



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica – Automazione

**STUDIO DI FATTIBILITÀ DI UN
IMPIANTO FOTOVOLTAICO
CONNESSO A RETE**

Relatore:

Prof. Spertino Filippo

Candidato:

Fabrizio Digeronimo

A.A. 2020/2021

Sessione di Laurea di dicembre 2021

*Ai miei genitori
che mi hanno mostrato cosa significhi amare
che mi hanno permesso di crescere nel modo migliore che potessi desiderare
che hanno tracciato la strada da seguire per poter essere padrone del mio destino*

INDICE

	1
ABSTRACT	7
1. INTRODUZIONE	1
2. LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	6
RADIAZIONE ED ENERGIA SOLARE	6
MASSA D'ARIA	8
EFFETTO FOTOVOLTAICO	10
<i>Il Drogaggio</i>	11
<i>Energia dei fotoni</i>	14
LA CELLA FOTOVOLTAICA	15
<i>Le perdite in una cella fotovoltaica</i>	21
CONNESSIONE TRA CELLE	22
<i>Connessione in serie</i>	23
<i>Connessione in parallelo</i>	24
NORMAL OPERATING CELL TEMPERATURE	25
3. INVERTER	27
4. IL PROGETTO DELL'IMPIANTO	32
L'IMPIANTO UTILIZZATORE	32
TAGLIA DI POTENZA DELL'IMPIANTO	35
<i>Scelta dei moduli</i>	36
<i>Scelta degli inverter</i>	37
CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ E CONFRONTO CON IL FABBISOGNO	39
SIMULAZIONE PRODUCIBILITÀ DI PVGIS	47
<i>Inclinazione di 10°</i>	48
<i>Inclinazione di 32°</i>	49
CONFRONTO PRODUCIBILITÀ PVGIS/FABBISOGNO	51
LA DISPOSIZIONE DEI MODULI	52
5. INCENTIVAZIONE ENERGIA FOTOVOLTAICA	56
RITIRO DEDICATO (RID)	56
<i>Prezzo minimo garantito</i>	58
SCAMBIO SUL POSTO (SSP)	59
<i>Determinazione dell'onere energia OE</i>	60
<i>Determinazione del controvalore dell'energia immessa CEI</i>	61
<i>Determinazione dei parametri CUsf ed Es</i>	63
<i>Calcolo finale</i>	64
LA TARIFFA DI IMMISSIONE IN RETE	64
6. VALUTAZIONE ECONOMICA DEL PROGETTO	66
VAN – TEORIA DEL VALORE ATTUALE NETTO	66
<i>Il calcolo</i>	67
7. CONCLUSIONI	78
BIBLIOGRAFIA	80
SITOGRAFIA	81
RINGRAZIAMENTI	82

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - ENERGIA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI	2
FIGURA 2 - PRODUZIONE DALLE DIVERSE FONTI RINNOVABILI	3
FIGURA 3 - POTENZA FOTOVOLTAICA E NUMERO DI IMPIANTI INSTALLATI	4
FIGURA 4 - PRODUZIONE ENERGIA FOTOVOLTAICA	4
FIGURA 5 - IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN ITALIA	5
FIGURA 6 - SFRUTTAMENTO ENERGIA SOLARE	6
FIGURA 7 - COMPONENTI DELLA RADIAZIONE SOLARE	8
FIGURA 8 - PERCORSO RADIAZIONE SOLARE	8
FIGURA 9 - DETERMINAZIONE DELL'Air MASS	9
FIGURA 10 - EFFETTO DELLA MASSA D'ARIA SULLA DISPONIBILITÀ ENERGETICA	10
FIGURA 11 - DISTINZIONE MATERIALI ISOLANTI, CONDUTTORI E SEMICONDUTTORI	10
FIGURA 12 - DROGGAGGIO DI TIPO P E N	12
FIGURA 13 - REGIONE DI CARICA SPAZIALE	13
FIGURA 14 - ENERGIA DEI FOTONI ED ENERGY GAP	15
FIGURA 15 - CONFRONTO TRA MATERIALI CHE COMPONGONO LE CELLE FOTOVOLTAICHE	16
FIGURA 16 - DETTAGLIO DELLA GRIGLIA DI UNA CELLA E CIRCUITO EQUIVALENTE	16
FIGURA 17 - PUNTI DI FUNZIONAMENTO DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA	17
FIGURA 18 - PUNTO DI FUNZIONAMENTO ALLA MASSIMA POTENZA	19
FIGURA 19 - DIPENDENZA DELLA CELLA DALLA TEMPERATURA	20
FIGURA 20 - DIPENDENZA DELLA CELLA DALL'IRRADIANZA	20
FIGURA 21 - NOMENCLATURA DELLE PARTI DI UN GENERATORE FOTOVOLTAICO	22
FIGURA 22 - DIODI DI BYPASS IN SERIE ED IN PARALLELO	24
FIGURA 23 - ANDAMENTO DELLA TEMPERATURA DI CELLA E DEL RENDIMENTO IN FUNZIONE DELL'IRRADIANZA	26
FIGURA 24 - FUNZIONAMENTO DI BASE DI UN INVERTER	27
FIGURA 25 - FUNZIONAMENTO ALTERNATORE	27
FIGURA 26 - FUNZIONAMENTO TRASFORMATORE	28
FIGURA 27 - ESEMPIO RUDIMENTALE DI UN INVERTER	28
FIGURA 28 - PULSE WIDTH MODULATION	29
FIGURA 29 - CONFRONTO TRA QUADRA E 'TRIANGOLA'	29
FIGURA 30 - PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO DI UN MPPT	30
FIGURA 31 - CONFRONTO TRA RENDIMENTI DI UN INVERTER CON E SENZA MPPT	31
FIGURA 32 - PROFILO DI CARICO	33
FIGURA 33 - FABBISOGNI ENERGETICI MENSILI	34
FIGURA 34 - COEFFICIENTE DI POTENZA RELATIVO ALLA TEMPERATURA E DIMENSIONI DEI MODULI	37
FIGURA 35 - LATITUDINE E LONGITUDINE	39
FIGURA 36 - AZIMUTH E ANGOLO DI TILT	41
FIGURA 37 - IRRADIANZA SUL SITO DI INTERESSE	41
FIGURA 38 - PRODUZIONE ENERGETICA FV IN CONDIZIONI NORMALI	43
FIGURA 39 - PRODUZIONE ENERGETICA FV IN CONDIZIONI CLEAR SKY	45
FIGURA 40 - CONFRONTO PRODUZIONE IN CONDIZIONI NORMALI E CLEAR SKY	45
FIGURA 41 - CONFRONTO FABBISOGNO PRODUCIBILITÀ	46
FIGURA 42 - PRODUZIONE MENSILE INCLINAZIONE 10°	48
FIGURA 43 - PRODUZIONE MENSILE INCLINAZIONE 30°	49
FIGURA 44 - CONFRONTO PRODUZIONE DI ENERGIA ED IRRADIANZA INCIDENTE ALLE DIVERSE INCLINAZIONI	50
FIGURA 45 - CONFRONTO TRA PRODUCIBILITÀ PVGIS E FABBISOGNO	51
FIGURA 46 - PIANTA EDIFICIO	52
FIGURA 47 - DIMENSIONI MODULI	52
FIGURA 48 - INCLINAZIONE DELL'ORBITA SOLARE DURANTE LE STAGIONI	53
FIGURA 49 - SCHEMA OMBREGGIAMENTO SUI MODULI	54
FIGURA 50 - DISPOSIZIONE MODULI E COLLEGAMENTO AGLI INVERTER	55
FIGURA 51 - PRINCIPIO DI INTERAZIONE ECONOMICA TRA IMPIANTO E RETE	67
FIGURA 52 - SIMULAZIONE DINAMICA GENNAIO	70
FIGURA 53 - SIMULAZIONE DINAMICA FEBBRAIO	70

FIGURA 54 - SIMULAZIONE DINAMICA MARZO	70
FIGURA 55 - SIMULAZIONE DINAMICA APRILE	71
FIGURA 56 - SIMULAZIONE DINAMICA MAGGIO.....	71
FIGURA 57 - SIMULAZIONE DINAMICA GIUGNO	71
FIGURA 58 - SIMULAZIONE DINAMICA LUGLIO	72
FIGURA 59 - SIMULAZIONE DINAMICA AGOSTO	72
FIGURA 60 - SIMULAZIONE DINAMICA SETTEMBRE	72
FIGURA 61 - SIMULAZIONE DINAMICA OTTOBRE	73
FIGURA 62 - SIMULAZIONE DINAMICA NOVEMBRE	73
FIGURA 63 - SIMULAZIONE DINAMICA DICEMBRE	73
FIGURA 63 – ANDAMENTO DEL VAN E DEI FLUSSI DI CASSA	77

Abstract

La tesi ha come obiettivo lo studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico connesso a rete sulla superficie del tetto di un mobilificio.

Dopo un'accurata contestualizzazione energetica delle fonti rinnovabili ed in particolare del solare fotovoltaico, vengono discussi gli aspetti fondamentali della tecnologia fotovoltaica, dal funzionamento di base della cella al principio di conversione energetico e ai fattori determinanti e di perdita della conversione stessa.

Segue la discussione relativa alla producibilità elettrica e al progetto vero e proprio, in cui verranno confrontati i risultati analitici con quelli ottenuti attraverso un software di simulazione.

In ultima analisi verranno presi in considerazione gli ultimi aspetti legati alla posa dell'impianto e tutto ciò che ne determinerebbe una buona messa in esercizio, ed una valutazione economica dell'investimento necessario.

1. Introduzione

Le riserve energetiche di cui abbiamo fatto largamente uso negli ultimi anni non sono in grado di rinnovarsi in tempo utile affinché il loro impiego possa considerarsi sostenibile.

La concentrazione di anidride carbonica nell'atmosfera è in continuo aumento e di largo interesse, lo dimostra il fatto che esso è stato oggetto di discussione dei principali organi politici e governativi al summit *G20* di Roma e alla *COP26* di Glasgow. Questo fenomeno è principalmente dovuto all'utilizzo di combustibili fossili, la cui combustione appunto rilascia nell'atmosfera gas serra nocivi per la salute dell'uomo e per il nostro ecosistema.

Ultimamente è sempre più evidente la forza del cambiamento climatico che sta avvenendo nel mondo e l'esigenza di adeguare gli apparati produttivi su cui facciamo affidamento.

In questo contesto si colloca la necessità sempre più stringente di un cambio di rotta radicale, chiara ed univoca, è la transizione energetica di cui si sente parlare sempre più. Il risultato di questa transizione consisterà nella sostituzione delle tradizionali fonti fossili con fonti rinnovabili.

Le fonti di energia rinnovabile sono delle fonti energetiche che si ricavano da risorse che si reintegrano naturalmente in un lasso temporale compatibile con i cicli di vita degli uomini, come la luce solare ed il vento. Queste possono essere poi definite sostenibili se il loro tasso di rinnovamento risulta essere superiore al tasso di consumo e possono quindi considerarsi disponibili all'utilizzo in maniera indefinita.

A differenza delle tradizionali fonti di energia, le fonti di energia rinnovabile si trovano, più o meno, omogeneamente distribuite in tutto il mondo.

Questo è un aspetto della transizione energetica che potrebbe essere interpretato come un passo verso l'abolizione di alcune dinamiche politiche ed economiche che regolano abitualmente l'approvvigionamento di fonti energetiche da parte dei paesi più industrializzati rispetto a quelli che detengono le fonti energetiche.

Il principale problema dei sistemi di produzione rinnovabili è legato alla loro variabilità, o l'intermittenza, delle fonti rinnovabili che rende necessario un adeguamento delle reti elettriche e l'implementazione di sistemi di accumulo.

Un sistema di accumulo può far sì che l'intermittenza della fonte non debba necessariamente portare all'intermittenza della sua disponibilità. Ovviamente ci sono ancora delle criticità in merito al loro utilizzo in larga scala, sia di natura economica che

ambientale. I sistemi di accumulo infatti hanno ancora dei costi non sempre accessibili. Spesso necessitano di strutture ingombranti, come i bacini idroelettrici, o c'è bisogno di dispositivi composti da materiali inquinanti, come i sistemi di accumulo elettrochimici. Inoltre, alcuni dati dello scorso decennio indicavano come altamente improbabile che le fonti rinnovabili potessero ricoprire il fabbisogno energetico correntemente soddisfatto dalla produzione tradizionale in tempi ragionevoli.

Tuttavia, fin dal 2010 l'Italia, così come il resto d'Europa, si è prefissata alcuni obiettivi di producibilità energetica da fonti rinnovabili che si inseriscono nel contesto della tanto discussa transizione energetica. Il Piano di Azione Nazionale è ad esempio uno degli strumenti che ogni stato membro dell'Unione Europea ha adottato per programmare l'avanzamento nel settore. Nella figura sottostante, fornita dal GSE (Gestore Servizi Energetici), è possibile notare non solo il trend crescente del consumo di energia prodotta a partire da fonti rinnovabili, ma anche il netto superamento delle soglie previste assegnate all'Italia in sede Europea, a confermare un buon andamento dell'Italia nel settore.

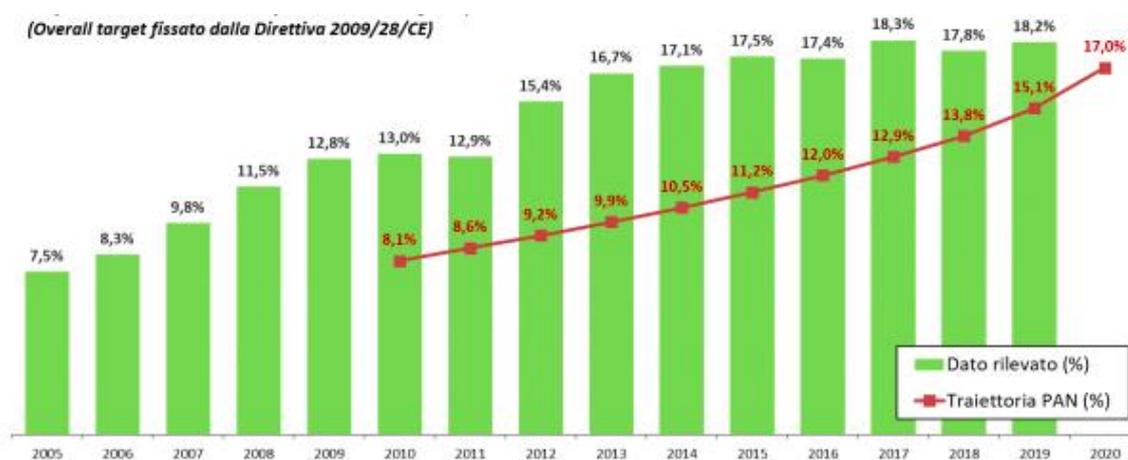


Figura 1 - Energia prodotta da fonti rinnovabili

Ad oggi la distribuzione della produzione di energia da fonti rinnovabili, può essere riassunta dal seguente grafico:

PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

■ IDROELETTRICO ■ FOTOVOLTAICO ■ EOLICO ■ GEOTERMICO ■ BIOENERGIA

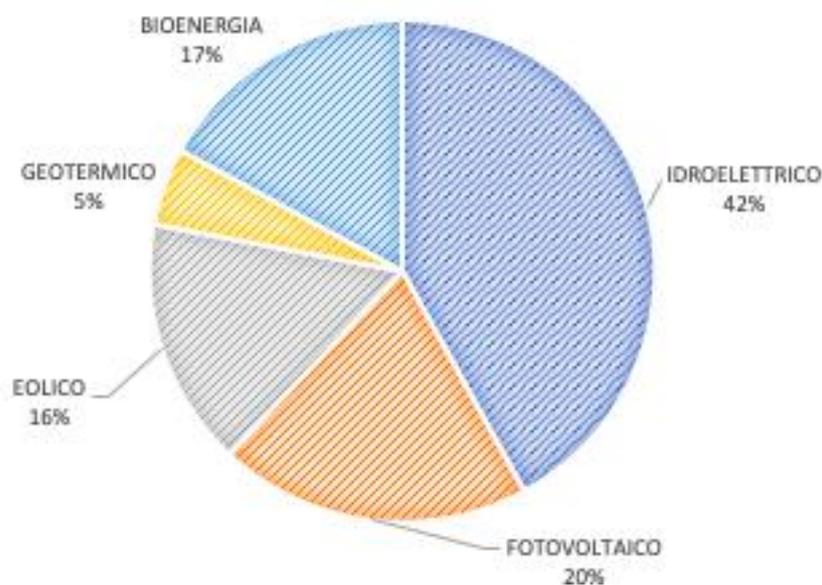


Figura 2 - Produzione dalle diverse fonti rinnovabili

Risulta evidente che gli impianti idroelettrici dominino la scena delle energie rinnovabili seguiti dagli impianti fotovoltaici ed eolici a fare la propria parte.

Il presente lavoro di tesi si focalizza sull'energia fotovoltaica. In particolare, vengono effettuate valutazioni energetiche ed economiche per individuare la configurazione ottimale di un impianto fotovoltaico per un'azienda del comune di Grammichele, in provincia di Catania.

Per inquadrare il contesto si riportano alcuni dati riguardanti il settore del fotovoltaico, ed il trend di crescita che questi hanno avuto nel panorama energetico italiano.

Si può notare dall'andamento delle installazioni degli impianti e dal dettaglio della potenza installata dell'ultimo decennio, come le migliori tecniche abbiano reso possibile una crescita importante del numero di impianti installati sul territorio.

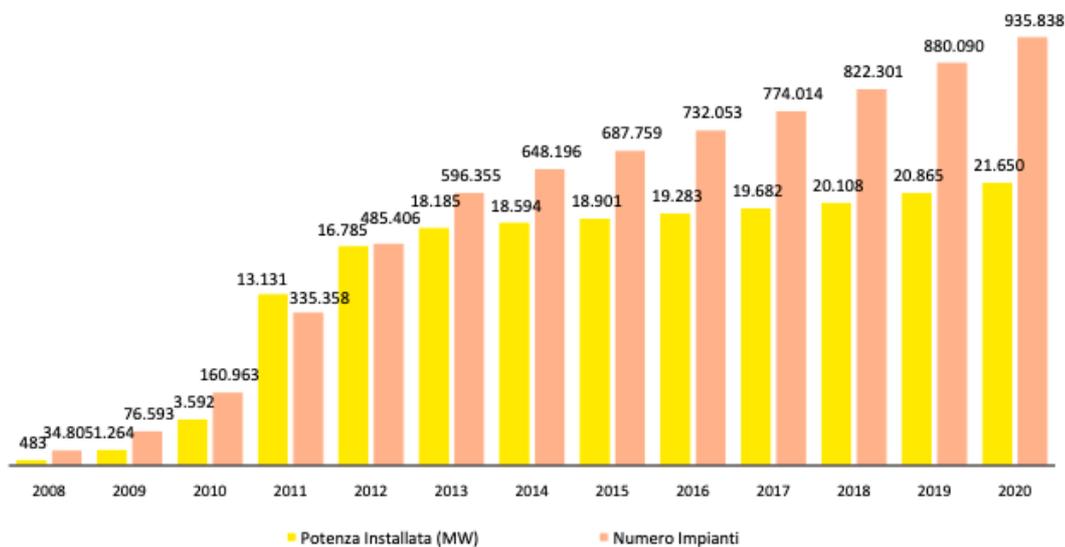


Figura 3 - Potenza fotovoltaica e numero di impianti installati

Ovviamente questo si ripercuote sulla produzione. Anch'essa ha lo stesso andamento in quanto proporzionale alla potenza installata.

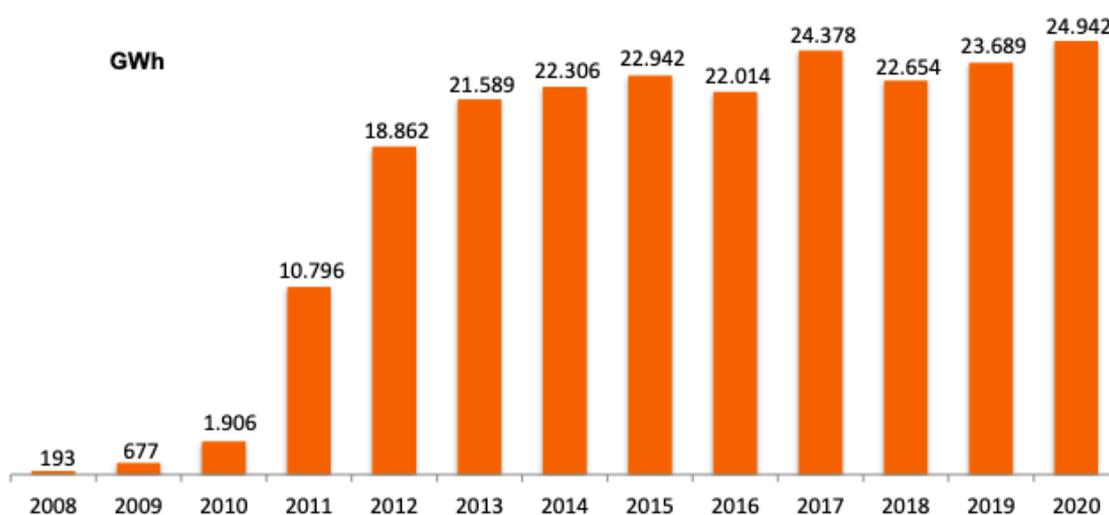


Figura 4 - Produzione energia fotovoltaica

Relativamente alle caratteristiche del territorio, nella figura sottostante è possibile notare il dettaglio regionale del numero di impianti fotovoltaici presenti in Italia, relativo all'anno 2020.



Figura 5 - Impianti fotovoltaici in Italia

In particolare, è possibile notare che Lombardia, Veneto ed Emilia-Romagna risultano le regioni che detengono il maggior numero di impianti. I trend che abbiamo visto possono trovare spiegazione in una maggiore affidabilità ed un più elevato rendimento, che sono frutto dello sviluppo tecnologico e scientifico, ma ha sicuramente avuto la propria parte anche la politica di incentivazione che rende oggi la costruzione di un impianto fotovoltaico un investimento più sicuro e più profittevole.

2. La tecnologia fotovoltaica

Radiazione ed energia solare

Per radiazione solare si intende l'energia che, prodotta dalle reazioni termonucleari del nucleo solare, viene emessa dal sole nello spazio. Queste reazioni producono radiazioni elettromagnetiche con proprie frequenze e lunghezze d'onda che trasportano con sé energia solare.

A questa radiazione è riconducibile la maggior parte delle fonti di energia rinnovabile; infatti, è grazie alla radiazione solare che si ha disponibilità di biomasse e la generazione dei venti. Grazie ad uno sfruttamento attivo della suddetta radiazione, ovvero utilizzando un impianto per la sua conversione, risulta possibile la trasformazione dell'energia solare in energia utile in forma termica e elettrica come è schematizzato nella figura sottostante.

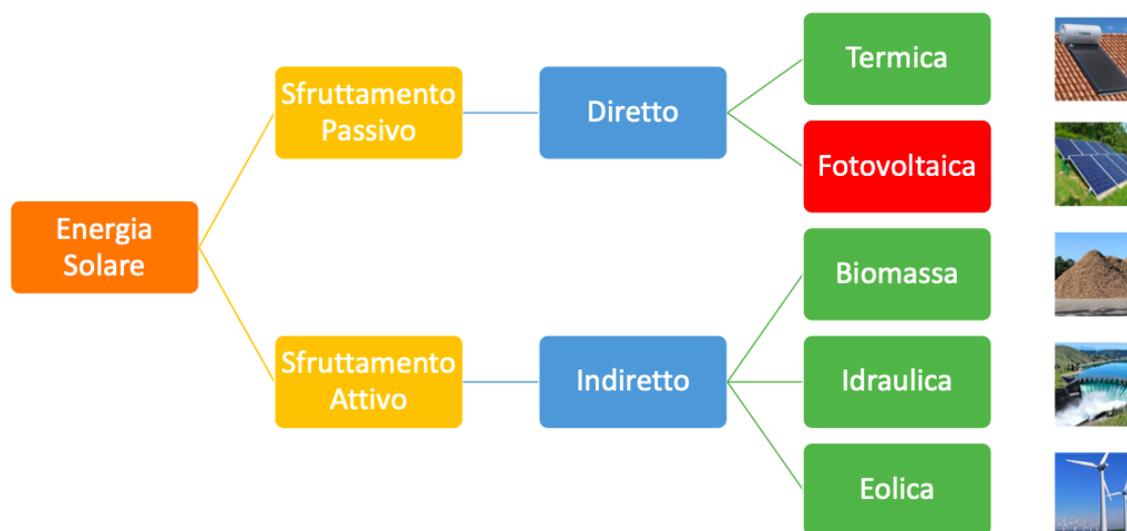


Figura 6 - Sfruttamento energia solare

In generale la potenza proveniente da una sorgente radiante, che investe un'area unitaria, si può definire *irradianza G* e si misura in W/m^2 .

