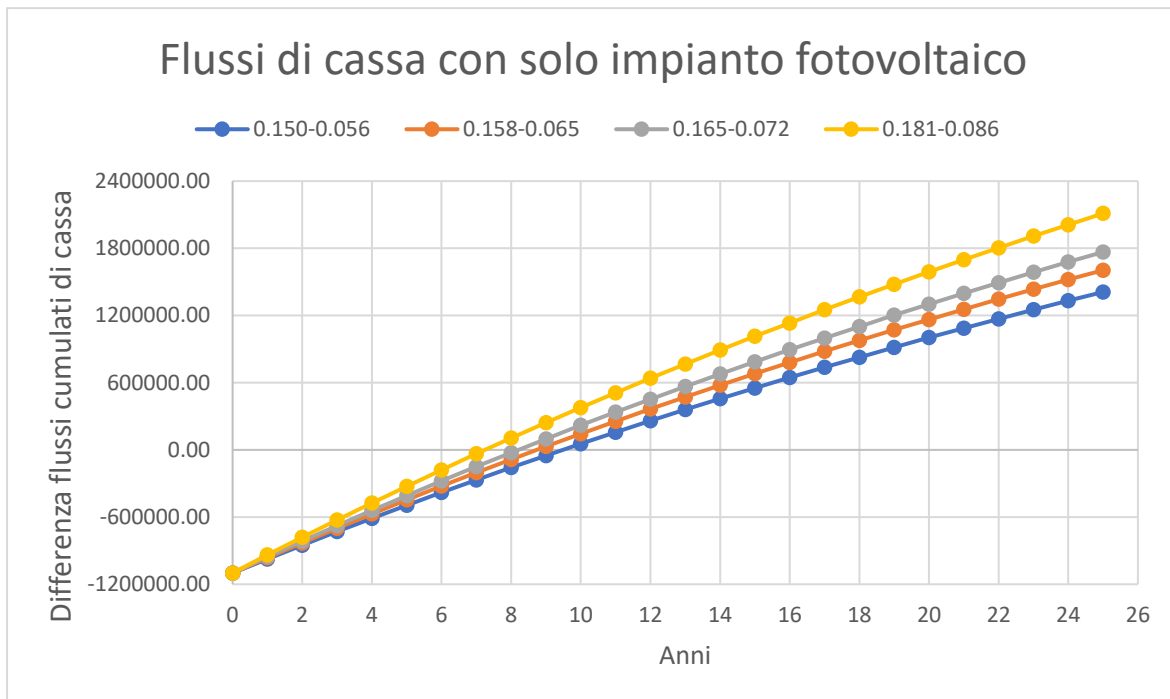


Figura 39: Grafico flussi di cassa caso solo PV

I tempi di ritorno visibili anche dal grafico sono:

- 9.48 anni per il caso 0.150-0.056 €/kWh
- 8.74 anni per il caso 0.158-0.065 €/kWh
- 8.2 anni per il caso 0.165-0.072 €/kWh
- 7.25 anni per il caso 0.181-0.086 €/kWh

7.4. Flussi di cassa con sistema fotovoltaico e accumulo

Anno	Caso base		Caso proposto		Differenza	
	Annuale [€]	Cumulato [€]	Annuale [€]	Cumulato [€]	Annuale [€]	Cumulato [€]
0	-1270000.00	-1270000.00	0.00	0.00	-1270000.00	-1270000.00
1	-813432.16	-2083432.16	-940656.01	-940656.01	127223.85	-1142776.15
2	-797482.51	-2880914.67	-922211.77	-1862867.78	124729.26	-1018046.89
3	-781845.60	-3662760.27	-904129.19	-2766996.97	122283.59	-895763.30
4	-766515.29	-4429275.56	-886401.16	-3653398.13	119885.87	-775877.43
5	-751485.58	-5180761.14	-869020.75	-4522418.88	117535.17	-658342.26
6	-736750.57	-5917511.71	-851981.13	-5374400.01	115230.56	-543111.70
7	-722304.48	-6639816.19	-835275.61	-6209675.62	112971.14	-430140.57
8	-708141.65	-7347957.83	-818897.66	-7028573.28	110756.01	-319384.55
9	-694256.52	-8042214.35	-802840.84	-7831414.13	108584.33	-210800.22
10	-721661.06	-8763875.41	-787098.87	-8618512.99	65437.81	-145362.41
11	-667297.69	-9431173.10	-771665.56	-9390178.55	104367.87	-40994.55
12	-654213.42	-10085386.52	-756534.86	-10146713.41	102321.44	61326.89
13	-641385.71	-10726772.22	-741700.84	-10888414.25	100315.14	161642.03
14	-628809.52	-11355581.74	-727157.69	-11615571.94	98348.17	259990.20
15	-616479.92	-11972061.66	-712899.69	-12328471.63	96419.78	356409.97
16	-604392.08	-12576453.73	-698921.27	-13027392.90	94529.19	450939.17
17	-592541.25	-13168994.99	-685216.93	-13712609.83	92675.68	543614.84
18	-580922.80	-13749917.78	-671781.30	-14384391.13	90858.51	634473.35
19	-569532.15	-14319449.93	-658609.12	-15043000.26	89076.97	723550.32
20	-592013.42	-14911463.36	-645695.22	-15688695.47	53681.80	777232.12
21	-547416.52	-15458879.88	-633034.53	-16321730.00	85618.00	862850.12
22	-536682.87	-15995562.75	-620622.09	-16942352.08	83939.22	946789.34
23	-526159.67	-16521722.42	-608453.02	-17550805.11	82293.35	1029082.69
24	-515842.82	-17037565.24	-596522.57	-18147327.68	80679.76	1109762.44
25	-490489.98	-17528055.22	-584826.05	-18732153.73	94336.07	1204098.51

Tabella 14: Flussi di cassa caso 0.150 €/kWh - 0.056 €/kWh PV e batteria

La tabella 14 è relativa al caso in cui l'energia elettrica prelevata costi 0.150 €/kWh e venduta 0.056 €/kWh, per gli altri valori inseriti nell'analisi della sensibilità di *HOMER Pro* il procedimento utilizzato è il medesimo. Si nota rispetto al caso con solo sistema fotovoltaico che il tempo di ritorno sia aumentato, poiché l'investimento iniziale è aumentato e l'accumulo non è riuscito a ridurre in modo considerevole le spese per il carico dell'utenza. Si vedono anche degli aumenti di flussi di cassa in corrispondenza del decimo e del ventesimo anno a causa della sostituzione dello storage.

La seguente tabella riporta i risultati delle differenze tra il caso proposto e quello base al variare dei prezzi dell'energia elettrica:

Anno	Differenza [€]			
	0.150-0.056 €/kWh	0.158-0.065 €/kWh	0.165-0.072 €/kWh	0.181-0.086 €/kWh
0	-1270000	-1270000	-1270000	-1270000
1	-1142776	-1135080	-1122630	-1109730
2	-1018047	-1002805	-978149	-952603
3	-895763	-873124	-836501	-798556
4	-775877	-745986	-697631	-647530
5	-658342	-621340	-561484	-499466
6	-543112	-499139	-428006	-354304
7	-430141	-379334	-297145	-211989
8	-319385	-261878	-168851	-72464
9	-210800	-146725	-43072	64324
10	-145362	-74847	39224	157414
11	-40995	35835	160119	288891
12	61327	144346	278643	417790
13	161642	250729	394843	544162
14	259990	355027	508765	668056
15	356410	457280	620454	789520
16	450939	557527	729952	908603
17	543615	655809	837303	1025351
18	634473	752164	942550	1139810
19	723550	846630	1045732	1252024
20	777232	905595	1113243	1328390
21	862850	996392	1212419	1436247
22	946789	1085409	1309650	1541989
23	1029083	1172681	1404975	1645658
24	1109762	1258241	1498431	1747294
25	1204099	1357362	1605292	1862176

Tabella 15: Differenze dei flussi cumulati di cassa per tutti i casi PV e batteria

Si può notare anche in tabella 15 la tendenza appena vista nel caso singolo.

