



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare-Renewable Energy
Systems

A.a. 2025/2026

Sessione di Laurea Luglio 2026

**Verifica della produzione energetica reale di un
impianto fotovoltaico con un modello semi
empirico e analisi economica
dell'investimento**

Relatore:

Prof. Gabriele Malgaroli

Co-relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidato:

Simone Valetti

Abstract

La crescente diffusione del fotovoltaico rende sempre più importante la verifica delle prestazioni reali dei sistemi installati e la valutazione della convenienza economica degli investimenti associati. La presente tesi analizza un impianto ubicato nella città di Torino, composto da un generatore fotovoltaico con potenza di picco installata pari a 974 kW (DC) e da inverter per una potenza nominale complessiva di 900 kW (AC).

Lo studio è stato condotto mediante l'applicazione di un modello semi-empirico per la stima della produzione energetica, basato sull'irradianza solare incidente, sulle condizioni operative dei moduli e sul rendimento complessivo del sistema. Le stime ottenute sono state confrontate con i dati di produzione reale rilevati nell'arco di un anno di esercizio, al fine di valutare le prestazioni effettive dell'impianto rispetto al modello di riferimento.

Successivamente, è stata effettuata un'analisi economica dell'investimento, attraverso il calcolo dei principali indicatori finanziari, per valutarne la sostenibilità economica nel contesto analizzato.

Sommario

Sommario	5
1 Scenario energetico italiano e globale	10
1.1. Obiettivi da raggiungere	10
1.2. Contesto globale e l'ascesa del fotovoltaico	11
1.3. Panorama Italiano stato dell'arte e prospettive	12
2 Caratteristiche dei sistemi fotovoltaici.....	14
2.1 La radiazione solare.....	14
2.2 La cella solare: strutture e principio di funzionamento	16
2.2.1 Fisica delle bande e Drogaggio	16
2.2.2 L'effetto Fotovoltaico e la struttura fisica	17
2.3 Circuito Equivalente e Cerva Corrente-Tensione (I-V)	18
2.3.1 Effetto dell'irraggiamento solare sulla curva I-V	22
2.3.2 Effetto della temperatura sulla curva I-V	24
2.3.3 Fonti di perdita di una cella solare	26
2.4 Connessioni tra celle	28
2.4.1 Connessione in serie e il problema del <i>Mismatch</i>	28
2.4.2 Diodi di Bypass e protezione delle stringhe in serie.....	29
2.4.3 Connessione in parallelo e Diodi di Blocco	29
2.5 I moduli fotovoltaici	30
2.5.1 Struttura.....	30
2.5.2 Condizioni di test (STC, NOCT)	31
2.6 Condizioni di matching	32
2.7 Inverter	33
3 Impianto.....	36
3.1 Descrizione generale impianto analizzato.....	36
3.2 Suddivisione impianto	38
3.3 Scelta dei moduli fotovoltaici.....	40
3.4 Disposizione dei pannelli e accoppiamento inverter	42
3.5 Verifica della producibilità: metodo semi empirico e PVGIS.....	47
3.6 Implementazione metodo semi empirico	47
3.6.1 Valutazione delle perdite e relativi rendimenti.....	48
3.6.1.1 Rendimento di conversione DC/AC.....	49
3.6.1.2 Rendimento dovuto alle perdite nei cavi	51
3.6.1.3 Rendimento dovuto alle perdite per bassa irradianza	54

3.7	Analisi sezione impianto considerata	54
3.7.1	Applicazione falda sud.....	55
3.7.2	Applicazione falda nord	59
3.8	Analisi Potenza e Produzione calcolata	62
3.9	Analisi produzione mediante PVGIS	63
3.10	Produzione reale e confronto tra i risultati ottenuti.....	65
4	Analisi Economica	68
4.1	Suddivisione dei costi.....	69
4.2	Calcolo dei flussi di cassa e VAN.....	70
4.3	Tempo di ritorno dell'investimento	72
4.4	Integrazione dell'ammortamento	74
4.5	Analisi del Tasso Interno del Rendimento	77
5	Conclusioni.....	80

Indice delle Figure

Figura 1 Crescita della capacità rinnovabile globale	11
Figura 2 Consumi e produzione energia elettrica in Italia	12
Figura 3 Distinzione isolante, conduttore, semiconduttore	17
Figura 4 Circuito equivalente cella fotovoltaica	19
Figura 5 Curva corrente tensione di una cella fotovoltaica	21
Figura 6 Dipendenza della curva I-V dalla irradianza	24
Figura 7 Dipendenza della curva I-V dalla temperatura	25
Figura 8 Diodi di bypass e celle ombreggiate	30
Figura 9 Struttura modulo fotovoltaico	32
Figura 10 Ombreggiamento concentrato	Figura 11
Ombreggiamento diffuso	33
Figura 12 Influenza ombreggiamento su curva I-V	Figura 13 Influenza
ombreggiamento su curva P-V	33
Figura 14 Vista dall'alto dell'impianto.....	37
Figura 15 Suddivisione in zone delle coperture presenti.....	39
Figura 16 Caratteristiche dimensionali.....	41
Figura 17 Specifiche Elettriche del pannello in condizioni STC	42
Figura 18 Dati elettrici e coefficienti di temperatura dei pannelli	42
Figura 19 Visione parziale del locale inverter	43
Figura 20 Specifiche tecniche Inverter HQSOL 60SHT.....	44
Figura 21 Curva di efficienza dell'inverter	50
Figura 22 Localizzazione locale Inverter	52
Figura 19 Grafico VAN Impianto	74
Figura 20 Grafico VAN Impianto considerando ammortamento.....	77

Indice delle tabelle

Tabella 1 Suddivisione in zone delle coperture presenti	40
Tabella 2 Irradianza media per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno	56
Tabella 3 Massima temperatura Moduli ad ogni ora	57
Tabella 4 DeltaT per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno	58
Tabella 5 Irradianza media per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno	59
Tabella 6 Massima temperatura Moduli ad ogni ora	60
Tabella 7 DeltaT per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno	61
Tabella 8 Produzione annua stimata secondo modello semi empirico	63
Tabella 9 Produzione annua stimata secondo PVGIS	64
Tabella 10 Produzione annua impianto esistente	65
Tabella 11 Confronto della produzione annua per le diverse aree	66
Tabella 12 Consumi energia elettrica San Giovanni Bosco	68
Tabella 13 Costi riscontrati	69
Tabella 14 VAN Impianto	73
Tabella 15 VAN Impianto considerando ammortamento	76
Tabella 16 Confronto TIR	79

1 Scenario energetico italiano e globale

1.1. Obiettivi da raggiungere

Nel contesto dell'odierna transizione ecologica, l'integrazione di sistemi di generazione da fonti rinnovabili ha acquisito una centralità strategica senza precedenti. Il motore principale dell'attuale transizione energetica è l'obbligo di attenuare il riscaldamento globale. L'accordo di Parigi del 2015 e successivamente rimarcato durante la Cop26 di Glasgow impone l'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura media globale a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali [1].

Come indicato nei recenti rapporti dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), oltrepassare la soglia del grado e mezzo comporterebbe un aumento dei rischi legati a eventi meteorologici estremi, innalzamento del livello dei mari e perdita di biodiversità. Per evitare questo rischio è necessaria una drastica riduzione delle emissioni globali di gas serra (GHG) sempre secondo studi compiuti dall'IPCC si stima che la riduzione di CO_2 si aggiri a valori attorno al 45% entro il 2030 per poi raggiungere lo zero intorno al 2050 [2]. In questo scenario, il settore riguardante la produzione di energia elettrica è quello di maggior interesse alla decarbonizzazione fungendo così da traino per l'elettrificazione dei consumi finali (trasporto, riscaldamento, industria).

1.2. Contesto globale e l'ascesa del fotovoltaico

Il principale metodo per raggiungere gli obiettivi climatici accordati dal sistema energetico mondiale consiste nell'abbandono dei combustibili fossili in favore delle fonti rinnovabili, che si apprestano a diventare la principale fonte di generazione di energia elettrica globale.

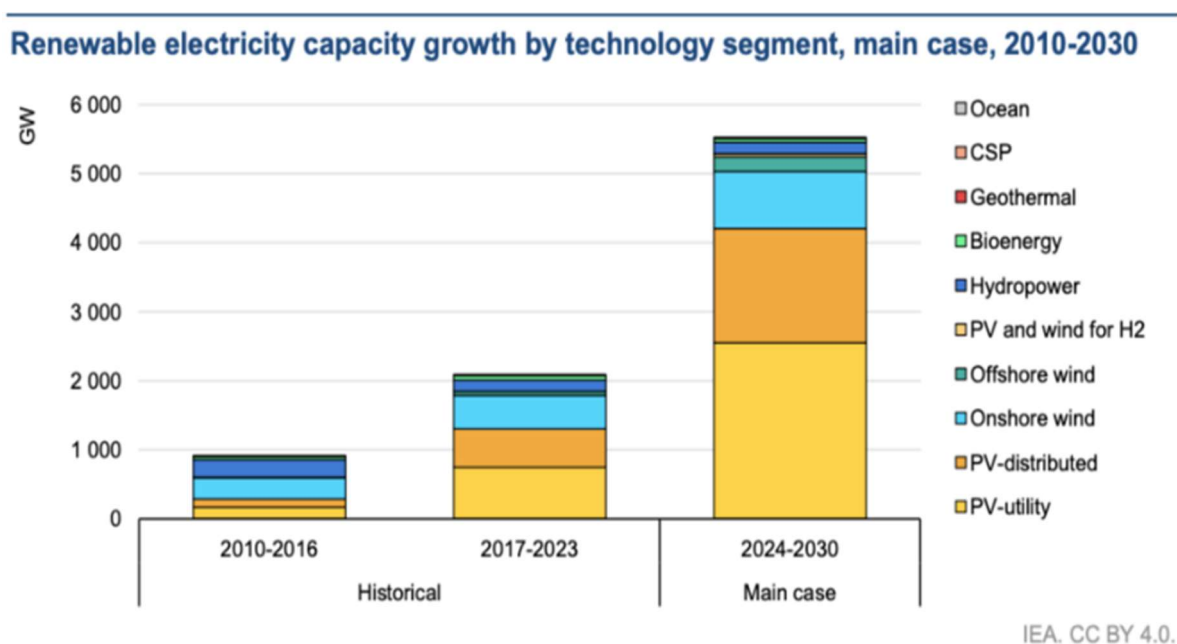


Figura 1 Crescita della capacità rinnovabile globale

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) prevede un incremento della capacità rinnovabile globale di ben 4.600 GW tra il 2025 e il 2030 [3]. Come si evince dalle stime, l'energia solare fotovoltaica gioca un ruolo da protagonista assoluto in questa espansione. La continua ottimizzazione dei costi tecnologici (LCOE in costante calo) e la flessibilità di installazione rendono il fotovoltaico la tecnologia leader, destinata a coprire quasi l'80% della nuova capacità installata a livello globale. Il mercato è oggi sostenuto in modo equilibrato sia dagli impianti *utility-scale* sia dai sistemi di generazione distribuita, fondamentali per avvicinare la produzione ai centri di consumo.

1.3. Panorama Italiano stato dell'arte e prospettive

A livello nazionale, l'Italia sta perseguendo obiettivi ambiziosi di decarbonizzazione e incremento dell'efficienza energetica, in linea con le direttive europee e il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima). I dati consolidati diffusi da Terna e dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici) per l'anno 2025 delineano un sistema elettrico in forte evoluzione. Nel corso dell'ultimo anno, il fabbisogno elettrico nazionale si è attestato intorno a 311,3 TWh, di cui le fonti rinnovabili sono riuscite a coprire circa il 41% della domanda totale [4].

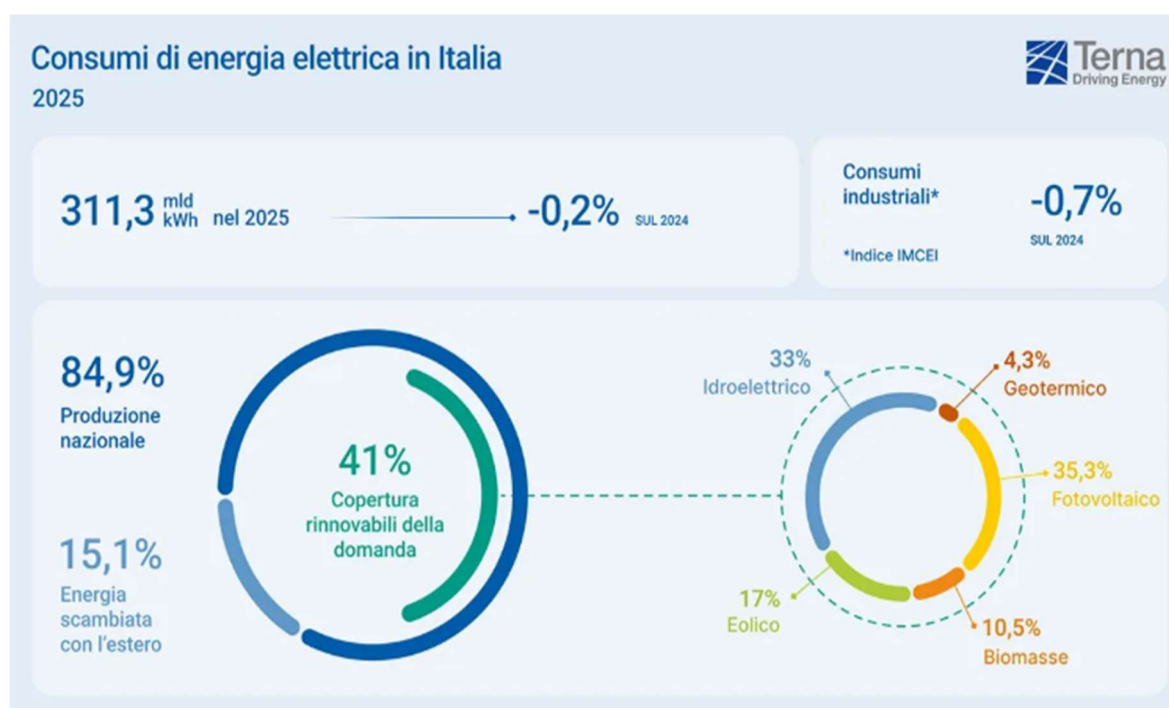


Figura 2 Consumi e produzione energia elettrica in Italia

Il comparto fotovoltaico, nello specifico, ha registrato performance storiche. Nel 2025 la produzione ha raggiunto il record di circa 44 TWh, segnando un notevole incremento del 25% rispetto ai valori del 2024. Questo risultato è frutto del duplice contributo di condizioni di irraggiamento favorevoli e dell'espansione del parco impianti nazionale. A fine 2025, la capacità fotovoltaica cumulativa in Italia ha superato i 43,5 GW, grazie alla connessione in rete di circa 6,4 GW di nuova potenza nel solo anno di riferimento.

Nonostante il mercato abbia mostrato una recente fase di normalizzazione—caratterizzata da una contrazione delle nuove installazioni nel comparto residenziale a seguito della rimodulazione degli incentivi fiscali—la costante crescita del settore Commerciale e Industriale e la diffusione di sistemi di accumulo (*stand-alone* e distribuiti) confermano la solidità del percorso di transizione energetica del Paese [5].

2 Caratteristiche dei sistemi fotovoltaici

2.1 La radiazione solare

La fonte primaria per i sistemi fotovoltaici è il Sole, che da un punto di vista termodinamico si comporta in modo analogo a un emettitore ideale di radiazione, ovvero a un corpo nero a una temperatura superficiale di circa 5800 K. I processi di fusione nucleare che avvengono nel nucleo solare liberano enormi quantità di energia, traducendosi in una potenza totale emessa nello spazio pari a circa 3.84×10^{26} W [7].

Al di fuori dell'atmosfera terrestre, l'irradianza che investe una superficie perpendicolare ai raggi solari, alla distanza media Terra-Sole, assume un valore di riferimento costante noto come "costante solare" (E_T o G_0), pari a 1367 W/m². Lo spettro di questa radiazione extraterrestre viene identificato dalla condizione convenzionale Air Mass 0 (AM 0). Esso presenta una distribuzione spettrale $g_0(\lambda)$ estesa dall'ultravioletto all'infrarosso, con un picco di massima emissione situato nella banda dello spettro visibile, in corrispondenza di una lunghezza d'onda $\lambda \approx 0.5 \mu\text{m}$.

Nel momento in cui la radiazione solare attraversa l'atmosfera terrestre ($AM > 0$), la sua intensità e la sua composizione spettrale subiscono sostanziali alterazioni dovute a fenomeni di attenuazione fisica. Una quota dell'energia incidente viene persa o reindirizzata nello spazio a causa dei meccanismi di scattering (principalmente lo scattering di Rayleigh operato dalle molecole d'aria a lunghezza d'onda corta e lo scattering di Mie dovuto ad aerosol e polveri), oppure viene selettivamente assorbita dai componenti gassosi dell'atmosfera, quali vapore acqueo (H_2O), anidride carbonica (CO_2) e ozono (O_3) [7].

L'entità dell'attenuazione subita è strettamente legata allo spessore di atmosfera attraversato dai raggi, parametrizzato tramite la massa d'aria (AM, Air Mass), la quale esprime il cammino ottico relativo rispetto a quello verticale allo Zenit. In condizioni di cielo sereno e trasparente, l'Air Mass è geometricamente approssimabile in funzione dell'angolo zenitale θ_z o dell'elevazione solare h secondo l'equazione:

$$AM \approx \frac{1}{\cos \theta_z} = \frac{1}{\sin h} \quad (1)$$

Mentre la radiazione allo Zenit corrisponde a una massa d'aria unitaria (AM 1), per le applicazioni fotovoltaiche terrestri e i relativi test di qualificazione dei moduli in laboratorio (STC - Standard Test Conditions) viene convenzionalmente adottato lo standard terrestre AM 1.5, associato a un'irradianza globale di riferimento pari a 1000 W/m² [6].