La quota di energia potenzialmente utilizzabile è molto variabile, innanzitutto a causa dei moti del sole che incidono in modo preponderante su questa variabilità. Inoltre, sono influenti anche le condizioni climatiche e la composizione dell'atmosfera.

È per questo motivo che il progetto di un sistema fotovoltaico deve disporre dei dati climatici prossimi al sito di installazione

Infatti, quando la radiazione solare entra nell'atmosfera, una parte dell'energia incidente si perde per fenomeni di dispersione, riflessione nello spazio esterno, e assorbimento da parte delle molecole d'aria che ne vengono investite. La parte della radiazione che non si perde a causa dei fenomeni sopracitati viene definita *irradianza diretta*. Mediamente il sole irradia circa 1367 W/m^2 , valore noto come "costante solare" che si distribuisce sulla terra secondo lo spettro solare.

Se si approssimasse la terra ad una sfera la cui superficie netta che intercetta l'emissione solare è pari a 127,5 milioni di km^2 , che moltiplicata per la costante solare è pari a 174300 TW di potenza intercettata.

Di questa circa un terzo viene riflessa ed una porzione finisce negli oceani, ma resta considerevole la quantità di energia che sarebbe possibile utilizzare sulla terraferma, circa diecimila volte superiore al consumo mondiale. Tuttavia, questa è molto poco concentrata per cui il suo sfruttamento risulta complesso. È da tenere in considerazione anche la forte aleatorietà della fonte energetica in questione; infatti, in base al periodo e alla posizione geografica la fonte energetica è parzialmente disponibile se non addirittura del tutto assente. Oltre a questo, sono da tenere in considerazione le condizioni meteorologiche che possono pregiudicare le performances di un impianto sebbene questo sia sito in una località che in base alla sua collocazione geografica, latitudine e longitudine, offre ottime potenzialità.

La radiazione (G) che complessivamente raggiunge un ricevitore sulla superficie terrestre è il risultato di tre componenti:

- Componente diretta G_b (in cui 'b' sta per beam), che in linea retta raggiunge la superficie senza incorrere in fenomeni di riflessione o dispersione
- Componente diffusa G_d , che viene dispersa e raggiunge la superficie dopo esser andata incontro ad uno scattering che può esser dovuto alle condizioni meteorologiche
- Componente albedo G_a , che dopo riflessione sulla superficie della terra, è in grado di raggiungere un ricevitore.

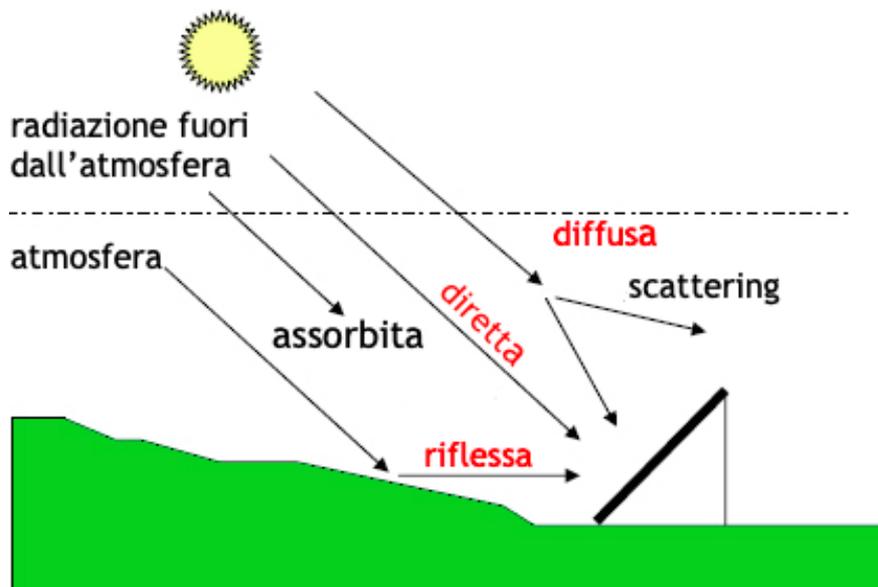


Figura 7 - Componenti della radiazione solare

Massa d'aria

Un altro aspetto da tenere in considerazione è l'angolo rispetto all'orizzontale della superficie che riceve la radiazione. Con il concetto di *massa d'aria* si indica la lunghezza relativa del percorso che la radiazione deve percorrere attraverso l'atmosfera, esso permette quindi di valutare la perdita di energia della radiazione prima che questa tocchi il suolo. La massa d'aria atmosferica è minima quando il sole si trova allo Zenith e aumenta via via che il sole si abbassa sull'orizzonte

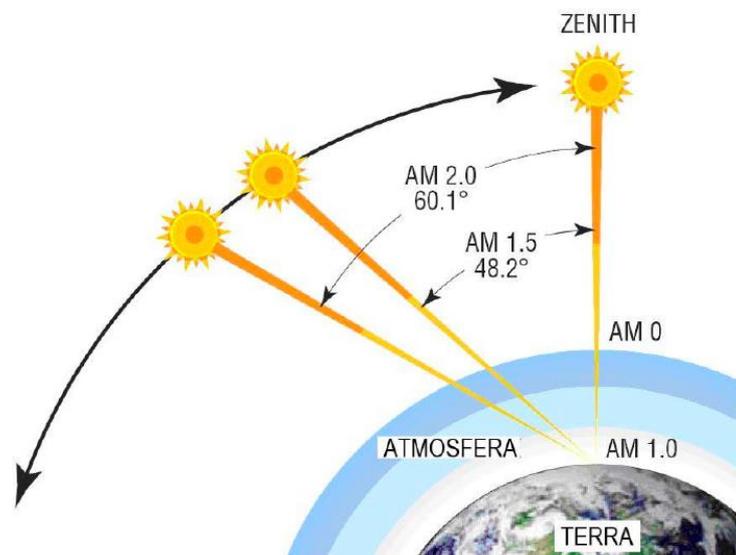


Figura 8 – Percorso radiazione solare

Tenendo conto del fatto che, più è lungo il percorso più sono influenti i fenomeni detrattivi che abbiamo finora descritto, è utile definire il parametro adimensionale detto *air mass* che si indica con la sigla AM e che tiene conto dell'angolo di incidenza della radiazione sulla superficie ricevente così da contemplare l'attenuazione della radiazione dovuta al percorso seguito:

$$AM = \frac{L}{L_0} \quad (1.1)$$

dove con L si indica la lunghezza del percorso svolto attraverso l'atmosfera, e con L_0 si indica la lunghezza del percorso normale alla superficie terrestre.

In prima approssimazione si può anche indicare il coefficiente di *air mass* con riferimento all'angolo zenitale che la superficie presenta, in questo caso AM risulta essere:

$$AM = \frac{1}{\cos \vartheta_z}$$

dove con ϑ_z che rappresenta l'angolo tra la perpendicolare al suolo e la radiazione solare. Per fare un esempio, che renda l'idea, un fattore AM=1 indica una radiazione proveniente dal sole che si trova allo Zenith, in un giorno limpido e all'altezza del mare.

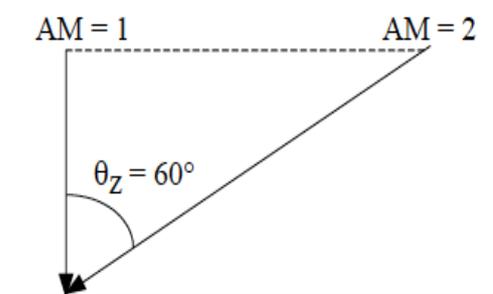


Figura 9 – Determinazione dell'Air Mass

Questo fattore aiuta ad uniformare le valutazioni dei moduli fotovoltaici. Il valore tipico a cui vengono condotte tali prove di qualifica è AM=1,5 considerando un'irradianza di 1000 [W/m²] ed una temperatura di 25 [°C]. Queste sono indicate come condizioni standard di test (STC).

Nella figura è possibile notare l'effetto del valore di AM e quindi del percorso svolto sulla distribuzione spettrale. Ad un AM di 0, che rappresenta lo spettro extra-atmosferico, ovviamente corrispondono picchi energetici maggiori.

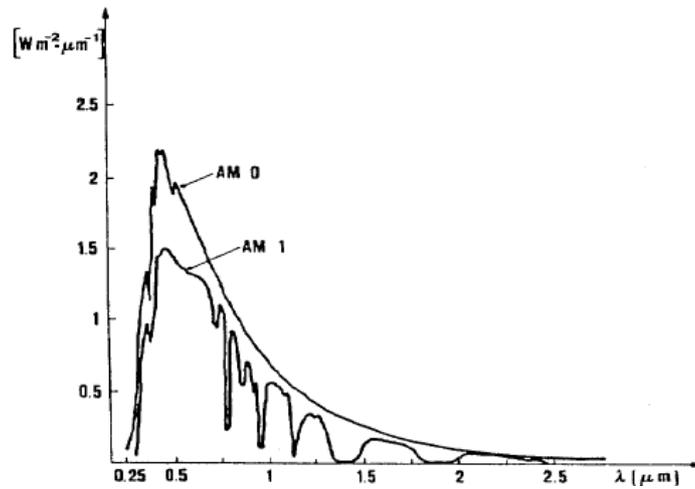


Figura 10 - Effetto della Massa d'Aria sulla disponibilità energetica

Effetto fotovoltaico

Il materiale di cui le celle sono composte è il silicio, un materiale semiconduttore che abbonda in natura. Per comprendere il principio di funzionamento dell'effetto fotovoltaico, è bene analizzare le caratteristiche elettroniche dei materiali semiconduttori. Iniziamo con il distinguere due stati energetici che gli elettroni possono assumere: la "banda di valenza" è uno stato energetico relativamente basso, mentre la "banda di conduzione" è uno stato a maggiore energia.

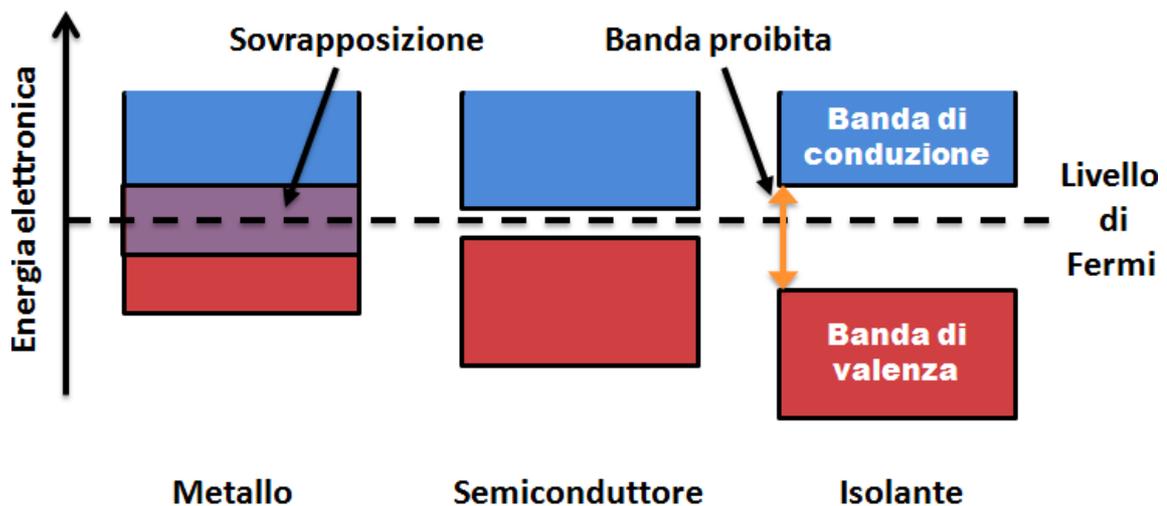


Figura 11 - Distinzione materiali isolanti, conduttori e semiconduttori

Nei materiali isolanti non c'è possibilità che gli elettroni passino dalla banda di valenza a quella di conduzione. In un materiale conduttore invece gli elettroni possono spostarsi liberamente tra le due bande.

In un materiale semiconduttore che sia opportunamente sottoposto ad un campo elettrico, gli elettroni si muovono tra le due bande generando una corrente elettrica. Favorisce il fenomeno il fatto che il gap tra i due stati energetici, in questo tipo di materiali, non sia così elevato.

Quando a favorire il salto energetico è l'interazione tra fotone ed elettrone si parla di "effetto fotovoltaico" che è un caso particolare del più generale "effetto fotoelettrico" secondo cui un fascio di fotoni permette l'emissione di elettroni da parte del materiale che vi è esposto.

Il Drogaggio

Al fine di ottenere un generatore elettrico, che è quello che succede in una cella fotovoltaica, si effettua il drogaggio del silicio. Con il termine drogaggio si fa riferimento ad una tecnica per cui una piccola percentuale di atomi diversi da quelli del materiale base vengono inseriti nel suo reticolo cristallino allo scopo di modificarne le proprietà elettroniche. Questo processo solitamente incrementa la conducibilità elettrica del materiale.

Il drogaggio può essere di tipo:

- N : Si inserisce un atomo che possiede più elettroni di valenza del materiale base, così da formare un eccesso di cariche negative libere di muoversi nel reticolo. Questo è il drogaggio negativo.
- P : Si inserisce un atomo che possiede meno elettroni di valenza del materiale base, così da formare un'assenza di elettroni, che prende il nome di "lacuna", e che si comporta come una particella carica positivamente libera di muoversi nel reticolo. Questo è il drogaggio positivo.

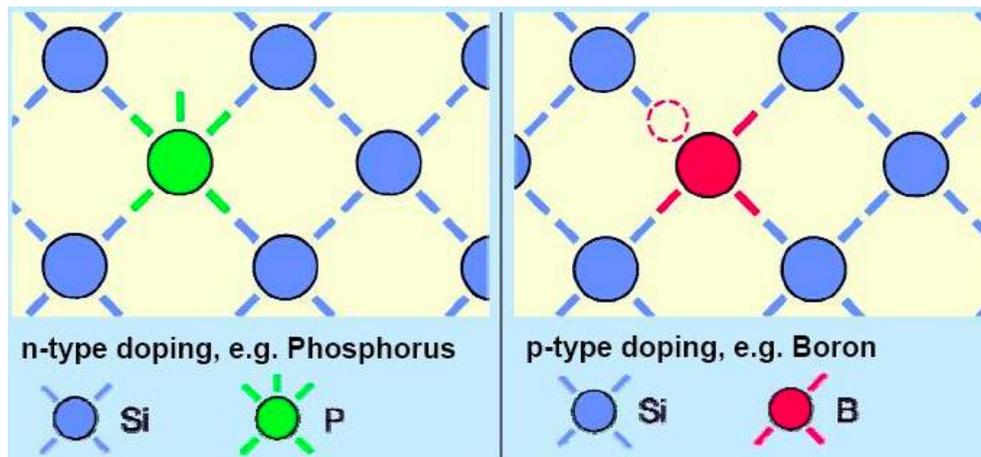


Figura 12 - Drogaggio di tipo P e N

Nel silicio, in particolare, si inserisce una piccola quantità di fosforo che ha 5 elettroni liberi, e l'atomo di fosforo si sostituisce a uno di silicio: dei suoi cinque elettroni, quattro si sostituiranno ai quattro del silicio, e il quinto sarà invece "libero" di viaggiare all'interno del reticolo cristallino, come gli elettroni di conduzione.

Se invece si sostituisce un atomo di silicio con uno di boro che invece ha 3 elettroni liberi, uno dei legami originali del silicio non viene ripristinato e si crea una *lacuna*. Questa lacuna è la mancanza di un elettrone di legame ma si comporta come una carica positiva libera.

Gli atomi vibrano continuamente e i legami tra gli atomi del cristallo si rompono e si ricompongono, per cui un elettrone di un legame silicio-silicio potrà andare a occupare il posto che prima era lasciato libero da una lacuna.

In pratica le lacune permettono agli elettroni di cambiare posizione e quindi di muoversi.

Per ottenere l'effetto voluto si interfacciano due semiconduttori che abbiano subito rispettivamente un drogaggio di tipo P e di tipo N al fine di creare appunto una giunzione P-N.

I portatori, rispettivamente del lato P e del lato N, di fronte al forte gradiente dovuto al diverso tipo di drogaggio, diffondono nel semiconduttore adiacente in modo che gli elettroni liberi del lato N riempiono le lacune del lato P, all'interno della zona di giunzione. In questo modo non ci saranno più elettroni e lacune liberi. Ora il lato P risulterà carico negativamente e analogamente il lato N carico positivamente.

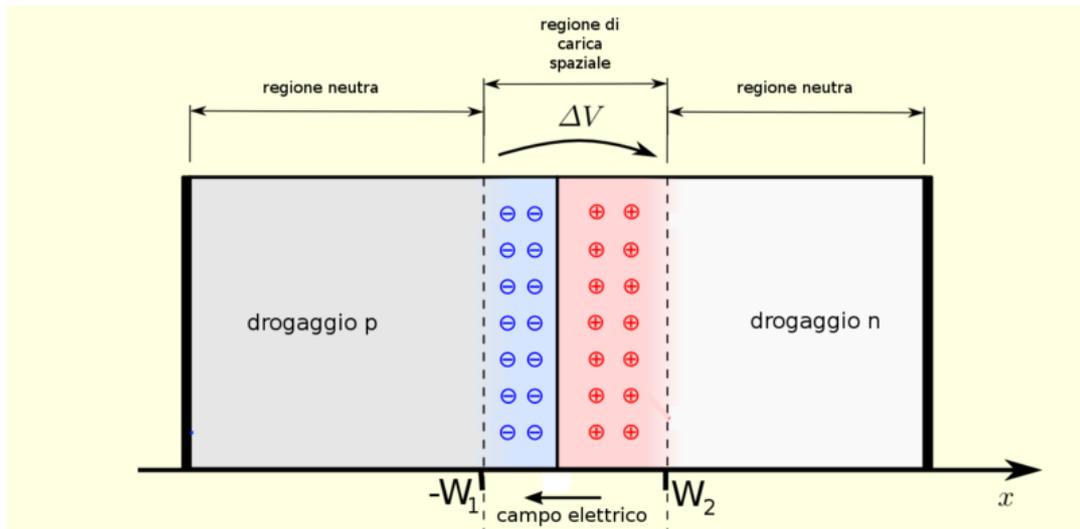


Figura 13 - Regione di carica spaziale

Raggiunto l'equilibrio la distribuzione ottenuta genera un campo elettrico che non permette alle cariche di oltrepassare l'interfaccia della giunzione che prende il nome di "zona di svuotamento".

La non compensazione degli atomi ionizzati dei droganti genera una differenza di potenziale che si oppone alla corrente di diffusione e che prende il nome di "tensione di built-in".

Al verificarsi dell'effetto fotovoltaico, quindi illuminando la giunzione P-N si generano delle coppie elettrone- lacuna in entrambe le zone N e P. Il campo elettrico separa gli elettroni in eccesso generati dall'assorbimento della luce, dalle rispettive lacune spingendoli in direzioni opposte (gli elettroni verso la zona N e le lacune verso la zona P). Una volta attraversato il campo gli elettroni liberi non tornano più indietro, perché il campo, agendo come un diodo, impedisce loro di invertire la marcia.

Se si connette la giunzione P-N con un conduttore, nel circuito esterno si otterrà un flusso di elettroni che parte dallo strato N, a potenziale maggiore, verso lo strato P, a potenziale minore. Fino a quando la cella resta esposta alla luce, l'elettricità fluisce con regolarità sotto forma di corrente continua.

È importante che lo strato esposto alla luce, generalmente lo strato N, sia tale da garantire il massimo assorbimento di fotoni incidenti in vicinanza della giunzione. Per questo motivo lo strato N è solitamente molto più sottile dello strato P e con un drogaggio molto maggiore, cosicché la zona di svuotamento risulti essere di dimensioni maggiori.

In questo modo si evita il fenomeno della ricombinazione elettrone-lacuna che avviene in maniera più intensa a distanza dalla zona di svuotamento.

Infatti, l'assorbimento del fotone promuove l'elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione; per questa ragione nella banda di valenza si crea una lacuna per cui nel processo si generano coppie elettrone-lacuna il che già di per sé indica come nel processo stesso di generazione di corrente si perdano alcuni dei potenziali attori del fenomeno.

Questa rappresenta anche una delle principali forme di perdita perché la coppia elettrone-lacuna successivamente decade e la loro energia viene persa sotto forma di calore.

Il fenomeno appena descritto rappresenta uno dei processi di perdita di maggior conto in una cella solare. Questo fenomeno nuoce alla produzione di corrente della cella fotovoltaica e quindi l'adozione di uno strato N più sottile è un espediente volto a contrastare questo effetto.

Energia dei fotoni

Affinché l'effetto fotovoltaico abbia luogo, i fotoni devono possedere una quantità di energia sufficiente a far avvenire il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione, ovvero un'energia superiore all'*energy gap* che separa le due bande. Nel caso del silicio questo gap energetico corrisponde a 1,12 [eV] (Elettronvolt)

In termini matematici, il fenomeno è descritto dalla seguente equazione:

$$E_{ph} = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \geq E_{gap} = 1,12 [eV]$$

Dove:

E_{ph} : energia del fotone

h : costante di Planck

ν : frequenza di vibrazione

c : velocità della luce

λ : lunghezza d'onda

E_{gap} : energia necessaria a far avvenire il passaggio tra le bande

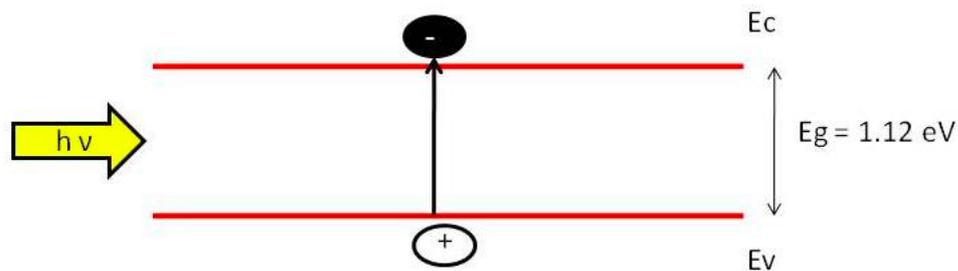


Figura 14 - Energia dei fotoni ed energy gap

Dalla disequazione di cui sopra è possibile estrapolare un'altra relazione, utile per il confronto dei diversi materiali utilizzabili per la realizzazione di una cella. Dato che

$$\frac{hc}{\lambda} \geq E_{gap} = 1,12 \text{ [eV]}$$

Si ha che:

$$\lambda \leq \frac{hc}{E_{gap}} \rightarrow \lambda_{max} = \frac{hc}{E_{gap}}$$

La cella fotovoltaica

Una cella solare, o cella fotovoltaica, è l'elemento base di un generatore fotovoltaico. Essa è fondamentalmente un diodo a semiconduttore posto tra due elettrodi, che, come abbiamo visto, vengono sottoposti a diversi trattamenti, al fine di rendere la cella un vero e proprio generatore elettrico.

Ogni cella può essere composta da diverse forme di silicio, in particolare tra i composti più usati troviamo il silicio monocristallino m-Si, il silicio policristallino p-Si ed il silicio amorfo a-Si. Il fenomeno che avviene nella cella, che analizzeremo in seguito, dipende da caratteristiche proprie delle radiazioni e dipende dal materiale su cui incide solo per quanto riguarda la lunghezza d'onda che viene imposta alle onde incidenti. Vediamo dunque come i diversi materiali si differenziano in termini di resa energetica sulla base della lunghezza d'onda che abbiamo appena citato:

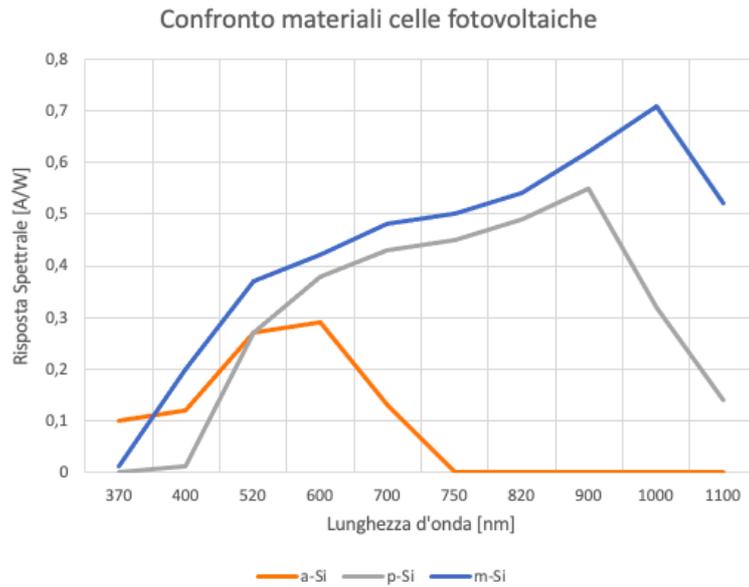


Figura 15 - Confronto tra materiali che compongono le celle fotovoltaiche

Dalla figura è possibile notare come per il silicio monocristallino, a parità di lunghezza d'onda e quindi di energia dei fotoni, generi maggiore energia elettrica.