Ripetendo quanto fatto per il caso precedente si ottiene il seguente grafico:

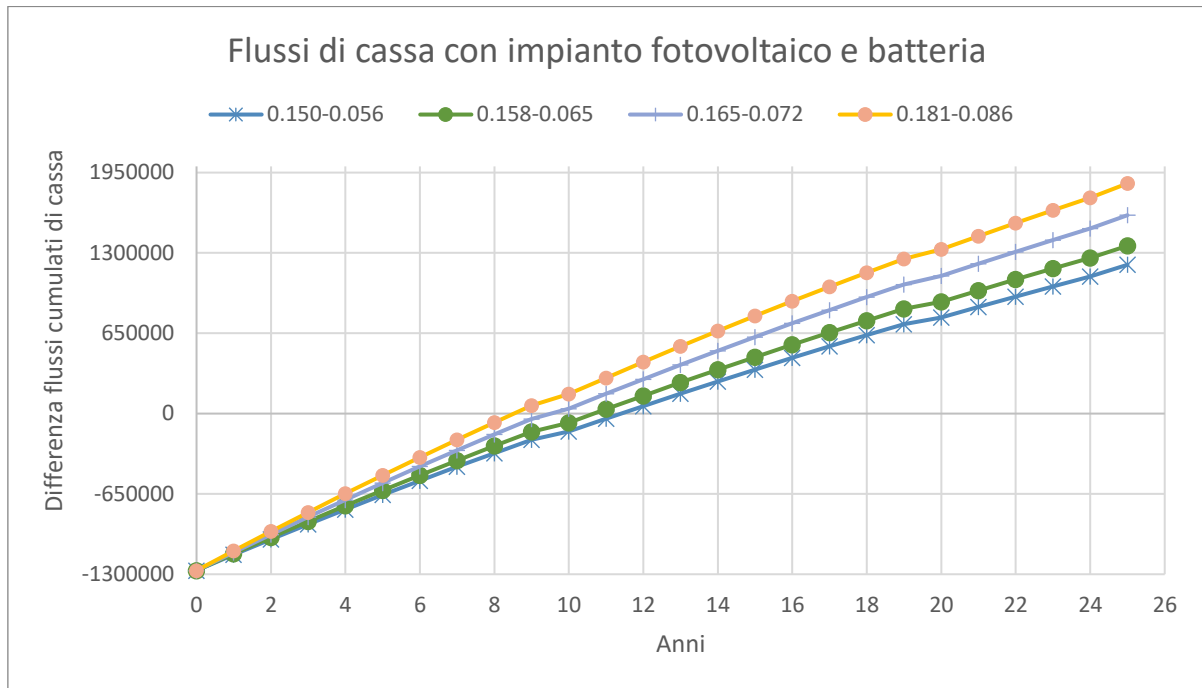


Figura 40: Grafico flussi di cassa caso PV e batteria

I tempi di ritorno visibili anche dal grafico sono:

- 11.4 anni per il caso 0.150-0.056 €/kWh
- 10.68 anni per il caso 0.158-0.065 €/kWh
- 9.52 anni per il caso 0.165-0.072 €/kWh
- 8.53 anni per il caso 0.181-0.086 €/kWh

Rispetto al caso con solo l'impianto fotovoltaico si nota un aumento dei tempi di ritorno di circa due anni in tutti i casi considerati.

7.5. TIR di tutti i casi analizzati

Per confrontare la fattibilità degli investimenti si è deciso di utilizzare anche l'indice *TIR* (*Tasso Interno di Rendimento*) in maniera tale da poter confrontare investimenti con costi iniziali differenti.

Il *TIR* è il valore del tasso di interesse che a fine della vita utile tecnica dell'impianto rende l'investimento nullo, l'equazione per il calcolo del *TIR*, è la seguente:

$$0 = \sum_{t=0}^N \frac{V_t}{(1 + TIR)^t}$$

Dove:

- V_t : flusso di cassa nell'anno t
- N : è la vita utile tecnica dell'impianto in anni

In questo caso maggiore è il *TIR*, maggiore è il tasso di interesse necessario per rendere nullo l'investimento, risulta quindi la migliore scelta quella che ha il *TIR* maggiore.

Il seguente grafico riassume i valori del *TIR* di tutti i casi considerati nell'analisi di sensibilità:

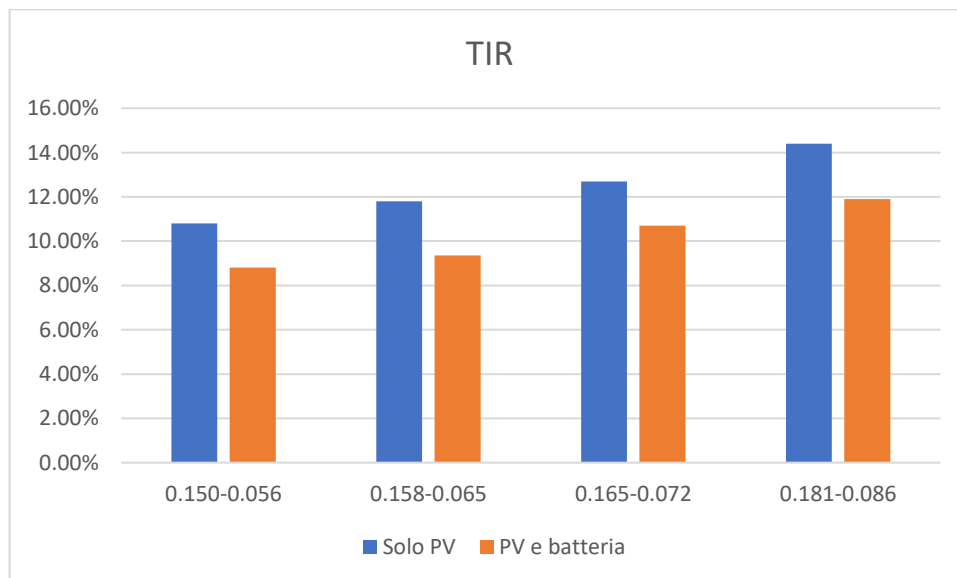


Figura 41: TIR per tutti i casi considerati

Dalla figura 41 è possibile dedurre che nel caso non ci siano extra guadagni possibili derivanti dall'accumulo (per esempio incentivi statali), in nessun caso lo storage risulta conveniente rispetto al caso in cui esso non sia previsto e risulta inferiore di circa due punti percentuali.

7.6. Conclusioni

Un'analisi economica più approfondita conferma quanto visto in precedenza: la scarsa convenienza del sistema di accumulo in ognuna delle possibili previsioni future in base all'andamento del prezzo dell'energia elettrica. In particolare, il sistema base del solo impianto fotovoltaico diventa sempre più competitivo all'aumentare del prezzo.

Nel prossimo capitolo si analizzeranno per quali prezzi dell'energia elettrica lo storage possa essere considerato conveniente.