A livello del suolo, la radiazione solare globale (G) incidente su una superficie piana è data dalla combinazione vettoriale di tre contributi energetici differenti:

- **Radiazione Diretta (G_b):** rappresenta la frazione di flusso energetico che attraversa l'atmosfera mantenendo una traiettoria rettilinea dal disco solare fino alla superficie captante, definendo un preciso angolo di incidenza.
- **Radiazione Diffusa (G_d):** costituisce la quota di radiazione che, avendo subito riflessioni e deviazioni multidirezionali da parte dei gas e delle nubi, investe il piano della cella in modo isotropo da tutte le direzioni della volta celeste.
- **Radiazione Riflessa o Albedo (G_a):** descrive la componente energetica che giunge sul piano del modulo a seguito della riflessione della radiazione globale da parte del terreno circostante o di ostacoli adiacenti.

L'irradianza globale è espressa analiticamente dalla relazione:

$$G = G_b + G_d + G_a \quad \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2)$$

L'intensità della componente di albedo dipende direttamente dall'inclinazione (tilt) del piano del modulo fotovoltaico e dalle caratteristiche del terreno circostante, quantificate mediante il coefficiente o fattore di albedo (ρ_g) [6].

La ripartizione di queste tre componenti risente pesantemente delle condizioni meteo-climatiche locali. In presenza di cielo perfettamente sereno (clear sky), la radiazione diretta è ampiamente dominante (superando i 900 W/m^2), mentre la componente diffusa si attesta intorno al 20% del flusso globale. Al contrario, in condizioni di cielo completamente coperto (overcast), la componente diretta si annulla e la radiazione al suolo (pari a circa $100\text{-}200 \text{ W/m}^2$) assume un carattere quasi interamente diffuso [7].

2.2 La cella solare: strutture e principio di funzionamento

La cella fotovoltaica è l'elemento base del generatore e consiste, dal punto di vista elettrico, in un diodo a semiconduttore di grande superficie. La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica avviene sfruttando l'effetto fotovoltaico, un fenomeno basato sull'interazione tra la radiazione luminosa e la struttura elettronica del materiale. Il materiale di gran lunga più utilizzato a livello commerciale è il silicio (Si), un elemento tetravalente i cui atomi si legano in un reticolo cristallino tramite legami covalenti.

2.2.1 Fisica delle bande e Drogaggio

In un cristallo semiconduttore, i livelli energetici degli elettroni si raggruppano in bande; le due principali sono la banda di valenza e la banda di conduzione, separate da un salto energetico proibito noto come Energy Gap (E_g).

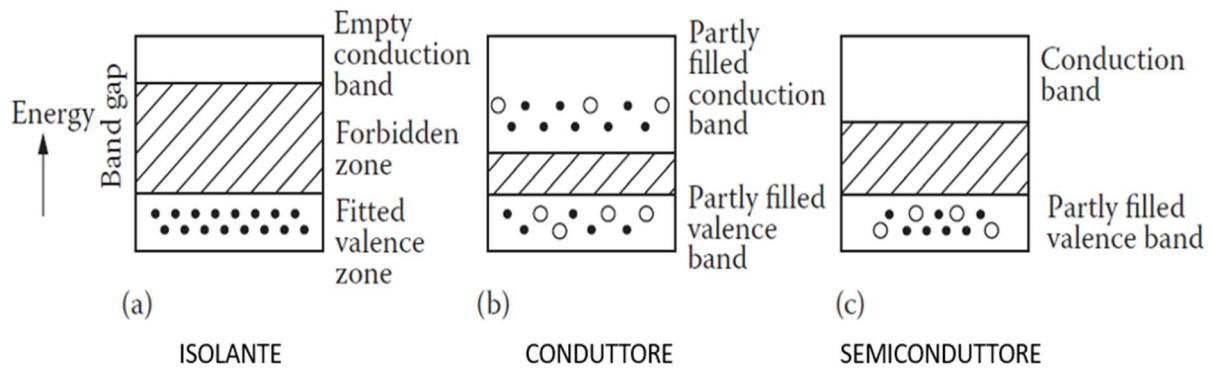


Figura 3 Distinzione isolante, conduttore, semiconduttore

Per il silicio cristallino a temperatura ambiente (circa 20 °C), l'energia necessaria affinché un elettrone abbandoni la banda di valenza per diventare un elettrone libero in conduzione è pari a 1.12 eV [6].

Poiché il silicio puro non presenta elettroni liberi sufficienti per un'efficiente conduzione, il materiale viene alterato tramite il processo di drogaggio:

- L'introduzione di atomi pentavalenti (come il fosforo) fornisce un elettrone in eccesso, creando un semiconduttore di tipo n.
- L'introduzione di atomi trivalenti (come il boro) lascia un legame insoddisfatto, generando una carica positiva netta detta lacuna (o buca), originando un semiconduttore di tipo p.

L'unione fisica di questi due strati forma la giunzione P-N. All'interfaccia, gli elettroni del lato n diffondono verso il lato p, e le lacune migrano in direzione opposta. Questo spostamento genera una densità di carica netta, nota come zona di svuotamento (depletion region), caratterizzata da un campo elettrico interno che instaura una barriera di potenziale in grado di arrestare l'ulteriore diffusione delle cariche.

2.2.2 L'effetto Fotovoltaico e la struttura fisica

Quando la radiazione solare investe la cella, i fotoni con un'energia superiore o uguale all'Energy Gap ($E_{ph} \geq E_g$) vengono assorbiti, rompendo i legami covalenti e generando nuove coppie elettrone-lacuna.

$$E_{ph}(\lambda) = \frac{hc}{\lambda} \geq E_{gap} \quad [eV] \quad (3)$$

dove h è la costante di Planck pari a $6,626 * 10^{-34} Js$, c è la velocità della luce pari a $30 * 10^4 Km/s$ e λ è la lunghezza d'onda della luce. Nel caso del silicio E_{gap} equivale a 1,12 eV.

Il campo elettrico intrinseco della giunzione agisce su queste cariche mobili, sospingendo gli elettroni verso il lato n e le lacune verso il lato p. Se i due strati vengono collegati tramite un circuito esterno, si innesca un flusso coerente di elettroni, ovvero una corrente fotogenerata (I_{ph}) proporzionale all'irradianza incidente.

Per massimizzare questo processo, la cella in silicio cristallino è strutturata in un wafer di spessore compreso tra 100 e 250 μm . Il lato esposto al sole è provvisto di uno strato antiriflesso e di un elettrodo frontale a griglia (composto da fingers e busbars) progettato per raccogliere la corrente minimizzando l'ombreggiamento sulla parte attiva, mentre la superficie posteriore è dotata di un contatto metallico a piastra [8].

2.3 Circuito Equivalente e Curva Corrente-Tensione (I-V)

Per simulare il comportamento elettrico di una cella solare e prevederne con esattezza le prestazioni al variare delle condizioni ambientali (principalmente irraggiamento e temperatura), la letteratura ingegneristica ricorre all'impiego di modelli circuitali equivalenti.

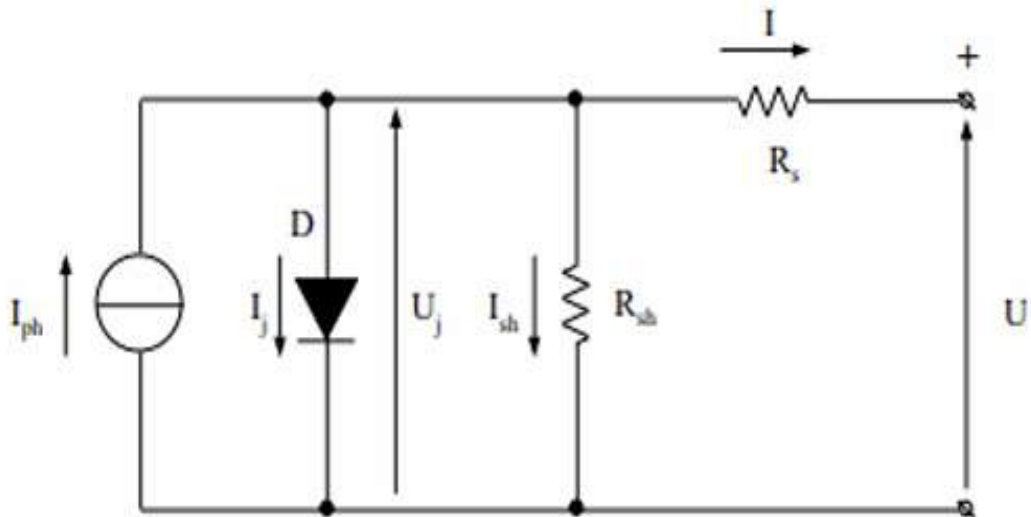


Figura 4 Circuito equivalente cella fotovoltaica

Nella sua forma ideale e più basilare, la cella fotovoltaica viene schematizzata come un generatore di corrente, la cui intensità I_{ph} è direttamente proporzionale alla radiazione solare incidente, posto in parallelo a un diodo che rappresenta il comportamento non lineare della giunzione P-N del semiconduttore [6].

Tuttavia, per descrivere con rigore le reali dissipazioni di potenza interne al dispositivo, è necessario discostarsi dal caso ideale introducendo degli elementi resistivi parassiti. Si definisce così il diffuso modello a singolo diodo a 5 parametri. Tali parametri sono:

- **Corrente fotogenerata (I_{ph}):** governata dall'effetto fotovoltaico e strettamente dipendente dall'irraggiamento.

$$I_{ph} = K_{mat} * G * A \quad [A] \quad (4)$$

- **Corrente di saturazione inversa (I_0):** legata alle correnti intrinseche del diodo e fortemente dipendente dall'aumento della temperatura.

$$I_j = I_0 * \left(e^{\frac{q * U_j}{m k T}} - 1 \right) \quad [A] \quad (5)$$

- **Fattore di idealità della giunzione (m o n):** parametro empirico, solitamente compreso tra 1 e 2, che dipende dalla tecnologia del materiale.
- **Resistenza in serie (R_s):** quantifica le cadute di tensione interne; è determinata dalla somma della resistenza volumetrica del semiconduttore e, soprattutto, della resistenza dei contatti metallici frontali (la griglia composta da fingers e busbars). L'ottimizzazione del numero di busbar mira proprio a ridurre al minimo tale resistenza.
- **Resistenza di shunt o in parallelo (R_{sh}):** rappresenta i percorsi anomali di dispersione della corrente (leakage) ai bordi della cella, causati da difetti nel reticolo cristallino o da isolamenti laterali imperfetti.

Applicando i principi di Kirchhoff a questo circuito, si ricavano i bilanci di corrente e tensione:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad [A] \quad (6)$$

$$U = U_j - R_s I \quad [V] \quad (7)$$

Da cui si ricava l'equazione che lega la corrente erogata I alla tensione U ai morsetti:

$$U = \frac{mkT}{q} * \ln \left(\frac{I_{ph} - I \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{U}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right) - R_s I \quad [V] \quad (8)$$

Questa equazione definisce matematicamente la curva caratteristica Corrente-Tensione (I-V o I-U) della cella solare. Graficamente, la curva I-V in condizioni di illuminamento si

ottiene traslando la curva esponenziale tipica del diodo al buio, per un valore di corrente esattamente pari alla corrente fotogenerata I_{ph} [6].

L'andamento della curva I-V è fortemente non lineare e racchiude specifici punti operativi di fondamentale importanza ingegneristica per la caratterizzazione e il collaudo del pannello:

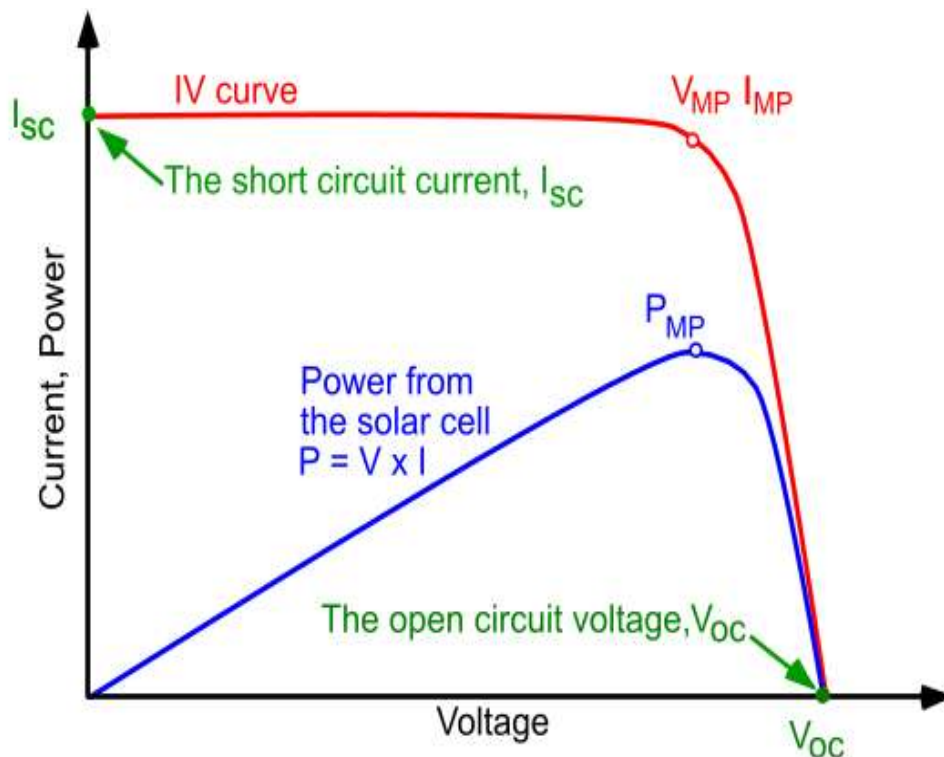


Figura 5 Curva corrente tensione di una cella fotovoltaica

- **Corrente di cortocircuito (I_{sc}):** È il valore massimo teorico di corrente erogabile dalla cella e si registra quando la tensione ai morsetti è nulla ($V = 0$). Essa risulta direttamente proporzionale all'irraggiamento incidente e varia solo in maniera marginale con la temperatura.
- **Tensione a vuoto (V_{oc}):** Rappresenta la tensione massima misurabile ai capi della cella e si verifica in condizioni di circuito aperto, ovvero quando la corrente erogata è nulla ($I = 0$). A differenza della corrente, la V_{oc} subisce un netto e

rapido decadimento all'aumentare della temperatura operativa, a causa dell'incremento esponenziale della corrente di saturazione inversa I_0 .

- **Punto di Massima Potenza (MPP - *Maximum Power Point*):** Lungo il "ginocchio" della curva esiste un unico punto di lavoro, individuato dalle coordinate ottimali (V_{mpp}, I_{mpp}) , in cui l'area del rettangolo sotteso ($P = V \cdot I$) è massima e si estrae dal dispositivo la massima energia utile. In questo punto, la derivata della curva rispetta la stringente condizione differenziale $\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$. È il punto in cui lavorano costantemente gli inverter di rete grazie ai loro algoritmi di inseguimento.
- **Fattore di Forma (Fill Factor, FF):** È un parametro di qualità adimensionale che indica quanto la curva I-V si avvicini al rettangolo ideale formato dai valori massimi di V_{oc} e I_{sc} . Si definisce come $FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$. Valori tipici di FF per moduli commerciali in silicio cristallino si attestano tra 0.7 e 0.8. Un collasso del Fill Factor evidenzia un rapido peggioramento delle prestazioni, generalmente provocato dall'aumento della resistenza in serie R_s o dal degrado della resistenza in parallelo R_{sh} .

In ultimo, occorre segnalare che per celle sottoposte a condizioni operative severe, o laddove diventino dominanti i fenomeni di ricombinazione nella zona di carica spaziale, si preferisce ricorrere al modello a doppio diodo a 7 parametri. In questa architettura circuitale più complessa viene introdotto un secondo diodo in parallelo che modella in maniera esplicita le correnti di ricombinazione, migliorando drasticamente la fedeltà predittiva della curva I-V a fronte di un più oneroso costo computazionale [6].

2.3.1 Effetto dell'irraggiamento solare sulla curva I-V

L'irraggiamento solare (G) influisce in modo diretto e sostanziale sulle prestazioni elettriche della cella fotovoltaica. A temperatura costante, una variazione dell'irraggiamento determina una modifica proporzionale della corrente fotogenerata (I_{ph}). Di conseguenza, i valori della corrente di cortocircuito (I_{sc}) e della corrente di

massima potenza (I_{mpp}) variano in maniera linearmente proporzionale rispetto al flusso luminoso incidente.

Al contrario, la tensione a vuoto (V_{oc}) e la tensione di massima potenza (V_{mpp}) presentano variazioni marginali, essendo regolate da una legge di proporzionalità logaritmica. Analiticamente, la tensione a vuoto è approssimabile dalla relazione:

$$V_{oc} \approx m \cdot V_T \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) \quad [V] \quad (9)$$

dove V_T rappresenta la tensione termica (pari a 25.7 mV a 25°C) e I_0 la corrente di saturazione. A causa di questo andamento logaritmico, la V_{oc} si mantiene pressappoco costante su un ampio intervallo di valori di G , esibendo un crollo significativo solamente a livelli di irraggiamento molto bassi (indicativamente al di sotto dei 50 W/m²). Come evidente conseguenza sul piano I-V, i punti di massima potenza (P_{MAX}) tracciati al variare dell'irraggiamento si collocano approssimativamente lungo una linea verticale. Le variazioni della caratteristica I-V indotte dall'irraggiamento avvengono in modo estremamente rapido, con costanti di tempo dell'ordine dei 10-20 μs per le celle in silicio.