Ai morsetti esterni, la cella solare può essere rappresentata da un generatore di corrente proporzionale all'irradianza collegato in antiparallelo con un diodo.

La descrizione del circuito si completa con le due resistenze: la prima è la resistenza corrispondente alla corrente di dispersione superficiale lungo le superfici laterali della cella, questa prende il nome di R_{sh} . La seconda resistenza descrive invece le resistenze di contatto e degli elettrodi frontali e viene indicata come R_s . La superficie frontale è infatti dotata di una griglia composta dai *busbars* e dai *fingers*. Questi ultimi permettono il trasporto della corrente fotovoltaica mentre i *busbars* permettono il collegamento tra più celle, che analizzeremo in seguito. In figura vediamo il circuito equivalente della cella fotovoltaica ed il dettaglio della griglia:

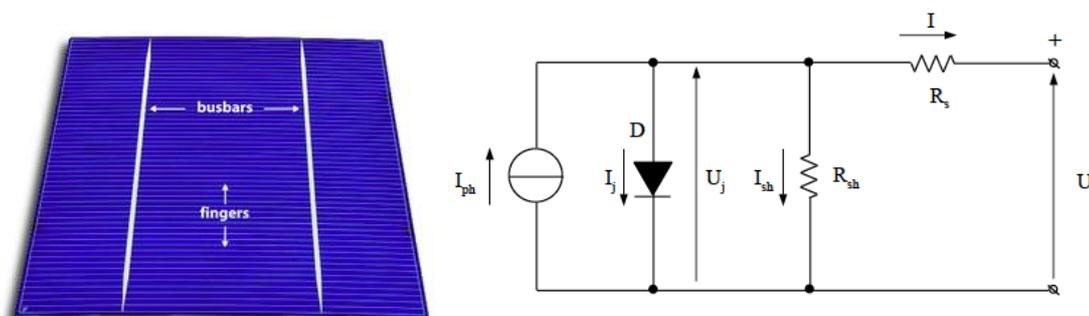


Figura 16 - Dettaglio della griglia di una cella e circuito equivalente

Considerando che U è la tensione ai morsetti del carico e I è la corrente che esso assorbe, i bilanci di corrente al nodo e l'equilibrio di tensioni sulla maglia sono descritti dalle seguenti relazioni:

$$\begin{cases} I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \\ U = U_j - R_s I \end{cases}$$

Fissata una certa irradianza ed una certa temperatura, è possibile stabilire una caratteristica $I(U)$ della cella. Le coordinate di questa curva forniscono la potenza elettrica erogabile $P = UI$.

I punti caratteristici della curva suddetta sono il corto circuito $(0, I_{sc})$ ed il circuito aperto $(U_{oc}, 0)$

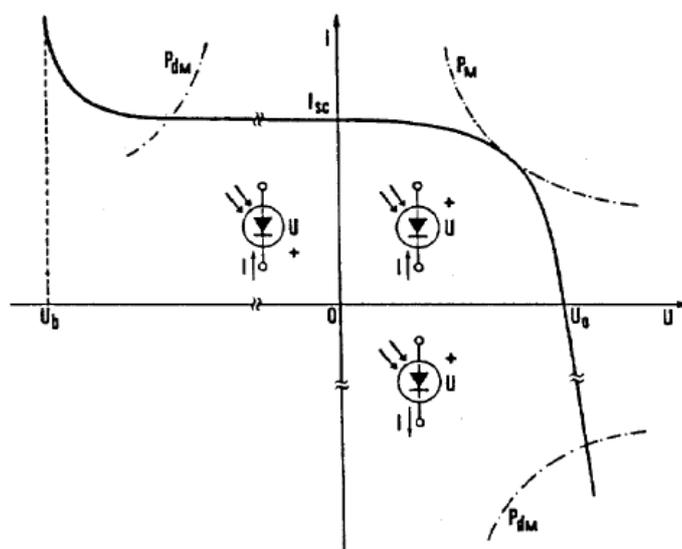


Figura 17 - Punti di funzionamento di una cella fotovoltaica

Dalla figura notiamo come il funzionamento della cella sia descritto, oltre che nel I quadrante dove funziona da generatore, anche nei quadranti II e IV con un funzionamento da utilizzatore in cui si hanno rispettivamente tensione e corrente inversa. Questi modi di funzionamento sono ammissibili se e solo se i punti di lavoro ricadono all'interno dell'iperbole della massima potenza dissipabile dalla cella P_{dm} .

La caratteristica può essere analiticamente spiegata nel seguente modo: il diodo a cui abbiamo fatto riferimento viene descritto dalla seguente relazione tra corrente e tensione

$$I = I_0 \left(e^{\frac{qU}{kT}} - 1 \right)$$

dove:

I_0 : corrente di saturazione del diodo [A]

q: valore assoluto della carica dell'elettrone [C]

U: tensione [V]

k: costante di Boltzmann [J/K]

T: temperatura assoluta della cella [K]

Quando l'effetto fotovoltaico ha luogo, si genera una corrente detta corrente di cortocircuito, I_{sc} .

Quindi per una cella fotovoltaica l'equazione che descrive il fenomeno è la seguente:

$$I = I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{qU}{kT}} - 1 \right)$$

Da questa equazione è possibile ricavare il valore della tensione a vuoto, ponendo uguale a 0 la precedente equazione:

$$I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{qU}{kT}} - 1 \right) = 0$$

$$U_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right)$$

Per valutare l'influenza che il diodo e le resistenze hanno sulla caratteristica, si valuta un parametro chiamato *fill factor* o *fattore di forma*. Esso è definito come il rapporto tra il prodotto della tensione U_M e la corrente I_M che insieme definiscono il punto di lavoro per cui la potenza erogata dalla cella è massima (U_M, I_M), ed il prodotto tra la corrente di cortocircuito I_{sc} e la tensione a circuito aperto U_{oc}

$$K_f = \frac{U_M I_M}{U_{oc} I_{sc}} = \frac{\text{Potenza massima della cella reale}}{\text{Potenza massima della cella ideale}}$$

Esso non è altro che il rapporto tra la potenza massima della cella reale e la potenza massima della cella ideale e da una misura di quanto la caratteristica della cella solare si discosti dalla caratteristica della cella ideale. Risulta dunque essere un parametro di valutazione dell'efficienza di una cella.

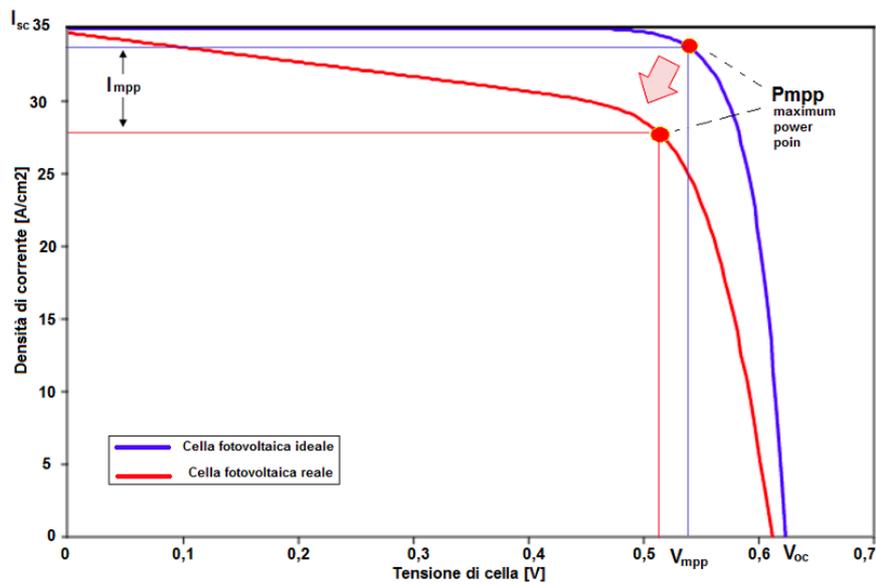


Figura 18 - Punto di funzionamento alla massima potenza

Come abbiamo detto, la curva viene descritta fissando temperatura ed irradianza perché questi sono i parametri al cui variare si modifica la produzione di corrente della cella.

Temperatura:

Fissato un valore di irradianza, si ha che all'aumentare della temperatura si ottiene un lieve aumento della corrente fotovoltaica I_{ph} a causa della diminuzione dell'energy gap del materiale, ed un aumento della corrente I_j nel diodo. Queste variazioni sono tali da causare una diminuzione della massima potenza generabile, $\frac{dP_M}{dT} \frac{1}{P_M} = -0,5 \frac{\%}{^\circ\text{C}}$.

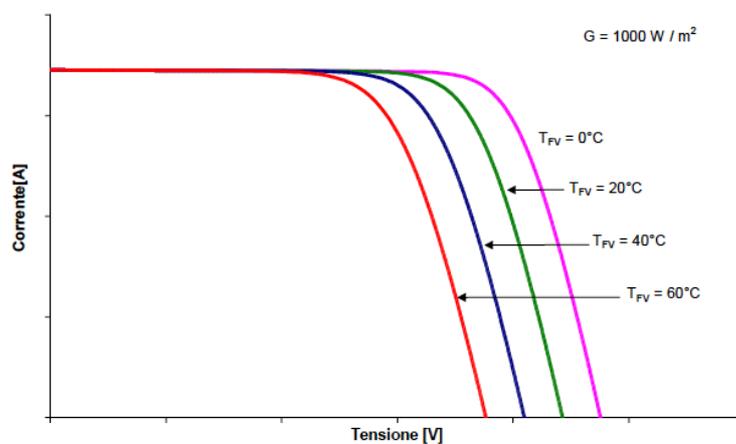


Figura 19 - Dipendenza della cella dalla temperatura

Irradianza:

Fissato un valore di temperatura, al diminuire dell'irradianza si ha una diminuzione della corrente di cortocircuito I_{sc} , mentre non è significativo l'effetto sulla tensione a circuito aperto U_{oc} .

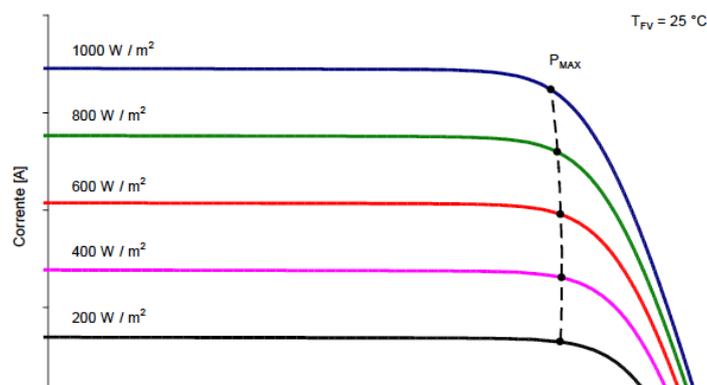


Figura 20 - Dipendenza della cella dall'irradianza

Le perdite in una cella fotovoltaica

Durante il processo di conversione della potenza radiante in potenza elettrica, inevitabilmente si va incontro a perdite che possono essere associate ai seguenti fenomeni:

- Una porzione dei fotoni che vengono assorbiti, circa il 30%, possiede un'energia superiore a quella necessaria alla promozione degli elettroni alla banda di conduzione. Questo surplus di energia viene disperso sotto forma di calore.
- Viceversa, circa il 20% dei fotoni non possiede l'energia necessaria affinché si verifichi l'effetto fotovoltaico. Questi vengono assorbiti sotto forma di energia termica
- Una piccola parte delle coppie elettrone-lacuna non vengono tenute separate per cui non contribuiscono alla generazione di corrente perché si ricombinano. L'entità di questa frazione dipende dalle impurità del materiale in questione
- Una parte dell'energia elettrica prodotta viene dissipata nelle resistenze che abbiamo descritto in precedenza, R_s ed R_{sh} .
- Parte delle radiazioni che incidono sulla superficie della cella vengono riflesse, o colpiscono la griglia frontale, non producendo energia. Per ridurre al minimo questo fenomeno le celle subiscono trattamenti antiriflesso e la superficie della griglia viene minimizzata, per quanto possibile.

Ad oggi, il rendimento di conversione delle celle fotovoltaiche si aggira attorno al 10-20%. Il rendimento in questione può essere espresso come rapporto tra la massima potenza erogabile P_{MAX} e la potenza incidente $P_i = G * A$, dove A è la superficie della cella.

Connessione tra celle

Sicuramente, tensioni e correnti fornite dalle singole celle non sono sufficienti a produrre il livello di potenza richiesto dai carichi che poi gli impianti dovranno alimentare. Diventa dunque imprescindibile il collegamento, in serie o in parallelo, delle celle solari.

Le celle, collegate in serie o in parallelo, formano un modulo. L'unione di più moduli prende il nome di pannello. Quando i pannelli vengono connessi tra di loro formano una stringa; l'interconnessione di più stringhe in parallelo formano un campo, o generatore, fotovoltaico. La connessione in parallelo permette di incrementare la corrente, mentre la connessione in serie incrementa la tensione. Questi espedienti permettono di generare qualunque livello di potenza richiesta.

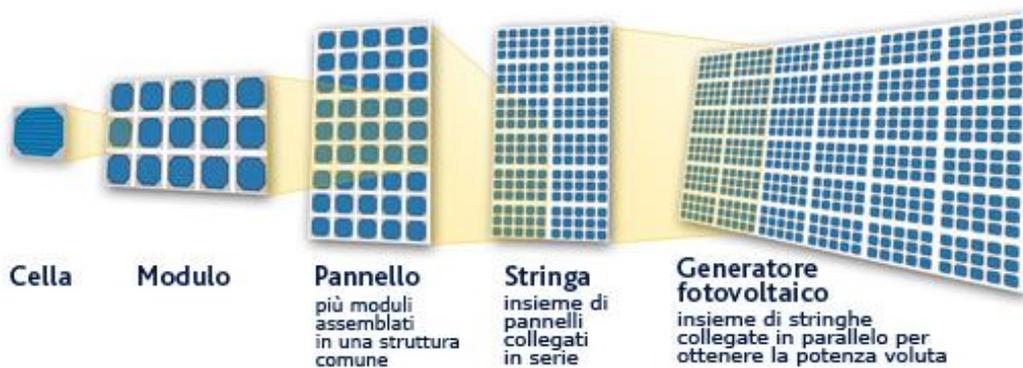


Figura 21 - Nomenclatura delle parti di un generatore fotovoltaico

Per concludere il discorso relativo alle perdite, e considerando la pratica della connessione tra più celle, è bene citare il caso del *mismatching*.

Per *mismatching* si intende la diversità delle caratteristiche $I(U)$ delle celle che vengono interconnesse. La diversità può dipendere da vari fattori: possono essere diversità tecnologiche dovute al processo di fabbricazione, ma possono anche essere dovute alla condizione di esercizio, quindi per esempio all'ombreggiatura che riguarda alcune celle. La non uniformità delle prestazioni fornite dalle celle ha come risultato l'impossibilità di sfruttare completamente la potenza nominale delle stringhe, in quanto la produzione di ogni pannello si adegua a quella del pannello più debole.

Quindi la potenza resa dall'accoppiamento di più celle in serie e, o in parallelo è minore della somma delle potenze nominali delle singole celle.

Connessione in serie

In seguito, le relazioni che descrivono un accoppiamento in serie:

$$U_{oc,serie} = \sum_i U_{oc,i}$$

$$I_{sc,serie} = I_{sc,min}$$

Con questo tipo di collegamento la condizione peggiore si verifica con il corto-circuito. La cella peggiore, per esempio la cella che si trovi sottoposta ad ombreggiatura, potrebbe trovarsi a funzionare da utilizzatore con tensione inversa, con una certa potenza da dissipare. Se questa fosse maggiore della massima potenza dissipabile la cella incorrerebbe nel fenomeno di creazione di *hotspots*, ovvero surriscaldamenti.

I produttori dei moduli fotovoltaici preservano la rottura causata dall'*hotspot*, utilizzando diodi chiamati 'diodi di by-pass' che, connessi in antiparallelo alle celle, le proteggono da tensioni inverse e fanno sì che solo il contributo della cella scadente venga meno nel computo della potenza totale, evitando che l'intera stringa sia fuori servizio. Nella pratica il diodo si connette in antiparallelo a gruppi di celle in serie e non alle singole celle.

Connessione in parallelo

Per quanto riguarda il collegamento in parallelo, le relazioni sono le seguenti:

$$I_{sc,parallelo} = \sum_i I_{sc,i}$$

$$U_{oc,parallelo} = U_{oc,min}$$

Per questo tipo di collegamento, la condizione peggiore è quella di carico nullo. In questa circostanza, una cella oscurata si troverebbe ad assorbire la corrente delle restanti celle, causando sovratemperature e quindi possibili disservizi. In merito al carico, una cella in ombra è molto meno problematica in un collegamento in parallelo piuttosto che in un collegamento in serie, perché la tensione fornita al carico varia poco, ma viene meno il contributo di potenza dell'intera stringa

Per evitare che una cella in ombra assorba corrente inversa, la soluzione tecnologica è l'utilizzo di un diodo collegato in serie alle singole celle collegate in parallelo. In seguito, uno schema dell'applicazione dei diodi di sicurezza nei collegamenti serie e parallelo:

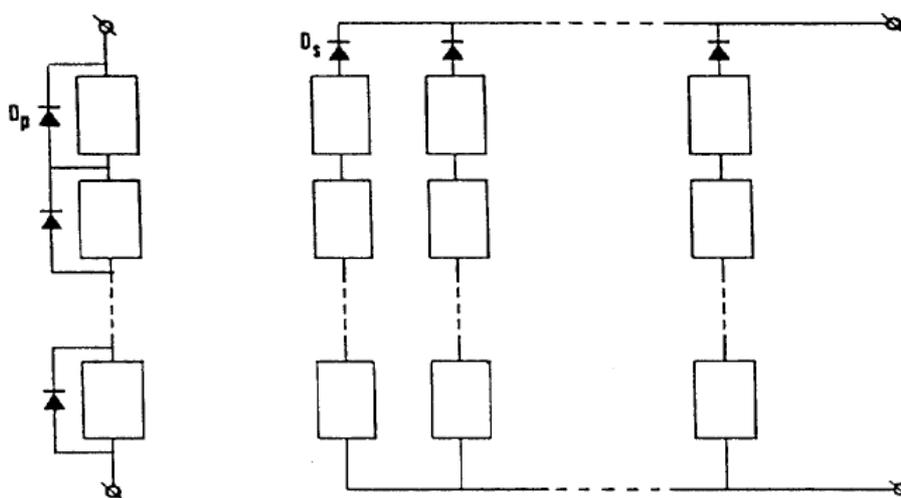


Figura 22 - Diodi di bypass in serie ed in parallelo

Risulta evidente che nei collegamenti tra celle è fondamentale operare in modo da connettere tra loro celle con caratteristiche quanto più possibile simili tra loro, un'operazione che può essere definita *matching* delle celle. I parametri su cui investigare, e che devono coincidere, sono i parametri I_{SC} , U_{OC} , e P_M .

Controllare questi parametri, tuttavia, non impedisce che la potenza della connessione di moduli risulti inferiore alla somma delle singole potenze; si deve tenere in considerazione una perdita di circa il 2-3% del valore nominale. E soprattutto non può escludersi il verificarsi di condizioni quali l'ombreggiatura della cella che può causare *mismatch*.

Normal Operating Cell Temperature

Un modulo fotovoltaico è caratterizzato dalla potenza di picco [Wp], ovvero la massima potenza erogabile nelle STC, cui abbiamo fatto riferimento in precedenza. Dato che queste condizioni sono create in laboratorio, è bene fornire anche un valore che faccia riferimento alla normale temperatura di funzionamento (NOCT), ovvero la temperatura a cui si stabilizza il modulo, funzionante a circuito aperto e soggetto ad un'irradianza $G = 800 [W/m^2]$, una velocità del vento pari a $1 [m/s]$ ed una temperatura ambiente $T_a = 20 [°C]$.

Noto il valore di NOCT (Normal Operating Cell Temperature), è possibile risalire alla temperatura della cella tramite la seguente relazione:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20[°C]}{800[W/m^2]} * G[W/m^2]$$

Se chiamiamo γ il coefficiente di potenza, ovvero la variazione percentuale di potenza, e quindi di efficienza, per grado Celsius, otteniamo l'andamento dell'efficienza al variare della temperatura T_c .

$$\eta = \eta_{std} [1 - \gamma(T_c - T_{c,std})]$$

dove $T_{c,std}$ e η_{std} indicano rispettivamente la temperatura di cella e l'efficienza in condizioni standard.

Nelle figure sottostanti è possibile osservare l'andamento della temperatura di cella e del rendimento in funzione dell'irradianza. Questi parametri risultano fondamentali per la caratterizzazione tecnologica della cella.

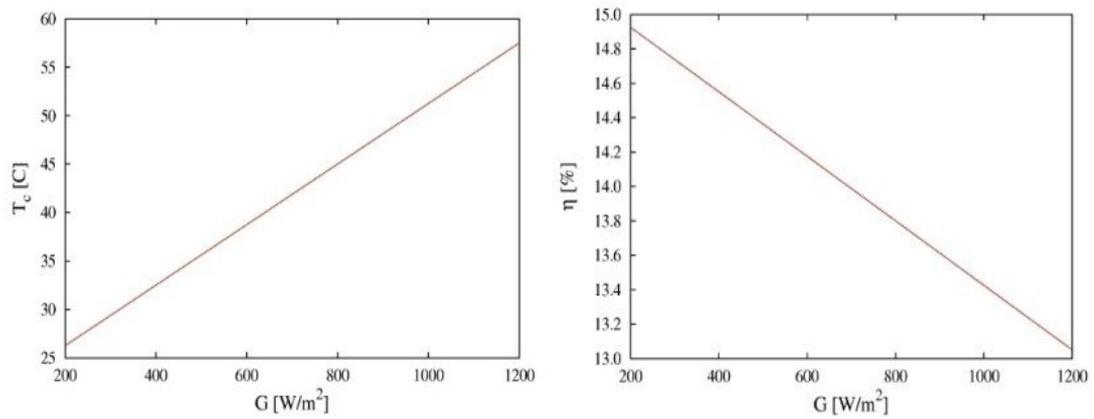


Figura 23 - Andamento della temperatura di cella e del rendimento in funzione dell'irradianza

3. Inverter

L'energia elettrica prodotta da un generatore fotovoltaico è erogata sotto forma di corrente continua (DC - *Direct Current*). Perché questa possa essere utilizzata dai carichi convenzionali o immessa nella rete di distribuzione, deve essere prima convertita in forma di corrente alternata (AC - *Alternate Current*). A tal scopo, a valle del campo fotovoltaico è necessario introdurre un convertitore DC-AC che prende il nome di *inverter*, la cui funzione è appunto la conversione della corrente dalla forma continua a quella alternata.

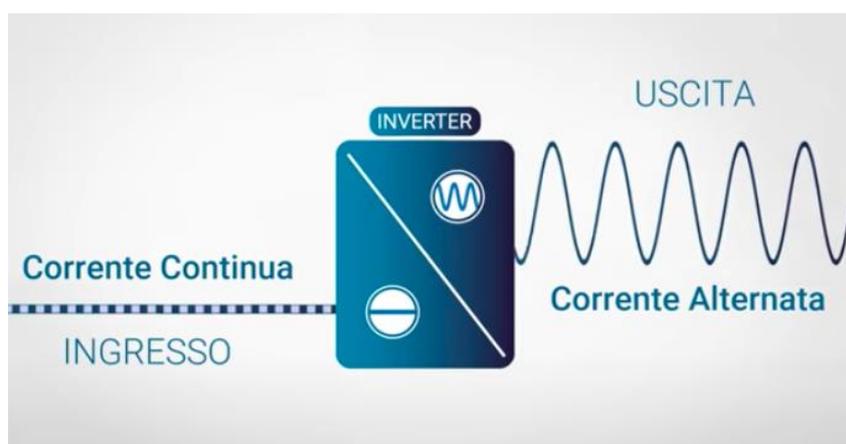


Figura 24 - Funzionamento di base di un inverter

Per capire come funziona un inverter è utile partire dalla spiegazione di un alternatore. L'alternatore è una macchina elettrica rotante che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica in corrente alternata mediante il fenomeno naturale dell'induzione elettromagnetica. È composto, in forma rudimentale, da una bobina con un magnete rotante vicino ad essa. Quando un polo del magnete si avvicina alla bobina si crea una corrente indotta che fluisce nella direzione opposta alla rotazione del magnete, si produce dunque una corrente alternata.