8. LEVELIZED COST OF ELECTRICITY (LCOE)

8.1. Abstract

Per paragonare i risultati ottenuti al variare del prezzo dell'energia elettrica negli anni, si è voluto capire quali fossero i valori futuri rendere il sistema profittevole.

Partendo dalla definizione del parametro dell'*LCOE*, si sono cercati nella letteratura degli opportuni riferimenti per confrontare i risultati da ottenere e si è concluso con il calcolo di tale parametro per il sistema e i suoi componenti.

8.2. Definizione

[19] Per calcolare il costo dell'energia elettrica prodotta da fonti diverse si sfrutta il parametro, riconosciuto internazionalmente, dell'*LCOE* (*Levelized Cost Of Electricity*).

Tale valutazione si basa sul rapporto tra la sommatoria dei costi dell'impianto e la produzione di energia elettrica, opportunamente attualizzata, durante la vita utile dell'impianto. Il risultato ottenuto è il prezzo minimo dell'elettricità per coprire i costi.

LCOE è così calcolato:

$$LCOE = \frac{\text{Total Lifetime Cost}}{\text{Total Lifetime Output}}$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dove:

- I_t : investimento all'anno (t)
- M_t : *O&M* (*Operations and Maintenance*) annuale
- F_t : Costo del carburante annuale (nullo per impianti *PV*)
- E_t : Quantità di elettricità prodotta annuale
- r : tasso di sconto
- n : vita utile dell'impianto

Nell'*LCOE* vengono assunti sia il prezzo dell'elettricità che il tasso di sconto costanti per l'intera durata del progetto.

La maggior parte del costo totale per impianti ad energia rinnovabile viene sostenuto in fase di costruzione e vengono definiti impianti *capital intensive*. Per quanto riguarda le altre fonti di costo, come visto nei capitoli precedenti, sono molto contenuti (*O&M*) o perfino nulli (carburante).

8.2.1. Criticità LCOE

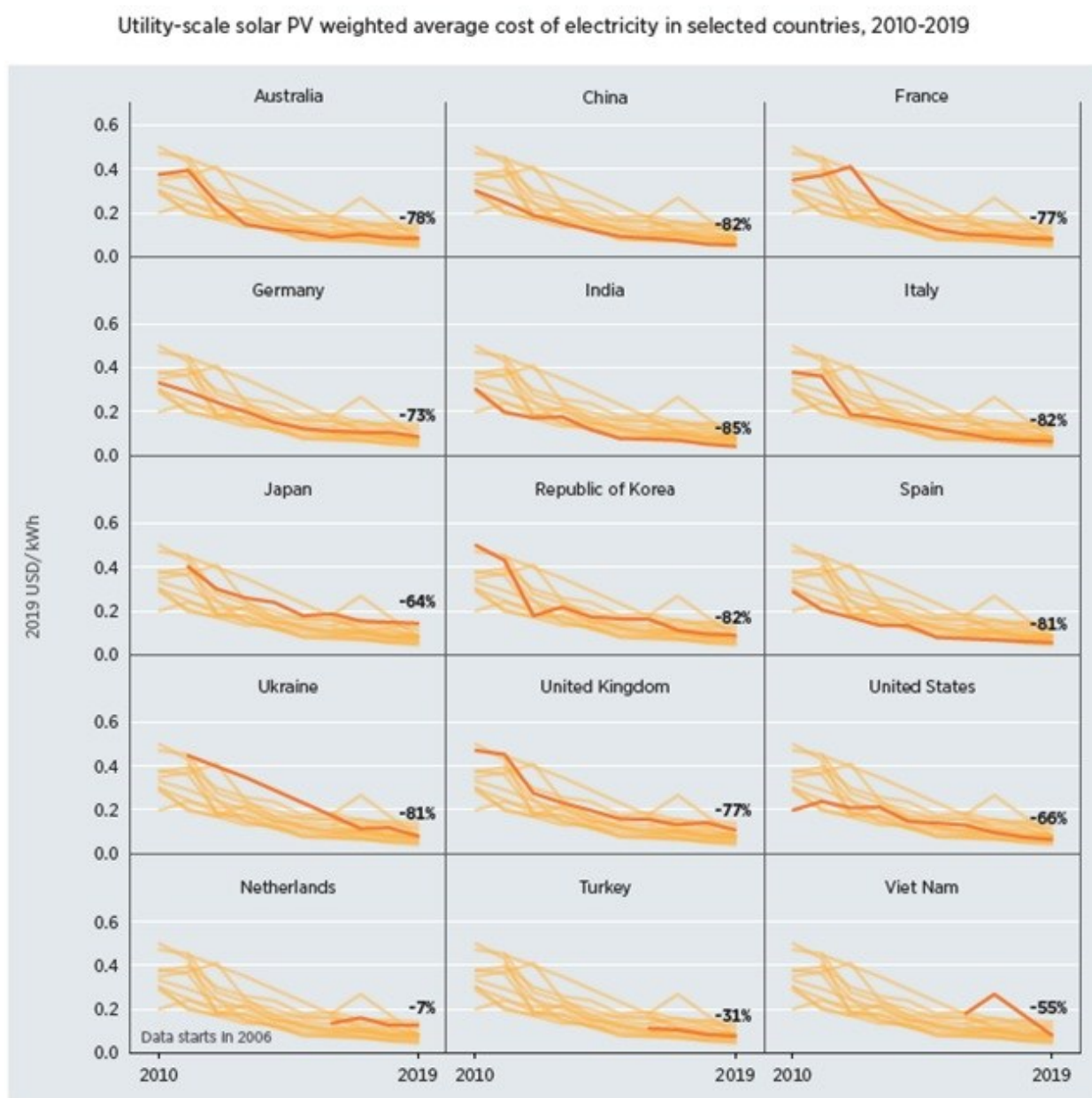
Prendendo in considerazione molte fonti di energia, il parametro dell'*LCOE* porta con sé alcuni limiti derivanti dalla sua generalità:

- Viene attribuito scarso peso ai costi variabili nel lungo periodo, come nel caso di forti fluttuazioni di prezzo o di mercati poco regolamentati;
- Dato il lungo periodo di vita degli impianti è molto complicato attribuire un prezzo costante che renda remunerativo l'impianto;
- Le conclusioni derivanti dall'utilizzo di questo parametro per diverse Nazioni per una stessa tecnologia possono differire dai risultati attesi, indotti per esempio dal diverso costo della manodopera;
- Non si tiene conto della coesistenza di diverse tecnologie nel medesimo mercato;
- Non vengono considerate altre variabili oltre a quelle espresse nella formula.

Tuttavia, con i dovuti accorgimenti, *LCOE* permette di confrontare fonti molto diversi tra loro che vanno dalle fonti fossili alle rinnovabili, valutando così diversi progetti per la generazione di energia elettrica.

8.2.2. Andamento globale LCOE del fotovoltaico

[20] Il report dell'IRENA "Renewable Power Costs in 2019" prende in considerazione impianti fotovoltaici *utility-scale* realizzati globalmente ed esalta il notevole progresso raggiunto da questa tecnologia. Infatti, *LCOE* è diminuito del 82% rispetto al 2010 (da 0.378 \$/kWh a 0.068 \$/kWh), grazie alla riduzione sia del prezzo dei moduli (del 74-88% in base alla tecnologia considerata) che dei costi *Balance of System (BoS)* (pari al 64%).



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 42: Andamenti per diversi paesi dell'LCOE

La figura 42 illustra l'andamento nei vari paesi. Il grafico relativo all'Italia mostra un declino di 82% (come Cina e Corea del Sud), mentre il valore maggiore l'ha registrato l'India con 85%.