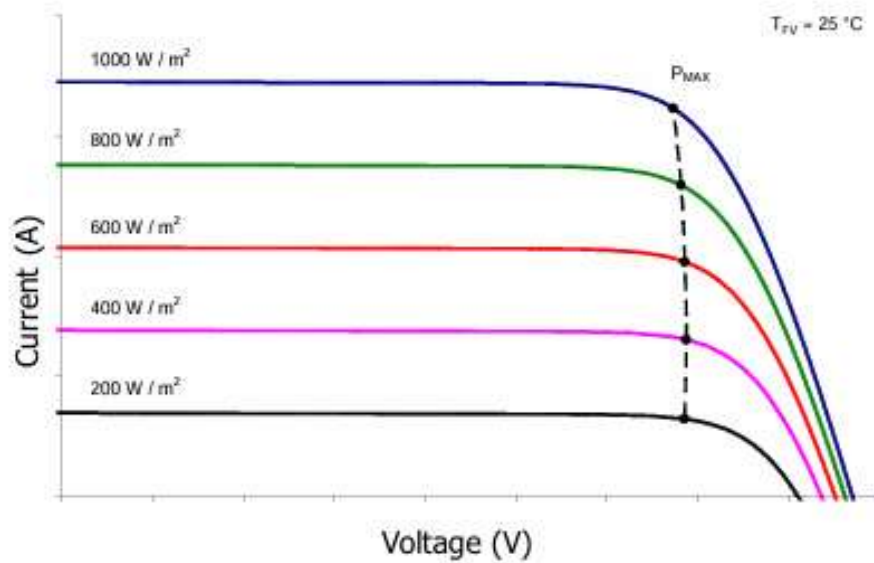


Figura 6 Dipendenza della curva I-V dalla irradianza

2.3.2 Effetto della temperatura sulla curva I-V

A differenza dell'irraggiamento, le variazioni della temperatura operativa della cella (T_m) producono effetti contrastanti su tensione e corrente, determinando un bilancio complessivo negativo sulla potenza massima estraibile dal generatore.

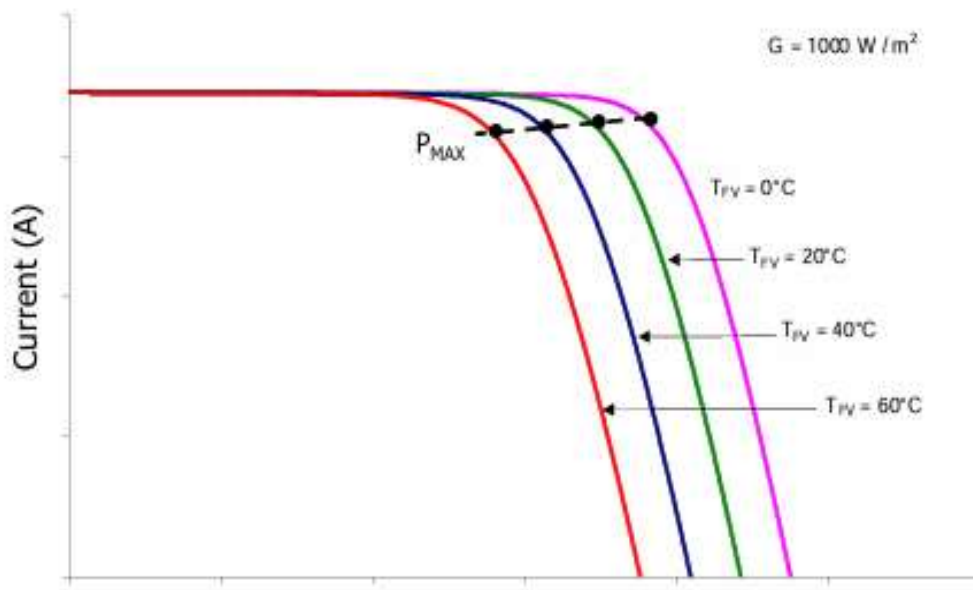


Figura 7 Dipendenza della curva I-V dalla temperatura

All'aumentare della temperatura, a parità di irraggiamento, si registra un lieve incremento della corrente fotogenerata e, conseguentemente, della corrente di cortocircuito I_{sc} . Tale fenomeno è principalmente dovuto alla diminuzione dell'Energy Gap (E_g) del materiale all'innalzarsi della temperatura, il quale permette l'assorbimento di una porzione leggermente più ampia dello spettro solare; per il silicio cristallino, questo incremento termico della densità di corrente di cortocircuito si quantifica in circa $+0,01 \frac{\text{mA}}{(\text{cm}^2 \cdot ^\circ\text{C})}$.

Tuttavia, l'effetto macroscopico predominante è il drastico crollo della tensione a vuoto V_{oc} e della tensione V_{mpp} . Tale severa riduzione è causata dall'incremento esponenziale della corrente di saturazione inversa del diodo (I_0) al crescere della temperatura. Nelle celle in silicio cristallino, il gradiente termico della tensione a vuoto si attesta intorno a $-2.2 \frac{(\text{mV})}{^\circ\text{C}}$ per singola cella.

La combinazione di un leggero aumento di corrente e di un brusco crollo della tensione si traduce in una inequivocabile flessione della potenza massima erogata. Il coefficiente termico della potenza massima (γ_{Pmax}), che risulta dominato dal coefficiente termico

della tensione, è pari a circa $-0.45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$ o $-0.5 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$ per la tecnologia al silicio cristallino. Ciò comporta che i generatori fotovoltaici lavorino in modo decisamente più efficiente a basse temperature: a parità di irraggiamento globale incidente, le prestazioni del sistema risultano infatti superiori nei mesi invernali rispetto a quelli estivi [6].

2.3.3 Fonti di perdita di una cella solare

In una cella fotovoltaica, la conversione della potenza radiante in entrata in potenza elettrica utile è inevitabilmente limitata da una serie di meccanismi di dissipazione. Anche per i dispositivi in silicio cristallino più performanti, solo una frazione dell'energia incidente (circa il 23%) viene effettivamente trasformata in elettricità, mentre il resto va incontro a fenomeni di riflessione, trasmissione o conversione in calore.

Le cause principali di queste limitazioni possono essere suddivise in perdite di natura ottica, quantistica (o termodinamica) e resistiva:

1. Perdite Ottiche (Riflessione e Trasmissione):

Non tutti i fotoni che colpiscono la superficie della cella penetrano nel materiale attivo. Una prima perdita, stimata intorno al 10%, è legata alla riflessione superficiale del silicio e all'ombreggiamento fisico causato dalla griglia di contatto frontale (fingers e busbars).

Inoltre, i fotoni non assorbiti dal materiale attivo possono attraversare interamente la cella ed emergere dalla superficie posteriore (trasmissione). Questo fenomeno è strettamente dipendente dal coefficiente di assorbimento (α) del materiale e dalla profondità di penetrazione (absorption depth).

Nelle celle a film sottile, dove lo spessore del materiale è ridotto, queste perdite diventano critiche. Per arginare il problema, oltre all'utilizzo di strati antiriflesso (AR), si ricorre alla testurizzazione (texturing) delle superfici o all'impiego di nanostrutture (come i cristalli fotonici a nanopillar o nanohole), che favoriscono l'intrappolamento della luce allungando il percorso ottico del raggio all'interno della cella e massimizzando le probabilità di assorbimento [9].

2. Perdite Quantistiche (Decadimento termico e Mancato assorbimento):

Il processo di assorbimento dipende rigorosamente dall'energia dei fotoni (E_{ph}) in relazione al bandgap (E_g) del semiconduttore.

- **Difetto di energia ($\approx 20\%$):** I fotoni caratterizzati da energia inferiore a E_g (come quelli della banda infrarossa) non possiedono l'energia sufficiente per eccitare un elettrone in banda di conduzione. Essi attraversano il materiale o vengono assorbiti dal reticolo sotto forma di fononi, incrementando inutilmente l'energia termica.
- **Surplus di energia ($\approx 25\%$):** Gran parte dei fotoni dello spettro visibile (es. blu o ultravioletto) possiede un'energia molto superiore a E_g . Quando uno di questi fotoni genera una coppia elettrone-lacuna, l'energia eccedente ($E_{ph} - E_g$) viene rapidamente dissipata ("termalizzata") ai bordi della banda prima che i portatori di carica vengano raccolti dalla giunzione, trasformandosi anch'essa in puro calore [6].

3. Perdite di Ricombinazione:

Un'ulteriore frazione di perdite (circa il 2%) è legata all'incapacità del campo elettrico di giunzione di separare tutte le coppie elettrone-lacuna generate. A causa delle impurità, dei difetti del reticolo cristallino (o della disorganizzazione atomica tipica del silicio amorfo e policristallino) o della semplice interruzione della regolarità reticolare in superficie, si formano degli "stati trappola" che favoriscono la rapida ricombinazione delle cariche mobili prima che queste raggiungano i terminali esterni, causando un abbassamento della tensione a vuoto e della corrente estratta [6].

4. Perdite Elettriche e di Fill Factor (Resistenze parassite):

L'energia elettrica prodotta non viene trasferita interamente al carico a causa delle resistenze interne modellate nel circuito equivalente. Le perdite per effetto Joule avvengono per via della resistenza in serie (R_s) introdotta dai contatti metallici frontali e posteriori e dalla resistenza del materiale stesso. Allo stesso tempo, correnti minime (perdite di leakage) scivolano ai margini della cella o attraverso difetti microscopici, ostacolate in parte dalla resistenza di shunt (R_{sh}). Questo duplice effetto resistivo

distorce la curva ideale, allontanandola dal rettangolo perfetto, e causa la naturale degradazione del Fill Factor (FF), incidendo in definitiva per circa il 20% sul bilancio di conversione [6].

2.4 Connessioni tra celle

Una singola cella fotovoltaica in silicio cristallino, esposta a un irraggiamento nominale, genera una tensione a vuoto (V_{oc}) di circa 0.6 - 0.7 V (un valore pressoché indipendente dalla superficie) e una corrente direttamente proporzionale alla sua area captante. Poiché i comuni carichi elettrici e gli inverter richiedono tensioni e correnti di gran lunga superiori a quelle fornite da un'unica cella, si rende indispensabile aggregare più elementi in configurazioni serie e/o parallelo per formare un vero e proprio modulo fotovoltaico.

2.4.1 Connessione in serie e il problema del *Mismatch*

Collegando N_s celle in serie (formando una stringa), si ottiene una curva I-V equivalente caratterizzata da una tensione complessiva pari alla somma delle tensioni delle singole celle. Tuttavia, la corrente erogabile dall'intera stringa è rigidamente limitata dalla corrente prodotta dalla cella con le prestazioni peggiori.

Questo fenomeno, noto come mismatch (disaccoppiamento), può derivare da tolleranze di fabbricazione, difetti intrinseci o, molto frequentemente, da un ombreggiamento parziale (shading). Se la corrente richiesta dal carico esterno supera la corrente di cortocircuito (I_{sc}) della cella anomala o ombreggiata, quest'ultima cessa di operare come generatore e inizia a comportarsi come un carico. L'elemento debole subisce una polarizzazione inversa: ai suoi capi si localizza l'intera tensione generata dalle restanti celle sane della stringa.

La cella in ombra è costretta a dissipare un'enorme quantità di potenza sotto forma di calore, originando fenomeni di surriscaldamento localizzato (hot-spot) che possono portare al danneggiamento termico irreversibile del materiale. Se la tensione inversa

supera la tensione di rottura (breakdown voltage, V_b , pari a circa 25-50 V per il silicio), si verifica il guasto istantaneo del dispositivo [6].

2.4.2 Diodi di Bypass e protezione delle stringhe in serie

Per prevenire la formazione di hot spots e limitare le perdite di potenza dell'intera stringa, si utilizzano i diodi di bypass (D_p). Un diodo di bypass viene collegato in antiparallelo a un gruppo di celle (tipicamente 18 o 24 celle all'interno di un modulo commerciale da 60) e, in condizioni normali, risulta polarizzato inversamente (dunque inattivo). Quando una cella del gruppo si oscura e inverte la propria polarità, il diodo di bypass entra in conduzione, offrendo un percorso alternativo alla corrente ed escludendo temporaneamente il sub-modulo difettoso dal circuito. In questo modo, si evita il collasso dell'intera stringa e si salvaguarda l'integrità fisica del pannello [6].

2.4.3 Connessione in parallelo e Diodi di Blocco

La connessione in parallelo di N_p elementi genera una corrente complessiva pari alla somma delle singole correnti, ma una tensione equivalente limitata dalla tensione a vuoto più bassa tra gli elementi collegati. Mentre il parallelo di singole celle è una pratica rara per ragioni di inefficienza dei diodi a così basse tensioni, il collegamento in parallelo di intere stringhe di moduli è lo standard per raggiungere le potenze nominali richieste negli impianti di taglia commerciale.

In questo assetto, se un'intera stringa si guasta o viene pesantemente ombreggiata, la sua tensione a vuoto scende al di sotto di quella delle stringhe adiacenti. Questo squilibrio può indurre una corrente inversa che fluisce dalle stringhe sane verso quella difettosa, trasformandola in un carico dissipativo. Per impedire l'insorgere di queste correnti inverse si inseriscono, in serie a ciascuna stringa, i diodi di blocco (D_s). Essi consentono il deflusso dell'energia solo in uscita dalla stringa verso l'inverter, disconnettendo automaticamente la porzione di campo fotovoltaico che presenta un deficit di tensione [6].

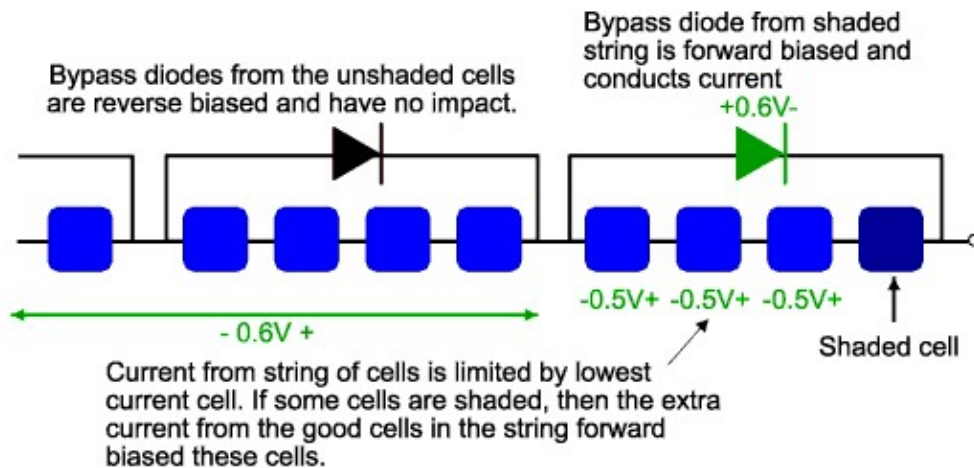


Figura 8 Diodi di bypass e celle ombreggiate

2.5 I moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico costituisce l'unità elementare di un generatore solare. Il suo scopo principale è quello di aggregare elettricamente le singole celle e, contemporaneamente, di proteggerle dai fattori ambientali avversi (polvere, vento, umidità, grandine), garantendo il mantenimento di un equilibrio termico con temperature operative accettabili.

2.5.1 Struttura

Per la tecnologia dominante al silicio cristallino, la struttura del modulo si configura come un "sandwich" stratificato ermetico, ottenuto mediante un processo di laminazione sottovuoto ad alte temperature (140-150 °C). Tale struttura è composta dai seguenti elementi:

- **Vetro frontale:** una lastra di vetro temperato ad alta trasmittanza ottica (con spessore tipico di 3-4 mm), resistente agli urti.
- **Materiale incapsulante:** due strati di un polimero termoplastico trasparente, solitamente EVA (Etilene Vinil Acetato). L'EVA avvolge completamente le celle, sigillandole in modo impermeabile, fornendo isolamento elettrico ed evitando

infiltrazioni di umidità con conseguenti effetti corrosivi. Non tollera tuttavia temperature continuative superiori agli 85 °C.

- **Matrice di celle:** tipicamente composta da 36, 60, 72 o 96 celle interconnesse elettricamente tramite nastri saldati (ribbons).
- **Copertura posteriore (Back-sheet):** può essere costituita da un'ulteriore lastra di vetro o da film polimerici compositi resistenti, come Tedlar, Mylar o PET.

Il laminato così ottenuto viene solitamente protetto lungo i bordi tramite una guarnizione sigillante ed incorniciato con profilati in alluminio (spesso anodizzato). Sul retro viene infine alloggiata la scatola di giunzione (junction box), un contenitore stagno che racchiude i diodi di bypass e ospita le connessioni dei cavi esterni dotati di terminali plug-in, pensati per facilitare e mettere in sicurezza il cablaggio dell'impianto [6].

2.5.2 Condizioni di test (STC, NOCT)

Per consentire un confronto oggettivo e commerciale tra moduli di diversa fattura e dimensione, l'efficienza e le specifiche elettriche (come la potenza di picco in W_p , la tensione a vuoto e la corrente di cortocircuito) vengono dichiarate secondo le Standard Test Conditions (STC). Tali condizioni, riprodotte in laboratorio tramite simulatori solari (flash lamps), prevedono un irraggiamento $G = 1000 \text{ W/m}^2$, uno spettro di riferimento AM 1.5 e una temperatura della cella fissata a $T_m = 25^\circ\text{C}$.

Poiché nell'ambiente reale il modulo si scalda in misura assai maggiore rispetto ai 25 °C delle STC, i costruttori forniscono un secondo indicatore termico cruciale per l'ingegnerizzazione dell'impianto: la NOCT (Normal Operating Cell Temperature). La NOCT rappresenta la temperatura di equilibrio termico raggiunta dalle celle interne al modulo in condizioni atmosferiche standardizzate più realistiche: irraggiamento $G = 800 \text{ W/m}^2$, spettro AM 1.5, temperatura ambiente $T_a = 20^\circ\text{C}$ e velocità del vento pari a 1 m/s in condizioni di circuito aperto. Generalmente, per installazioni a posa libera (free-standing), i valori di NOCT si aggirano tra i 42 °C e i 50 °C, assumendo valori anche molto superiori in caso di integrazione architettonica sul tetto con scarsa ventilazione [6].