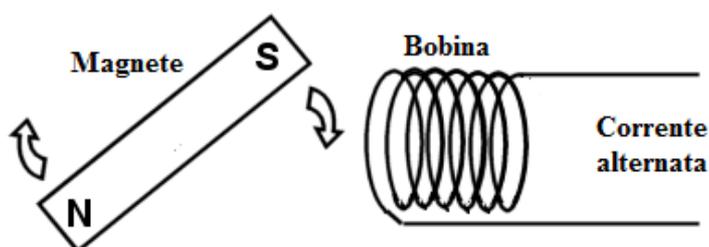


Figura 25 - Funzionamento alternatore

Anche in un trasformatore è possibile ottenere una corrente indotta, sempre sotto forma di corrente alternata, grazie ad un campo magnetico di polarità variabile. In questo caso esso viene prodotto dallo scorrere di corrente, sempre sotto forma alternata, attraverso la bobina primaria

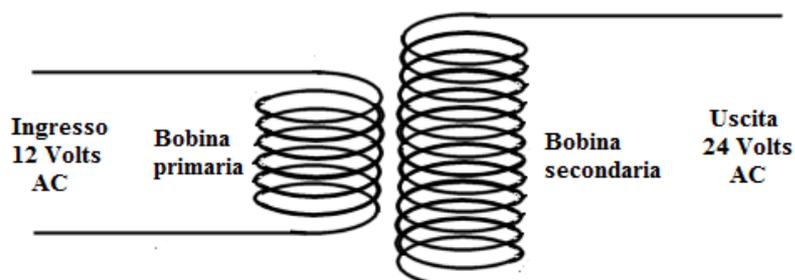


Figura 26 - Funzionamento trasformatore

Se facessimo scorrere, nella bobina primaria, la corrente continua di una batteria non succedrebbe nulla, perché il campo magnetico generato non è variabile e non si genererebbero correnti indotte nella bobina secondaria, ma se si riuscisse a far cambiare la direzione della corrente continuamente e rapidamente allora avremmo ottenuto un inverter.

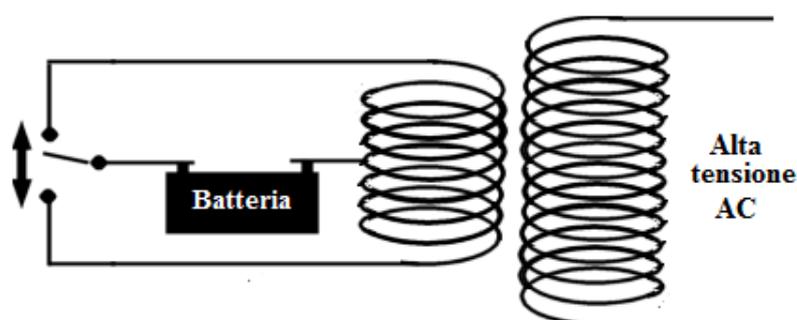


Figura 27 - Esempio rudimentale di un inverter

Questa variazione continua e rapida è controllata dagli interruttori a semiconduttore, i transistori MOSFET, capaci di effettuare accensione e spegnimento per migliaia di volte in un secondo usando segnali di controllo che regolano i transistor. In questo modo è possibile generare il campo magnetico variabile di cui sopra. Tramite questa tecnica di base si produce un'onda quadra alternata.

La qualità di un inverter può essere valutata sulla base della forma d'onda in uscita (AC). Gli inverter più 'rudimentali' restituiscono forme d'onda quadre che abbassano l'efficienza dei sistemi ad esso connessi. Per ottenere forme d'onda quanto più sinusoidali si utilizza la tecnica del *Pulse Width Modulation*, PWM. Lo scopo della modulazione a larghezza d'impulso è quello di generare una serie di impulsi che, se mediati in un piccolo intervallo di tempo, rendono una forma media molto simile ad una curva sinusoidale.

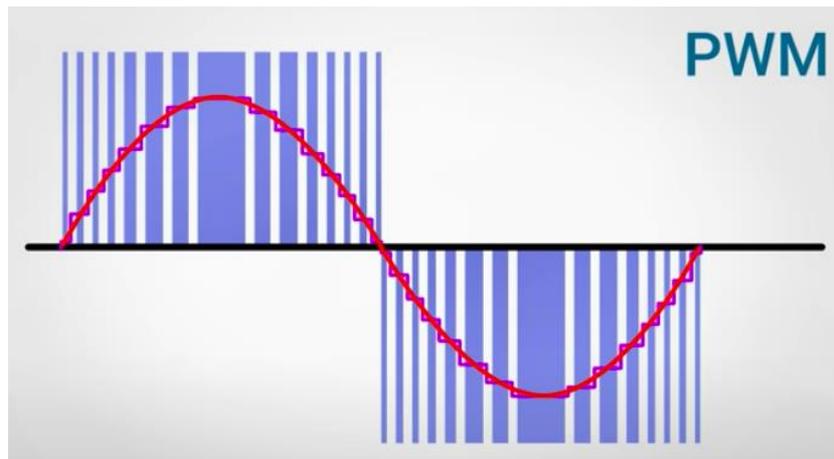


Figura 28 - Pulse width modulation

Questi impulsi sono implementati in un inverter tramite dei comparatori, che confrontano un'onda sinusoidale con un'onda triangolare per generare il segnale di comando dei transistor. La logica di commutazione si basa sul valore dell'indice di modulazione, ovvero il rapporto tra l'ampiezza della sinusoide e l'ampiezza dell'onda triangolare. Viene generato un segnale quando questo indice è maggiore di 1, altrimenti il segnale è 0.

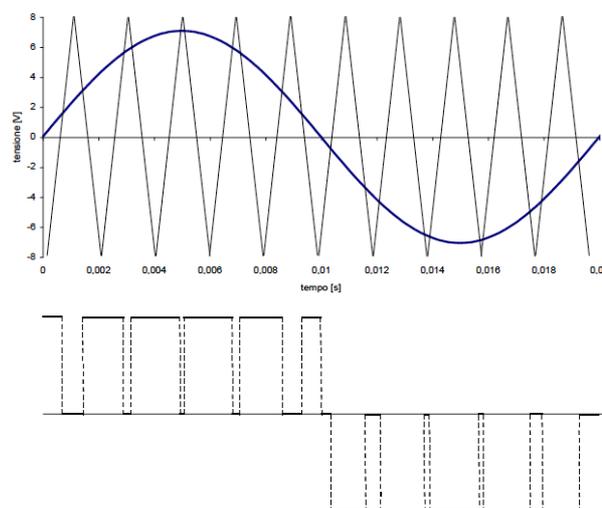


Figura 29 - Confronto tra quadra e 'triangola'

Gli inverter hanno svariati campi di applicazione, ma parlando più nel dettaglio degli inverter impiegati negli impianti fotovoltaici, vediamo come questi presentino l'integrazione di particolari sistemi di controllo che permettono di sfruttare al meglio gli impianti e quindi di estrarre la maggiore potenza possibile. Questo dispositivo è noto come *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*, ovvero *inseguitore del punto di massima potenza*. Ogni caratteristica U/I di una cella, o di un insieme di celle, presenta un punto di massima potenza, il maximum power point, ed il MPPT si occupa di fare in modo che il funzionamento del sistema si attesti regolarmente su quel punto, al fine di incrementarne le prestazioni.

Una delle tecniche tramite cui questo dispositivo opera si basa sull'individuare il MPP sulla curva U/I del generatore generando piccole variazioni del carico cui è collegato, ad intervalli regolari. Questo induce degli scostamenti del valore di tensione e corrente, il cui prodotto viene volta per volta valutato. Se si registra un aumento di potenza, si prosegue secondo la variazione che si era imposta, vice versa si effettua una variazione in verso contrario. Il metodo appena descritto è noto come *Perturb and Observe (P&O)*

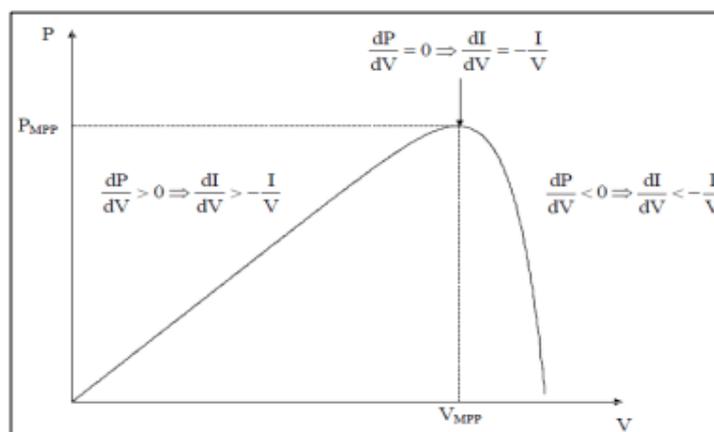


Figura 30 -Principio di funzionamento di un MPPT

Nel punto di massima potenza risulta essere

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I = 0$$

Per sistemi connessi a rete è comune trovare allo stadio di ingresso dell'inverter un MPPT che offre rendimenti più elevati e perdite minori, rispetto ad inverter che non ne sono dotati.

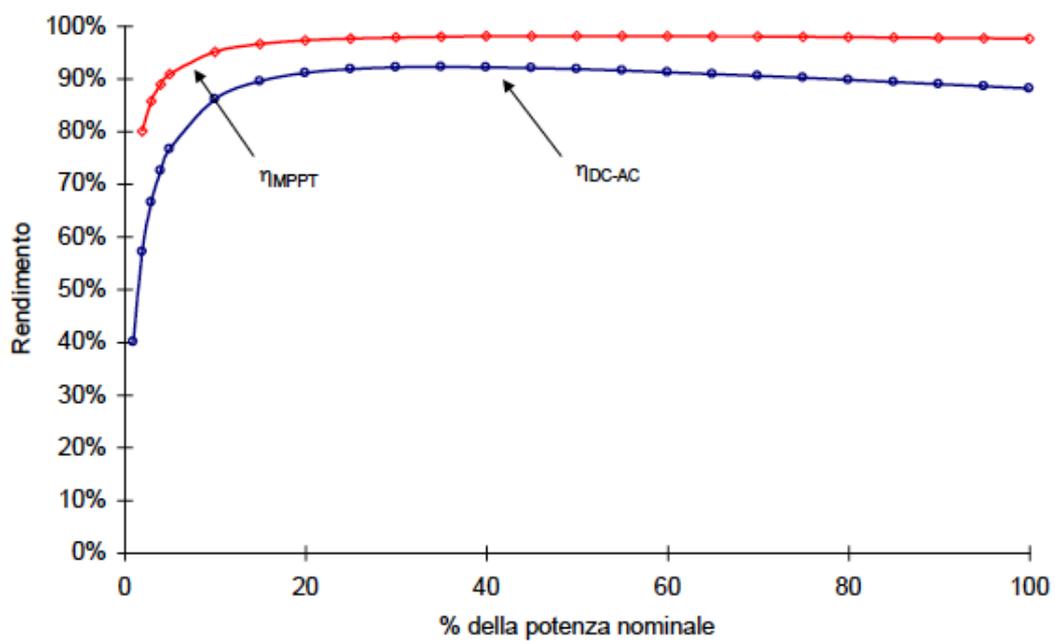


Figura 31 – Confronto tra rendimenti di un inverter con e senza MPPT

4. Il progetto dell'impianto

Il lavoro di tesi consiste nella progettazione esecutiva di un impianto fotovoltaico integrato nell'edificio del mobilificio 'Disè – mobili di pregio', un mobilificio che si trova poco fuori il comune di Grammichele, in provincia di Catania. In particolare, verranno approfonditi gli aspetti tecnici della progettazione ed una valutazione economica circa la fattibilità ed il rientro dell'investimento correlato alla realizzazione dell'impianto.

L'impianto utilizzatore

L'azienda in questione dispone dei seguenti macchinari di cui, nella seguente tabella, sono riportati i valori di potenza assorbita che verranno poi utilizzati nel dimensionamento dell'impianto fotovoltaico:

DESCRIZIONE	POTENZA [kW]
Sandya 5 - calibratrice	11
SCM S52 - pialla a spessore	7
SCM F410 - piallatrice	5
SCM t130 - toupie	7
SCM sigma - 65	7
SCM record120s - fresa a controllo numerico	7.5
SCM – sega a nastro	4
CLASS SI 400 - sega circolare	7
SCM - sega	1.1
SCM hydro3200 - sega circolare	5.5
T5 1600 - tornio copiativo	5
aspiratore	2.2
ITALPRESSE UT6-P - pressa idraulica	0.75
BALMA - compressore	7.5
Totale	77.5

La potenza totale allacciata alla rete elettrica è dunque pari a circa 77,55 [kW]. Questo dato è fondamentale per eseguire i bilanci energetici che porteranno al dimensionamento dell'impianto fotovoltaico.

Per calcolare l'energia utilizzata, si sono analizzati i profili di carico caratteristici di ogni mese dell'anno. Per farlo, purtroppo, non si è potuto disporre dei profili di carico forniti

dall'ente di distribuzione elettrica locale in quanto l'azienda si è affidata ad un nuovo gestore di recente e non si è potuto disporre dei suddetti dati. Si è dunque effettuata una stima, basata sul numero di giorni di lavoro di ogni mese, i turni orari della giornata di lavoro tipo, ed il numero di macchinari utilizzati.

Prima di fare ciò si è effettuato il passaggio dalla potenza assorbita da ogni macchinario all'energia consumata. Questo passaggio è stato svolto nel seguente modo: per ogni ora del turno di lavoro si sono sommate le potenze dei macchinari contemporaneamente utilizzati, avendo così un valore di potenza assorbita per ogni ora del turno di lavoro. Così facendo i valori descritti non sono più i kW impegnati ma i kWh assorbiti.

Di seguito illustriamo il profilo del mese di gennaio, approssimativamente indicativo di quello degli altri mesi:



Figura 32 - Profilo di carico

Nel grafico si hanno le ore del giorno in ascisse e i kW impegnati nelle ordinate. Si può notare che il profilo rispetta i picchi di potenza impegnata durante gli orari della giornata in cui le attività sono più intense ed i cali durante la pausa pranzo e l'annullamento della potenza al di fuori del turno di lavoro.

Per il calcolo delle energie si è tenuto conto dei soli giorni feriali ma non sono state considerate troppe pause visto che la produzione è molto intensa anche nei periodi in cui normalmente si va incontro a ferie o a pause stagionali. Nell'azienda, infatti, il numero di dipendenti permette la continuità della produzione.

Nel grafico seguente si riporta il prospetto annuale dei kWh impegnati per ogni mese. Non ricorre alcuna stagionalità costante o ciclica perché la produzione dipende fortemente dai committenti e dalla domanda che non gode di buona prevedibilità.

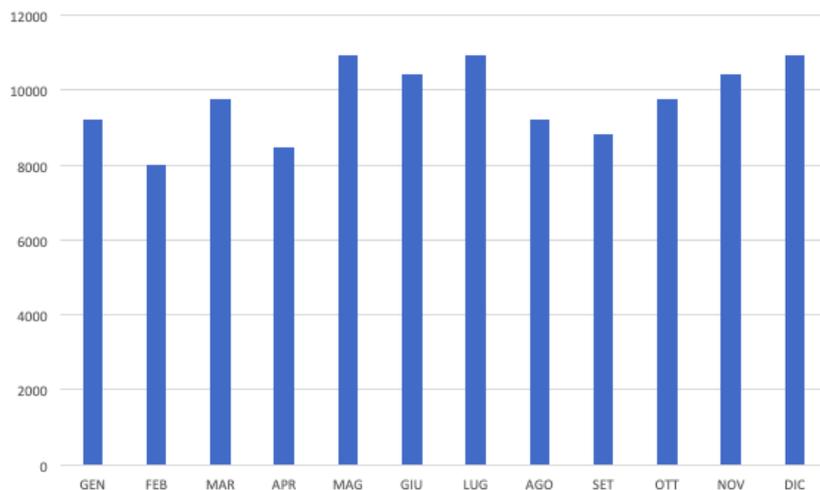


Figura 33 - Fabbisogni energetici mensili

Per chiarezza espositiva, vengono riportati nella tabella seguente i valori precedentemente illustrati.

MESE	ENERGIA CONSUMATA [kWh/giorno]	NUMERO GIORNI	ENERGIA CONSUMATA [kWh/mese]
GEN	401	23	9229
FEB	401	20	8025
MAR	424	23	9751
APR	385	22	8460
MAG	475	23	10917
GIU	475	22	10442
LUG	475	23	10917
AGO	401	23	9229
SET	401	22	8827
OTT	424	23	9751
NOV	475	22	10442
DIC	475	23	10917
TOTALE			116907 [kWh/anno]

Si ha quindi un consumo energetico annuale di 116.907 [MWh].

Taglia di potenza dell'impianto

La determinazione della taglia di potenza dell'impianto passa per la valutazione dei fabbisogni energetici dell'impianto, la potenzialità della località ed un fattore correttivo che tenga conto delle perdite. La formula analitica per la potenza nominale dell'impianto è la seguente:

$$P_n = \frac{E_c}{PR \cdot h_{eq}}$$

In cui:

- E_c è il fabbisogno energetico annuale dell'impianto pari a

$$E_c = 116.907 [MWh]$$

- PR è un fattore che tiene conto delle perdite durante il processo di conversione e prende il nome di *Performance Ratio*. Per gli impianti connessi a rete esso assume valori dell'ordine di 0.7/0.8 Il calcolo analitico del PR è stato eseguito come segue: tramite il software *PVGIS*, si sono ricavati i valori di energia producibile dell'impianto dato ed i valori di irradiazione. Il loro rapporto esprime, seppur non in maniera esatta, una misura dell'efficienza di conversione energetica. I valori di PR di ogni mese sono poi stati mediati lungo l'anno per ottenere alla fine un valore

$$PR = 0.79$$

- h_{eq} è il numero di ore equivalenti, ovvero le ore a cui idealmente si ha un valore di irradianza pari a $1000 [W/m^2]$. Si ottiene dal rapporto tra l'irradiazione ed una irradianza pari appunto a $1000 [W/m^2]$. Avendo il valore dell'irradiazione in $[kWh/m^2]$ si può definire il numero di ore equivalenti con il modulo dell'irradiazione. Lungo un anno, la sommatoria delle h_{eq} di ogni mese risulta

$$h_{eq} = 1951.15 [h]$$

Risulta quindi che

$$P_n = \frac{116.907 [MWh]}{0.79 \cdot 1961.15 [h]} = 75.27 [kW]$$

Da cui si è deciso di installare una potenza complessiva di 80 [kW] con 4 inverter da 20 [kW] ciascuno e 152 moduli da 545 [W] ciascuno. Di seguito il dettaglio di questi componenti.

Scelta dei moduli

I moduli sono stati selezionati sulla base della loro potenza di picco, le loro dimensioni e le loro perdite dovute a sovratemperature, che sono descritte dal valore γ . Il modulo scelto è il modello 'Tiger Pro 72HC-BDVP 525-545 Watt' della Jinko-Solar. Nella tabella seguente vengono indicati i principali parametri del modulo fotovoltaico.

GRANDEZZE	STANDARD CONDITIONS
POTENZA MASSIMA [W]	545
TENSIONE POTENZA MASSIMA [V]	41.32
CORRENTE POTENZA MASSIMA [A]	13.19
TENSIONE A CIRCUITO APERTO [V]	49.92
CORRENTE DI CORTO CIRCUITO [A]	13.95
RENDIMENTO	21.2
TEMPERATURA D'ESERCIZIO	-40/+85
COEFFICIENTE DI TEMPERATURA DELLA POTENZA MASSIMA [%/°C]	-0.35
COEFFICIENTE DI TEMPERATURA DELLA TENSIONE A VUOTO [%/°C]	-0.28
COEFFICIENTE DI TEMPERATURA DELLA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO [%/°C]	0.048
NOCT	45

Nelle figure seguenti è possibile osservare il valore di γ , che non è altro che la pendenza della curva di ' P_{max} ' nel grafico di sinistra e le dimensioni del pannello, che saranno poi fondamentali per il loro corretto posizionamento sul tetto dell'edificio.

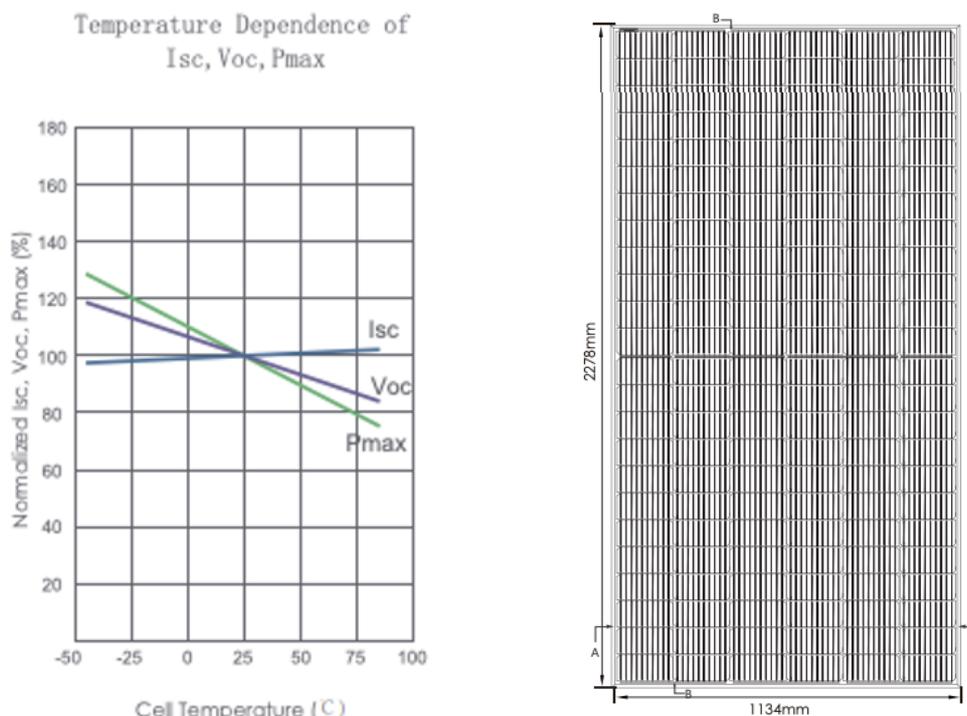


Figura 34 - Coefficiente di Potenza relativo alla temperatura e dimensioni dei moduli

Scelta degli inverter

Per quanto riguarda gli inverter, si è scelto di optare per una soluzione distribuita piuttosto che concentrata. La scelta è dettata dal fatto che, non solo questa configurazione offre maggiore disponibilità, nel senso che è più difficile che ci si trovi con tutti gli inverter guasti contemporaneamente, inoltre è la soluzione che permette di collegare in parallelo il minor numero di stringhe. Ogni stringa infatti è chiamata a sopportare la sollecitazione termica delle N-1 stringhe rimanenti; quindi, è opportuno che questo numero sia il più basso possibile.

Si è dunque deciso di utilizzare 4 inverter da 20 [kW] ciascuno. L'inverter che è stato scelto è un *SUNWAY - SI - 20K - T2* della *Enertronica Santerno*, una ditta italiana, dotato di due MPPT. Le specifiche dell'inverter sono riportate nella tabella seguente:

POTENZA MASSIMA CC [W]	30000
POTENZA MASSIMA USCITA CA [VA]	20000
MPPT RANGE INGRESSO CC [V]	180 - 950
TENSIONE MASSIMA CC [V]	1100
CORRENTE MASSIMA CC [A]	50
EURO EFFICIENCY	98.46%
TENSIONE E FREQUENZA DI RETE	230 V / 50 Hz
POWER FACTOR	0.8

Nell'accoppiamento tra moduli ed inverter, è necessario verificare che vengano soddisfatti i vincoli sulle tensioni minima e massima compatibili con il funzionamento in MPP e sulla massima tensione a vuoto e massima corrente, sempre in MPP. Le verifiche si svolgono ipotizzando le massime e minime temperature di esercizio, ovvero +70°C e -10°C. Questi calcoli si effettuano tenendo conto innanzitutto della tensione cui sarebbe sottoposto l'inverter essendo collegato a 38 moduli connessi tra di loro con due stringhe connesse in parallelo, composte da 19 moduli connessi in serie tra loro.