La tabella 16 riporta i valori dell'*LCOE* per impianti commerciali. I valori tabulati fanno riferimento al tasso di sconto reale diverso per ogni Paese. Per l'Italia esso è pari al 4.5% ed è frutto dell'equazione presentata nel capitolo precedente:

$$r = \frac{r' - f}{1 + f}$$

Dove:

- f : è l'inflazione annuale, che per l'Italia nel 2019 era 0.49% (preso dal sito [18]);
- r' : il tasso di sconto nominale, che nel report è stato posto pari al *WACC (Weighted Average Cost of Capital)* del 5% per impianti commerciali.

Market	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	2019 USD/kWh									
Australia					0,131	0,107	0,097	0,086	0,082	0,078
Brazil							0,155	0,123	0,104	0,093
China		0,180	0,147	0,129	0,107	0,094	0,089	0,086	0,072	0,064
France	0,625	0,324	0,237	0,240	0,237	0,194	0,166	0,186	0,176	0,154
Germany		0,253	0,176	0,155	0,140	0,114	0,119	0,115	0,114	0,105
India								0,071	0,066	0,062
Italy	0,322	0,279	0,171	0,141	0,139	0,115	0,108	0,101	0,094	0,092
Japan			0,335	0,276	0,213	0,172	0,169	0,164	0,153	0,147
Malaysia					0,173	0,132	0,128	0,099	0,087	0,080
Republic of Korea								0,137	0,125	0,115
Spain		0,257	0,228	0,215	0,197	0,105	0,105	0,096	0,090	0,087
United Kingdom							0,207	0,194	0,189	0,187
Arizona	0,279	0,249	0,222	0,180	0,152	0,162	0,147	0,135	0,120	0,112
California	0,259	0,251	0,203	0,191	0,156	0,152	0,157	0,150	0,138	0,134
Massachusetts	0,433	0,397	0,320	0,277	0,264	0,247	0,242	0,210	0,206	0,186
New York	0,439	0,397	0,337	0,268	0,243	0,227	0,213	0,189	0,181	0,171

Tabella 16: Andamento *LCOE* per impianti commerciali

Come per gli impianti *utility-scale*, guardando alla distribuzione dei progetti sul territorio per gli impianti commerciali, si può notare una notevole riduzione dell'*LCOE* nel corso degli anni. Si può vedere anche che diversi mercati coinvolti, come Regno Unito e Giappone, presentano una struttura a costi elevati: questo è dovuto alla recente creazione del mercato che non ha ancora instaurato catene dell'offerta competitive.

8.2.3. Valori di riferimento LCOE storage

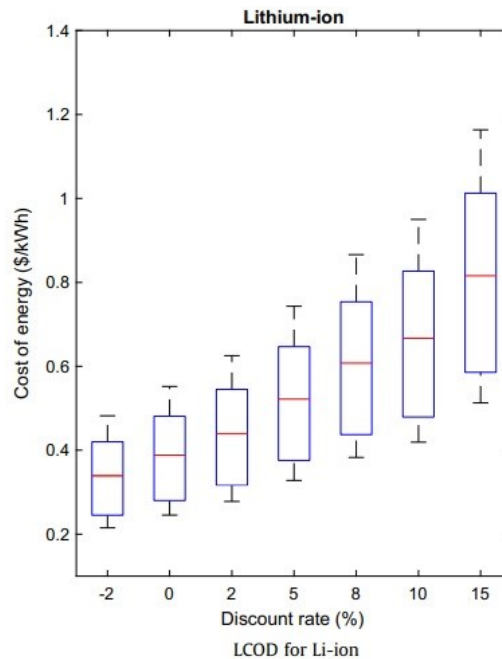


Figura 43: Valori di riferimento LCOE batteria Li-Ion

[21] Per avere dei valori di riferimento per l'accumulo si è sfruttato uno studio sull'*LCOE* per gli storage agli ioni di litio (*Li-Ion*) per impianti fotovoltaici collegati alla rete con diversi tassi di sconto. I valori che devono essere rispettati per poter utilizzare tale studio sono i seguenti:

Li-ion battery	
Capital cost	500–2500 (\$/kWh), 900–3500 (\$/kW)
O&M cost	Fixed: 2.12–14.5 (\$/kWh-y), Variable: 0.42–5.93 (\$/MWh)
Lifetime	5–15 years
Round-trip efficiency	85–95%

Figura 44: Ipotesi da rispettare sulle caratteristiche della batteria

Per la batteria utilizzata si ottengono:

- *Capital cost*: 914 €/kWh \approx 1006 \$/kWh
- *O&M fissi*: 5.4 €/kWh – y \approx 5.94 \$/kWh – y
- *Durata di vita*: 10 anni
- *RTE*: 94%

8.3. LCOE impianto fotovoltaico

Partendo dalla definizione del *LCOE* di inizio paragrafo si definisce per un impianto fotovoltaico:

$$LCOE_{pv} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{S_t(1-d)^t}{(1+r)^t}}$$

Dove:

- S_t : l'energia in uscita prodotta dall'impianto all'anno (t)
- $(1-d)$: è il fattore di degrado dei moduli ogni anno

Per il calcolo si è usato:

- la perdita di degrado definita nel capitolo di *PVsyst*, cioè 0.38%
- il tasso di sconto pari a 2%
- ciclo di vita dell'impianto di 25 anni

LCOE per l'intero ciclo di vita dell'impianto è 0.0634 €/kWh. Calcolando il medesimo parametro, ma utilizzando lo stesso sconto dell'*IRENA* del 4.5%, si ottiene 0.0773 €/kWh che è in linea con il valore commerciale tabulato per l'Italia (0.092 \$/kWh \approx 0.083 €/kWh).

8.4. LCOE storage

Per il sistema di accumulo si sfrutta la seguente equazione:

$$LCOE_{storage} = LCOD = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{out}(1-d_{EES})^t}{(1+r)^t}}$$

Dove:

- I_t : è investimento all'anno (t)
- E_{out} : l'energia in uscita dalla batteria
- $(1-d_{EES})$: è il fattore di degrado dell'accumulo ogni anno

In questo caso bisogna tenere conto che l'investimento è fatto sia all'anno 0 (170000 €) che ogni 10 anni per la sua sostituzione (50000 €). L'energia in uscita dalla batteria risulta minore rispetto a quella in entrata poiché ci sono delle perdite legate alla non idealità dello storage. Il fattore di degrado in questo caso è stato posto pari al 2% (preso dallo studio [21]).

$LCOE$ per la durata di vita della batteria di 10 anni è 0.482 €/kWh che rispetta i valori di riferimento di inizio capitolo; mentre per la durata dell'intero impianto, cioè di 25 anni, è 0.298 €/kWh grazie a costi di sostituzione ogni 10 anni dell'accumulo molto inferiori rispetto all'investimento iniziale. Questi valori risultano molto elevati se si pensa che il prezzo dell'energia elettrica dello scenario pessimistico è di 0.181 €/kWh.

8.5. LCOE per l'intero sistema

La formula utilizzata è la seguente:

$$LCOE_{system} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_{t_{pv}} + M_{t_{pv}})N_{pv} + (I_{t_{pv}} + M_{t_{pv}})N_{EES} + (I_{t_{EES}} + M_{t_{EES}})}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{out_EES}(1-d_{EES})^t(S_t - E_{in_EES})(1-d)^t}{(1+r)^t}}$$

Dove:

- N_{EES} : è la frazione di pannelli fotovoltaici che produce l'energia destinata alla batteria
- N_{pv} : è la frazione di pannelli fotovoltaici che produce l'energia venduta alla rete o autoconsumata direttamente

La formula rispetto ai casi precedenti è più complessa in quanto sono stati allocati i costi dell'impianto fotovoltaico anche alla parte dell'accumulo grazie a N_{EES} e N_{pv} . Anche al denominatore l'energia prodotta dai pannelli viene suddivisa in due termini: E_{out_EES} l'energia in uscita dalla batteria e $(S_t - E_{in_EES})$ la differenza tra quella prodotta e quella all'ingresso della batteria.