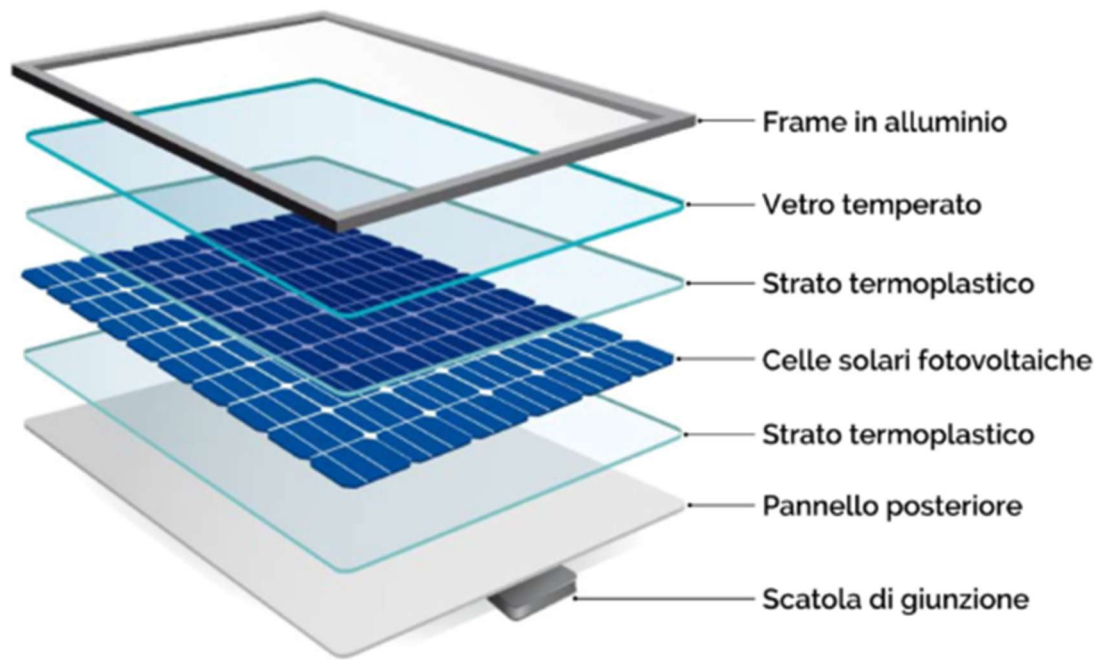


Figura 9 Struttura modulo fotovoltaico

2.6 Condizioni di matching

La curva I-V corrente tensione, se un generatore fotovoltaico è una replica ampliata della curva di una singola cella, la cui trattazione è stata affrontata precedentemente. Condizione da provare ad evitare in fase di progettazione è quella causata dagli effetti di ombreggiamento. Gli effetti causati dall'ombreggiamento si distinguono prevalentemente in due casi:

- **Ombreggiamento concentrato:** in questo caso un'intera stringa di moduli viene esclusa dall'illuminazione.
- **Ombreggiamento diffuso:** nel seguente caso invece, un singolo modulo per ogni stringa è soggetto ad ombreggiamento.

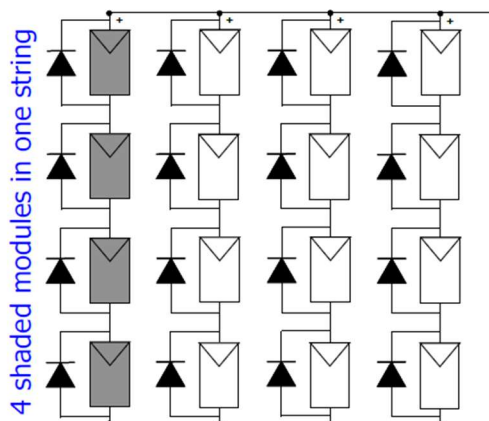


Figura 10 Ombreggiamento concentrato

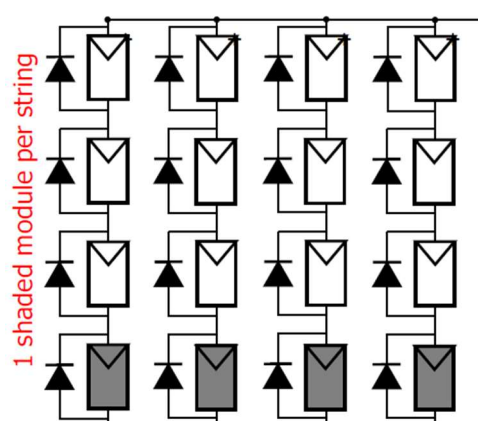


Figura 11 Ombreggiamento diffuso

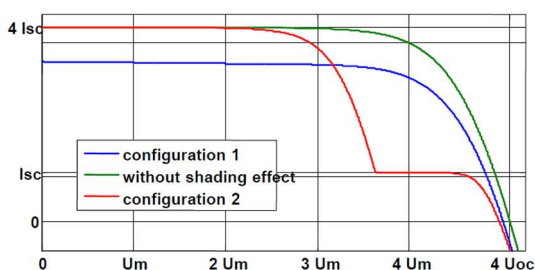


Figura 12 Influenza ombreggiamento su curva I-V

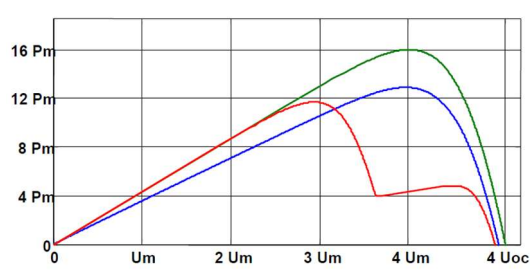


Figura 13 Influenza ombreggiamento su curva P-V

Nel primo caso, si raggiunge un punto a massima potenza maggiore rispetto al secondo ed inoltre il voltaggio che si rileva in corrispondenza a tale punto risulta praticamente identico a quello misurato nel caso di assenza di ombre: ciò facilita il MPPT (Maximum Power Point Tracking) che opera a valori di tensione prefissati e, variando il valore di tensione, controlla che si verifichi un aumento o un decremento della potenza generata al fine di garantire l'operatività del modulo fotovoltaico nelle condizioni migliori possibili [6].

2.7 Inverter

L'inverter, o convertitore DC/AC, rappresenta il componente tecnologico centrale in un impianto fotovoltaico. Il suo compito primario è quello di convertire l'energia elettrica

prodotta in corrente continua (DC) dal generatore fotovoltaico in corrente alternata (AC), rendendola compatibile con le utenze locali o adatta all'immissione nella rete elettrica di distribuzione.

A differenza dei convertitori obsoleti basati su tiristori (SCR), i moderni inverter VSI (Voltage Source Inverter) impiegano transistor di potenza, come MOSFET e IGBT, che operano come interruttori elettronici ad alta velocità di commutazione. La conversione avviene tipicamente sfruttando la tecnica di modulazione PWM (Pulse Width Modulation). Questa tecnica si basa sul confronto istantaneo tra un segnale portante triangolare ad alta frequenza (1-100 kHz) e un segnale modulante sinusoidale alla frequenza di rete (50 o 60 Hz), permettendo di sintetizzare in uscita una forma d'onda di tensione la cui componente fondamentale è puramente sinusoidale [6].

Dal punto di vista dell'architettura circuitale, gli inverter per connessione a rete si distinguono principalmente per la presenza o meno di un trasformatore di isolamento. Essi possono essere:

- **Dotati di trasformatore a bassa frequenza (50/60 Hz):** presentano un trasformatore toroidale che garantisce una completa separazione galvanica, a discapito di peso e ingombro elevati.
- **Dotati di trasformatore ad alta frequenza (20-100 kHz):** utilizzano nuclei in ferrite, riducendo drasticamente le dimensioni e le perdite nel ferro, ma necessitano di stadi di conversione aggiuntivi.
- **Privi di trasformatore (Transformer-less, TL):** massimizzano l'efficienza di conversione e minimizzano peso e volume. Questa tipologia richiede tuttavia protezioni hardware specifiche per scongiurare il rischio di iniettare correnti continue nella rete AC o per rilevare dispersioni verso terra.

Oltre alla conversione, l'inverter assolve la fondamentale funzione di estrazione della massima potenza. Al suo interno è integrato uno stadio di conversione DC/DC governato da un algoritmo MPPT (Maximum Power Point Tracker). Utilizzando logiche di controllo come il Perturb and Observe (P&O) o la Conduttanza Incrementale, il sistema adatta continuamente e in frazioni di secondo la tensione d'ingresso, inseguendo il punto

operativo ottimale del campo fotovoltaico al variare delle condizioni di irraggiamento e temperatura.

Infine, l'inverter funge da interfaccia di sicurezza tra l'impianto e la rete elettrica, dovendo rispettare rigorosi requisiti di Power Quality sanciti dalle normative (come la norma italiana CEI 82-25 per le reti di bassa e media tensione). Tra i requisiti principali figurano un'efficienza di conversione superiore al 90% (spesso > 96-97% per le macchine commerciali moderne), un fattore di potenza (Power Factor) prossimo all'unità (> 0.9) e una Distorsione Armonica Totale (THD) della corrente iniettata strettamente inferiore al 5%. L'inverter deve inoltre integrare protezioni voltmetriche e frequenzimetriche in grado di disconnettere tempestivamente l'impianto in caso di anomalie (es. guasti o distacchi della rete principale), al fine di impedire il pericoloso funzionamento in isola (anti-islanding).

3 Impianto

In questo capitolo viene presentato l'impianto preso in analisi per questo lavoro di tesi.

3.1 Descrizione generale impianto analizzato

L'oggetto dell'analisi è una centrale di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile situata nella periferia di Torino, più precisamente in via Orbetello 124. Il presente impianto è installato sulle coperture dell'azienda siderurgica Fratelli Giraudi Spa.

Verrà inizialmente descritto il sito in esame e successivamente verrà analizzata la configurazione dell'impianto stesso con le relative caratteristiche e specifiche tecniche.

Le caratteristiche dell'installazione comprendono i dati del sito geografico in cui è localizzato e le caratteristiche della posa dei moduli. Le prime sono riassunte come segue:

- Latitudine λ : 45,1°
- Longitudine ϕ : 7,66°

Le caratteristiche della posa dei moduli verranno discusse successivamente.

L'impianto analizzato, essendo un impianto di grandi dimensioni, è piuttosto articolato e suddiviso in varie sezioni. Al fine di condurre un'analisi dettagliata e precisa è necessario definire la citata suddivisione e riassumere le principali caratteristiche delle diverse sezioni.

La seguente figura mostra la disposizione dei moduli dell'impianto nel suo insieme.



Figura 14 Vista dall'alto dell'impianto

Le dimensioni e la complessità dell'impianto sono giustificate dallo scopo per il quale esso è stato progettato. L'energia prodotta infatti, viene utilizzata per alimentare l'ospedale San Giovanni Bosco, situato non lontano dall'officina di produzione e collegato

alla medesima cabina primaria. Per questa ragione, durante la progettazione del sito si è cercato di massimizzare la superficie utile a disposizione, aumentando dunque l'energia elettrica che l'impianto è in grado di produrre.

Le coperture che caratterizzano l'edificio sono di due tipologie: a falda e a botte. Le coperture a falda sono costituite da superfici piane inclinate che convergono lungo il colmo dell'edificio, mentre le coperture a botte presentano una sezione curva, generalmente a forma di arco, tipica di edifici industriali e capannoni.

Sempre con l'obiettivo di aumentare la superficie utile disponibile, i moduli fotovoltaici sono stati installati su entrambe le tipologie di copertura. Viste però le differenze tra i due, per i tetti a falda si è deciso di posare i moduli in entrambe le esposizioni (nord e sud) mentre per quelli a botte sono stati installati esclusivamente sul lato esposto a sud. Questo perché il fattore di ombreggiamento da considerare per l'altra arcata sarebbe stato troppo elevato.

A questa generale inquadratura dell'impianto seguirà una sezione relativa alla scelta dei moduli installati seguita da una panoramica dell'architettura elettrica dell'impianto vero e proprio. Successivamente verrà posta particolare attenzione sulla producibilità dell'impianto, con lo scopo finale di fare alcune valutazioni e considerazioni sull'efficacia della configurazione progettuale scelta rispetto ad un modello semi empirico.

3.2 Suddivisione impianto

Per il recupero dei dati e la corretta modellazione di essi si è deciso di suddividere l'impianto in diverse aree, tenendo conto dell'esposizione e dell'inclinazione prevalente dei moduli e della distanza dal locale inverter, si sono identificate quindi 8 zone di riferimento, per ognuna di esse è stata eseguita la medesima trattazione, in dettaglio verrà analizzato il caso del capannone più grande indicati in tabella e in figura con i colori giallo e rosa. La differenza tra i due risiede solo nell'esposizione, corrispondente a nord per il primo e sud per il secondo.



Figura 15 Suddivisione in zone delle coperture presenti

Tabella 1 *Suddivisione in zone delle coperture presenti*

COLORE ZONA	TIPOLOGIA SUPERFICIE	ESPOSIZIONE	TILT [°]	N. MODULI	TAGLIA [kWp]
	Falda	SUD	5	480	237
	Falda	NORD	5	480	237
	Falda	SUD	25	142	70
	Falda	NORD	25	123	61
	Botte	SUD	5	226	112
	Botte	SUD	25	228	113
	Botte	SUD	45	130	64
	Colmo Botte	SUD	0	158	78

3.3 Scelta dei moduli fotovoltaici

L'impianto nel suo complesso è composto da un totale di 1968 moduli fotovoltaici marca SunPower SPR-P6-495-COM-S-BF [16]. Questo modulo è di tipo monocristallino mono facciale a doppio vetro.

Il modello in questione riporta buone prestazioni elettriche e meccaniche. In particolare, le caratteristiche meccaniche sono tali da garantire delle junction boxes completamente resistenti alla polvere ed impermeabili. Il peso del modulo risulta pari a circa 29,6 Kg per delle dimensioni di 2185x1092x35 mm.

In Figura 14 sono riportate le caratteristiche dimensionale sopracitate.

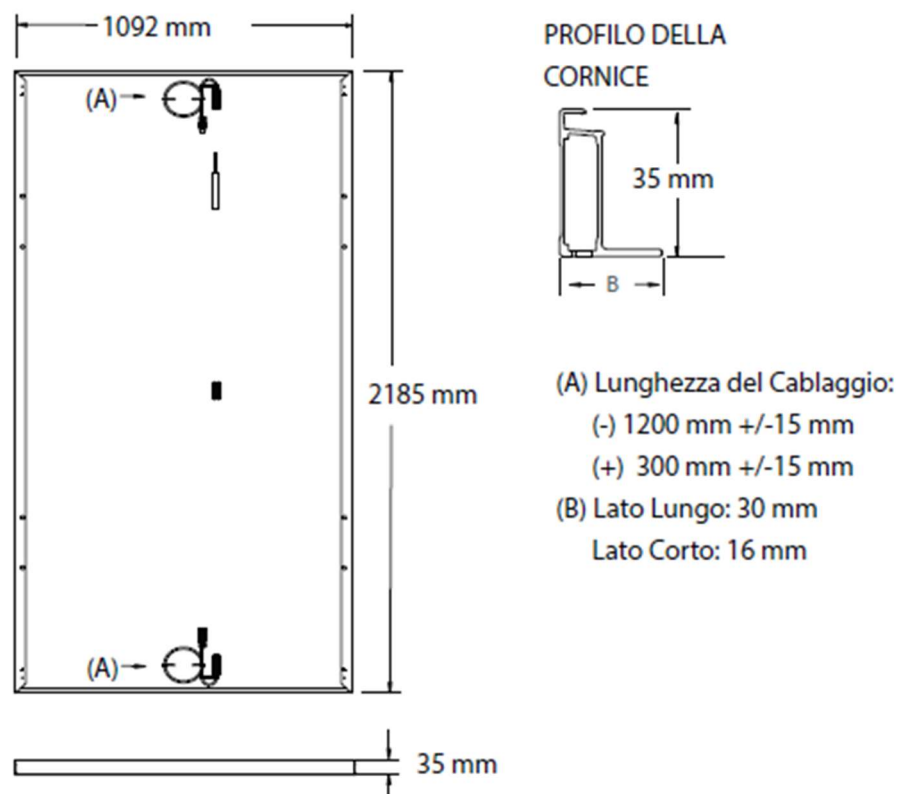


Figura 16 Caratteristiche dimensionali

La ditta produttrice assicura 30 anni di garanzia sul prodotto e sulla potenza; in particolare, assicura una degradazione dell'1% nel primo anno, seguito da un'attenuazione annuale dello 0.45% negli anni successivi fino al venticinquesimo. Anche la resistenza ai carichi, all'umidità e alle intemperie è ottimale.

Le principali caratteristiche tecniche del modulo sono:

- Rendimento: 20,7%
- Potenza nominale: 495 W

Facendo riferimento alla colonna messa in evidenza, ulteriori specifiche del modulo che possono essere di interesse sono riportate in Figura 17.

Dati elettrici, Caratteristiche STC lato frontale ¹						
	SPR-P6-510- COM-S-BF	SPR-P6-505- COM-S-BF	SPR-P6-500- COM-S-BF	SPR-P6-495- COM-S-BF	SPR-P6-490- COM-S-BF	SPR-P6-485- COM-S-BF
Potenza nominale (P _{nom})	510 W	505 W	500 W	495 W	490 W	485 W
Tolleranza di potenza	+3/0%	+3/0%	+3/0%	+3/0%	+3/0%	+3/0%
Efficienza del modulo	21,4%	21,2%	21,0%	20,7%	20,5%	20,3%
Tensione al punto di massima potenza (V _{mpp})	36,7 V	36,4 V	36,2 V	36,0 V	35,7 V	35,4 V
Corrente al punto di massima potenza (I _{mpp})	13,92 A	13,88 A	13,82 A	13,77 A	13,73 A	13,71 A
Tensione a circuito aperto (V _{oc}) (+/-3%)	43,4 V	43,3 V	43,2 V	43,1 V	43,0 V	42,9 V
Corrente di cortocircuito (I _{sc}) (+/-3%)	14,82 A	14,76 A	14,71 A	14,65 A	14,59 A	14,56 A

Figura 17 Specifiche Elettriche del pannello in condizioni STC

In Figura 18 a seguire vengono invece riportati i coefficienti di temperatura che saranno indispensabili per la verifica di accoppiamento con l'inverter.