In secondo luogo, vanno considerati gli effetti della temperatura sulla tensione a vuoto e sulla corrente di cortocircuito tramite i valori dei coefficienti di temperatura sulla tensione a vuoto e sulla corrente di cortocircuito che valgono rispettivamente -0.0028 [%/°C] e 0.00048 [%/°C], che vengono moltiplicati per i ΔT precedentemente indicati. I valori ottenuti devono ricadere all'interno del range di funzionamento MPPT indicati sul datasheet dell'inverter e non superare i valori di tensione e corrente massimi.

L'inverter risulta perfettamente accoppiabile ai moduli nella configurazione scelta, secondo i requisiti appena descritti. Un'ultima verifica si fa sul dimensionamento vero e proprio, ovvero con il rapporto tra la potenza nominale in AC dell'inverter ed il prodotto tra la potenza dei singoli moduli ed il numero di moduli accoppiati all'inverter.

Questo valore deve essere compreso tra 0.9 ed 1.2.

$$\Delta = \frac{4 * 20 [kW]}{152 * 545 [W]} = 0.96$$

Calcolo della producibilità e confronto con il fabbisogno

La produzione di energia fotovoltaica è proporzionale alla potenza installata, all'irradiazione solare globale che incide sui moduli fotovoltaici.

La posizione geografica della località di cui si voglia studiare le potenzialità di produzione di energia fotovoltaica è fondamentale. Infatti, determinando latitudine e longitudine del sito di interesse, è possibile stabilire quanta energia incide sulle superfici dei moduli che si utilizzeranno.

Giusto per richiamare questi concetti, per latitudine e longitudine sono le coordinate geografiche mediante cui è possibile individuare un punto del globo terrestre, in particolare la latitudine è l'angolo tra il punto e l'equatore e la longitudine è l'angolo tra il punto e l'equatore, come mostrato in figura:

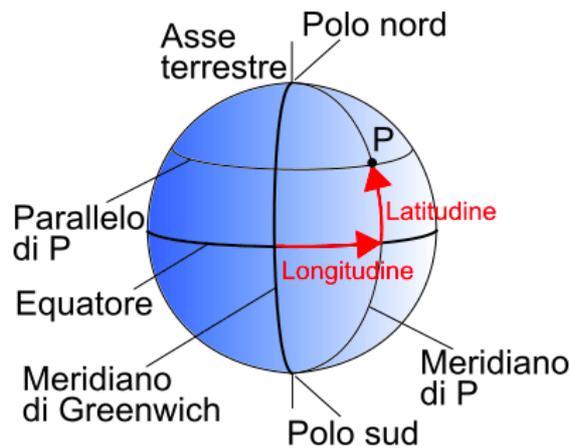


Figura 35 - Latitudine e Longitudine

Per determinare la producibilità energetica dell'impianto è utile l'introduzione di alcuni concetti:

- Irradianza solare G : energia della radiazione emessa dal sole per unità di tempo ed unità di superficie [W/m^2]. Può essere scomposta in due componenti fondamentali, la componente proveniente direttamente dal disco solare, irradianza diretta G_b , e la componente che viene dall'atmosfera terrestre, irradianza diffusa G_d .

$$G = G_b + G_d$$

- Irradiazione solare H: energia della radiazione emessa dal sole per unità di superficie [Wh/m^2]. Anch'essa è soggetta alla stessa scomposizione, ed è possibile notare come sia l'insieme, sia le sue componenti, sono rispettivamente l'integrale nel tempo dell'irradianza e dell'irradianza globale e diffusa

$$H = H_b + H_d$$

La raccolta di questi dati è fondamentale per l'analisi della potenzialità di un sito in termini di producibilità di energia di un impianto fotovoltaico. Esprimono quanta energia il sole rende potenzialmente disponibile in un determinato sito. Ovviamente sarà poi necessario depurare questa potenzialità al netto di perdite di sistema, potenziali oscuramenti e/o mancanze di emissioni.

Per poter disporre dei dati relativi ad irradianza ed irradiazione nel punto di interesse si è fatto ricorso ad un programma di calcolo della radiazione solare, *PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System*, uno strumento di informazioni geografiche che offre anche un software di simulazione. Il programma è stato realizzato dal *Joint Research Centre*, in collaborazione con la Commissione Europea ed in particolare con l'*ESTI, European Solar Test Installation*.

Il PVGIS permette di effettuare un calcolo della produzione media dell'impianto ed è considerato un buon indicatore dell'energia minima prodotta dal fotovoltaico. Infatti, la simulazione fornisce rendimenti inferiori rispetto ai reali dati di produzione registrati su cui la simulazione si basa.

Tramite il programma in questione si è sia effettuata una stima dei valori di irradianza ed irradiazione incidenti sul sito di interesse, con cui poi si sono svolti i calcoli relativi alla producibilità, sia una simulazione completa della produzione dell'impianto con cui poi effettuare un confronto.

Inserite le coordinate della località, tramite il *Solar Radiation Tool* di PVGIS, abbiamo ottenuto i valori della relativa irradianza incidente per ogni mese dell'anno in condizioni normali ed in condizioni di cielo limpido (*clear sky*), gli altri input da inserire sono l'inclinazione e l'orientamento.

Con orientamento, anche detto *azimuth*, si intende l'angolo in gradi formato dalla retta normale alla superficie captante, il modulo fotovoltaico, e la direzione del Sud. Per superfici perfettamente orientate verso Sud si ha un angolo di 0° mentre per superfici

orientate verso Ovest ed Est si hanno rispettivamente angoli positivi e negativi fino ad un massimo di $\pm 90^\circ$. Per inclinazione, anche detta angolo di *tilt*, si intende invece l'inclinazione che ha la superficie captante rispetto al piano orizzontale. Indica l'angolazione con cui i raggi solari incidono sui moduli ed in base a questo valore cambia la quota di radiazione annuale incidente sui collettori.

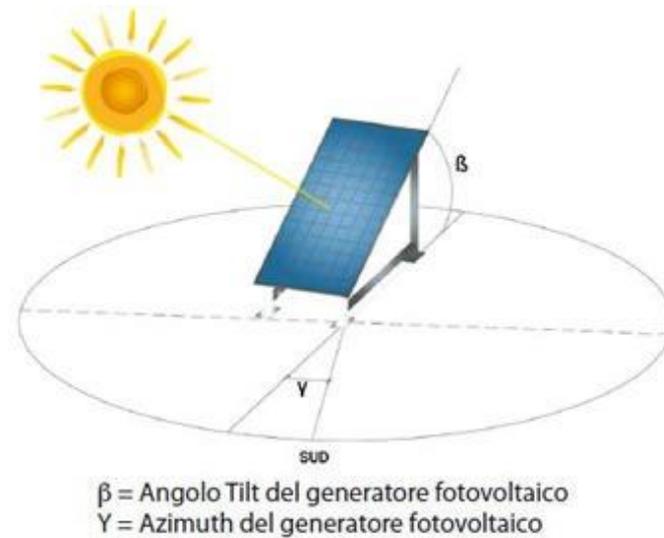


Figura 36 - Azimuth e Angolo di Tilt

Nel caso di studio si ha un orientamento di circa -15° , determinato dall'orientamento dell'edificio, ed un'inclinazione di 32° , suggerita dal software PVGIS per una migliore incidenza sui moduli. I risultati che vengono fuori si presentano come in figura, e sotto forma di valori numerici opportunamente tabellati.

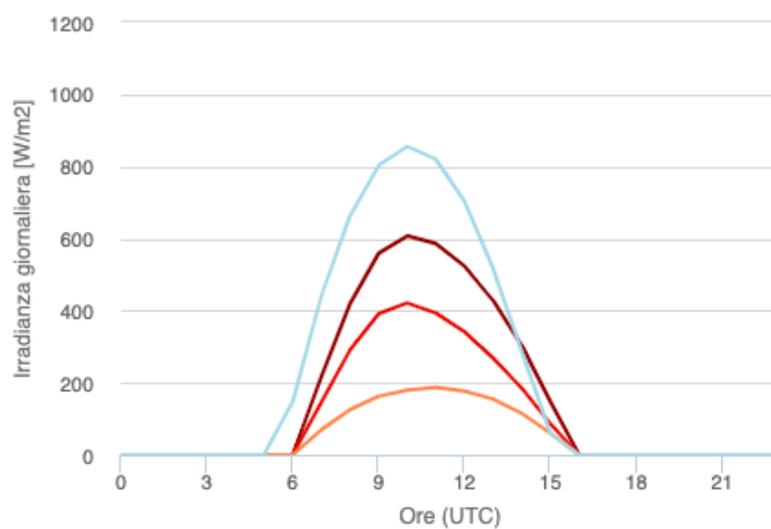


Figura 37 - Irradianza sul sito di interesse

Una volta ottenuti i valori di irradianza globale incidente, è possibile calcolare la potenza producibile da ogni inverter attraverso la seguente formula:

$$P = P_{AC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \gamma \Delta T_C) \cdot 0,92 \cdot \eta_{DC-AC}$$

in cui:

- P è la potenza che produrrà ogni inverter
- P_{AC} è la potenza nominale di ogni inverter
- G è l'irradianza incidente, diversa per ogni ora del giorno
- γ è il coefficiente di perdita di potenza per grado centigrado, proprio di ogni modulo. Per il modulo scelto vale $\gamma = -0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$
- ΔT_C è la differenza di temperatura tra la cella e l'ambiente che si calcola come

$$\Delta T_C = (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800}$$

- 0,92 è un fattore che tiene conto delle perdite nei cavi, dovute a sporcizia e a riflessione.
- η_{DC-AC} è il rendimento dell'inverter

Effettuando il calcolo per ogni ora del giorno, dato che per ogni ora abbiamo a disposizione un valore di G e quindi un valore di ΔT_C , e sommando i dati ottenuti, otteniamo direttamente la produzione di energia in kWh giornalieri, moltiplicando questo valore per il numero dei giorni di ogni mese si ottiene la produzione annua. Nella pagina seguente è possibile osservare i risultati ottenuti:

MESE	PRODUZIONE GIORNALIERA [kWh/giorno]	NUMERO GIORNI	PRODUZIONE MENSILE [kWh/mese]
GEN	65	31	2017
FEB	72	28	2019
MAR	88	31	2719
APR	126	30	3783
MAG	113	31	3494
GIU	117	30	3498
LUG	123	31	3830
AGO	119	31	3700
SET	101	30	3033
OTT	83	31	2569
NOV	69	30	2087
DIC	62	31	1928
TOTALE			34679

L'andamento dei dati in tabella è descritto dal grafico seguente:

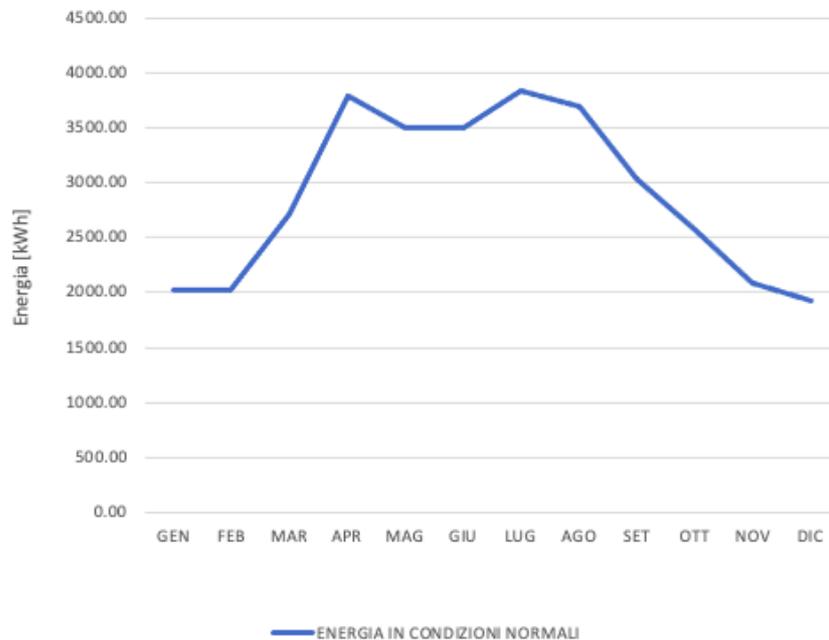


Figura 38 - Produzione energetica FV in condizioni normali

I valori ottenuti sono relativi ad ogni singolo inverter, ne segue dunque che complessivamente, l'impianto formato da 4 inverter produce:

$$34678,58 \text{ [kWh]} \cdot 4 = 138714,35 \text{ [kWh]}$$

Quindi la produzione energetica annuale è di 138,71 [MWh]. La differenza tra la quota di energia potenzialmente producibile ed il fabbisogno energetico dell'azienda è gestita dalla connessione a rete dell'impianto secondo i meccanismi di scambio sul posto e ritiro dedicato offerti dal GSE e di cui si è trattato nei capitoli precedenti.

È stato effettuato un confronto con quelli che sarebbero i risultati che si otterrebbero in condizioni di cielo sereno, *clear sky*, che è un'opzione che il software PVGIS offre e che rende i risultati ottimali e meglio auspicabili, tenendo conto che tutte le giornate si presentino soleggiate e prive di nuvole. Di seguito i risultati descritti:

MESE	PRODUZIONE GIORNALIERA [kWh/giorno]	NUMERO GIORNI	PRODUZIONE MENSILE [kWh/mese]
GEN	89	31	2754
FEB	105	28	2952
MAR	123	31	3825
APR	126	30	3790
MAG	129	31	3985
GIU	128	30	3832
LUG	125	31	3890
AGO	129	31	4001
SET	118	30	3554
OTT	113	31	3504
NOV	95	30	2839
DIC	91	31	2814
		TOTALE	41742 [kWh/anno]

Il cui andamento è descritto dal grafico seguente:

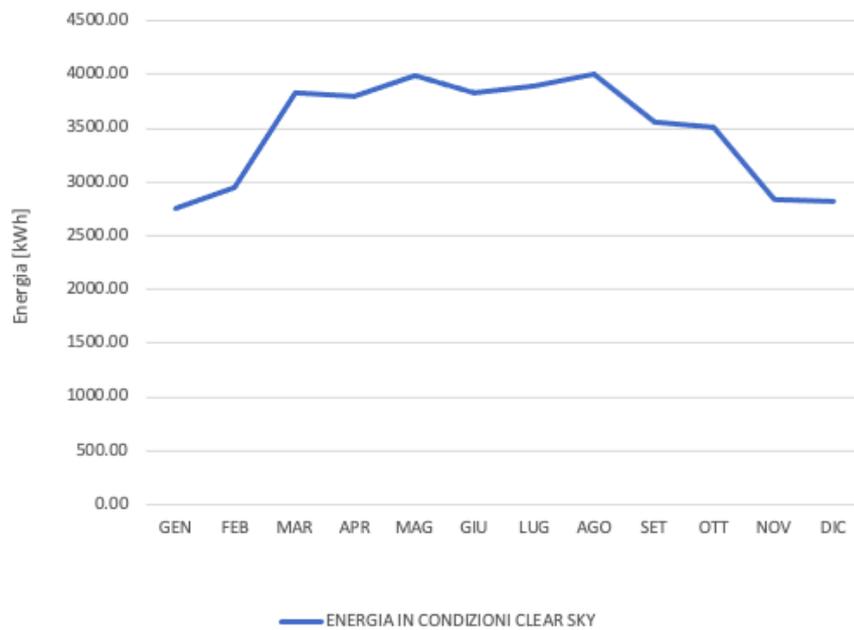


Figura 39 - Produzione energetica FV in condizioni clear sky

In ultima analisi vediamo in figura un confronto, facilmente intuibile, tra i dati ricavati in condizioni del cielo normali ed in condizioni di *clear sky*.

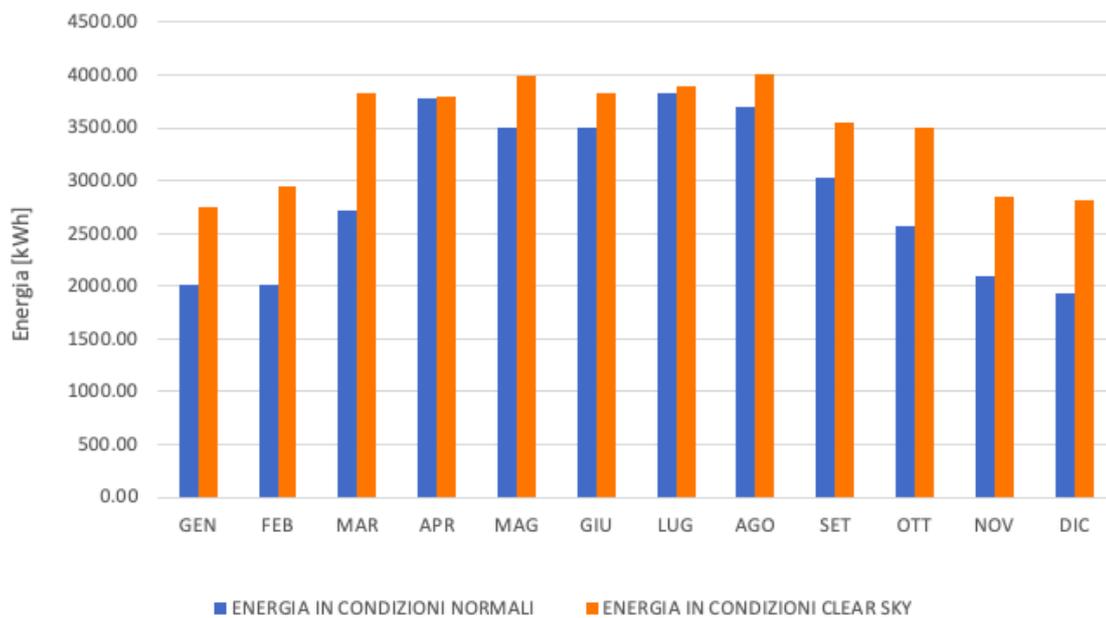


Figura 40 - Confronto produzione in condizioni normali e clear sky

Ovviamente i bilanci energetici vengono svolti con i risultati ottenuti in condizioni di cielo normale. La condizione di 'cielo sereno' è fin troppo ideale in quanto le condizioni meteorologiche sono troppo aleatorie per poter supporre che su un periodo temporale molto esteso come un anno si possano verificare sempre delle ottime condizioni tali da rendere l'impianto più efficiente. Nella seguente tabella i valori di energia ottenuti per ogni inverter sono stati moltiplicati per il numero di inverter, ovvero 4.

MESE	FABBISOGNO [kWh/mese]	PRODUCIBILITÀ [kWh/mese]	DIFFERENZA [kWh/mese]
GEN	9229	8069	-1159
FEB	8025	8077	52
MAR	9751	10875	1124
APR	8460	15134	6674
MAG	10917	13975	3058
GIU	10442	13994	3551
LUG	10917	15320	4403
AGO	9229	14801	5573
SET	8827	12132	3305
OTT	9751	10277	527
NOV	10442	8349	-2093
DIC	10917	7711	-3206

Il bilancio energetico è illustrato nel seguente grafico:

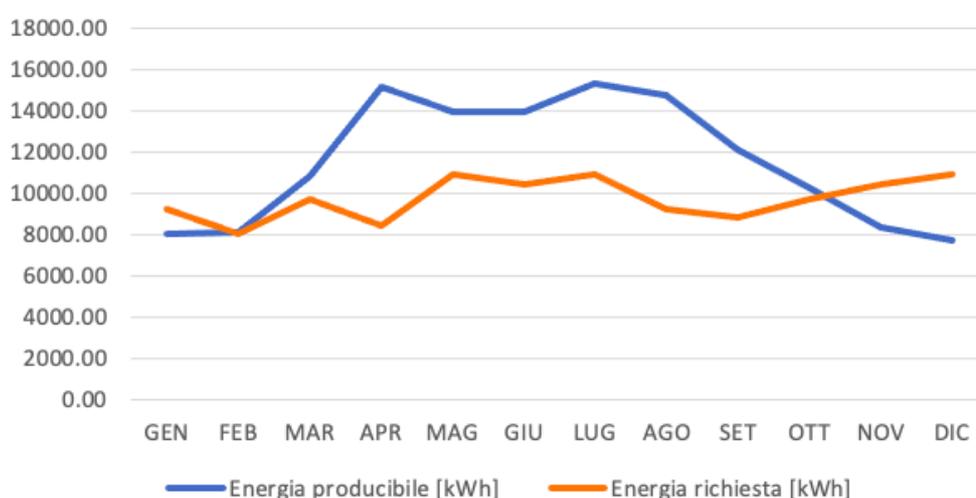


Figura 41 - Confronto fabbisogno producibilità

Simulazione producibilità di PVGIS

Come accennato in precedenza, il software PVGIS offre anche uno strumento di simulazione del sistema fotovoltaico. I dati da inserire per effettuare la simulazione sono i seguenti:

- Latitudine e Longitudine della località, per identificare il sito di interesse
- Il database da cui si vogliono prendere i dati, il software ne mette a disposizione alcuni. Per questa simulazione è stato selezionato il database 'PVGIS – SARAH'
- La tecnologia dei moduli impiegati. Vengono selezionati i moduli in silicio cristallino
- La potenza di picco dell'impianto. Questo fattore è indicativo della potenza installata dell'impianto. L'impianto in questione ha una potenza di 80 [kW], moltiplicheremo questo valore solo alla fine per il confronto con il calcolo effettivo mentre utilizzeremo un fattore unitario per i confronti tra le inclinazioni
- Le perdite di sistema. Il software recita, per questa voce: "Le perdite di sistema comprendono tutte le perdite nell'impianto che riducono l'energia resa alla rete elettrica rispetto all'energia prodotta dai moduli. Ci sono vari tipi di perdite, così come perdite resistive nei cavi, perdite nell'inverter, polvere o neve et cetera. In più, col tempo i moduli tendono a perdere un po' di potenza, e per questo motivo la resa media calcolata per tutta la vita dell'impianto sarà meno della resa nei primi anni". Il valore di default, ovvero quello suggerito, è del 14%.
- Parametri di posa dell'impianto. Nel nostro caso si hanno moduli integrati nell'edificio ed un azimuth di -15° , per quanto riguarda l'inclinazione vedremo due casi distinti.