$LCOE$ per l'intero sistema risulta pari a 0.0758 €/kWh.

Rispetto al caso con solo fotovoltaico si ha un aumento del 20.3% dovuto all'elevato $LCOE$ dell'accumulo. Infatti, dal precedente paragrafo emergeva che l'utilizzo della sola batteria nell'impianto risultasse scarsamente conveniente.

8.6. Conclusioni

Il sistema con solo fotovoltaico è indubbiamente conveniente grazie ad un $LCOE$ bassissimo.

Per l'accumulo bisogna distinguere due casistiche:

- *Realizzazione con l'impianto fotovoltaico*: la presenza dello storage contribuisce ad un forte aumento dell' $LCOE$ complessivo del sistema, ma il risultato finale ottenuto è molto conveniente grazie al forte contributo del fotovoltaico.
- *Sola realizzazione dello storage*: non risulta mai conveniente negli scenari futuri considerati.

CONCLUSIONI

L'installazione di impianti fotovoltaici, come le altre fonti di energia rinnovabile, ha avuto una notevole crescita negli ultimi anni, soprattutto grazie agli obiettivi posti dall'Unione Europea e all'incentivazione dei singoli Stati.

La sempre maggiore diffusione degli impianti ad energia rinnovabile ha evidenziato le loro problematiche relative alla non programmabilità e alla discontinuità della produzione. Per fronteggiare queste difficoltà si sono sviluppati sistemi di accumulo elettrici che sopperiscano e favoriscano un maggior accoppiamento tra la generazione e il carico dell'utenza.

Lo studio si è sviluppato nelle seguenti fasi:

- Progettazione dell'impianto fotovoltaico
- Approfondimento del sistema d'accumulo e decisione dei costi da considerare
- Definizione delle previsioni future del prezzo dell'energia elettrica
- Ottimizzazione del sistema finale
- Analisi economica delle configurazioni individuate

La progettazione dell'impianto fotovoltaico è stata svolta basandosi sul prospetto svolto dall'azienda ESPE, ricreando anche grazie all'ausilio del software *PVsys* l'accoppiamento tra gli arrays e i rispettivi inverter. Tale programma ha permesso anche di calcolare in maniera molto dettagliata le perdite e la produzione finale dell'impianto fotovoltaico.

Poi si è svolto un excursus sulle batterie agli ioni di litio e sulle diverse tecnologie che compongono tale gruppo. Sono state riportate le previsioni dell'*IRENA* per il 2030, i prezzi considerati in questo studio e le forti limitazioni per un'analisi esatta dello storage.

La definizione delle previsioni del prezzo dell'energia elettrica, sfruttando i dati dell'*Aurora Energy Research* e quelli storici dell'*EUROSTAT*, rappresenta una fase cruciale del progetto perché da essa dipende tutta la successiva ottimizzazione del sistema e tutti i risultati dell'analisi economica.

Sono stati individuati quattro scenari distinti in base allo sviluppo futuro della generazione dell'energia elettrica:

- Scenario di riferimento basato sui prezzi del primo semestre dell'anno 2021;
- Scenario più ottimistico, in cui il prezzo dell'energia elettrica diminuisce rispetto a quello di riferimento, si è considerato il pieno raggiungimento degli obiettivi europei;
- Scenario pre-COVID con i prezzi dell'anno 2019;
- Scenario pessimistico, con notevole rialzo dei prezzi, legato ad una maggiore dipendenza dal gas naturale e dal suo andamento del prezzo sul mercato.

Successivamente si è ottimizzato il sistema e si sono definite diverse configurazioni possibili. Grazie all'utilizzo di *HOMER Pro* la struttura più conveniente è stata individuata nella semplice realizzazione dell'impianto fotovoltaico, mentre la configurazione con accumulo consisteva nell'utilizzo di una sola batteria.

Lo studio è proseguito con l'analisi economica e si sono analizzati nel dettaglio i flussi di cassa nei diversi scenari. Il tempo di ritorno del solo impianto fotovoltaico è risultato inferiore di circa due anni rispetto al sistema integrato con la batteria in tutti i casi. Tale conclusione è stata ulteriormente avvalorata dal parametro *TIR*, che per l'impianto solo fotovoltaico è risultato maggiore, e quindi più conveniente, di circa due punti percentuali rispetto alla configurazione con la batteria.

Si è approfondita, sempre dal punto di vista economico, la convenienza delle diverse configurazioni e l'eventuale integrazione successiva della sola batteria grazie al parametro dell'*LCOE*. I risultati ottenuti possono essere così sintetizzati:

- L'impianto solo fotovoltaico è conveniente in ogni scenario poiché il prezzo della produzione dell'energia elettrica è di soli 0.0634 €/kWh;
- L'integrazione successiva della batteria non è conveniente in nessun caso, essendo pari a 0.298 €/kWh e avendo quindi un valore superiore anche rispetto al caso pessimistico;
- La configurazione dell'impianto fotovoltaico con la batteria risulta maggiore di circa un 20% rispetto al caso del solo fotovoltaico ed è pari a 0.0758 €/kWh. Questa soluzione risulta vantaggiosa in ogni scenario grazie al forte contributo dell'*LCOE* del solo impianto fotovoltaico.

Questo lavoro ha fatto emergere la convenienza economica della realizzazione del solo impianto fotovoltaico rispetto ad un sistema con l'accumulo integrato per il caso studio preso in esame. Tuttavia, se si dovesse aggiungere un sistema d'accumulo, opportunamente dimensionato, non converrebbe aggiungere successivamente la batteria, ma sarebbe preferibile abbinarla sin da subito all'impianto fotovoltaico.

Tale conclusione potrebbe essere messa in discussione nel futuro, poiché si prevede un forte sviluppo della tecnologia degli storage nei prossimi anni che comporterebbe una riduzione dei costi del 54-61% per le batterie agli ioni di litio.

APPENDICE A

Potenza nom. Wc Tol. +/- %
 (a STC)
 Tecnologia

Specifiche costruttore o altre misurazioni

Condiz. di riferimento	GRef	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²	TRef	<input type="text" value="25"/>	°C
Corrente corto circuito	Isc	<input type="text" value="13.810"/>	A	Circuito aperto Vca	<input type="text" value="37.24"/>	V
Punto di max. potenza	Imp	<input type="text" value="12.910"/>	A	Vmpp	<input type="text" value="31.38"/>	V
Coefficiente di temperatura	mulsc	<input type="text" value="6.9"/>	mA/°C	N. celle	54 x 2	
	o mulsc	<input type="text" value="0.050"/>	%/°C			

Risultati modello interno

Cond. di funzionamento	GOper	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²			
Punto di max. potenza	Pmpp	405.9	W	Coeff. di temperatura	-0.35	%/°C
	Corrente Imp	13.13	A		Tensione Vmpp	30.9
Corrente corto circuito	Isc	13.81	A	Circuito aperto Vca	37.2	V
Efficienza	/ Sup. celle	N/D	%	/ Sup. modulo	20.76	%