Dati elettrici	
Bifaccialità (ϕP_{max})	70% +/-10%
Tensione massima del sistema	1500 V IEC
Temperatura	-40°C a +85°C
Corrente massima del fusibile	25 A
Coeff. temp. potenza	-0,34% / ° C
Coeff. temp. tensione	-0,26% / ° C
Coeff. temp. corrente	0,05% / ° C

Figura 18 Dati elettrici e coefficienti di temperatura dei pannelli

3.4 Disposizione dei pannelli e accoppiamento inverter

Prendendo in considerazione la potenza nominale di un singolo modulo, pari a 495 W, e il numero totale di moduli installati, ovvero 1968, la taglia complessiva dell'impianto analizzato risulta pari a 974,16 kW_p. Pur non esistendo una classificazione universale e

rigida, questo impianto è considerevole di grande taglia e rientra nella categoria dei grandi impianti commerciali e industriali, a ridosso della soglia degli impianti utility scale.

In questa sezione verrà discussa la disposizione dei pannelli che compongono l'impianto e l'accoppiamento di questi ultimi con gli inverter. La scelta del modello di inverter è ricaduta su un HQSOL 60SHT [17].

Le principali caratteristiche tecniche del modello 60SHT prodotto dall'azienda HQSOL sono:

- **Potenza nominale AC:** 60 kW
- **Tipologia:** inverter di stringa trifase
- **Numero di MPPT:** 4 MPPT indipendenti
- **Grado di protezione:** IP65, quindi installabile anche all'esterno

Data la complessità dell'impianto e la disposizione dei moduli su aree differenti e con diverse esposizioni si è scelto di impiegare un totale di 15 inverter. Una visione parziale della sala inverter dell'impianto analizzato è riportata in Figura 19, dove sono visibili 9 dei 15 inverter.



Figura 19 Visione parziale del locale inverter

Ulteriori specifiche tecniche del modello di inverter sono riportate in Figura 20.

		50SHT	60SHT
Grandezze in ingresso	Massima potenza fotovoltaica	65000Wp	78000Wp
	Range di tensione MPP	200 ... 960V	
	Tensione DC massima	1100V	
	Tensione minima di avvio / spegnimento	250V / 200V	
	Corrente DC massima	39A+39A+26A+26A	39A+39A+39A+39A
	Massima corrente di corto circuito	45A+45A+30A+30A	45A+45A+45A+45A
	Numero di connessioni delle stringhe	3+3+2+2	3+3+3+3
	Numero di tracker MPP	4	
	Tipo di collegamento	MC4 compatibile	
Grandezze in uscita	Potenza nominale	50000W	60000W
	Potenza apparente massima (=max potenza attiva @cosphi=1)	55000VA	66000VA
	Corrente AC massima	83A	92A
	Tensione nominale di rete e range	400V 3W+N+PE	
	Range tensione di rete	277 ... 520V	
	Frequenza nominale di rete	50Hz/60Hz	
	Range frequenza di rete	45 ... 55Hz / 55 ... 65Hz	
	Fattore di potenza	0.8i - 0.8c	
	Fattore di distorsione a potenza nominale	<3%	
Grado di efficienza	Tipo di collegamento	Morsetteria con protezione IP65	
	Rendimento massimo	98.2%	
	Rendimento europeo	97.7%	
	Efficienza MPPT	99.9%	

Figura 20 Specifiche tecniche Inverter HQSOL 60SHT

Avendo individuato e descritto gli inverter installati, occorre verificare la compatibilità tra questi ultimi e l'impianto. Ovvero, ogni singolo inverter, collegato ad una relativa sezione dell'impianto, converte parte del totale della potenza prodotta ed è necessario accertarsi che ci sia un equilibrio tra essa e quella che un dispositivo è in grado di convertire. Questo bilanciamento viene accertato facendo riferimento al fattore di dimensionamento, ovvero un coefficiente adimensionale individuato dal rapporto tra potenza prodotta e potenza che l'inverter è in grado di convertire. Questo fattore è riportato nell'equazione sottostante.

$$FD = \frac{\text{taglia generatore FV}}{\text{taglia totale inverter}} \quad [-] \quad (10)$$

Affinché possa essere accertata la compatibilità tra i due sistemi, il fattore di dimensionamento deve rientrare in un range compreso tra 0.9 e 1.3. Di seguito viene riportato il calcolo del fattore di dimensionamento per l'intero impianto.

$$FD = \frac{974'160}{60'000 * 15} = 1,0824 \quad (11)$$

Di seguito viene riportata la configurazione dell'impianto per ciò che riguarda la suddivisione delle sezioni collegate agli inverter. Per un totale di 120 stringhe in cui l'impianto è suddiviso, esse sono collegate agli inverter in gruppi da 8. Inoltre, ogni stringa è composta da un certo numero di moduli, questo numero non è fisso ma varia di poco.

Nel seguente elenco viene riportato il dettaglio di questa suddivisione:

- 7 inverter aventi 8 stringhe ognuna da 17 moduli
- 7 inverter aventi 8 stringhe ognuna da 16 moduli
- 1 inverter avente 8 stringhe ognuna da 15 moduli

La prima configurazione riportata in elenco viene considerata il “caso peggiore” in quanto presenta il maggior numero di moduli collegati in serie per ciascuna stringa. Per questa ragione verrà presa come riferimento per verificare la compatibilità elettrica con l'inverter in termini di tensione e corrente. La tensione in ingresso all'inverter dipende infatti dal numero di moduli collegati in serie all'interno di ciascuna stringa; di conseguenza, la configurazione caratterizzata dal maggior numero di moduli per stringa determina anche il valore di tensione più elevato. Al contrario, essendo le stringhe collegate tra loro in parallelo, la corrente in ingresso all'inverter dipende dal numero di stringhe connesse allo stesso inverter. È pertanto necessario verificare che i valori di tensione e corrente in ingresso ricadano all'interno dei limiti operativi specificati nel datasheet dell'inverter. In particolare, facendo riferimento ai dati riportati in Figura 20, la tensione in DC a circuito aperto non deve eccedere i 1100 V, mentre il valore di

corrente per ogni MPPT deve essere limitato ai 39 A. Ricordando inoltre che l'inverter del modello adottato dispone di 4 MPPT indipendenti e che, in base alla configurazione elettrica dell'impianto, il numero massimo di stringhe da collegare a ciascun inverter è pari a 8, si considera il collegamento di due stringhe per ciascun MPPT.

Per verificare la compatibilità del collegamento occorre calcolare la tensione in DC a circuito aperto del peggior caso, ovvero quello con 17 moduli per stringa. Da un punto di vista teorico, questa tensione dipende fortemente dalla temperatura ed è determinata dalla seguente equazione:

$$U_{oc}(T) = U_{oc,STC} * (1 + \beta_{U_{oc}} * \Delta T_c) \quad [V] \quad (12)$$

Dove:

- $U_{oc}(T)$: tensione a circuito aperto e quindi quella più “pericolosa”
- T_c : temperatura della cella
- $U_{oc,STC}$: tensione a circuito aperto in condizioni standard, ovvero a 25°C
- $\beta_{U_{oc}}$: coefficiente di temperatura della cella, pari a -0.26 %/°C come da datasheet [16]

Applicando questa equazione al caso in esame e facendo riferimento al caso in cui la tensione è massima e quindi la temperatura è minima, si ottiene un valore di $U_{oc}(T)$ per i 17 moduli pari a 799 V, inferiore ai 1100 V massimi. Per giungere a questo risultato si è presa in considerazione una temperatura minima di cella pari a -10 °C compatibilmente con i dati atmosferici relativi alla località piemontese di interesse.

Per quanto riguarda le correnti, invece, il limite da validare è la massima corrente ammissibile per ogni MPPT: ogni modulo, e quindi ogni stringa, ha una corrente a massima potenza pari a 13,77 A, come riportato in Figura 17.

Lato inverter invece, ogni MPPT può sopportare una corrente in ingresso massima di 45 A; dunque, considerando al massimo 2 stringhe in parallelo per MPPT, l'effettiva corrente massima che si troveranno a sostenere sarà pari a 27,54 A, perfettamente entro i limiti

ammissibili. La dipendenza della corrente dalla temperatura è in questo caso trascurabile.

Anche il range operativo degli MPPT risulta soddisfatto considerando la tensione a massima potenza corretta come in formula (12) dal coefficiente di temperatura, e da un ΔT_c che considera la minima temperatura di progetto (-10 °C) e la massima temperatura di progetto (45 °C). Si conclude dunque che il sistema e l'inverter risultano perfettamente accoppiabili.

3.5 Verifica della producibilità: metodo semi empirico e PVGIS

A seguito delle verifiche di accoppiamento, portate a termine con successo, si prosegue con il calcolo della producibilità dell'impianto. Questo viene fatto utilizzando un metodo semi empirico e, successivamente, tramite una simulazione ottenuta dal software PVGIS. I risultati ottenuti tramite i due metodi verranno successivamente messi a confronto e seguiranno le relative considerazioni e analisi.

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) è uno strumento di informazioni geografiche che sfrutta i dati meteorologici raccolti in tutto il mondo per svolgere delle simulazioni riguardo il comportamento di sistemi solari fotovoltaici e termici. L'utilità di questo software è duplice e viene utilizzato per entrambi i metodi sopracitati. Nel primo caso viene adoperato per reperire i dati di irradianza e irradiazione incidenti relativi al sito di interesse. Questi sono infatti necessari per l'implementazione delle equazioni analitiche per la stima della quantità di energia producibile dall'impianto. Nel secondo caso invece, tramite PVGIS sarà possibile portare a termine una simulazione completa della producibilità dell'impianto, da confrontare con i calcoli precedentemente fatti.

3.6 Implementazione metodo semi empirico

In questa sezione verrà descritta la procedura adottata per l'implementazione del metodo semi empirico.

La stima della potenza AC in uscita dal singolo inverter avviene per mezzo della seguente equazione:

$$P = P_{nom} * \left(\frac{G}{G_{stc}} \right) * (1 + \gamma \Delta T_c) * \eta_{TOT} \quad [W] \quad (13)$$

Dove:

- P_{nom} è la potenza nominale del singolo inverter
- G è l'irradianza incidente, diversa per ogni ora del giorno
- G_{stc} è l'irradianza in condizioni STC, pari a 1000 W/m²
- γ è il coefficiente termico di perdita di potenza per grado centigrado, pari a $\gamma = -0,34 \frac{\%}{^\circ C}$, come riportato sulla scheda tecnica del modulo
- ΔT_c è la differenza di temperatura tra la cella e l'ambiente esterno, valutato come:

$$\Delta T_c = (NOCT - 20) * \left(\frac{G}{800} \right) \quad [^\circ C] \quad (14)$$

Dove NOCT è la Normal Operating Cell Temperature, pari a 52 °C

- η_{TOT} è un coefficiente di perdita dato dal prodotto di diversi rendimenti presi in considerazione e che verranno approfonditi in seguito

3.6.1 Valutazione delle perdite e relativi rendimenti

In questa sottosezione si procede con la definizione dei rendimenti considerati nel modello implementato e di conseguenza con la valutazione delle perdite a cui l'impianto è soggetto.

Il rendimento η_{TOT} viene individuato come il prodotto di diversi contributi di perdita che caratterizzano l'impianto di produzione analizzato. In particolare, η_{TOT} è definito come:

$$\eta_{TOT} = \eta_{\frac{DC}{AC}} * \eta_{cavi} * \eta_{miss} * \eta_{sporco} * \eta_{lowG} * \eta_{ottico} \quad [-] \quad (15)$$

Dove:

- $\eta_{\frac{DC}{AC}}$: rendimento di conversione DC/AC
- η_{cavi} : rendimento dovuto alle perdite nei cavi
- η_{mis} : rendimento di mismatch
- η_{sporco} : rendimento dovuto allo sporco
- η_{lowG} : rendimento dovuto alle perdite per bassa irradianza
- η_{ottico} : rendimento ottico

Per alcuni di questi contributi sono stati adottati dei valori standard utilizzati dai principali software di progettazione, ad esempio PVSys. In particolare, sono stati adottati valori standard per i seguenti rendimenti [10][11][12]:

- $\eta_{mis} = 0,98$
- $\eta_{sporco} = 0,963$
- $\eta_{ottico} = 0,96$

Per i restanti rendimenti è stata effettuata una trattazione più dettagliata, al fine di rendere l'analisi più precisa e propria del caso studio in analisi. È infatti necessario tenere conto dell'effettiva realizzazione e caratteristiche dell'impianto di produzione oggetto di questa tesi.

3.6.1.1 Rendimento di conversione DC/AC

Per il calcolo del rendimento di conversione della corrente prodotta in continua e successivamente convertita in alternata mediante l'inverter si fa riferimento alla curva di efficienza dello stesso che attribuisce valori di rendimento differenti a seconda del carico relativo.

Come prima cosa viene quindi calcolata la potenza lato continua tramite la seguente equazione:

$$P_{DC} = P_{STC} * \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) * (1 + \gamma * \Delta T) \quad [W] \quad (16)$$

Dopodiché si calcola il carico relativo come rapporto tra la potenza DC e la potenza nominale dell'inverter:

$$x = \frac{P_{DC}}{P_{INV}} \quad [-] \quad (17)$$

È possibile ora risalire al valore corretto di $\eta_{\frac{DC}{AC}}$ ora per ora tramite la curva di efficienza dell'inverter. Infatti, una volta trovato il valore del carico relativo associato ad ogni ora è possibile per via grafica risalire all'efficienza di conversione. Occorre precisare che per la presente analisi si è fatto riferimento alla curva del SUN2000-60KTL-M0 della huawei che ha parametri pressoché uguali al HQSOL 60 SHT, non essendo quest'ultima a disposizione.

La curva in questione è riportata nella Figura sottostante.

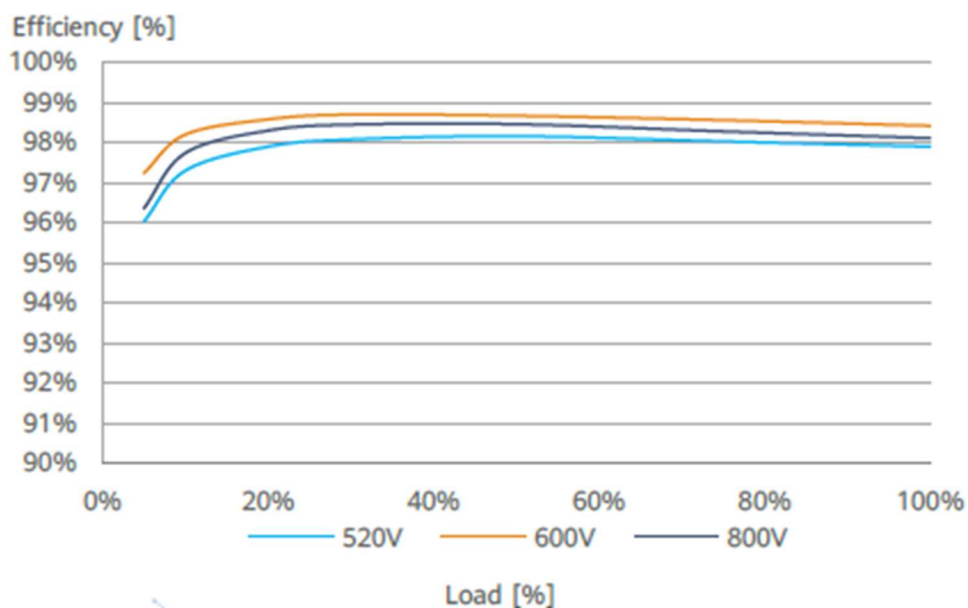


Figura 21 Curva di efficienza dell'inverter

3.6.1.2 Rendimento dovuto alle perdite nei cavi

Per quanto riguarda le perdite relative ai cavi, esse dipendono principalmente dalla distanza tra le stringhe fotovoltaiche e la sala inverter e, di conseguenza, dalla lunghezza del percorso che l'energia deve compiere prima di essere convertita in corrente alternata. Tale aspetto rappresenta un concetto chiave della presente analisi, poiché ha reso necessario considerare rendimenti differenti in funzione della distanza delle diverse stringhe dalla sala inverter. Nell'immagine sottostante è stata individuata in rosso la posizione di tale sala così da disporre di un riferimento spaziale utile alla successiva definizione dei coefficienti di perdita associati alle diverse sezioni dell'impianto.



Figura 22 Localizzazione locale Inverter

Tutte le stringhe dell'impianto sono collegate al locale inverter da cavi solari in rame caratterizzati da una certa sezione S e resistività elettrica ρ .

Avendo suddiviso l'impianto fotovoltaico in aree è possibile procedere con la stima delle perdite proporzionalmente alla distanza dal locale inverter e quindi dalla quantità di cavo utilizzato.

Inizialmente si è calcolata la resistenza del cavo come:

$$R = \rho * \left(\frac{2 * L}{S} \right) \quad [\Omega] \quad (18)$$

Dove:

- L: distanza tra il locale inverter e la stringa [m]
- S: sezione del cavo pari a 6 mm^2
- ρ : resistività elettrica del rame pari a $0,0172 \Omega * \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$

Successivamente è stata stimata la perdita di potenza nei cavi come:

$$P_{loss} = I^2 * R \quad [W] \quad (19)$$

E la potenza prodotta dalla stringa:

$$P_{stringa} = V * I \quad [W] \quad (20)$$

Quindi le perdite in percentuale sono state definite come:

$$Loss = \frac{P_{loss}}{P_{stringa}} \quad (21)$$

Ed infine il rendimento ricercato:

$$\eta_{cavi} = 1 - Loss \quad (22)$$

Si è ottenuto che le perdite dei cavi si attestano tra un valore di 0,96 per le stringhe più lontane dal locale inverter, distanti circa 250m, e un valore di 0,99 per le stringhe poste al di sopra del locale inverter.