Inclinazione di 10°

Inizialmente si è effettuata la simulazione con una prima approssimazione dell'inclinazione dei moduli a 10°. I risultati sono stati i seguenti:

MESE	PRODUZIONE MENSILE [kWh/mese]
GEN	73.
FEB	80
MAR	115
APR	136
MAG	161
GIU	161
LUG	172
AGO	158
SET	124
OTT	99
NOV	76
DIC	68

Il cui andamento è descritto dal grafico seguente:

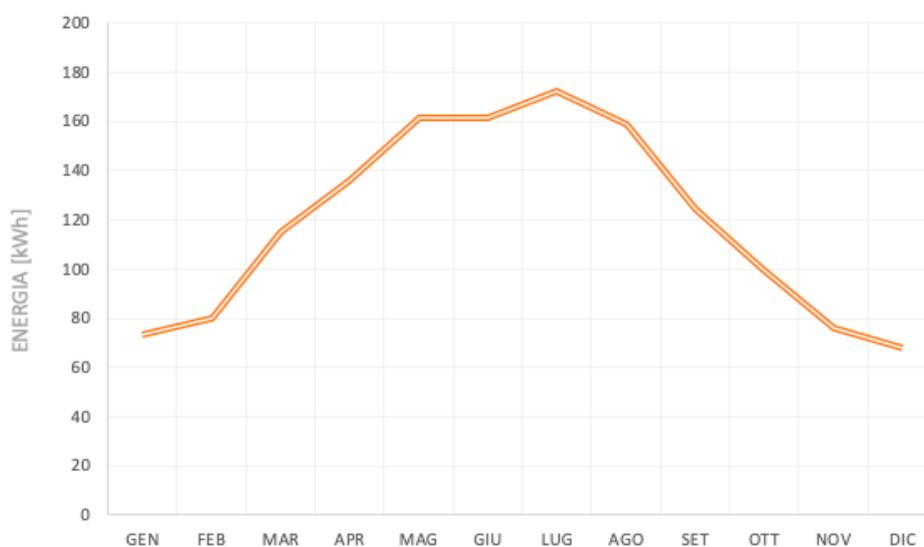


Figura 42 - Produzione mensile inclinazione 10°

Inclinazione di 32°

Il software suggerisce un'inclinazione detta 'Ottima' in quanto è quell'inclinazione dei moduli che permette di produrre il massimo di energia su base annua. A questa inclinazione e con i parametri descritti in precedenza otteniamo i seguenti dati:

MESE	PRODUZIONE MENSILE [kWh/mese]
GEN	96
FEB	95
MAR	125
APR	137
MAG	153
GIU	149
LUG	160
AGO	156
SET	132
OTT	115
NOV	97
DIC	91

Il cui andamento è descritto dal grafico seguente:

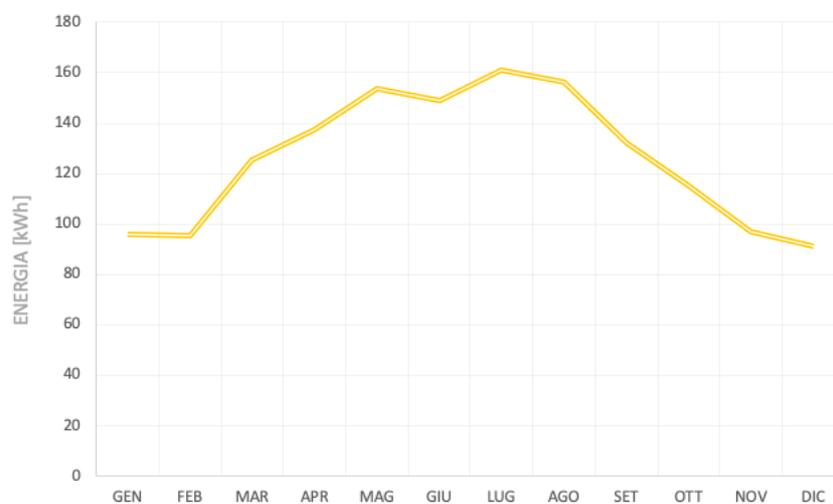


Figura 43 - Produzione mensile inclinazione 30°

Dal confronto delle due possibili applicazioni emerge il fatto che ad un'inclinazione di 10° corrisponde un picco di irradianza, e quindi proporzionalmente di energia potenzialmente producibile, maggiore di quello che si ottiene all'inclinazione ottima di 32°. Questo perché l'inclinazione ottima non è indicata per la ricerca di un picco di energia producibile ma per far sì che la produzione lungo l'anno sia più equilibrata ed omogenea in modo da evitare sprechi e cosicché sulla somma dei 12 mesi l'energia sia maggiore.

Infatti, la somma dell'energia producibile dei 12 mesi risulta essere pari a 1426 [kWh/kWh_{inst}] per i moduli inclinati di 10° mentre risulta pari a 1509 [kWh/kWh_{inst}] nel caso dei moduli inclinati di 32°. La maggiore omogeneità risulta evidente nei grafici seguenti:

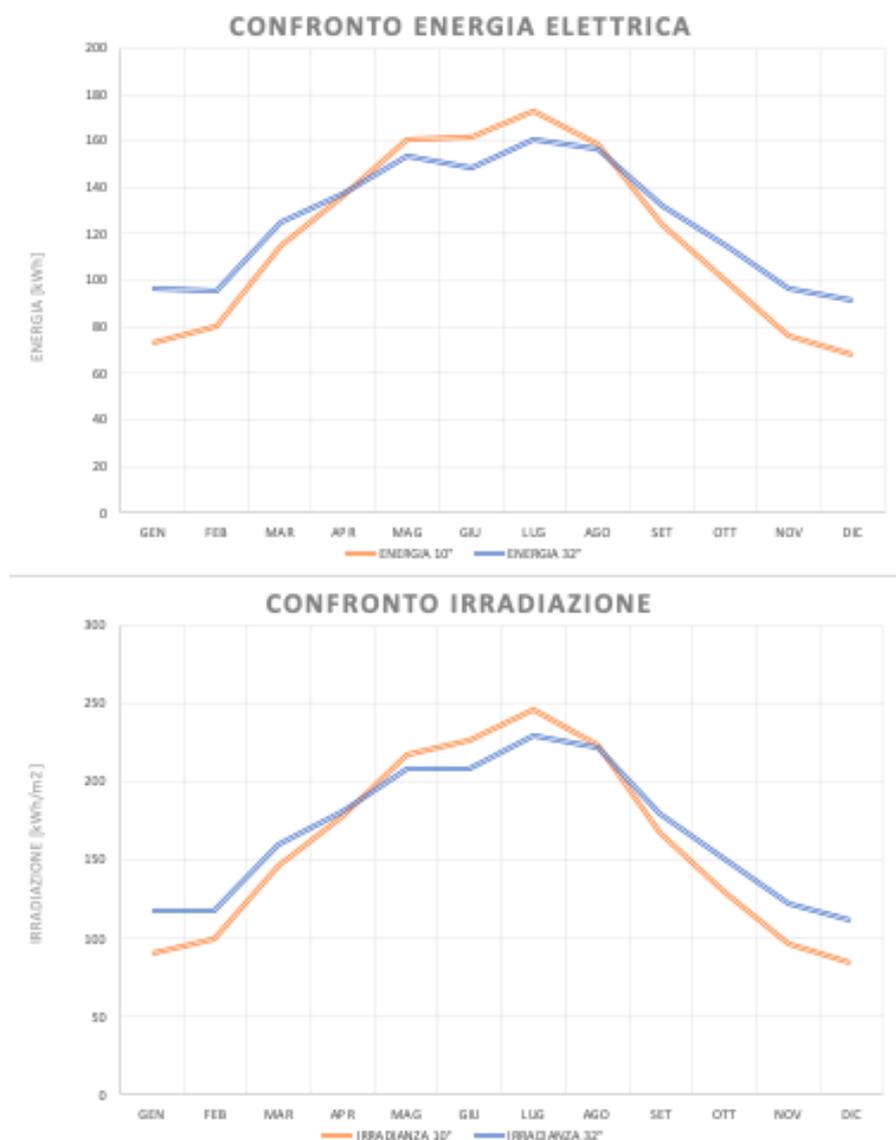


Figura 44 - Confronto produzione di energia elettrica ed irradianza incidente alle diverse inclinazioni

Confronto producibilità PVGIS/fabbisogno

Se effettuiamo un confronto tra i fabbisogni energetici e le quantità di energia viste in precedenza, moltiplicate per i kW nominali dell'impianto, notiamo che nei mesi estivi e primaverili la produzione dell'impianto soddisfa abbondantemente i fabbisogni energetici dell'azienda, mentre nei mesi invernali in cui ovviamente la produzione fotovoltaica è meno efficiente, si rende necessario l'intervento della rete elettrica.

MESE	FABBISOGNO [kWh/mese]	PRODUCIBILITÀ [kWh/mese]	DIFFERENZA [kWh/mese]
GEN	9229	7685	-1544
FEB	8025	7606	-419
MAR	9751	10024	273
APR	8460	10978	2518
MAG	10917	12276	1359
GIU	10442	11904	1462
LUG	10917	12867	1950
AGO	9229	12513	3284
SET	8827	10586	1758
OTT	9751	9221	-530.
NOV	10442	7734	-2708
DIC	10917	7296	-3621

I dati della tabella vengono illustrati nel grafico seguente:

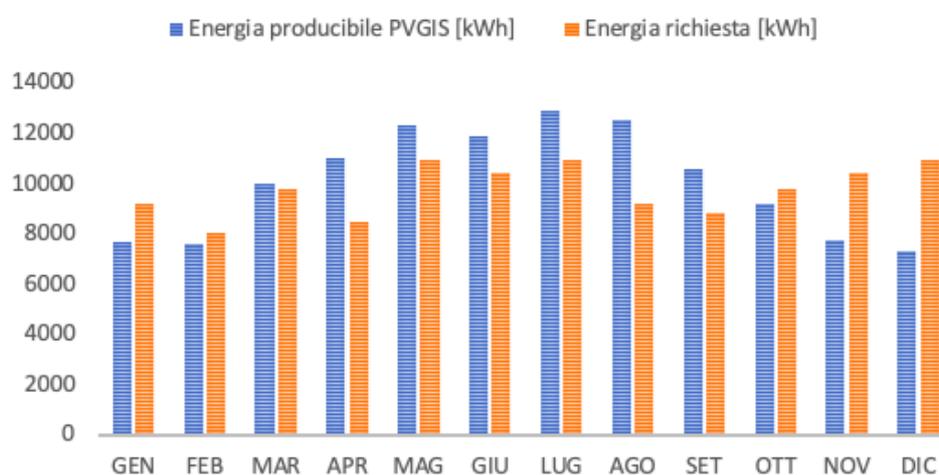


Figura 45 - Confronto tra producibilità PVGIS e fabbisogno

La disposizione dei moduli

Una volta decisa l'inclinazione, o angolo di tilt, con cui verranno montati i pannelli, è possibile passare alla loro collocazione globale sul tetto dell'edificio.

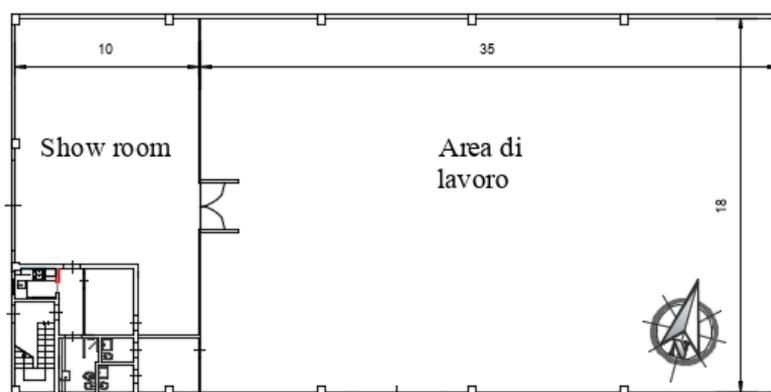


Figura 46 - Pianta edificio

L'edificio gode di una superficie libera, quasi perfettamente orizzontale, di circa 800 m^2 . I moduli scelti hanno una superficie di $1,029 \text{ [m]} * 2,182 \text{ [m]} = 2,245 \text{ [m}^2\text{]}$.

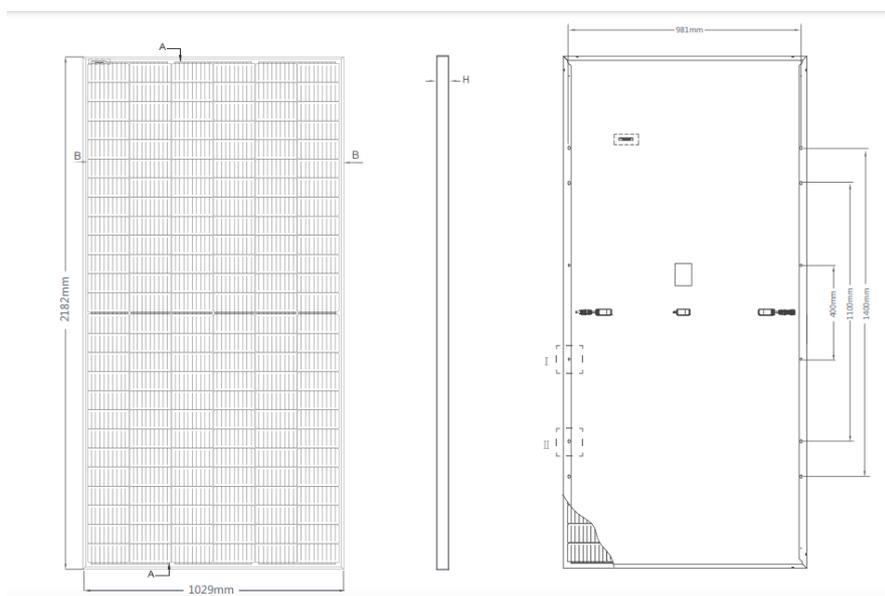


Figura 47 - Dimensioni moduli

Il numero dei moduli deriva dal rapporto tra la potenza che si desidera installare, in questo caso 80 [kW] , e la potenza nominale in *Standard Conditions* del modulo scelto. I moduli *Tiger JKM470M-7RL3* della *Jinko Solar*, scelti per l'impianto, hanno una potenza nominale pari a 480 [W] , quindi si ha che:

$$\frac{80 \text{ [kW]}}{545 \text{ [W]}} = 146.8$$

La condizione determinata ci offre dunque uno dei parametri tramite cui verranno svolti i calcoli, ovvero la declinazione solare, che è possibile evincere nella figura precedente. Nel caso del solstizio di inverno, nell'emisfero australe la declinazione solare vale:

$$\delta = -23,5^\circ$$

Lo schema del problema in questione si presenta come in figura:

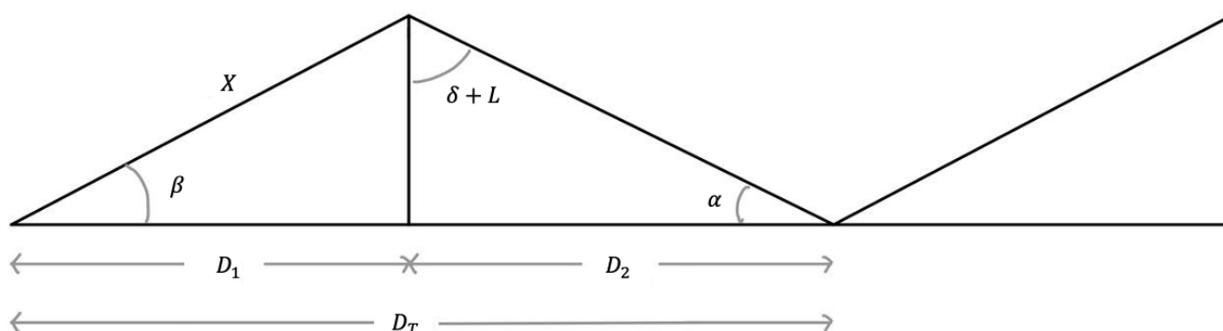


Figura 49 - Schema ombreggiamento sui moduli

In cui:

- X è la lunghezza del modulo: $X = 2,278 [m]$
- β è l'angolo di tilt: $\beta = 32^\circ$
- α è l'altezza solare: angolo formato dai raggi solari con l'orizzontale $\alpha = 90 - (L - \delta) = 90 - (37,22 + 23,5) = 29,28^\circ$
- δ è la declinazione solare: $\delta = -23,5^\circ$
- L è la latitudine del sito in questione: $L = 37,22^\circ$
- D_2 è l'ombra che l'incidenza del sole sul modulo genera sulla superficie
- D_1 è la base del modulo inclinato: $D_1 = X \cdot \cos \beta = 1,931 [m]$
- D_T è la distanza totale tra le file di moduli, l'incognita che verrà calcolata:

$$D_T = D_1 + D_2$$

Conoscendo già il valore di D_1 , quello che serve è il valore di D_2 . Quindi si ha che:

$$\begin{cases} D_1 = X \cdot \cos \beta = 1,931 [m] \\ D_2 = \frac{X \cdot \sin \beta}{\tan \alpha} = 2,152 [m] \\ D_T = X \cdot \cos \beta + \frac{X \cdot \sin \beta}{\tan \alpha} = 4,084 [m] \end{cases}$$

Nelle figure seguenti è possibile notare la disposizione dei moduli ed il loro collegamento con gli inverter, per cui è prevista la costruzione di un locale dentro cui collocarli:

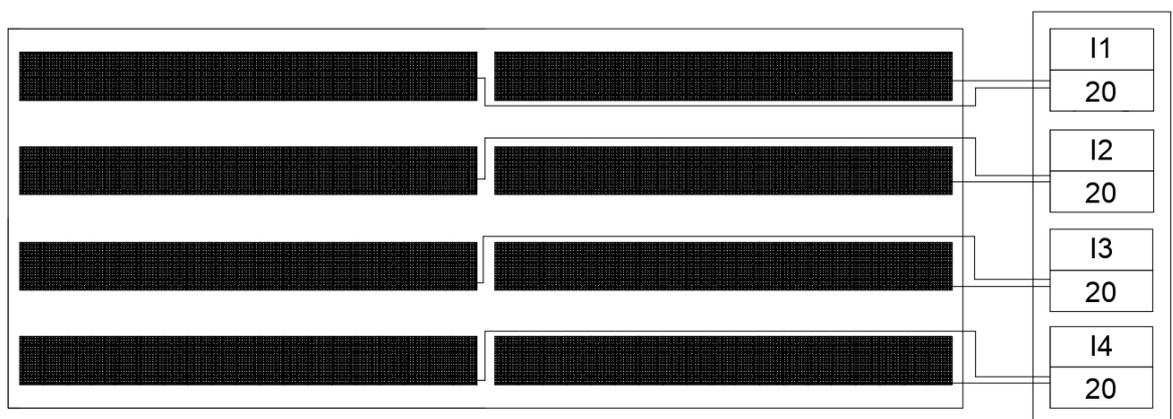
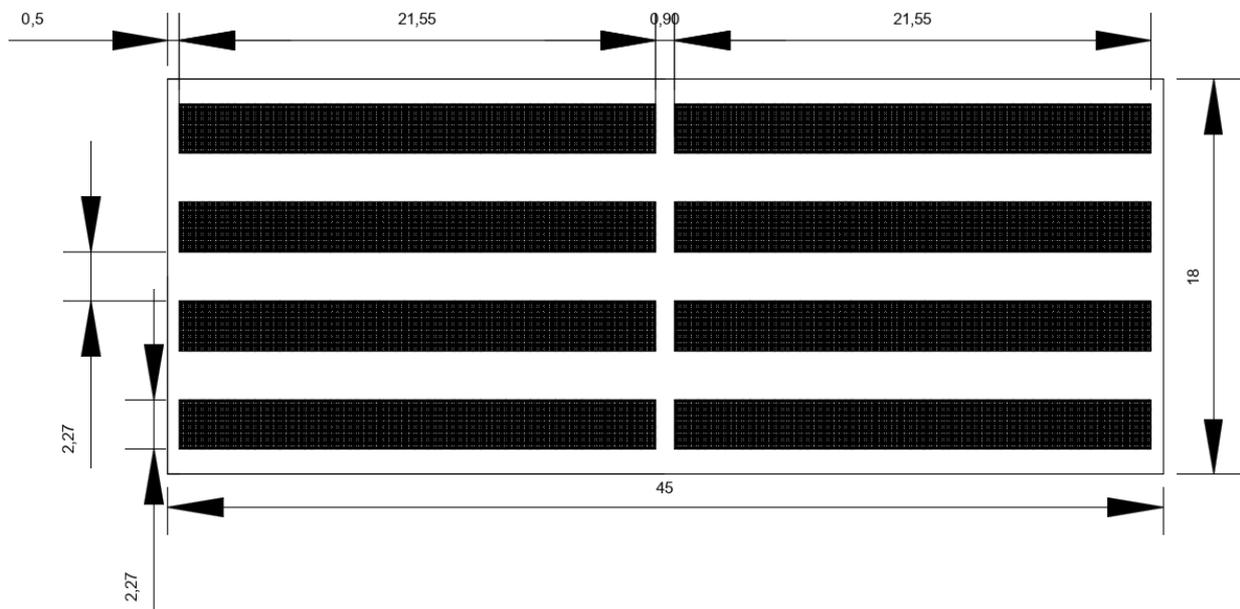


Figura 50 - Disposizione moduli e collegamento agli inverter

5. Incentivazione Energia Fotovoltaica

L'unione Europea, attraverso sistemi di incentivazione, si pone come obiettivo la promozione delle fonti energetiche alternative nel panorama più ampio di sensibilizzazione al rispetto e alla tutela dell'ambiente. L'ente individuato per il conseguimento degli obiettivi descritti è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che realizza studi e statistiche sul settore e supporta la pubblica amministrazione nelle operazioni che si muovono verso la direzione del conseguimento di una maggiore e più sostenibile efficienza energetica.

Fondamentalmente la necessità di regolare meccanismi di questo tipo nasce dalla natura stessa della fonte energetica in questione. Non potendo controllare o gestire completamente la produzione energetica che deriva da fonti naturali come la luce solare, è chiaro che non ci sia una quadratura perfetta tra produzione e domanda e che quindi, chi si avvale di energia prodotta da impianti di questo genere, debba prevedere dei provvedimenti per ovviare alla sottoproduzione e per sfruttare al meglio la sovrapproduzione.

Vedremo nei paragrafi seguenti, tramite quali strumenti il GSE si rapporta con i produttori di energia e di quali servizi questi ultimi possono avvalersi per far rendere al meglio la propria produzione.

Ritiro Dedicato (RID)

Il ritiro dedicato è un servizio offerto dal GSE che consente ai titolari degli impianti, ritenuti idonei, che ne facciano richiesta, di vendere l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete ad un prezzo che rispetti i valori di mercato.

Il regime di ritiro dedicato si pone quale alternativa al normale regime di vendita, con la particolarità del fatto che il prezzo non è oggetto di trattativa come nel libero mercato ma è stabilito dall'autorità competente, l'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), sulla base del prezzo unitario nazionale (PUN). Il prezzo di scambio è definito per ogni ora di ogni giorno sulla base dell'incontro tra domanda e offerta, in altre parole sono accettate solamente le offerte di vendita a cui corrispondono offerte di acquisto disposte a pagare un prezzo maggiore o uguale a quello richiesto. Di conseguenza il PUN che va a formarsi come appena descritto è variabile ogni ora dell'anno con valori

tendenzialmente più alti nelle ore in cui è più difficile e costoso produrre energia mentre presenta valori più bassi nelle ore di maggior produzione e quindi di maggiore offerta.

Il regime di ritiro dedicato è riservato:

- 1) all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte,
- 2) all'energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili quali ad esempio l'energia eolica, solare, geotermica e del moto ondoso.

Nella delimitazione delle condizioni economiche di ritiro, si tiene conto delle esigenze e delle condizioni degli impianti di ridotte dimensioni che devono confrontarsi con grandi costi di manutenzione e di esercizio a fronte di una esigua produzione annua. A tal scopo è stata stabilita l'applicazione di prezzi minimi garantiti al fine di agevolare la 'sopravvivenza economica' di questi impianti di minori dimensioni ma dal forte beneficio in termini di tutela ambientale e sviluppo delle risorse rinnovabili.

Gli impianti che rispettano i parametri per poter godere del prezzo minimo garantito possono usufruirne anche qualora commercializzino l'energia elettrica sul mercato libero. In questo modo, è quindi consentito il vantaggio relativo al PMG anche nel caso in cui l'energia elettrica non sia ritirata nell'ambito del ritiro dedicato. Quindi gli impianti che avrebbero diritto ad accedere al ritiro dedicato possono avvalersi del prezzo minimo garantito anche destinando la propria energia elettrica ad un mercato organizzato. In questi casi viene siglata una convenzione con il GSE che riconosce a conguaglio la differenza, se positiva, tra

- il prodotto tra i PMG e la quantità di energia immessa
- il prodotto tra il prezzo zonale orario (PO) e la medesima quantità di energia

in cui il prezzo zonale orario è il prezzo che si forma sul mercato elettrico e che varia in base all'orario di immissione, e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto. In questo modo viene garantita la maggiore remunerazione possibile.

Prezzo minimo garantito

La finalità del prezzo minimo garantito è quella di garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico. Questo implica che il prezzo in questione sia soggetto ad aggiornamenti nel tempo.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, dal 2014 l'accesso al prezzo minimo garantito è riservato alle seguenti tipologie di impianto:

- a fonte rinnovabile, che non gode di incentivi, di potenza fino ad 1 [MW]
- fotovoltaico, che gode delle "incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta", di potenza nominale fino a 100[kW]

Vediamo ora come questi prezzi vengono aggiornati nel tempo. Si noti che i prezzi valgono limitatamente ai primi 2 milioni di [kWh] annui nel caso degli impianti alimentati da biogas, da fermentatori anaerobici, da biomasse solide e da biomasse liquide, e ai primi 1.5 milioni per tutti gli altri impianti

Fonte	Energia Elettrica Ritirata Annualmente [kWh]	PMG [€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici e biomasse solide e liquide	fino a 2.000.000	$PMG_t = PMG_{t-1} \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right)$
Biogas da discarica	fino a 1.500.000	$PMG_t = PMG_{t-1} \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right)$
Eolica	fino a 1.500.000	$PMG_t = PMG_{t-1} \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right)$
Solare Fotovoltaico	fino a 1.500.000	$PMG_t = PMG_{t-1} \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right)$
Idrica	fino a 1.500.000	$PMG_t = PMG_{t-1} \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right) + 25$
Geotermica	fino a 1.500.000	$PMG_t = PMG_{t-1} \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right)$

In cui:

- PMG_t è il prezzo minimo garantito dell'anno t
- PMG_{t-1} è il prezzo minimo garantito dell'anno t-1
- FOI_{t-1} è il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato nell'anno t-1 rispetto all'anno t-2

Scambio sul posto (SSP)

Lo scambio sul posto è un servizio erogato dal GSE, che si basa sul confronto tra l'energia immessa in rete dall'impianto e quella prelevata. Questo servizio è estendibile a tutti gli impianti fotovoltaici, fino a 500 [kW] in esercizio a partire da gennaio 2015. Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata.