Figura A1: Costruzione modello su PVsyst del modulo fotovoltaico Suntech UltraV 405 W

Entrata (Campo FV DC)

Tensione MPP minima V
 Tensione min, per Pnom V
 Corrente di entrata massima A
 Tensione MPP nominale V
Tensione MPP massima V
Tensione FV max. assoluta V
 Predefinito

Potenza soglia W W

Specifiche contrattuali, senza reale significato fisico Obbligatorio

Potenza FV nominale kW
 Potenza FV massima kW
 Corrente FV massima A

Uscita (Rete AC)

Monofase
 Trifase
 Bifase

Frequenza 50 Hz
 60 Hz

Tensione rete V
Potenza AC nominale kW
 Potenza AC massima kW
 Corrente AC nominale A
 Corrente AC massima A

Efficienza

Efficienza massima **97.80%**
Efficienza EURO **97.70%**
 Efficienza definita per 3 tensioni

Figura A2: Costruzione modello su PVsyst dell'inverter Socomec SUNSYS HES L C-Cab 200 kW

APPENDICE B

Report completo *PVsyst*:

Project summary					
Geographical Site Ponte San Nicolò Italia		Situation Latitude 45.35 °N Longitude 11.93 °E Altitude 8 m Time zone UTC+1		Project settings Albedo 0.20	
Meteo data Ponte San Nicolò PVGIS api TMY					

System summary					
Grid-Connected System Simulation for year no 10		Building system			
PV Field Orientation Fixed planes 3 orientations Tilts/azimuths 0 / -23 ° 3 / 67 ° 6 / 157 °		Near Shadings Linear shadings		User's needs Ext. defined as file Carico orario - Copia (2).CSV	
System information PV Array Nb. of modules 2784 units Pnom total 1128 kWp		Inverters Nb. of units 5 units Pnom total 1050 kWac Pnom ratio 1.074			

Results summary					
Produced Energy	1164 MWh/year	Specific production	1032 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	72.25 %
Used Energy	6409 MWh/year			Solar Fraction SF	13.15 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10

General parameters

Grid-Connected System

Building system

PV Field Orientation

Orientation
 Fixed planes 3 orientations
 Tilts/azimuths 0 / -23 °
 3 / 67 °
 6 / 157 °

Sheds configuration

Models used

Transposition Perez
 Diffuse Imported
 Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Ext. defined as file
 Carico orario - Copia (2).CSV

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
492784	577803	586514	514520	512106	528957	581028	371997	565753	574614	588161	515042	6409279	kWh

PV Array Characteristics

Array #1 - Campo FV hor

Orientation #2
 Tilt/Azimuth 3/67 °

PV module

Manufacturer Generic
 Model UltraV_405W_108_cells

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 405 Wp
 Number of PV modules 1008 units
 Nominal (STC) 408 kWp
 Modules 42 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 372 kWp
 U mpp 672 V
 I mpp 554 A

Inverter

Manufacturer Generic
 Model 200 kW SUNSYS HES L multi

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 200 kWac
 Number of inverters 2 units
 Total power 400 kWac
 Operating voltage 590-860 V
 Pnom ratio (DC:AC) 1.02

Array #2 - Sottocampo #2

Mixed orient.
 #1/2: 9/8 strings
 Tilt/Azimuth 0/-23 °
 3/67 °

PV module

Manufacturer Generic
 Model UltraV_405W_108_cells

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 405 Wp
 Number of PV modules 408 units
 Nominal (STC) 165 kWp
 Modules 17 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 151 kWp
 U mpp 672 V
 I mpp 224 A

Inverter

Manufacturer Generic
 Model 150 kW SUNSYS HES L

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 150 kWac
 Number of inverters 1 unit
 Total power 150 kWac
 Operating voltage 590-860 V
 Pnom ratio (DC:AC) 1.10

PV Array Characteristics

PV module		Generic	Inverter		Generic
Manufacturer			Manufacturer		
Model	UltraV_405W_108_cells		Model	250 kW SUNSYS HES L	
(Custom parameters definition)			(Custom parameters definition)		
Unit Nom. Power	405 Wp		Unit Nom. Power	250 kWac	
Number of PV modules	1368 units		Number of inverters	2 units	
Nominal (STC)	554 kWp		Total power	500 kWac	
Array #3 - Sottocampo #3					
Orientation	#3				
Tilt/Azimuth	6/157 °				
Number of PV modules	696 units		Number of inverters	1 unit	
Nominal (STC)	282 kWp		Total power	250 kWac	
Modules	29 Strings x 24 In series				
At operating cond. (50°C)					
Pmpp	257 kWp		Operating voltage	590-860 V	
U mpp	672 V		Pnom ratio (DC:AC)	1.10	
I mpp	382 A				
Array #4 - Sottocampo #4					
Orientation	#3				
Tilt/Azimuth	6/157 °				
Number of PV modules	672 units		Number of inverters	1 unit	
Nominal (STC)	272 kWp		Total power	250 kWac	
Modules	28 Strings x 24 In series				
At operating cond. (50°C)					
Pmpp	248 kWp		Operating voltage	590-860 V	
U mpp	672 V		Pnom ratio (DC:AC)	1.09	
I mpp	369 A				
Total PV power			Total inverter power		
Nominal (STC)	1128 kWp		Total power	1050 kWac	
Total	2784 modules		Number of inverters	5 units	
Module area	5443 m ²		Pnom ratio	1.07	

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K					
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
Module average degradation								
Year no	10							
Loss factor	0.4 %/year							
Mismatch due to degradation								
Imp RMS dispersion	0.4 %/year							
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Array losses

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

DC wiring losses

Global wiring resistance 7.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Campo FV hor

Global array res. 20 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 29 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 50 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 30 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

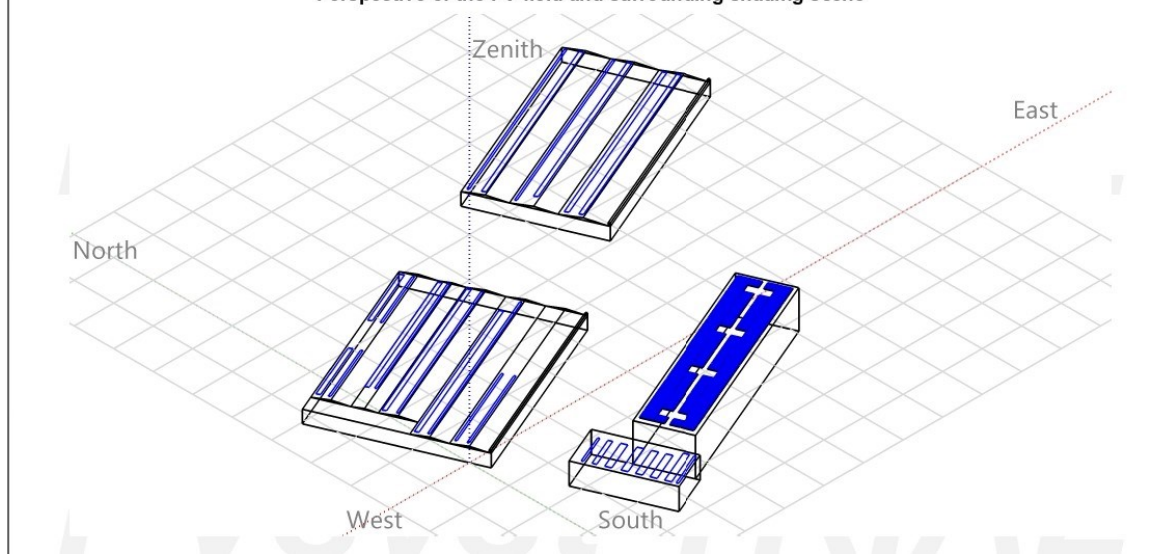
System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