3.6.1.3 Rendimento dovuto alle perdite per bassa irradianza

Il coefficiente di perdite a bassa irradianza è un parametro utile a quantificare le perdite a cui è soggetto un modulo fotovoltaico quando l'irraggiamento solare scende al di sotto di una soglia critica, indicata con G_0 . Quest'ultima rappresenta il valore di irradianza al di sotto del quale il modulo non è più in grado di produrre energia, a causa delle perdite interne [14]. La relazione tra irradianza globale incidente e potenza generata non è infatti lineare, e tale coefficiente consente di descrivere questa deviazione dalla linearità. Le perdite derivano principalmente dalla diminuzione della resistenza di shunt (R_{sh}) al calare dell'irraggiamento, la quale è associata alle correnti di dispersione superficiali tra la piastra e la griglia, sulle superfici laterali della cella solare. Al contrario, la resistenza di serie tende a mantenersi pressoché costante [15].

La formulazione del coefficiente di perdite a bassa irradianza è riportata nell'Equazione sottostante [13]:

$$\eta_{lowG} = \left(1 - e^{-\frac{G}{G_0}}\right) \quad [-] \quad (23)$$

G_0 è un valore soglia imposto a 50 W/m².

3.7 Analisi sezione impianto considerata

La presente sezione riporta l'applicazione del modello semi empirico alla sezione di impianto corrispondente ad entrambe le falde, a sud e a nord, del capannone con

superficie maggiore. Questo viene fatto non solo per giungere ad alcune conclusioni riguardo alla producibilità dell'impianto ma anche per procedere con un confronto tra le due esposizioni.

3.7.1 Applicazione falda sud

Come specificato in precedenza, essendo l'impianto privo di una stazione meteo in loco, il primo passo è stato quello di reperire alcuni dati tramite la piattaforma PVGIS. In particolare, sono stati scaricati i dati orari di un intero anno relativi all'Irradianza su piano inclinato e alla temperatura ambiente. Successivamente è stato quindi possibile procedere con il calcolo della temperatura del modulo T_m , e del ΔT_c per giungere alla stima della potenza prodotta dalla sezione dell'impianto presa in analisi.

Nella tabella sottostante sono riportati i dati di irradianza media per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno calcolati tramite i dati scaricati dal software.

Tabella 2 Irradianza media per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno

IRR (G) [W/m^2]	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	8,69	1,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00	0,00	0,00	0,00	20,1	64,7	87,3	87,3	36,2	1,10	0,00	0,00	0,00
06:00	0,00	0,00	33,7	163	171	198	232	175	103	20,1	0,00	0,00
07:00	0,71	56,5	174	320	281	355	374	360	24	137	63,1	1,6
08:00	105	192	354	502	451	509	584	531	394	267	200	112
09:00	217	321	512	625	530	628	703	653	516	384	299	219
10:00	288	417	611	726	623	719	769	783	594	459	395	285
11:00	356	487	653	743	689	730	787	805	638	469	413	327
12:00	336	483	636	714	690	741	758	774	619	447	392	326
13:00	310	455	562	655	585	694	703	663	546	381	332	264
14:00	243	350	475	541	465	586	634	584	442	282	217	177
15:00	123	222	338	390	387	456	532	421	323	173	87,6	48,4
16:00	1,69	76,8	180,6	250	235	305	353	292	180	42,6	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00	23,3	99,9	139	176	189	144	33,2	0,00	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,9	30,7	66,7	72,3	18,8	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

La tabella sottostante riporta i risultati ottenuti per la massima temperatura media dei moduli per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno.

Tabella 3 Massima temperatura Moduli ad ogni ora

Tmod [°C]	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
03:00	7,93	7,74	10,61	12,96	14,76	20,36	23,03	24,01	21,54	18,93	8,52	5,56
04:00	7,76	7,69	10,03	12,88	14,65	20,09	22,38	23,68	20,91	19,19	8,90	5,42
05:00	7,64	7,83	9,04	13,71	19,31	24,00	27,16	24,57	20,51	18,70	9,14	9,05
06:00	7,49	7,76	11,51	21,05	27,58	34,57	36,85	32,71	24,96	20,43	9,13	11,61
07:00	7,06	10,85	21,48	31,71	39,28	44,32	46,35	43,85	34,79	27,68	11,11	9,33
08:00	10,48	16,34	32,66	40,48	49,11	52,97	54,51	52,82	44,51	37,58	18,65	11,39
09:00	18,79	25,66	41,56	48,88	57,02	60,00	61,40	60,64	51,82	46,00	27,24	18,60
10:00	25,84	33,16	47,54	55,15	61,92	65,03	66,70	66,59	57,14	52,79	34,53	25,94
11:00	30,44	37,95	50,72	58,80	64,42	68,62	69,56	69,58	59,86	54,72	37,40	29,72
12:00	31,06	39,33	51,91	59,52	64,95	69,16	70,09	69,71	59,81	54,71	37,16	30,46
13:00	28,57	39,59	48,79	55,96	61,69	66,65	67,98	67,52	57,59	52,40	33,92	27,49
14:00	24,26	33,42	43,62	51,34	56,83	62,04	64,28	63,71	52,93	47,28	28,07	23,24
15:00	17,24	26,94	37,02	43,69	50,84	55,90	57,90	56,84	46,34	39,59	20,57	14,59
16:00	10,75	18,53	27,28	35,33	42,36	48,08	50,76	49,08	39,19	31,32	16,07	11,84
17:00	9,69	13,23	18,67	26,33	34,14	39,26	43,28	40,79	30,40	25,34	14,43	10,65
18:00	8,79	12,00	16,57	18,61	25,59	33,38	36,31	33,22	25,24	25,37	12,95	9,46
19:00	10,38	11,80	15,82	18,11	22,69	27,10	29,34	31,82	27,02	23,70	11,65	8,91

Come si nota dalla tabella, pur considerando un valore di NOCT pari a 52 °C, la temperatura di modulo raggiunge i 70 °C unicamente alle ore 12 del mese di agosto. Si nota dunque come tal valore sia di molto al di sotto della soglia degli 85 °C dichiarati su datasheet dal costruttore del pannello fotovoltaico.

Questa terza e ultima tabella riporta invece i risultati ottenuti per il ΔT_c .

Tabella 4 DeltaT per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno

ΔT_c	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	3,19	5,17	3,25	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	0,00	0,00	0,00	1,52	4,49	9,92	12,59	12,59	3,61	0,17	0,00	0,00
08:00	0,00	0,00	1,31	8,30	10,99	16,48	21,77	20,85	10,82	3,83	0,00	0,00
09:00	0,00	0,04	6,77	14,73	14,64	22,20	27,64	27,08	16,87	9,48	0,22	0,00
10:00	0,03	2,70	11,69	19,32	19,16	26,56	31,30	33,23	20,92	13,12	2,95	0,04
11:00	0,90	5,40	14,44	21,03	22,10	27,74	32,84	35,25	23,44	14,26	4,46	0,84
12:00	1,19	6,55	14,74	20,62	22,46	28,64	32,35	34,78	23,33	14,27	4,62	1,20
13:00	0,47	5,65	12,62	18,52	18,85	27,16	30,64	30,80	20,91	11,93	2,76	0,29
14:00	0,00	2,64	9,16	14,32	14,45	22,96	28,25	27,89	16,92	8,39	0,39	0,00
15:00	0,00	0,17	4,40	8,56	11,46	17,88	24,25	21,28	12,06	4,48	0,00	0,00
16:00	0,00	0,00	0,26	3,28	5,73	11,71	16,79	15,72	5,84	0,86	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00	0,00	0,06	1,82	6,13	9,73	9,02	1,18	0,01	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	1,58	4,22	3,58	0,01	0,01	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,92	1,95	0,07	0,00	0,00	0,00

3.7.2 Applicazione falda nord

Il medesimo approccio viene seguito per l'applicazione della procedura alla falda esposta a nord.

Di seguito vengono riportate le medesime tabelle già presentate nel caso dell'altra falda.

Tabella 5 Irradianza media per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno

IRR (G) [W/m²]	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	10,5	1,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00	0,00	0,00	0,00	23,7	71,7	98,4	98,9	41,2	1,10	0,00	0,00	0,00
06:00	0,00	0,00	32,2	164	176	206	243	179	99,2	18,4	0,00	0,00
07:00	0,71	40,3	153	303	278	356	373	349	226	117	39,5	1,67
08:00	73,4	148	306	464	434	497	564	491	354	224	144	68,1
09:00	158	251	442	568	505	603	669	604	460	322	221	150
10:00	220	329	526	656	586	685	725	716	525	385	295	204
11:00	263	383	561	670	646	693	741	735	565	395	310	236
12:00	252	377	547	645	647	702	717	709	550	374	292	230
13:00	227	355	485	594	552	661	667	612	483	321	240	180
14:00	168	270	410	494	444	566	607	542	394	238	150	110
15:00	73	165	292	364	376	448	517	399	290	143	54,3	24
16:00	1,5	54,3	157	239	236	309	353	284	166	36,9	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00	22,4	102	147	186	199	150	33,5	0,00	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,93	36,1	78,7	84,5	22,1	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella 6 Massima temperatura Moduli ad ogni ora

Tmod [°C]	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
03:00	7,93	7,74	10,61	12,96	14,76	20,36	23,03	24,01	21,54	18,93	8,52	5,56
04:00	7,76	7,69	10,03	12,88	14,65	20,09	22,38	23,68	20,91	19,19	8,90	5,42
05:00	7,64	7,83	9,04	13,71	19,71	25,17	28,26	24,71	20,51	18,70	9,14	9,05
06:00	7,49	7,76	11,48	21,28	28,11	35,45	37,62	32,84	24,80	20,25	9,13	11,61
07:00	7,06	10,37	20,11	31,03	39,07	44,41	46,39	43,15	33,58	26,15	9,71	9,33
08:00	9,68	15,22	29,99	38,68	47,97	52,17	53,68	51,16	42,20	34,91	15,03	8,43
09:00	14,37	21,58	37,93	46,03	54,98	58,40	59,79	58,09	48,62	42,03	22,94	13,75
10:00	20,18	27,84	43,13	51,63	59,29	62,84	64,49	63,37	53,33	47,98	29,13	20,68
11:00	24,19	32,14	45,92	54,93	61,52	66,06	67,04	66,07	55,81	50,09	31,62	23,94
12:00	24,84	34,16	46,94	55,65	62,05	66,61	67,57	66,32	56,17	50,29	31,47	24,34
13:00	22,96	34,10	44,43	52,41	59,27	64,49	65,83	64,51	54,05	48,37	29,04	22,55
14:00	19,36	28,83	40,10	48,75	55,14	60,58	62,70	61,25	50,15	44,10	24,42	18,67
15:00	14,01	23,44	34,45	42,03	50,05	55,27	57,16	55,39	44,53	37,56	18,00	13,62
16:00	10,75	17,32	26,06	34,77	42,54	48,32	50,90	48,59	38,54	30,75	16,07	11,84
17:00	9,69	13,23	18,48	26,59	35,06	39,91	44,11	41,03	30,45	25,34	14,43	10,65
18:00	8,79	12,00	16,57	18,61	26,52	34,23	37,14	33,22	25,24	25,37	12,95	9,46
19:00	10,38	11,80	15,82	18,11	22,69	27,10	29,34	31,82	27,02	23,70	11,65	8,91

Tabella 7 DeltaT per ogni ora del giorno e per ogni mese dell'anno

ΔT_c	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	3,50	5,61	3,43	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	0,00	0,00	0,00	1,22	4,38	9,95	12,57	12,15	2,94	0,05	0,00	0,00
08:00	0,00	0,00	0,54	6,77	10,31	15,98	21,02	19,57	9,24	2,81	0,00	0,00
09:00	0,00	0,00	4,26	12,45	13,61	21,18	26,27	25,14	14,62	6,98	0,00	0,00
10:00	0,00	0,50	8,35	16,52	17,68	25,20	29,55	30,56	18,19	10,15	0,53	0,00
11:00	0,00	2,09	10,77	18,10	20,38	26,26	31,00	32,43	20,52	11,31	1,26	0,00
12:00	0,00	2,91	11,20	17,86	20,76	27,08	30,68	32,16	20,58	11,37	1,40	0,00
13:00	0,00	2,41	9,52	16,12	17,55	25,85	29,23	28,75	18,39	9,55	0,55	0,00
14:00	0,00	0,76	6,65	12,47	13,62	22,18	27,19	26,21	14,98	6,66	0,00	0,00
15:00	0,00	0,00	2,80	7,50	10,99	17,55	23,64	20,42	10,76	3,59	0,00	0,00
16:00	0,00	0,00	0,06	2,97	5,75	11,85	16,82	15,42	5,28	0,73	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00	0,00	0,10	2,06	6,54	10,13	9,26	1,19	0,01	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	1,93	4,71	3,71	0,01	0,01	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,92	1,95	0,07	0,00	0,00	0,00

Prima di procedere con la stima della producibilità elettrica delle due falde, occorre fare alcune considerazioni sui dati riportati sopra. Com'era facilmente prevedibile, l'esposizione a nord risulta fortemente svantaggiata rispetto all'altra. Ponendo particolare attenzione ai dati di irradianza, infatti, si nota come non vengano mai superati valori medi pari a $740 \frac{W}{m^2}$ rispetto ai $805 \frac{W}{m^2}$ dell'esposizione a sud. Questi valori

influenzano direttamente sia la temperatura media del modulo che il ΔT medio. Infatti, la temperatura massima di modulo calcolata per la falda esposta a nord raggiunge il valore massimo di $67,57\text{ }^{\circ}\text{C}$, mentre per la falda a sud arriva a $70,09\text{ }^{\circ}\text{C}$: quasi 3°C di differenza.

3.8 Analisi Potenza e Produzione calcolata

In questa sezione vengono presentati e discussi i risultati ottenuti dalla stima della producibilità dell'impianto fotovoltaico ottenuti tramite metodo semi empirico. Dopo aver determinato, mediante software e calcoli analitici, tutti i parametri necessari, è stato possibile implementare l'equazione (13) per la stima della potenza erogata dall'impianto.

Una volta ottenuto il profilo temporale della potenza prodotta, si è proceduto all'integrazione dei valori orari sull'intero periodo di analisi al fine di determinare l'energia generata. Nel caso specifico, essendo la potenza espressa in watt e il passo temporale pari a un'ora, la conversione in energia è stata effettuata mediante la sommatoria dei contributi orari e la successiva divisione per un fattore pari a 1000, ottenendo così il valore dell'energia prodotta espresso in kWh.

In questo modo è stata determinata la produzione energetica complessiva dell'impianto.

Vengono ora riportati i risultati relativi alle otto aree dell'impianto ottenuti con il metodo semi empirico adottato. L'ultima riga della tabella sottostante riporta la somma tra gli otto contributi, identificando la producibilità totale dell'impianto.

Tabella 8 Produzione annua stimata secondo modello semi empirico

	Esposizione - Inclinazione	Numero Moduli	TOT [kWh]	TOT [MWh]
1	Falda 5° Sud	480	298.848	298
2	Falda 25° Sud	142	99.860	99
3	Botte 5° Sud	226	140.940	140
4	Botte 25° Sud	228	161.902	161
5	Botte 45° Sud	130	94.664	94
6	Colmo Botte	158	93.725	93
7	Falda 5° Nord	480	269.877	269
8	Falda 25° Nord	123	49.672	49
TOTALE		1968	1.209.491	1.209

I kilowattora complessivamente stimati dall'impianto sono dunque:

$$1.209.491 \frac{kW}{anno} \text{ ovvero } 1.209 \frac{MWh}{anno}$$

3.9 Analisi produzione mediante PVGIS

In questa sezione viene descritta la stima della produzione energetica dell'impianto ottenuta mediante simulazione con il software PVGIS.

Come primo passaggio viene selezionata l'opzione relativa a un "sistema fotovoltaico connesso a rete". Per eseguire la simulazione, il software richiede l'inserimento di una serie di parametri caratteristici dell'impianto. In particolare, vengono specificate la localizzazione geografica del sito e la tecnologia fotovoltaica adottata; nel caso in esame è stata selezionata la tipologia "pannelli in silicio monocristallino". Un ulteriore parametro fondamentale che viene dato in input è rappresentato dalla potenza nominale dell'impianto. Analogamente a quanto effettuato nell'analisi precedente,

anche in questo caso il sistema viene suddiviso nelle diverse sezioni che lo compongono, in modo da rappresentarne con maggiore accuratezza le differenti caratteristiche geometriche e di installazione.

Per quanto riguarda le perdite di sistema, vengono considerati i contributi associati ai cavi elettrici, al rendimento di conversione degli inverter, all'accumulo di sporco sulla superficie dei moduli e ad altre inefficienze tipicamente presenti negli impianti fotovoltaici. Seguendo l'impostazione suggerita dal software, il valore complessivo di tali perdite viene assunto pari al 14%.

Infine, i valori di inclinazione dei moduli (tilt) e di azimuth vengono definiti in funzione della specifica sezione di impianto analizzata. Una volta completata la definizione dei parametri di ingresso, la simulazione viene avviata e viene effettuata la stima della producibilità energetica del sistema.

La tabella sottostante riporta i risultati ottenuti nello stesso formato adottato per il metodo precedente.

Tabella 9 Produzione annua stimata secondo PVGIS

	Esposizione - Inclinazione	Numero Moduli	TOT [kWh]	TOT [MWh]
1	Falda 5° Sud	480	284.877	284
2	Falda 25° Sud	142	96.968	96
3	Botte 5° Sud	226	133.423	133
4	Botte 25° Sud	228	156.534	156
5	Botte 45° Sud	130	91.776	91
6	Colmo Botte	158	88.600	88
7	Falda 5° Nord	480	251.741	251
8	Falda 25° Nord	123	46.246	46
TOTALE		1968	1.150.170	1.150

I kilowattora complessivamente stimati dall'impianto tramite stima con PVGIS sono dunque:

$$1.150.170 \frac{kWh}{anno} \text{ ovvero } 1.150 \frac{MWh}{anno}$$

3.10 Produzione reale e confronto tra i risultati ottenuti

Per completare l'analisi, viene presa in esame la produzione energetica effettivamente registrata durante il primo anno di esercizio dell'impianto, utilizzando i dati acquisiti direttamente tramite l'interfaccia di monitoraggio degli inverter installati nel locale tecnico [18].

La tabella sottostante riporta i valori di produzione relativi alle otto sezioni in cui è stato suddiviso l'impianto. Tali contributi sono stati successivamente sommati per trovare l'effettiva produzione energetica complessiva del sistema.