Il meccanismo SSP mira a valorizzare ulteriormente l'energia prodotta dall'impianto. L'energia autoconsumata viene direttamente sfruttata mentre il resto dell'energia viene immessa in rete, e questo meccanismo consente all'utente di accedere ad una compensazione economica che risulta dal confronto di cui sopra. In questo paragrafo non stiamo tenendo in considerazione una terza via che l'energia potrebbe avere a disposizione, ovvero l'accumulo. Se l'impianto fosse dotato di un sistema di accumulo, quando l'impianto non è in grado di produrre esso si rifarebbe all'energia immagazzinata e solo al suo esaurirsi preleverebbe energia dalla rete.

La compensazione economica di cui stiamo parlando prende il nome di *contributo in conto scambio*, un contributo che ripaga l'utente dell'energia che ha immesso in rete. Oltre a questo, c'è un eventuale pagamento delle eccedenze che si hanno se, alla fine dell'anno solare, il totale di energia immessa in rete è maggiore dell'energia prelevata. Dunque, si hanno due contributi:

- Contributo in conto scambio
- Eventuale liquidazione delle eccedenze

Vediamo in termini analitici come è effettuata la valutazione del contributo in conto scambio:

$$C_s = \min(O_E, C_{EI}) + CU_{sf} \cdot E_s$$

in cui:

- O_E è l'onere energia, ovvero il prezzo per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata annualmente. Si calcola moltiplicando la quantità di energia elettrica prelevata E_{PR} per il prezzo unico nazionale PUN).
- C_{EI} è il controvalore dell'energia immessa, cioè il valore economico dell'energia immessa in rete. È il prodotto tra la quantità di energia immessa in rete ed il prezzo zonale dell'energia sul 'mercato del giorno prima'.
- CU_{sf} è il corrispettivo unitario di scambio forfettario, ovvero il valore espresso in centesimi di euro che tiene conto delle tariffe di trasmissione distribuzione e dispacciamento.
- E_s è l'energia scambiata con la rete annualmente.

Il GSE effettua le letture del contatore, che vengono comunicate al gestore, verificando quanta energia è stata prelevata e quanta è stata immessa.

Nel caso in cui il valore complessivo dell'energia elettrica immessa in rete risulti maggiore del valore complessivo dell'energia acquistata dalla rete, allora l'utente avrà diritto a riscattare questa differenza che prende il nome di *eccedenza*.

Il riscatto di queste eccedenze può avvenire in due modi:

- Valorizzazione a credito: per cui il valore economico delle eccedenze viene conservato e riscattato nell'anno successivo
- Valorizzazione in liquidazione: per cui l'utente decide di riscattare nello stesso anno le eccedenze come introito separato rispetto al contributo in conto scambio

Determinazione dell'onere energia OE

L'onere energia si calcola come:

$$O_E = \sum_{i=1}^{12} (E_{PR,i} \cdot PUN_i)$$

In cui:

- $E_{PR,i}$ è la quantità di energia che mensilmente viene prelevata dalla rete

- PUN_i è il prezzo unitario nazionale di ogni mese

Dal sito del GME, il gestore del mercato elettrico, vengono ricavati i valori del PUN mensile dell'anno 2020, i più recenti disponibili. Questi vengono moltiplicati per il valore in kWh di energia prelevata dalla rete per ottenere il valore di $O_{E,m}$ relativo ad ogni mese.

	PUN [€/MWh]	PUN [€/kWh]	Energia acquistata dalla rete [kWh]	Oe [€]
GEN	47,47	0,05	37,99	1,80
FEB	39,39	0,04	45,89	1,80
MAR	31,99	0,03	70,85	2,26
APR	24,81	0,02	204,70	5,07
MAG	21,79	0,02	130,78	2,84
GIU	28,01	0,03	140,77	3,94
LUG	38,01	0,04	162,21	6,16
AGO	40,32	0,04	153,38	6,18
SET	48,8	0,05	105,58	5,15
OTT	43,57	0,04	69,25	3,01
NOV	48,75	0,05	46,47	2,26
DIC	54,04	0,05	35,45	1,91

La sommatoria degli $O_{E,m}$ fornisce il valore di O_E cercato:

$$O_E = 42.45 \text{ [€]}$$

Determinazione del controvalore dell'energia immessa *CEI*

Per il calcolo del controvalore dell'energia immessa, bisogna far riferimento ad i prezzi zonali orari relativi alla località di interesse, in questo caso si fa riferimento ai prezzi per la regione Sicilia, come indicato nel sito del GME.

Purtroppo, l'anno più recente di cui si dispone di dati a sufficienza è il 2018. I prezzi vengono forniti classificati nelle fasce F1, F2 ed F3 distinte tra loro in base a giorni feriali e festivi ed in base all'orario di utilizzo. Per semplicità di calcolo si è effettuata una media tra questi valori come indicato in tabella:

	PZ F3 [€/MWh]	PZ F2 [€/MWh]	PZ F1 [€/MWh]	PZ medio [€/MWh]	PZ medio [€/kWh]
GEN	44,6	69,12	62,46	58,73	0,06
FEB	44,75	70,34	62,06	59,05	0,06
MAR	40,63	59,4	49,76	49,93	0,05
APR	37,64	53,88	52,78	48,10	0,04
MAG	47,1	65,78	66,31	59,73	0,06
GIU	51,66	59,16	61,01	57,28	0,06
LUG	65,91	77,74	73,3	72,32	0,07
AGO	70,66	92,17	82,36	81,73	0,08
SET	70,66	92,17	82,36	81,73	0,08
OTT	61,25	69,85	70,63	67,24	0,07
NOV	58,67	74,05	68,04	66,92	0,07
DIC	58,69	83,4	80,66	74,25	0,07

Si sono poi moltiplicati i valori del prezzo zonale medio mensile per i corrispettivi valori di energia immessa in rete:

	PZ medio [€/kWh]	Energia immessa in rete [kWh]	$C_{EI,m}$ [€]
GEN	0,06	179	10,49
FEB	0,06	158	9,36
MAR	0,05	144	7,17
APR	0,04	84	4,06
MAG	0,06	154	9,21
GIU	0,06	149	8,51
LUG	0,07	142	10,29
AGO	0,08	77	6,28
SET	0,08	102	8,35
OTT	0,07	161	10,85
NOV	0,07	243	16,23
DIC	0,07	261	19,39

Ed infine il valore di C_{EI} è stato calcolato sommando i 12 contributi mensili, ottenendo un valore di

$$C_{EI} = 120,26 \text{ [€]}$$

Determinazione dei parametri CU_{sf} ed E_s

Dal sito del GSE, è stato possibile consultare le tabelle riportanti i valori dei contributi unitari di scambio forfettario per l'anno 2019. Nel caso dell'azienda in questione il valore di CU_{sf} è pari a

$$CU_{sf} = 4,98 \left[\frac{c\text{€}}{kWh} \right]$$

Il valore di energia scambiata annualmente con la rete (E_s) è pari al valore minimo tra l'energia immessa (E_I) e l'energia prelevata (E_{PR})

	Energia prelevata [kWh]	Energia immessa [kWh]
GEN	38	179
FEB	46	158
MAR	71	144
APR	205	85
MAG	130	154
GIU	140	149
LUG	162	142
AGO	153	77
SET	105	102
OTT	69	161
NOV	46	243
DIC	35	261
TOTALE	1203	1855

Da cui risulta che il valore minimo è quello dell'energia prelevata. Quindi si ha che

$$E_s = 1203 [kWh]$$

Calcolo finale

In conclusione, è possibile stimare il valore del contributo in conto scambio:

$$C_s = \min(42,45, 120,26) \text{ [€]} + 4,98 \left[\frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right] \cdot 1203,39 \text{ [kWh]} = 102,37 \text{ [€]}$$

Che è il valore che verrebbe corrisposto all'utente annualmente dal Gestore dei servizi energetici.

La tariffa di immissione in rete

La procedura per il calcolo del contributo in conto scambio torna utile per ricavare un valore più o meno attendibile della tariffa di immissione in rete che tornerà utile in sede di valutazione dell'investimento sull'impianto. Questa tariffa può essere stimata come somma del prezzo zonale medio della zona di riferimento e del contributo unitario di scambio forfettario:

$$t_{injection} = PZ_{medio,annuo} \left[\frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right] + CU_{sf,annuo} \left[\frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right]$$

Il prezzo zonale medio annuo si può calcolare come media tra i prezzi zionali mensili:

	PZ medio [€/kWh]
GEN	0,058
FEB	0,059
MAR	0,049
APR	0,041
MAG	0,059
GIU	0,057
LUG	0,072
AGO	0,081
SET	0,081
OTT	0,067
NOV	0,066
DIC	0,074
MEDIA	0,064

Da cui risulta:

$$PZ_{medio,annuo} = 6,47 \left[\frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right]$$

Essendo:

$$CU_{sf,annuo} = 4,98 \left[\frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right]$$

Si ha che:

$$t_{injection} = 6,47 \left[\frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right] + 4,98 \left[\frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right] = 11,45 \left[\frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right]$$

Con questo valore verranno svolti i calcoli relativi alla valutazione economica dell'investimento. In particolare, questo valore rappresenta il costo di vendita dell'energia alla rete quando l'energia prodotta non è simultaneamente autoconsumata.

6. Valutazione economica del progetto

Una volta valutato il risultato del bilancio energetico, è possibile valutare la fattibilità del progetto da un punto di vista economico. La valutazione economica dell'investimento è composta da vari elementi quali l'elenco dettagliato delle voci di costo dei componenti e la raccolta dei flussi di cassa previsti durante la vita dell'impianto. Le voci di costo più importanti risultano essere i moduli fotovoltaici e l'inverter.

VAN – Teoria del Valore Attuale Netto

La valutazione viene effettuata tramite un parametro detto *Valore Attualizzato Netto* (VAN).

Più che ad un parametro, con la sigla VAN ci si riferisce più spesso ad un metodo di calcolo tramite cui è possibile valutare se un progetto è capace di produrre valore ed in quanto tempo avverrà il rientro economico.

Il periodo in questione è detto *payback period*, ed in sostanza ci dice dopo quanto tempo verrà recuperato il valore dell'investimento iniziale ed i flussi di cassa saranno dei guadagni netti. In termini più sintetici, il VAN consente di scoprire se l'investimento oggetto della valutazione è conveniente oppure no ed in quanto tempo permette di generare benefici economici. Il grado di convenienza dell'investimento si può esprimere tramite il rapporto tra il valore del VAN a 25 anni ed il costo di installazione.

La teoria del VAN prevede l'attualizzazione dei flussi di cassa futuri, ovvero successivi al momento dell'investimento. Quindi i flussi di cassa vanno riportati al valore che avrebbero avuto al tempo dell'esborso, il *tempo zero*, mediante il tasso di attualizzazione. Dato che per un impianto fotovoltaico la durata è lunga ed il rischio è relativamente basso, si assume un tasso di attualizzazione del 3%. Il calcolo del VAN è svolto tramite la seguente equazione:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

In cui:

- I_0 è l'investimento iniziale sostenuto al tempo zero.
- F_j è il flusso di cassa relativo all'anno j-esimo.
- i è il tasso di interesse, costante e fissato al valore del 3%.

Il calcolo

Il principio sulla quale si basano i calcoli svolti, può essere spiegato in maniera efficace dalla seguente figura:

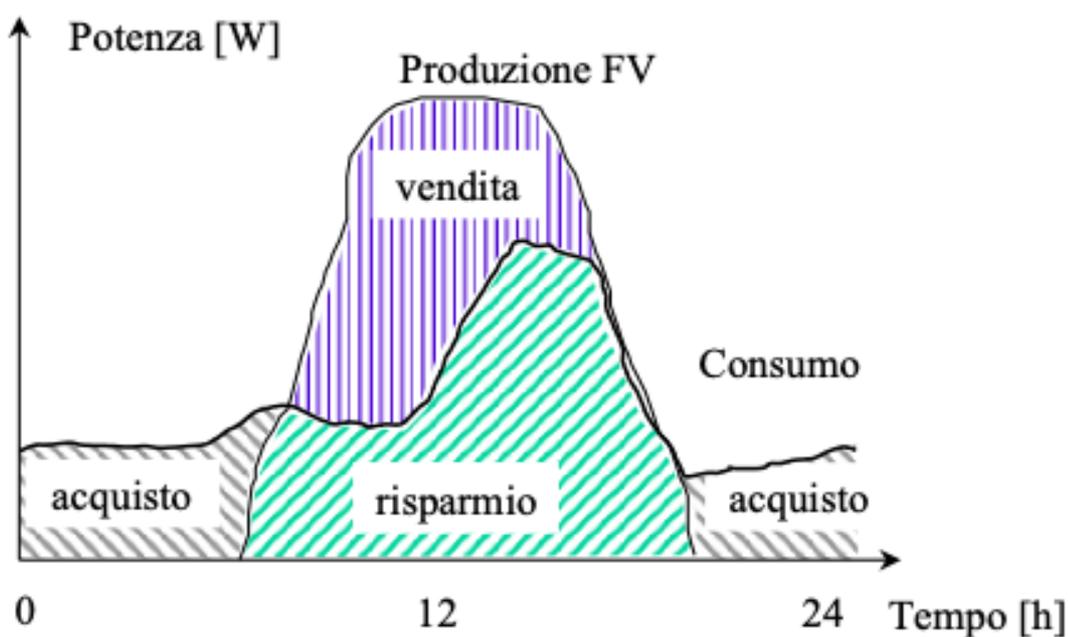


Figura 51 - Principio di interazione economica tra impianto e rete

Durante le ore del giorno si ha un profilo di carico con dei picchi concentrati durante i turni di lavoro e con un abbassamento della richiesta durante la pausa pranzo. La produzione fotovoltaica invece ha un profilo netto a campana, con un picco durante la fascia oraria caratterizzata da un più elevato valore di irraggiamento. Nella figura sono evidenziate le intersezioni tra queste due funzioni:

- Quando non avviene la produzione di energia, l'utenza dovrà avvalersi del prelievo in rete, alle tariffe imposte dal proprio gestore
- Durante la produzione, l'utenza può attingere all'impianto fotovoltaico ed utilizzare tutta o una parte dell'energia da esso prodotta. In figura vediamo una produzione che supera il fabbisogno, allora l'utenza preleverà tutta l'energia necessaria dalla rete, risparmiando su quell'energia, e potrà vendere il surplus. Nel caso in cui invece il fabbisogno superasse la produzione, quando ad esempio il meteo non rende performante l'impianto o quando questo ha richieste energetiche particolarmente elevate, l'utenza preleverà tutta l'energia prodotta dall'impianto e dovrà anche attingere dalla rete.

In questo modo è ben definite il ruolo della rete come gestore dei surplus e delle mancanze della produzione dell'impianto fotovoltaico rispetto alle esigenze energetiche dell'azienda.

Come descritto in precedenza, per il calcolo del VAN è necessario calcolare alcuni parametri: l'investimento iniziale ed i flussi di cassa.

Per quanto riguarda l'investimento iniziale si ha che

$$I_0 = \text{Prezzo}_{kW} \left[\frac{\text{€}}{kW} \right] \cdot \text{Potenza} [kW]$$

In cui si stima un prezzo per ogni kW di potenza, derivante dalla somma dei componenti dell'impianto: principalmente moduli fotovoltaici ed inverter.

Fortunatamente, il valore di questo parametro si è notevolmente abbassato nel corso degli anni grazie agli sviluppi tecnologici. Basti pensare che fino al 2007 questo si aggirava intorno ai 3000/4000 $\left[\frac{\text{€}}{kW} \right]$ per passare poi a circa 2000 $\left[\frac{\text{€}}{kW} \right]$ nel 2011. Oggi, possiamo avvalerci di un prezzo di circa 1500 $\left[\frac{\text{€}}{kW} \right]$.

Il calcolo dei flussi di cassa è ben più complesso rispetto all'investimento iniziale in quanto chiama in causa diversi fattori, nonché una valutazione circa l'autoconsumo dell'energia prodotta. In particolare, i fattori di cui stiamo parlando sono i seguenti:

- $P_n [kW]$: Potenza nominale dell'impianto. Questo valore è pari a 80 [kW].
- $E_p \left[\frac{kWh}{kW} \right]$: Produzione di energia per kW, questo dato è fornito da PVGIS. Questo valore è pari a 1508 $\left[\frac{kWh}{kW} \right]$.

- $t_{injection} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$: Tariffa di vendita dell'energia immessa in rete. Calcolata nei capitoli precedenti, pari a 0,11 [€/kWh]
- $t_{purchase} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$: Tariffa di acquisto di energia dalla rete, il cui valore è stato stimato pari a 0,15 [€/kWh]
- SC [%]: Self-Consumption, ovvero la quantità di energia prodotta e direttamente consumata. Successivamente, verrà effettuata la stima di questo parametro.
- $O\&M$ [%]: Operation and maintenance, ovvero costi relativi ad operazioni di esercizio ed interventi di manutenzione, espressi come percentuale del costo di investimento totale. Questo valore si ipotizza valga l'1% del costo di investimento totale
- $C_{installation} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right]$: : Installation cost per kW, ovvero il costo di installazione per kW di potenza. Si ottiene dividendo i costi totali per i kW di potenza installati.

Per quanto riguarda l'autoconsumo, SC , e la percentuale di energia immessa in rete la stima è stata effettuata nel modo seguente: per ogni mese, o meglio per ogni giorno e quindi per ogni ora del giorno, è stata valutata la produzione energetica ed il fabbisogno, come descritto nei capitoli precedenti. Quando la produzione oraria di energia è maggiore del fabbisogno, allora la loro differenza farà parte della sommatoria dei kWh da vendere, viceversa farà parte della sommatoria dei kWh da acquistare. Ad esempio, a marzo alle ore 10 il consumo è pari a 49,5 [kWh] mentre la produzione è pari a 45,8 [kWh], la differenza di 3,7 [kWh] è un deficit di energia che dovrà essere acquistato dalla rete e farà dunque parte della sommatoria dei kWh da acquistare. Alle ore 11 dello stesso mese si ha invece un fabbisogno di 38,45 [kWh] ed una produzione di 48,4 [kWh], stavolta la differenza di circa 10 [kWh] verrà immessa in rete e farà dunque parte della sommatoria dei kWh da vendere.

Per ogni fascia oraria, quando la produzione supera il fabbisogno, l'autoconsumo sarà pari al fabbisogno mentre viceversa l'autoconsumo sarà pari alla produzione.