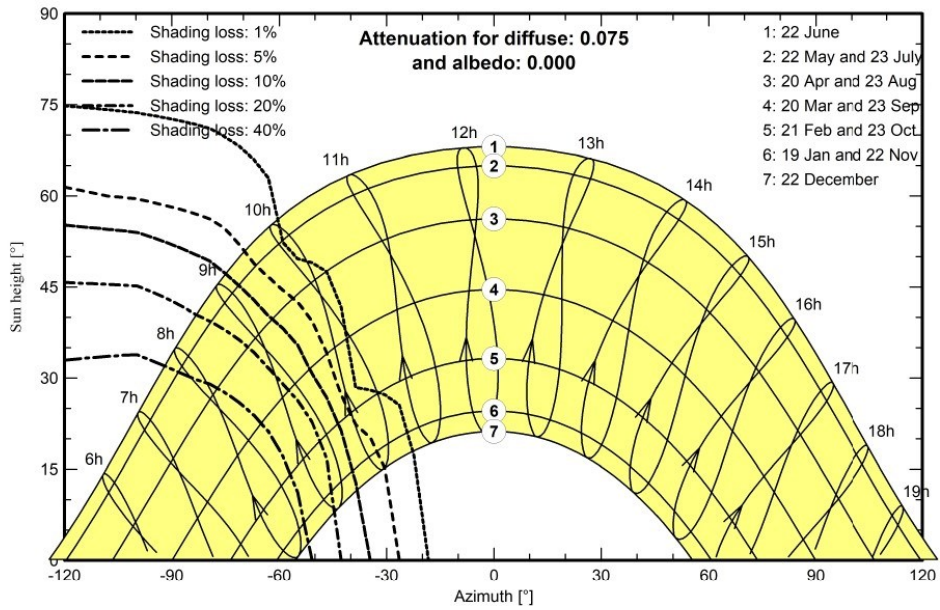
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



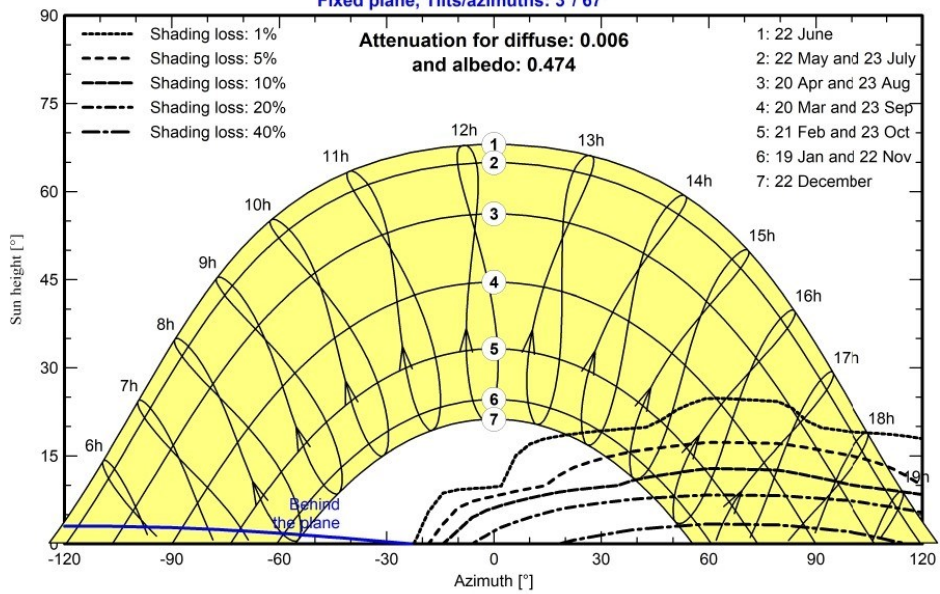
Iso-shadings diagram

Orientation #1



Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 3°/ 67°



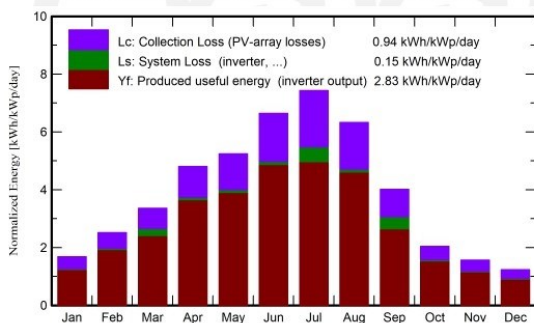
Main results

System Production

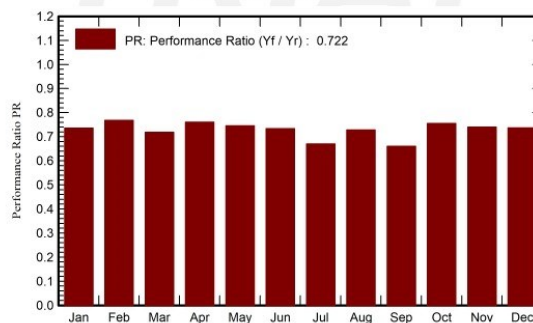
Produced Energy 1164 MWh/year
Used Energy 6409 MWh/year

Specific production 1032 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 72.25 %
Solar Fraction SF 13.15 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



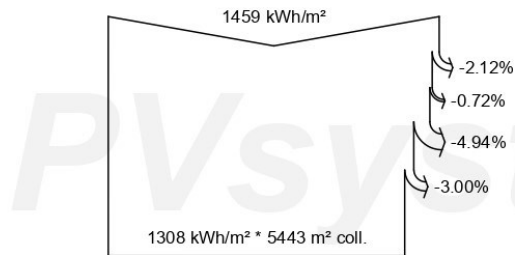
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	56.2	21.77	2.49	52.2	43.1	44.5	492.8	38.6	4.76	454.2
February	73.9	27.69	4.73	70.4	62.0	62.5	577.8	50.1	10.96	527.7
March	107.6	47.70	8.91	104.2	94.7	92.8	586.5	65.1	19.36	521.4
April	146.1	64.65	13.97	144.1	133.2	126.5	514.5	93.9	29.70	420.6
May	164.5	64.96	16.80	162.5	151.0	139.9	512.1	90.6	46.01	421.5
June	200.5	75.43	22.36	199.3	186.3	168.7	529.0	123.9	40.90	405.0
July	232.2	68.01	25.24	230.4	215.6	191.8	581.0	127.6	46.39	453.4
August	199.2	62.90	25.27	196.3	182.6	164.9	372.0	79.9	81.27	292.1
September	123.5	53.18	20.17	120.4	110.6	103.9	565.8	72.0	17.76	493.8
October	65.3	38.48	15.77	63.3	56.6	55.3	574.6	38.9	14.97	535.7
November	49.6	24.47	9.61	47.0	40.2	40.3	588.2	34.2	4.98	553.9
December	40.8	23.19	5.25	38.2	31.8	32.7	515.0	28.1	3.64	486.9
Year	1459.3	572.44	14.27	1428.4	1307.6	1224.1	6409.3	842.9	320.70	5566.4