Tabella 10 Produzione annua impianto esistente

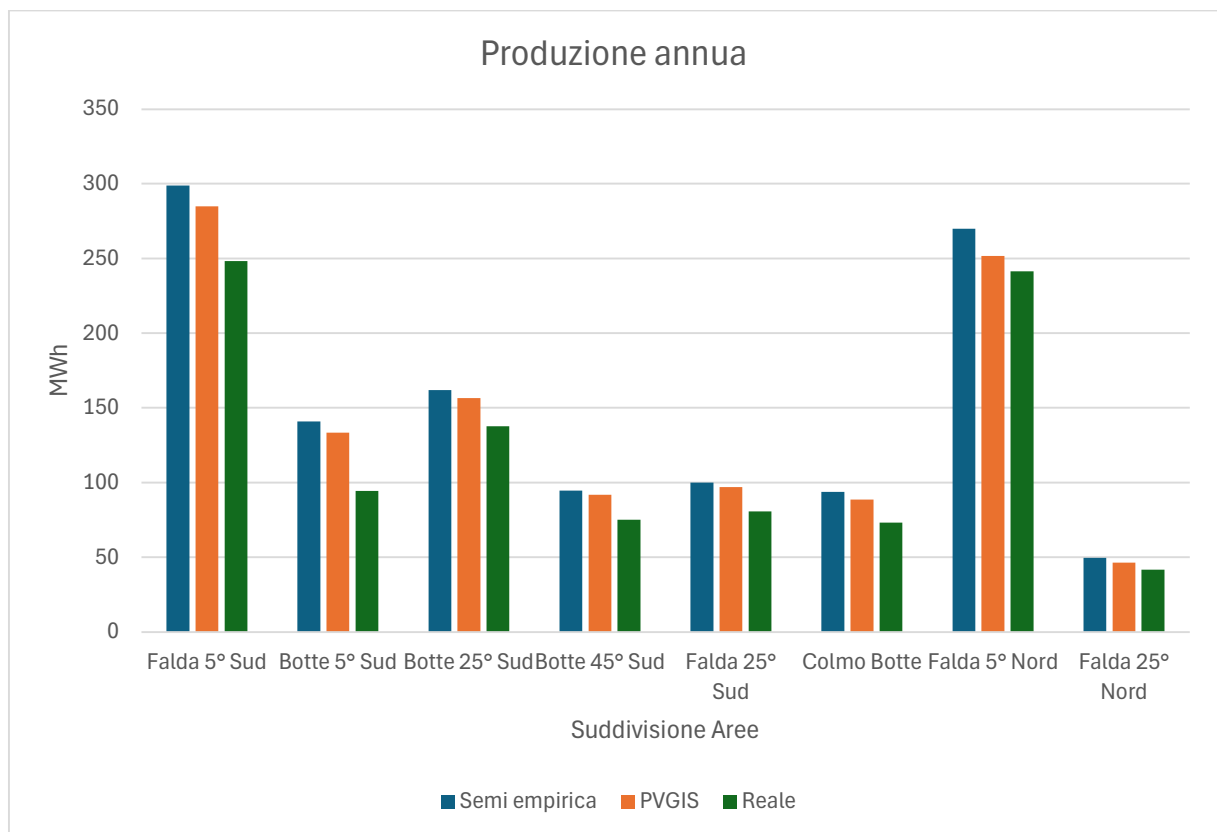
	Esposizione - Inclinazione	Numero Moduli	TOT [kWh]	TOT [MWh]
1	Falda 5° Sud	480	248.193	248
2	Falda 25° Sud	142	94.265	94
3	Botte 5° Sud	226	137.712	137
4	Botte 25° Sud	228	75.129	75
5	Botte 45° Sud	130	80.707	80
6	Colmo Botte	158	73.059	73
7	Falda 5° Nord	480	24.1431	241
8	Falda 25° Nord	123	41.722	41
TOTALE		1968	992.220	992

Dall'analisi dei dati registrati dagli inverter risulta pertanto una produzione annua complessiva pari a:

$$992.220 \frac{kWh}{anno} \text{ ovvero } 992 \frac{MWh}{anno}$$

Avendo a disposizione anche la produzione reale dell'impianto, è ora possibile mettere a confronto tale valore con i risultati ottenuti tramite i due modelli sopra descritti, ovvero quello semi empirico e quello PVGIS. Il grafico sottostante riporta il confronto della produzione annua nei tre casi, suddivisa nelle otto sezioni che compongono l'impianto.

Tabella 11 Confronto della produzione annua per le diverse aree



Il confronto tra il modello semi empirico utilizzato e i risultati ottenuti con PVGIS evidenzia uno scostamento della produzione annua pari a circa il 5%. Tale differenza è

contenuta e può essere considerata compatibile con le diverse ipotesi di modellazione e con le incertezze associate ai dati meteorologici e ai modelli di conversione energetica. Il risultato conferma, pertanto, la buona affidabilità del modello semi empirico implementato.

Il confronto tra i risultati ottenuti mediante il modello semi-empirico, la simulazione effettuata con PVGIS e la produzione effettivamente registrata dall'impianto evidenzia una sovrastima della producibilità da parte di entrambi gli approcci previsionali. In particolare, il modello semi-empirico stima una produzione annua pari a 1209 MWh, mentre PVGIS restituisce un valore di circa 1150 MWh, a fronte di una produzione reale di 992 MWh registrata negli ultimi dodici mesi.

È opportuno evidenziare che il confronto non è perfettamente omogeneo dal punto di vista temporale. Infatti, sia il modello semi-empirico sia la simulazione mediante PVGIS si basano sui dati di irraggiamento e sulle condizioni meteorologiche medie ricavate dal database di PVGIS, rappresentative di un comportamento climatico medio pluriennale. Al contrario, la produzione reale si riferisce esclusivamente agli ultimi dodici mesi di esercizio dell'impianto, periodo che potrebbe essersi discostato significativamente dalle condizioni climatiche medie considerate nelle simulazioni.

Inoltre, mentre il modello semi-empirico include le principali perdite tecniche dell'impianto, quali perdite per temperatura, mismatch, sporcamento, cablaggio e conversione DC/AC, esso non tiene conto di tutte le possibili cause che possono ridurre la producibilità reale, come eventuali indisponibilità dell'impianto, interventi di manutenzione, guasti, limitazioni operative o ulteriori fenomeni di degrado. Anche PVGIS rappresenta una stima della producibilità teorica e non considera le specifiche condizioni operative che hanno caratterizzato il periodo di monitoraggio.

Lo scostamento rispetto alla produzione reale risulta pari a circa il 21,9% per il modello semi-empirico e al 15,9% per PVGIS. Il fatto che entrambe le metodologie sovrastimino la produzione suggerisce che una parte della differenza sia attribuibile non solo alle ipotesi di modellazione, ma anche alle effettive condizioni meteorologiche e operative che hanno interessato l'impianto durante gli ultimi dodici mesi di esercizio.

4 Analisi Economica

In questa parte finale dell'elaborato viene effettuata un'analisi economica considerando i costi e i tempi di ritorno economico dell'investimento.

L'officina elettrica in questione è un impianto a cessione totale, ovvero l'intero quantitativo di energia elettrica prodotta viene immessa in rete.

L'impianto è entrato a far parte della Comunità Energetica Dinamo, realtà nascente sul territorio che paga l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ad un prezzo fissato concordato tra le parti, in questo modo la comunità riesce a vendere tutto l'energia prodotta all'ospedale San Giovanni Bosco, situato non lontano dall'impianto e quindi collegato alla stessa cabina primaria, aspetto fondamentale per la comunità energetica.

L'energia prodotta giornalmente viene interamente consumata poiché l'ospedale presenta dei consumi molto elevati, nell'anno 2023 tali consumi hanno raggiunto un valore leggermente superiore agli 8000 MWh. Considerando la produzione annua dell'impianto preso in esame sarebbero necessario all'incirca una decina di impianti di eguale taglia per azzerare il consumo.

Di seguito il riepilogo dei consumi dell'ospedale San Giovanni Bosco:

Tabella 12 Consumi energia elettrica San Giovanni Bosco

CONSUMI ENERGIA ELETTRICA [kWh]	
ANNO 2023	P.O. SAN GIOVANNI BOSCO
GENNAIO	577.177
FEBBRAIO	549.207
MARZO	645.197
APRILE	631.092
MAGGIO	667.407
GIUGNO	728.035
LUGLIO	853.807
AGOSTO	864.196
SETTEMBRE	767.597
OTTOBRE	715.084
NOVEMBRE	586.596
DICEMBRE	599.789
TOTALE	8.185.184

4.1 Suddivisione dei costi

Al fine di effettuare un'analisi che sia il più accurata possibile si parte dalla stima della spesa iniziale, identificata come I_0 . Per fare ciò occorre tenere conto della componentistica, dei costi di installazione e relative pratiche amministrative.

Di seguito vengono riportati gli importi relativi alle opere eseguite forniti dall'azienda installatrice, raggruppati in macroaree:

Tabella 13 Costi riscontrati

MATERIALE INSTALLATO	COSTO [€]
Moduli fotovoltaici	459.824 €
Inverter	132.100 €
Installazione Impianto elettrico (CC)	70.200€
Montaggio moduli e struttura	40.000 €
Apprestamenti sicurezza	5.000€
Installazione Impianto elettrico MT	70.200 €
Struttura	40.000 €
Impianto elettrico (AC)	67.200€
Trasporti e noleggi	6.000 €
Imprevisti	5.000 €
Pratiche amministrative	5.000 €

Come si può notare i costi relativi al materiale installato, più precisamente a moduli fotovoltaici e inverter risultano estremamente “alti” se confrontati con i prezzi che si possono riscontrare attualmente sul mercato. Tale differenza è riconducibile principalmente al contesto economico e normativo presente in Italia nel periodo di realizzazione dell'impianto, avvenuta alla fine del 2023. In quegli anni era infatti attivo il meccanismo di incentivazione noto come Superbonus 110%, introdotto per favorire gli

interventi di efficientamento energetico e di riqualificazione del patrimonio edilizio. L'elevata domanda di componenti e servizi legati al settore delle costruzioni e delle energie rinnovabili ha determinato un sensibile incremento dei prezzi di mercato, con conseguenti ripercussioni anche sui costi di approvvigionamento dei moduli fotovoltaici, degli inverter e delle altre componenti dell'impianto.

4.2 Calcolo dei flussi di cassa e VAN

Il calcolo dei flussi di cassa rappresenta una fase fondamentale dell'analisi economica relativa all'installazione di un impianto. Attraverso tale valutazione è possibile determinare la convenienza dell'investimento, stimando i benefici economici generati nel corso della vita utile dell'impianto. I flussi di cassa vengono calcolati considerando i risparmi ottenuti e gli eventuali ricavi derivanti dall'esercizio dell'impianto, ai quali vengono sottratti tutti i costi sostenuti. Per una stima accurata è quindi necessario tenere conto di molteplici fattori economici e gestionali. La relazione utilizzata per il calcolo dei flussi di cassa è riportata di seguito:

$$F_j = P_n * E_p * \left((1 - SC) * t_{injection} + SC * t_{purchase} \right) - OM * I_0 \quad [€] \quad (24)$$

Dove:

- P_n : potenza nominale dell'impianto espressa in kW
- E_p : produzione di energia per kW installato e si valuta come rapporto tra i kWh prodotti e i kW installati per lo specifico caso
- SC : Self Consumption ovvero la quantità di energia autoconsumata
- $t_{injection}$: tariffa con cui l'energia viene venduta alla rete
- $t_{purchase}$: tariffa a cui l'azienda acquista l'energia dal fornitore come stipulato da contratto
- I_0 : investimento iniziale, anche noto come CAPEX

- OM : valore percentuale che esprime i costi di esercizio e di manutenzione, considerato pari all'1% del CAPEX

I flussi di cassa fanno riferimento al j -esimo anno di riferimento, nel seguente caso come detto in precedenza l'impianto è a cessione totale ovvero non c'è autoconsumo. Pertanto, il parametro identificato come SC sarà quindi uguale a zero. Inoltre, si decide di inserire un ulteriore parametro d che tenga conto della degradazione percentuale annua dei moduli fotovoltaici. Questo contributo viene considerato pari a 0,4% annuo. Così facendo l'equazione diventa:

$$F_j = P_n * E_p * (1 - d)^{j-1} * t_{injection} - OM * I_0 \quad [€] \quad (25)$$

Il termine F_j , che rappresenta il flusso di cassa relativo al j -esimo anno di esercizio, viene successivamente impiegato nel calcolo del Valore Attuale Netto (VAN). Questo indicatore costituisce uno degli strumenti più utilizzati nell'analisi economico-finanziaria degli investimenti, in quanto consente di valutare la capacità di un progetto di generare valore economico nel corso della sua vita utile.

Il VAN è definito come la differenza tra il valore attuale dei flussi di cassa futuri, opportunamente attualizzati mediante un tasso di sconto, e l'investimento iniziale richiesto per la realizzazione dell'impianto. In altri termini, esso misura la convenienza economica dell'investimento tenendo conto del valore temporale del denaro.

Un valore del VAN positivo indica che i flussi di cassa attesi sono sufficienti non solo a recuperare il capitale investito, ma anche a generare un rendimento superiore al tasso di attualizzazione adottato. Al contrario, un VAN negativo evidenzia che il progetto non è in grado di coprire integralmente l'investimento iniziale e, pertanto, risulta economicamente non conveniente. La formulazione matematica del Valore Attuale Netto è riportata di seguito:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=0}^N \frac{F_j}{(1+i)^j} \quad [\text{€}] \quad (26)$$

Con N tempo di vita dell'impianto stimato pari a 30 anni e i è tasso di attualizzazione pari al 3%.

4.3 Tempo di ritorno dell'investimento

Eseguendo la somma dei costi indicati precedentemente in tabella (13) si trova facilmente il valore di I_0 ovvero il CAPEX, l'investimento iniziale, che ammonta a 900.524 €.

Tramite il calcolo del flusso di cassa e del VAN si riesce a stimare il tempo di ritorno dell'investimento anche detto Pay Back Time (PBT), ovvero dopo quanti anni ci si ripaga della spesa iniziale e da quel momento in poi l'impianto rappresenterà una fonte di guadagno.

I risultati sono mostrati di seguito:

Tabella 14 VAN Impianto

ANNO	Investimento [€]	Flusso di cassa	VAN
0	-900.524,00 €		-900.524,00 €
1		103.090,76 €	-800.435,88 €
2		102.642,38 €	-703.685,60 €
3		102.195,79 €	-610.161,98 €
4		101.750,98 €	-519.757,55 €
5		101.307,96 €	-432.368,42 €
6		100.866,70 €	-347.894,14 €
7		100.427,22 €	-266.237,62 €
8		99.989,49 €	-187.305,00 €
9		99.553,51 €	-111.005,53 €
10		99.119,27 €	-37.251,48 €
11		98.686,77 €	34.041,95 €
12		98.256,01 €	102.956,73 €
13		97.826,96 €	169.572,13 €
14		97.399,63 €	233.964,76 €
15		96.974,01 €	296.208,69 €
16		96.550,10 €	356.375,52 €
17		96.127,87 €	414.534,47 €
18		95.707,34 €	470.752,44 €
19		95.288,49 €	525.094,14 €
20		94.871,32 €	577.622,09 €
21		94.455,81 €	628.396,74 €
22		94.041,97 €	677.476,54 €
23		93.629,78 €	724.917,97 €
24		93.219,24 €	770.775,66 €
25		92.810,34 €	815.102,39 €
26		92.403,08 €	857.949,21 €
27		91.997,44 €	899.365,46 €
28		91.593,43 €	939.398,82 €
29		91.191,04 €	978.095,40 €
30		90.790,25 €	1.015.499,78 €

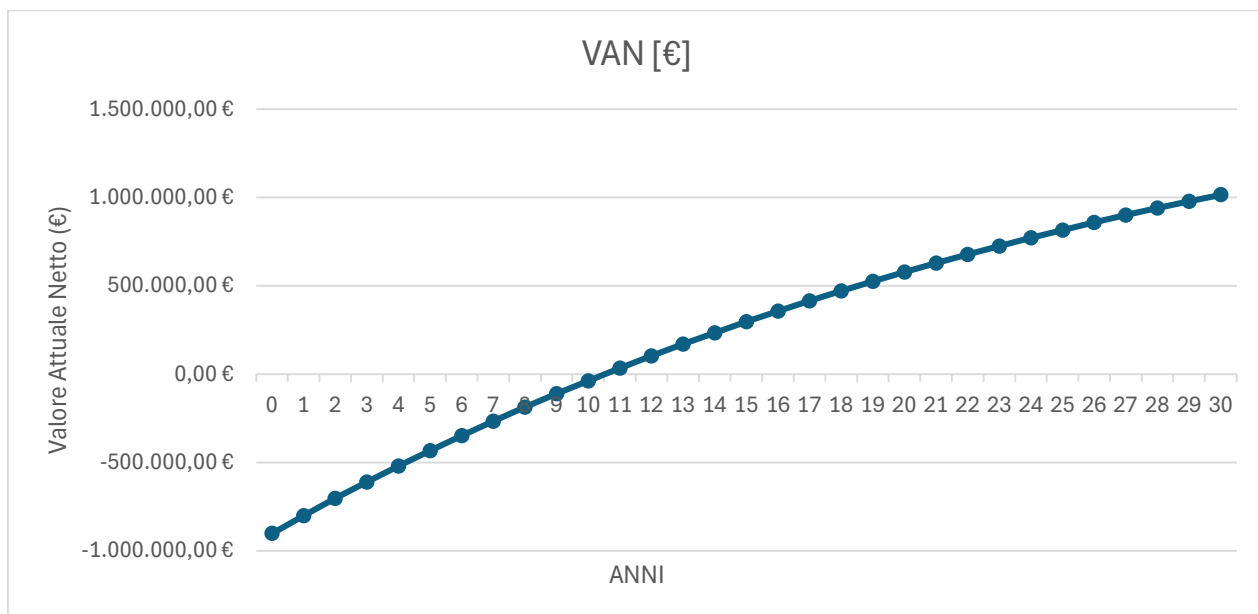


Figura 23 Grafico VAN Impianto

Come si può facilmente notare vi è un guadagno dato dalla vendita dell'energia elettrica prodotta corrispondente a circa 100.000€ per i primi anni di vita dell'impianto fino ad arrivare ad un flusso di cassa pari a 90.000€ negli ultimi anni utili di vita.