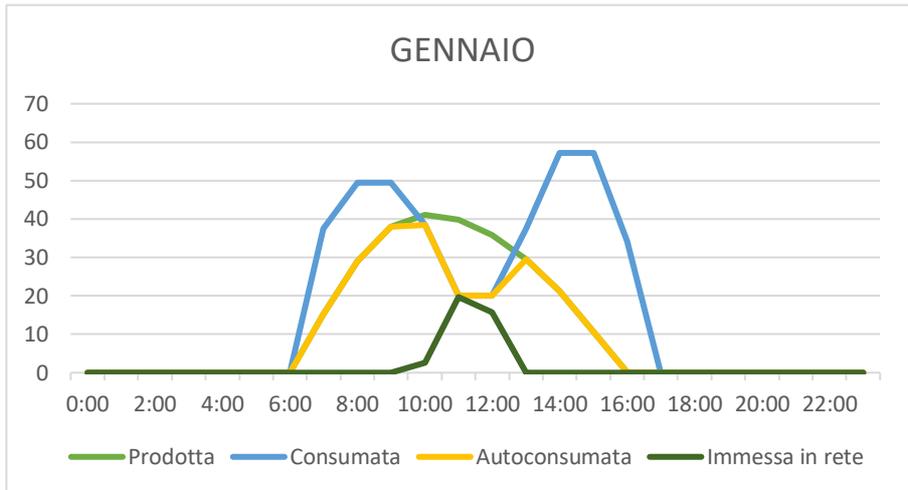


Figura 52 - Simulazione energetica gennaio

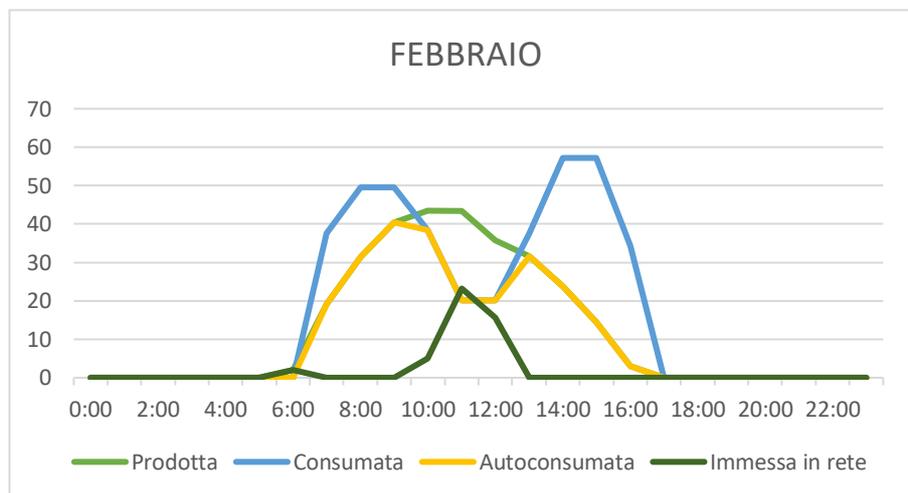


Figura 53 - Simulazione energetica febbraio

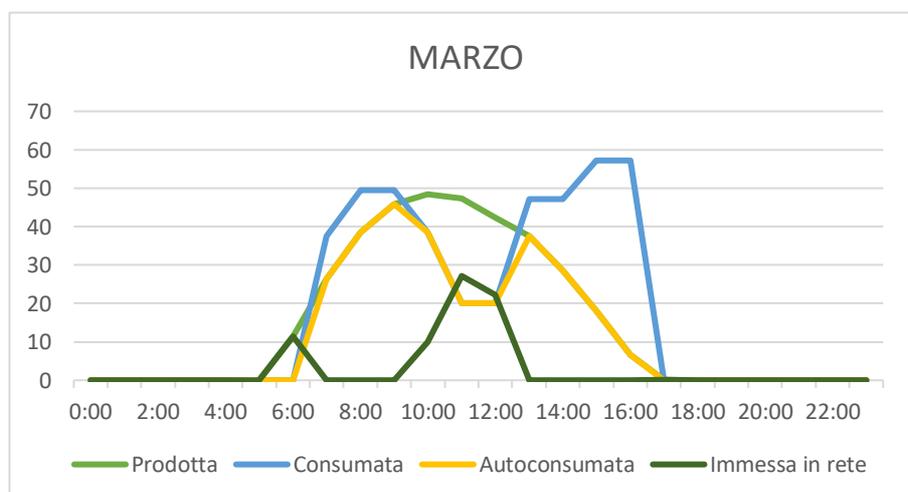


Figura 54 - Simulazione energetica marzo

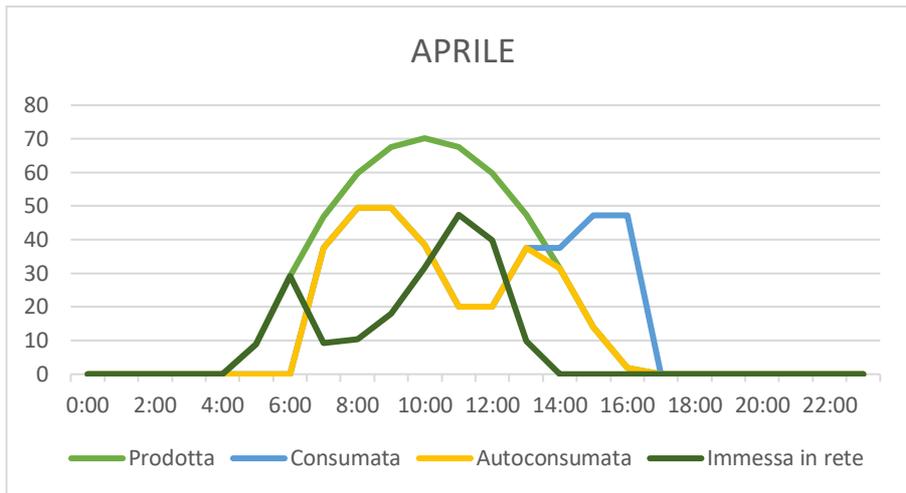


Figura 56 - Simulazione energetica aprile

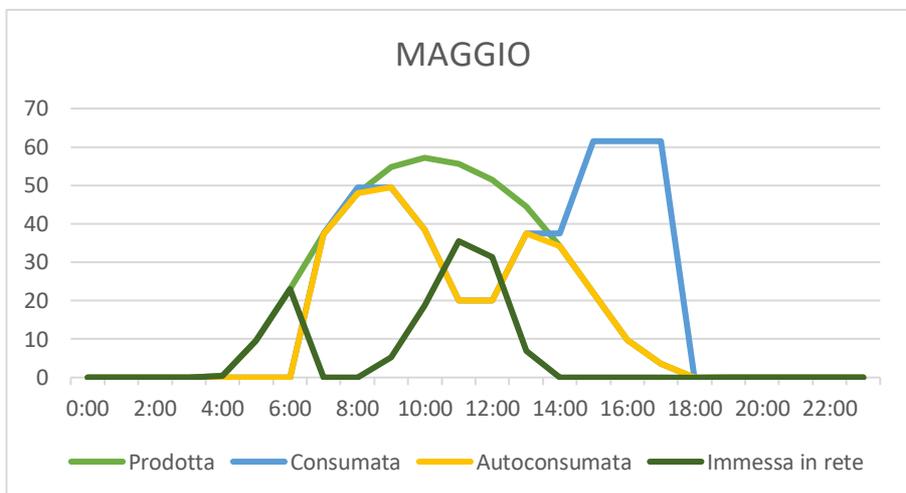


Figura 55 - Simulazione energetica maggio

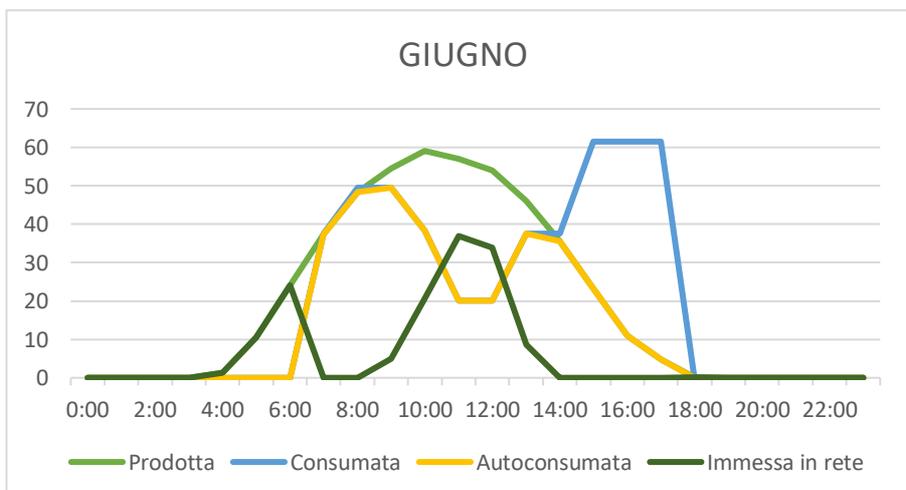


Figura 57 - Simulazione energetica giugno

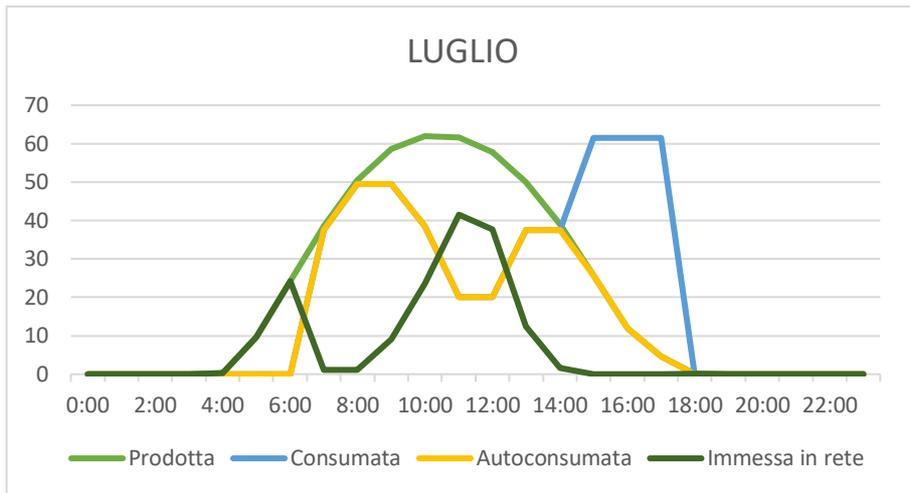


Figura 58 - Simulazione dinamica luglio

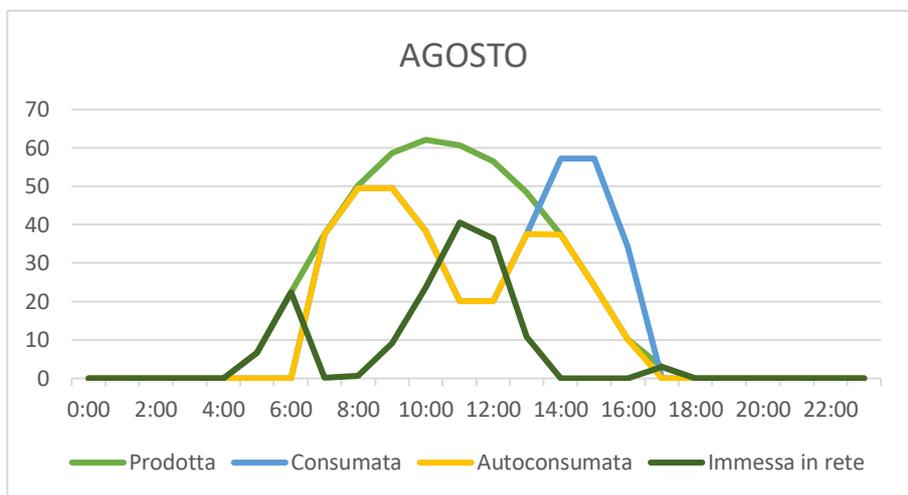


Figura 59 - Simulazione dinamica agosto

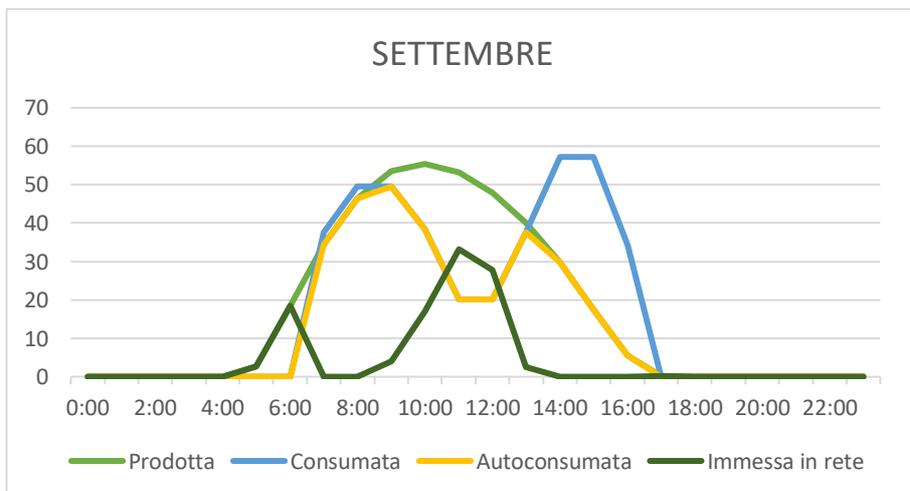


Figura 60 - Simulazione dinamica settembre

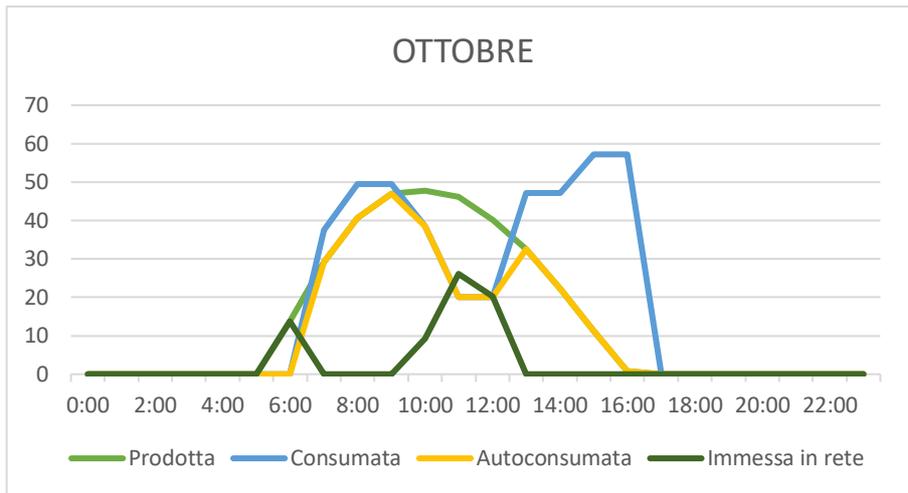


Figura 62 - Simulazione dinamica ottobre

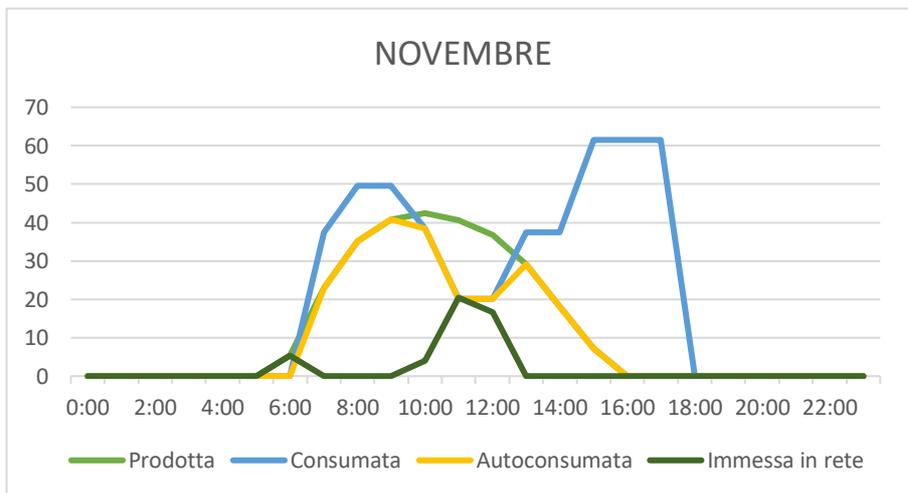


Figura 63 - Simulazione dinamica novembre

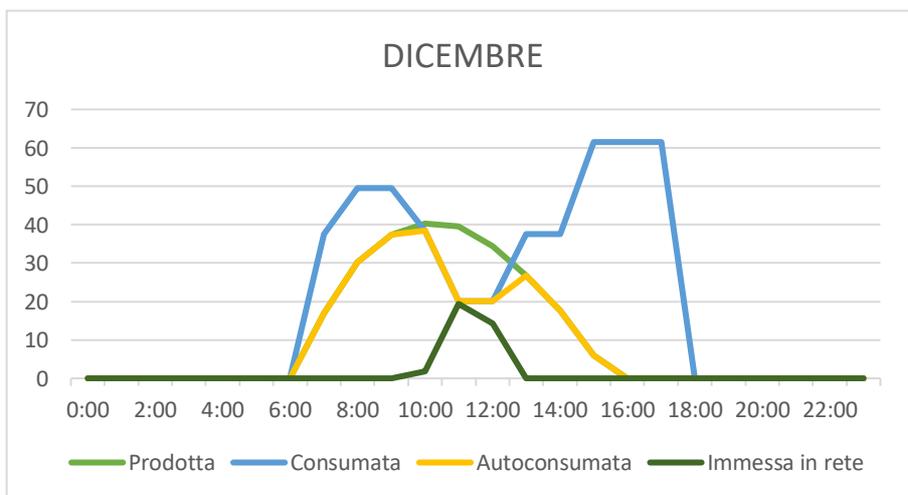


Figura 61 - Simulazione dinamica dicembre

	FABBISOGNO [kWh]	PRODUZIONE [kWh]	VENDERE [kWh]	ACQUISTARE [kWh]	AUTOCONSUMO [kWh]	AUTOCONSUMO SUL TOTALE [%]
GEN	401	260	179	38	222	0,85
FEB	401	289	158	46	243	0,84
MAR	424	351	144	71	280	0,79
APR	385	505	84	205	300	0,59
MAG	475	451	154	131	320	0,71
GIU	475	467	149	141	326	0,69
LUG	475	494	142	162	332	0,67
AGO	401	478	77	153	324	0,67
SET	401	405	102	106	299	0,73
OTT	424	332	161	69	262	0,79
NOV	475	278	243	46	232	0,83
DIC	475	249	261	35	213	0,85

Per ottenere un unico valore percentuale di autoconsumo si è effettuata la media dei valori di ogni mese. Il valore che ne risulta è il seguente:

$$SC = \frac{\sum_{i=1}^{12} SC_i}{12} = 75 \%$$

Un altro parametro interessante per valutare l'autonomia dell'impianto è il *Self Sufficiency* (SS) ovvero il rapporto tra l'energia simultaneamente prodotta e consumata ed il fabbisogno totale. In poche parole, è l'analogo del parametro SC appena calcolato ma riferito ai carichi e non alla produzione. Si riporta quindi per completezza anche il calcolo relativo al *Self Sufficiency* che unitamente a SC può dare un'idea più completa dell'autosufficienza dell'impianto:

$$SS = 65\%$$

Per il parametro C_{inst} si è stimato un valore approssimativo di $1500 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right]$ che tiene conto del valore degli inverter e dei moduli fotovoltaici.

Una volta ottenuti tutti i valori dei parametri che fanno parte dell'equazione dei flussi di cassa, è possibile procedere al loro calcolo tramite la seguente formula:

$$FC = P_n [kW] \cdot E_p \left[\frac{kWh}{kW} \right] \cdot \left((1 - SC) \cdot t_{injection} + SC \cdot t_{purchase} \right) \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right] - OM$$

$$\cdot C_{inst} \left[\frac{\text{€}}{kW} \right] \cdot P_n [kW]$$

Considerando che all'anno zero il flusso di cassa è rappresentato solo dell'investimento iniziale e che anno per anno il VAN si ottiene tramite la formula già presentata precedentemente, si ottiene la seguente tabella riportante flussi di cassa e VAN per i 25 anni successivi al momento dell'investimento:

ANNO	FLUSSI DI CASSA	VAN
0	-€ 120.000	-€ 120.000
1	€ 15.825	-€ 104.636
2	€ 15.825	-€ 89.719
3	€ 15.825	-€ 75.236
4	€ 15.825	-€ 61.176
5	€ 15.825	-€ 47.525
6	€ 15.825	-€ 34.271
7	€ 15.825	-€ 21.404
8	€ 15.825	-€ 8.911
9	€ 15.825	€ 3.218
10	€ 15.825	€ 14.993
11	€ 15.825	€ 26.426
12	€ 15.825	€ 37.525
13	€ 15.825	€ 48.302
14	€ 15.825	€ 58.764
15	€ 15.825	€ 68.922
16	€ 15.825	€ 78.783
17	€ 15.825	€ 88.358
18	€ 15.825	€ 97.654
19	€ 15.825	€ 106.679
20	€ 15.825	€ 115.441
21	€ 15.825	€ 123.948
22	€ 15.825	€ 132.207
23	€ 15.825	€ 140.225
24	€ 15.825	€ 148.010
25	€ 15.825	€ 155.569

Dalla tabella di calcolo del VAN è possibile notare che:

- Dopo 9 anni, il valore del VAN diventa positivo, e possiamo dunque affermare che l'investimento presenta un *payback period* di 9 anni.
- Il VAN a 25 anni è pari a

$$VAN_{25} = 155568,6 \text{ [€]}$$

Quindi, il rapporto tra questo valore ed il valore dell'investimento iniziale risulta quasi unitario

$$\sigma = \frac{VAN_{25}}{I_0} = \frac{155568,6}{120000} \cong 130\%$$

Da questo risultato è possibile concludere quindi, che i ricavi attualizzati corrispondono al 230 % del costo di investimento e che quindi l'investimento può essere vantaggioso. Per concludere l'analisi è bene ricordare che nei capitoli precedenti si è anche calcolato un contributo relativo al servizio di scambio sul posto offerto dal GSE che fornirebbe un ulteriore introito economico che rende, ovviamente, l'investimento ancora più conveniente.

Di seguito è riportato il grafico che illustra l'andamento del VAN e dei Flussi di cassa negli anni:

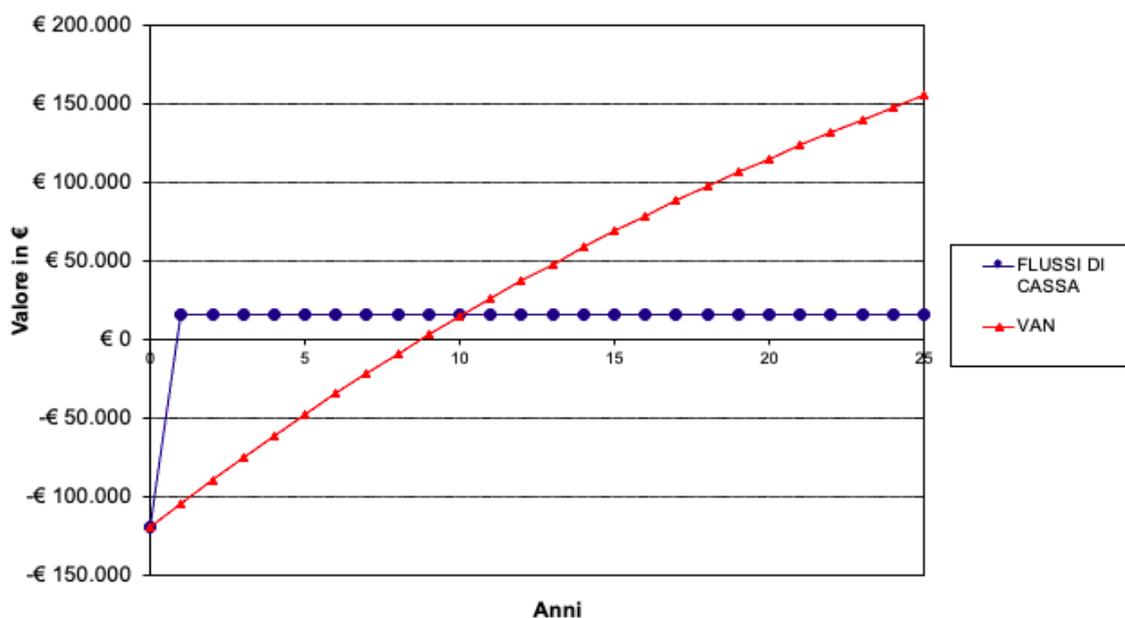


Figura 64 - Andamento del VAN e dei flussi di cassa

7. Conclusioni

Avendo preso visione delle valutazioni che stanno alla base dello studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico risulta evidente che gli aspetti fondamentali sono i seguenti:

- **Analisi energetica:** il dimensionamento energetico dell'impianto è il primo passo da muovere in quanto esso permette di farsi un'idea della producibilità di energia e della quantità di energia potenzialmente direttamente consumabile. Permette dunque di stimare l'intensità di interazione dell'impianto con la rete elettrica, che comunque resta un attore importante nel soddisfacimento dei fabbisogni energetici. A questo si affianca ovviamente uno studio del sito di interesse, ovvero del luogo in cui verrà collocato l'impianto. Con una sua latitudine e longitudine e con un proprio paesaggio circostante ogni luogo è diverso da un altro in termini di potenziale producibilità.
- **Analisi della posa:** una volta selezionati i dispositivi di cui si farà uso, bisogna capire come collocarli al meglio nello spazio che si ha a disposizione. Si è visto come sia di fondamentale importanza l'inclinazione, l'orientamento e la distanza reciproca tra i pannelli al fine di evitare un ombreggiamento reciproco.
- **Analisi economica:** conclusa la valutazione tecnica è tempo di valutare anche l'impatto economico della posa in esercizio dell'impianto. Ad oggi i prezzi sono molto inferiori rispetto a qualche anno fa. Questo perché l'innovazione tecnologica ha permesso di rendere più accessibile la tecnologia fotovoltaica a prezzi inferiori. Si è anche visto come ci siano degli incentivi, che diversificano gli impianti per taglia e destinazione d'uso, ma che riguardano la quasi totalità degli impianti di produzione d'energia da fonti rinnovabili. Questo attesta la direzione che le varie organizzazioni politiche e governative hanno intrapreso, la transizione ad un apparato produttivo meno invasivo e più sostenibile.

Bibliografia

- Programma Alcoltra progetto PERSIL (*Performance solari e industria locale*) “Guida all’integrazione architettonica delle installazioni solari negli edifici”
- Filippo Spertino - “Conversione fotovoltaica dell’energia”, Politecnico di Torino, Torino
- Filippo Spertino - “Curva corrente-tensione: effetto dell’irradianza e della temperatura”, Politecnico di Torino, Torino
- Filippo Spertino – “Struttura e funzionamento della cella fotovoltaica”, Politecnico di Torino, Torino
- Filippo Spertino – “Inverter e MPPT: principio di funzionamento”, Politecnico di Torino, Torino
- Gestore dei Servizi energetici, “Rapporto delle attività del GSE” 2018,2019,2020, Roma
- Gestore dei Servizi energetici, “Servizio di scambio sul posto, regole tecniche”, Roma
- Gestore dei Servizi energetici, “Ritiro dedicato e prezzi minimi garantiti”, Roma
- International Energy Agency, “Renewables 2018 – Analysis and forecasts to 2022”, Parigi
- Gabriele Monti, Tesi di laurea magistrale “Progettazione di un impianto fotovoltaico connesso alla rete e valutazioni economiche dell’accumulo elettrochimico” 2018-2019, Torino
- Filippo Spertino, Alessandro Ciocia, Angela Amato, Paolo Di Leo, Stefania Fichera Gabriele Malgaroli e Slavka Tzanova, “Self-Consumption and Self-Sufficiency in Photovoltaic Systems: Effect of Grid Limitation and Storage Installation”, 2021, Torino

Sitografia

- <https://www.arera.it>
- <https://www.gse.it>
- <https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/energia-e-clima-2030>
- <https://www.enelgreenpower.com>
- https://it.wikipedia.org/wiki/Scambio_sul_posto
- <https://www.arera.it>
- www.mercatoelettrico.org
- <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- <https://anteritalia.org>
- <http://www.consulente-energia.com>
- https://it.wikipedia.org/wiki/Fonti_di_energia_rinnovabile
- https://it.wikipedia.org/wiki/Giunzione_p-n
- https://it.wikipedia.org/wiki/Energia_solare#Descrizione
- <http://www.fisica.unisa.it/antonio.dibartolomeo/semiconduttori/lezioni/celle%20fotovoltaiche.pdf>
- <https://www.energyhunters.it/il-noct-e-leffetto-della-temperatura-sui-moduli-fotovoltaici/>
- https://it.wikipedia.org/wiki/Scambio_sul_posto
- <https://www.enelgreenpower.com>
- <https://www.enerpoint.it>
- <https://www.fotovoltaiconorditalia.it>
- <http://www.fisica.unisa.it/antonio.dibartolomeo/semiconduttori/lezioni/celle%20fotovoltaiche.pdf>

Ringraziamenti

Voglio ringraziare la mia famiglia per avermi amato per avermi sostenuto e aiutato, per avermi fatto sentire parte di qualcosa di grande.

Voglio ringraziare i miei amici, i miei compagni di avventure e chiunque mi ha accompagnato nei momenti più duri. Grazie per avermi fatto sentire a casa, grazie per avermi sopportato quando non era facile, grazie per aver reso migliore questo percorso.

Voglio ringraziare il Professor Spertino per avermi aiutato e supportato e per aver avuto la pazienza di ascoltare le mie perplessità e risolvere i miei dubbi

Voglio anche ringraziare Giampiero e Matteo, del mobilificio *Disè*, per avermi fornito i dati di cui avevo bisogno e per la gentilezza e la disponibilità che mi hanno riservato.