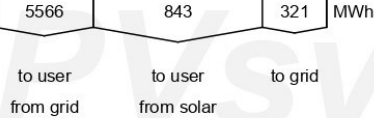
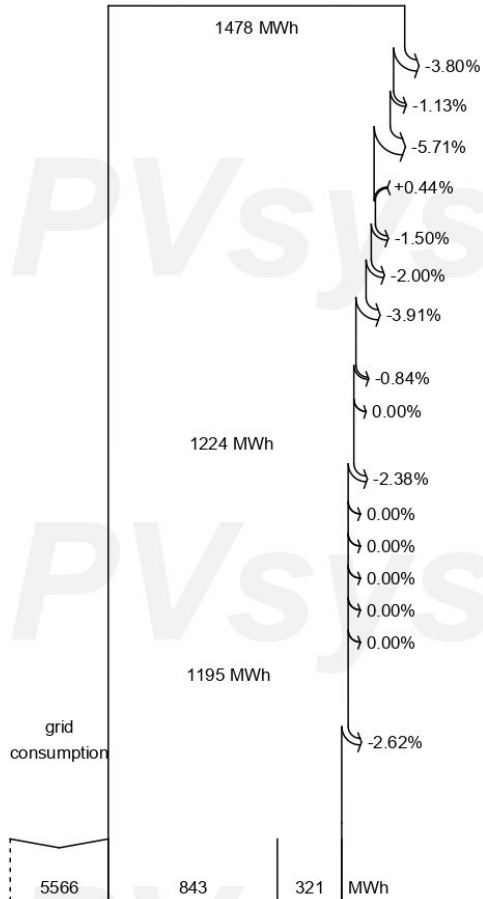
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Loss diagram



efficiency at STC = 20.76%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #10)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Spectral correction

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings
(including 1.8% for degradation dispersion)

Ohmic wiring loss

Mixed orientation mismatch loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

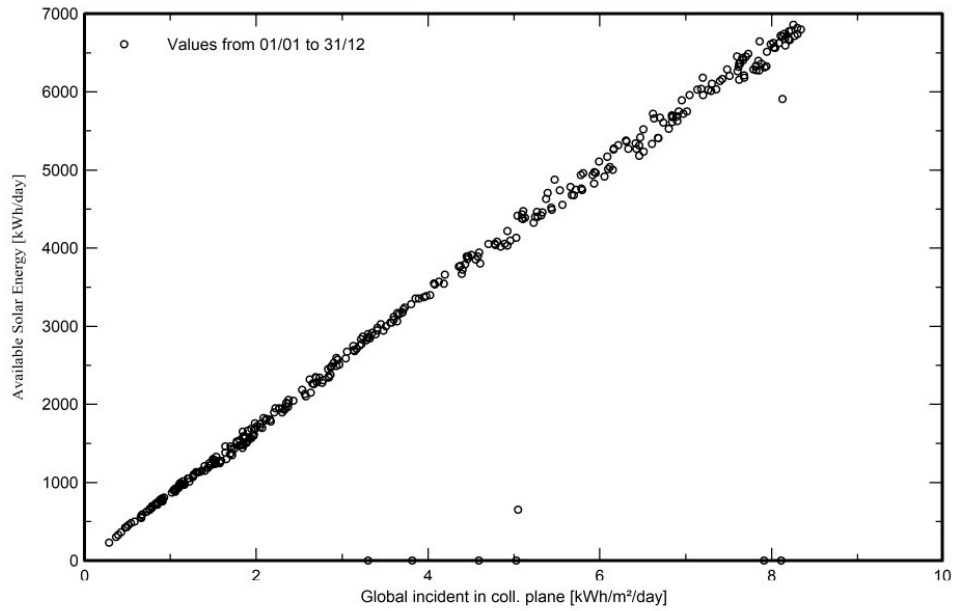
Available Energy at Inverter Output

System unavailability

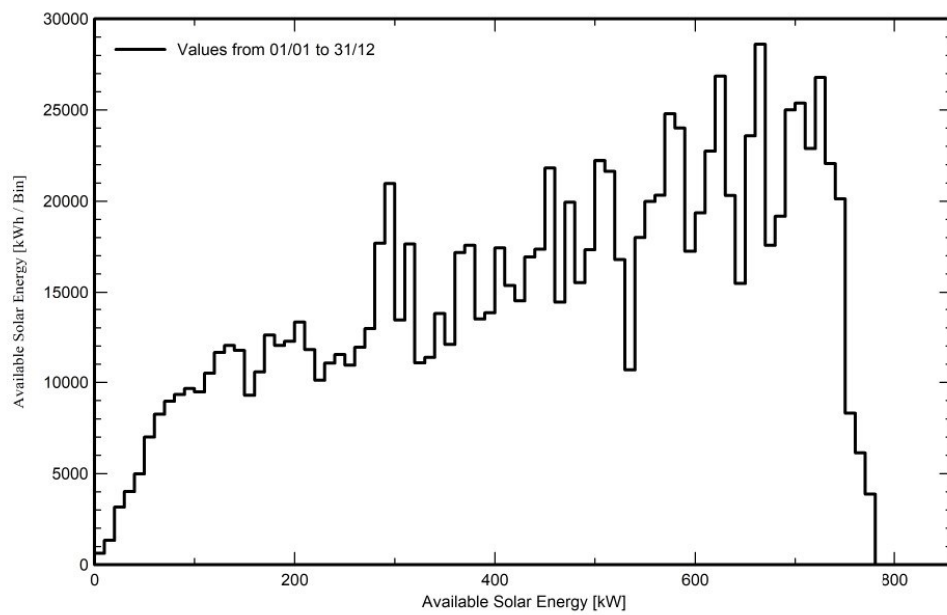
Energy injected into grid

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



BIOGRAFIA

- [1] T. Horiba, “*Lithium-Ion Battery Systems*”, in Proceedings of the IEEE, vol. 102, no. 6, June 2014
- [2] H. Keshan, J. Thornburg, T. S. Ustun, “*Comparison of lead-acid and lithium-ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems*”, 4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016), Kuala Lumpur, 2016
- [3] PVsyst, www.pvsyst.com
- [4] PVGIS, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/
- [5] European Joint Research Center (JRC), <https://joint-research-centre.ec.europa.eu/>
- [6] IRENA, www.irena.org
- [7] IRENA, “*Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030*”, 2017
- [8] Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, “*Testo Integrato delle Disposizioni dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas per la Regolazione dei Sistemi di Produzione e Consumo – Allegato A*”, 2013
- [9] Gestore dei Sistemi Energetici, www.gse.it
- [10] Gestore dei Sistemi Energetici, “*Servizio di scambio sul posto – regole tecniche*”, 2016
- [11] Gestore dei Sistemi Energetici, “*Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) – Guida operativa*”, 2017
- [12] Gestore dei Servizi Energetici, “*Modalità operative per il riconoscimento dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo relative ai meccanismi di incentivazione e sostegno delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica*”
- [13] Gestore dei Servizi Energetici, “*Ritiro Dedicato dell’energia elettrica – Conguaglio a Prezzi Minimi Garantiti – Tariffa Onnicomprensiva – Modalità e condizioni tecnico-operative – Disposizioni Tecniche di Funzionamento*”, 2018
- [14] Gestore Mercati Energetici, www.mercatoelettrico.org
- [15] Aurora Energy Research, www.auroraer.com
- [16] EUROSTAT, www.ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/all_themes
- [17] HOMER Energy, www.homerenergy.com
- [18] Inflation.eu worldwide inflation data, it.inflation.eu
- [19] Energy Education, www.energyeducation.ca
- [20] IRENA, “*Renewable Power Costs in 2019*”, 2020
- [21] Lai C. S., McCulloch M. D., “*Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage*”, 2016