Il PBT si aggira in torno ai 10 anni di esercizio e con una stima di valore economico generato pari a 1.015.500,00€ dopo 30 anni di vita dell'impianto.

4.4 Integrazione dell'ammortamento

L'analisi economica presentata nel paragrafo precedente può essere ulteriormente approfondita considerando il beneficio fiscale derivante dall'ammortamento dell'investimento.

Tale aspetto riveste particolare importanza nel caso di impianti realizzati da imprese, le quali possono dedurre fiscalmente il costo sostenuto per l'acquisto dei beni strumentali secondo le modalità e le aliquote previste dalla normativa vigente.

L'ammortamento è il procedimento contabile mediante il quale il costo di un bene pluriennale viene ripartito lungo la sua vita utile. Dal punto di vista economico esso

consente di attribuire il costo dell'investimento ai diversi esercizi nei quali il bene contribuisce alla produzione del reddito aziendale. Sotto il profilo finanziario, invece, l'ammortamento non rappresenta un'uscita monetaria, poiché il costo dell'investimento è stato sostenuto interamente al momento dell'acquisto dell'impianto. Esso costituisce invece una componente negativa di reddito che riduce l'imponibile fiscale dell'impresa.

La riduzione del reddito imponibile determina un minor carico tributario e, di conseguenza, un risparmio d'imposta comunemente definito scudo fiscale. Tale beneficio può essere espresso come il prodotto tra la quota annua di ammortamento e l'aliquota fiscale complessiva applicabile all'impresa:

$$F_j^{nuovo} = F_j + Q_{amm} * t \quad [€] \quad (27)$$

Dove Q_{amm} rappresenta la quota annua di ammortamento e t indica l'aliquota fiscale complessiva.

Il risparmio fiscale così ottenuto si traduce in un incremento dei flussi di cassa disponibili dell'azienda e contribuisce a migliorare la redditività dell'investimento. Pertanto, nell'analisi economico-finanziaria risulta opportuno integrare il beneficio derivante dall'ammortamento all'interno del calcolo dei flussi di cassa annuali. In questo modo è possibile ottenere una valutazione più realistica della convenienza economica dell'investimento dal punto di vista di un soggetto imprenditoriale.

L'inclusione dello scudo fiscale comporta generalmente un aumento del Valore Attuale Netto (VAN) e una riduzione del tempo di ritorno dell'investimento PBT, evidenziando come il trattamento fiscale dell'ammortamento possa incidere in maniera significativa sulla convenienza economica complessiva dell'intervento.

Nel seguente caso l'ammortamento è stato riconosciuto per 10 anni quindi, il flusso di cassa dei primi 10 anni sarà maggiore rispetto a quello precedente come si può notare.

I risultati sono mostrati di seguito:

Tabella 15 VAN Impianto considerando ammortamento

ANNO	Investimento [€]	Flusso di cassa	VAN
0	-900.524,00 €		-900.524,00 €
1		184.948,39 €	-720.962,45 €
2		184.500,01 €	-547.053,50 €
3		184.053,42 €	-378.618,55 €
4		183.608,61 €	-215.484,68 €
5		183.165,59 €	-57.484,43 €
6		182.724,34 €	95.544,32 €
7		182.284,85 €	243.758,58 €
8		181.847,12 €	387.310,38 €
9		181.411,14 €	526.346,91 €
10		180.976,90 €	661.010,72 €
11		98.686,77 €	732.304,15 €
12		98.256,01 €	801.218,93 €
13		97.826,96 €	867.834,33 €
14		97.399,63 €	932.226,97 €
15		96.974,01 €	994.470,89 €
16		96.550,10 €	1.054.637,72 €
17		96.127,87 €	1.112.796,67 €
18		95.707,34 €	1.169.014,64 €
19		95.288,49 €	1.223.356,34 €
20		94.871,32 €	1.275.884,29 €
21		94.455,81 €	1.326.658,94 €
22		94.041,97 €	1.375.738,74 €
23		93.629,78 €	1.423.180,17 €
24		93.219,24 €	1.469.037,86 €
25		92.810,34 €	1.513.364,59 €
26		92.403,08 €	1.556.211,41 €
27		91.997,44 €	1.597.627,66 €
28		91.593,43 €	1.637.661,02 €
29		91.191,04 €	1.676.357,60 €
30		90.790,25 €	1.713.761,99 €

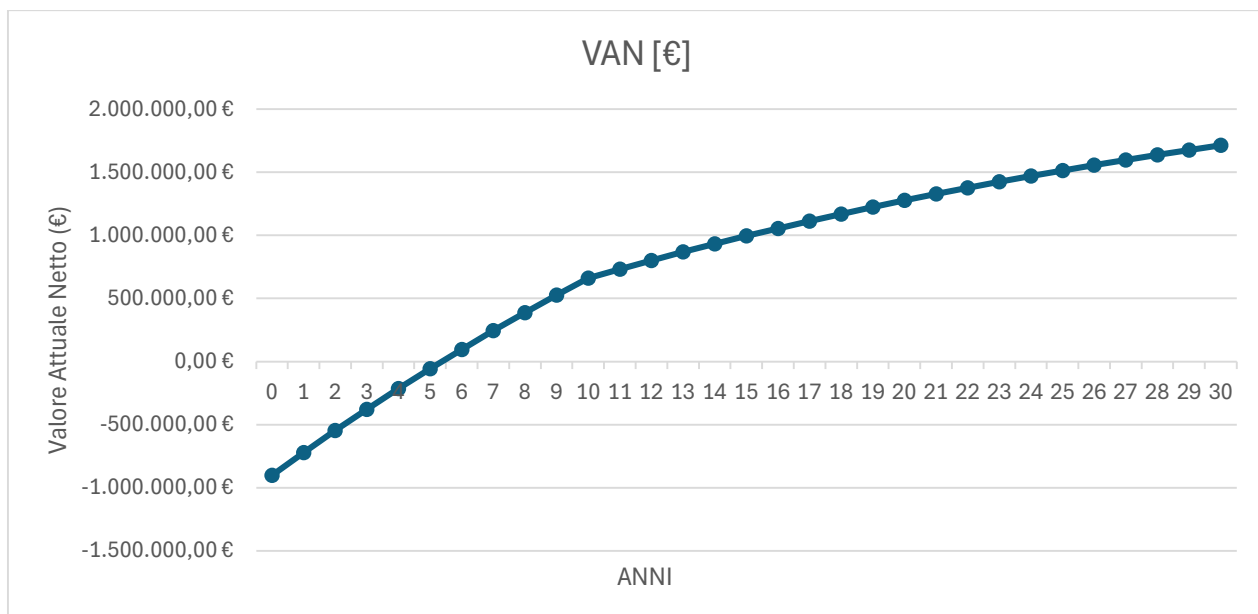


Figura 24 Grafico VAN Impianto considerando ammortamento

Come si evince in questo caso vi è un guadagno dato dalla vendita dell'energia elettrica prodotta corrispondente a circa 185.000€ dovuto all'ammortamento dei primi 10 anni dell'impianto fino ad arrivare ad un flusso di cassa pari a 90.000€ negli ultimi anni utili di vita.

Il PBT si aggira in torno ai 5 anni di esercizio, esattamente la metà del tempo rispetto al caso precedente e con una stima di valore economico generato pari a 1.713.700€ dopo 30 anni di vita dell'impianto.

4.5 Analisi del Tasso Interno del Rendimento

Un indicatore economico fondamentale per valutare la redditività intrinseca dell'investimento nell'impianto fotovoltaico oggetto di studio è il Tasso Interno di Rendimento (TIR, o IRR dall'inglese Internal Rate of Return). Da un punto di vista finanziario, il TIR rappresenta il tasso di attualizzazione che annulla il Valore Attuale Netto (VAN) dei flussi di cassa attesi lungo l'orizzonte temporale del progetto.

Analiticamente, considerando un esborso iniziale pari al costo di investimento (I_0) e indicando con F_j i flussi di cassa netti per ogni anno j (dati dai ricavi meno i costi operativi e le imposte), il TIR è quel valore che soddisfa la seguente equazione:

$$-I_0 + \sum_{j=1}^N \frac{F_j}{(1 + TIR)^j} = 0 \quad [28]$$

Il TIR esprime, in termini percentuali, il rendimento generato dal capitale investito e funge da parametro di confronto diretto con il costo opportunità del capitale o con tassi di interesse di riferimento. Al fine di valutare la sensibilità del progetto rispetto all'imposizione fiscale, la determinazione del TIR è stata affrontata confrontando due differenti scenari operativi:

- **Caso 1: Omissione dell'ammortamento fiscale.** In questo scenario l'analisi è condotta escludendo la deducibilità del costo dell'impianto. L'impossibilità di scalare le quote di ammortamento si traduce in un utile imponibile maggiore e, conseguentemente, in un carico fiscale più oneroso. Questa riduzione dei flussi di cassa netti annui (F_j) porta inevitabilmente a un TIR più basso, delineando una stima volutamente conservativa della redditività dell'impianto.
- **Caso 2: Integrazione dell'ammortamento fiscale.** In questo secondo scenario si tiene pienamente conto del piano di ammortamento del cespite. L'ammortamento agisce come un vero e proprio "scudo fiscale": pur non essendo un'uscita di cassa, riduce legalmente l'utile imponibile e le relative imposte da versare. Il conseguente aumento dei flussi di cassa netti disponibili innalza il tasso necessario ad azzerare il VAN, determinando un TIR superiore e riflettendo in modo più realistico l'effettiva convenienza finanziaria dell'investimento.

L'impatto di tale scudo fiscale sulla redditività complessiva del progetto è chiaramente visibile confrontando i valori ottenuti per i due scenari, riassunti nella tabella sottostante.

Tabella 16 Confronto TIR

Confronto Tasso Interno di Rendimento		
Analisi	Ammortamento	TIR
Caso 1	NO	11%
Caso 2	SI	19%

5 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha voluto verificare le prestazioni reali di un impianto fotovoltaico esistente di media taglia e di valutarne in modo rigoroso la sostenibilità economica. Il caso analizzato nell'elaborato prodotto riguarda una centrale di produzione a cessione totale situata a Torino, installata sulle coperture dell'azienda siderurgica Fratelli Giraudi Spa, in via Orbetello 124. L'impianto presenta una potenza di picco complessiva pari a 974 kWp (lato DC) suddivisi in 15 inverter di stringa HQSOL 60SHT da 60 kW l'uno, per una potenza nominale lato AC di 900 kW. Il campo fotovoltaico è costituito da 1968 moduli monocristallini bifacciali a doppio vetro SunPower SPR-P6-495-COM-S-BF, dotati di una potenza nominale di 495 Wp e un'efficienza del 20,7%. Al fine di massimizzare la superficie utile, i pannelli sono stati disposti su coperture sia a falda che a botte, con esposizioni a Sud, mentre l'esposizione Nord è stata utilizzata solamente per le coperture a falda. Tali edifici presentano angoli di inclinazione (tilt) variabili (5°, 25°, 45° e 0° sul colmo), rendendo necessaria la suddivisione dell'impianto in otto macro-zone. L'energia prodotta viene ceduta alla Comunità Energetica Dinamo per alimentare le ingenti richieste elettriche del vicino ospedale San Giovanni Bosco.

Nella prima fase della trattazione, la producibilità dell'impianto è stata stimata applicando un modello semi-empirico dettagliato, concentrandosi in particolare sulle falde Nord e Sud del capannone principale che da solo rappresenta circa la metà dell'intero impianto. Utilizzando i dati meteorologici storici (irradianza e temperatura) prelevati dal database PVGIS, il modello ha tenuto conto in modo analitico di tutte le fonti di perdita del sistema: la correzione termica della potenza (applicando un coefficiente di $-0,34 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$), le perdite ottiche ($\eta_{ottiche} = 0,96$) e di sporcamento ($\eta_{sporco} = 0,963$), i cali di resa a bassa irradianza (variabili ora per ora), le perdite per mismatch ($\eta_{mismatch} = 0,98$), le dissipazioni per effetto Joule nei cavi (calcolate in funzione della reale distanza delle stringhe dal locale inverter) e il rendimento variabile di conversione DC/AC dell'inverter. Per avere un solido termine di paragone, è stata inoltre condotta una simulazione parallela avvalendosi direttamente del software PVGIS, al quale è stato assegnato un parametro di perdita di sistema del 14%.

I risultati ottenuti hanno evidenziato una produzione annua stimata di 1.209 MWh secondo il modello semi-empirico e di 1.150 MWh secondo la simulazione PVGIS. Lo scostamento reciproco di circa il 5% tra i due approcci previsionali conferma la buona affidabilità costruttiva del modello analitico implementato. Tuttavia, il confronto con la produzione effettivamente registrata dagli inverter durante l'ultimo anno di esercizio – pari a 992 MWh – mostra che entrambi i modelli hanno sovrastimato la producibilità reale dell'impianto (con uno scostamento del 21,9% per il modello semi-empirico e del 15,9% per PVGIS). Questa differenza è imputabile a due fattori principali: in primo luogo, i modelli previsionali si basano su dati climatici medi storici, che possono fisiologicamente discostarsi dalle reali condizioni meteorologiche registrate nell'anno di riferimento; in secondo luogo, le simulazioni teoriche considerano un funzionamento ininterrotto dell'impianto. Nella realtà operativa, durante l'anno analizzato, si sono verificati circa venti giorni di fermo macchina. Sebbene alcuni fermi siano avvenuti in mesi a bassa insolazione (dicembre), altri distacchi si sono registrati in periodi ad altissima produttività, come i due giorni di inattività a ridosso delle festività pasquali, abbattendo inevitabilmente il totale dell'energia prodotta rispetto al potenziale teorico, un ultimo fattore di cui si potrebbe tener conto è la scelta della sezione dei cavi solari, tutti di dimensioni pari a 6mm^2 , mentre per un minor quantitativo di perdite sarebbe stato meglio collegare le stringhe più distanti dal locale inverter con cavi di sezione pari a 10mm^2 .

Nonostante le fisiologiche flessioni produttive appena descritte, la seconda fase del lavoro dedicata all'analisi economica ha restituito risultati di assoluto rilievo. A fronte di un investimento iniziale (CAPEX) di circa 900.524 € – un costo fortemente influenzato dai rialzi di mercato scaturiti nel periodo del "Superbonus 110%" – lo scenario base privo di ammortamento fiscale genera flussi di cassa costanti nel tempo che garantiscono un Tempo di Ritorno (PBT) di circa 10 anni, un Tasso Interno di Rendimento (TIR) dell'11% e un Valore Attuale Netto (VAN) a fine vita utile (30 anni) di oltre un milione di euro. Ancora più significativi risultano i dati ricavati integrando l'ammortamento fiscale nel modello finanziario: sfruttando il beneficio fiscale per i primi 10 anni, i flussi di cassa disponibili aumentano sensibilmente, abbattendo il tempo di rientro (PBT) a soli 5 anni. In questo

scenario realistico, il TIR aumenta raggiungendo valori pari al 19% e il VAN raggiunge quota 1.713.761 € dopo 30 anni di esercizio.

L'analisi condotta in questo elaborato dimostra quindi in maniera chiara come la progettazione e la realizzazione di un impianto fotovoltaico su scala industriale non rappresentino soltanto un passo verso la transizione energetica e la decarbonizzazione, ma costituiscano a tutti gli effetti un investimento aziendale fortemente remunerativo e caratterizzato da un'elevatissima stabilità finanziaria.

Bibliografia

- [1]. UNFCCC, *The Paris Agreement* (2015)
- [2]. IPCC, *Sesto Rapporto di Valutazione (AR6) - Mitigation of Climate Change*
- [3]. IEA (International Energy Agency), *Renewables 2025 - Analysis and forecast to 2030*
- [4]. Terna S.p.A., *Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nazionale 2025*
- [5]. Italia Solare / Dati base GSE / QualEnergia, *Report statistico sulle installazioni e produzioni FV 2025*
- [6]. Spertino F., “Solar Photovoltaic Systems”, dispense dell’insegnamento, corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, A.a 2023-2024.
- [7]. A. Parretta, “Corso di Ottica Applicata” A.A. 2011-2012 “Radiazione Solare”
- [8]. Luca Durignon, Tesi di Laurea Triennale “Struttura e funzionamento delle celle solari e degli impianti fotovoltaici” 2010-2011 Padova
- [9]. “Progettazione e sviluppo di tecniche per il miglioramento del funzionamento delle celle solari a film sottile mediante cristalli fotonici e dispositivi plasmonici”. G. Cocorullo, F. Crupi, M. Lanuzza, V. Mocella, I. Rendina. ENEA Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l’Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile.
- [10]. European Commission, Joint Research Centre (JRC). PVGIS: Data sources & calculation methods.
- [11]. PVsyst SA. PVsyst 7 Online Help: Mismatch loss.
- [12]. PVsyst SA. PVsyst 7 Online Help: Soiling loss.
- [13]. Francesca Quaglia, Tesi di Laurea Magistrale “Metodologia innovativa per il monitoraggio accurato delle prestazioni di impianti fotovoltaici soggetti a ombra”, 2025, Politecnico di Torino
- [14]. A. Ciocia, G. Chicco, F. Spertino, Optimisation of Generation Models for Clusters of Photovoltaic Plants, in Proc. MELECON 2022 – IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 2022.
- [15]. F. Mavromatakis, F. Vignola, B. Marion, Low irradiance losses of photovoltaic modules, Solar Energy.

- [16]. SunPower Performance 6 <https://platinumsolardesigns.com.au/wp-content/uploads/2023/09/Sunpower-Performance-Bifacial-6-COM-495-Datasheet.pdf>
- [17]. HQSOL 60SHT <https://www.hqsol.it/prodotti-1/serie-sht-50-60>
- [18]. SOLARMAN Business