

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



**Politecnico
di Torino**

Tesi di Laurea Magistrale

**Sviluppo di un software applicativo per i
generatori fotovoltaici ed eolici con uno studio
di fattibilità per torri di telecomunicazioni**

Relatore:
Prof. Ing. Filippo Spertino

Candidato:
Gianluca Sbriglia

Co-Relatore:
Dott. Ing. Alessandro Ciocia

Numero matricola:
S243822

Ottobre 2021
Anno Accademico 2020/2021

Ringraziamenti

Questo è stato un percorso nella mia vita molto impegnativo e sono molto contento di aver raggiunto questo traguardo così importante.

Ringrazio tutta la mia famiglia per avermi consigliato in quello che facevo e per avermi sostenuto sempre specialmente nei momenti più difficili.

Ringrazio il mio relatore, il Professore Filippo Spertino e il mio correlatore, il Professore Alessandro Ciocia per aver avuto molta pazienza in questi mesi di pandemia, lavorando a 800 km di distanza, e per essere stati sempre presenti e costanti nel darmi indicazioni per realizzare questo lavoro.

Indice

Abstract	6
Introduzione	7
1 L'energia solare e la teoria dei pannelli fotovoltaici	9
1.1 L'energia solare.....	9
1.2 L'effetto fotovoltaico	14
1.3 Circuito equivalente della cella solare.....	18
1.4 Dipendenza della cella solare dall'irradianza e dalla temperatura	21
1.5 Connessioni di celle fotovoltaiche e funzionamento non ottimale: mismatch e ombreggiamento	23
1.6 Moduli fotovoltaici	25
1.7 L'inverter fotovoltaico e il MPPT.....	26
1.8 L'impianto fotovoltaico	30
2 Concetti fondamentali ed esposizione del programma "RES tool"	32
2.1 Concetti teorici.....	35
2.2 Modelli teorici usati nel programma "RES tool"	56
2.3 Struttura del programma "RES tool" in Excel	69
3. Introduzione allo studio dei generatori fotovoltaici integrati su torri per telecomunicazioni	96
3.1 Descrizione dei siti.....	96
3.2 Descrizione di PVSyst	103
3.3 Considerazioni generali	111
3.4 Impostazione del lavoro svolto	115
4 Fase 0: Studio del generatore fotovoltaico posizionato sulla pensilina nel recinto della torre esistente.....	116
4.1 Sito di Pinerolo.....	117
4.2 Sito di Collecchio	118
4.3 Sito di Domodossola	119
4.4 Risultati energetici ed economici della fase zero	120
5 Fase 1: Studio del generatore fotovoltaico posto sulla torre a sezione triangolare in legno "Ecopol tower"	122
5.1 Descrizione della torre triangolare con pannelli sul lato esposti a sud	124
5.2 Risultati energetici ed economici della torre triangolare riferiti al lato esposto a sud	127

5.3 Descrizione della torre triangolare con pannelli sui lati esposti a sudest e sudovest.....	130
5.4 Risultati energetici ed economici della torre triangolare riferiti ai lati esposti a sudest e sudovest.....	134
6 Fase 2: Studio del generatore fotovoltaico posto sulla torre standard a sezione esadecagonale	137
6.1 Considerazioni generali	138
6.2 Geometria e ipotesi della torre esadecagonale alta 24 m	138
6.3 Descrizione della torre esadecagonale alta 24 m	140
6.4 Descrizione delle pensiline con 18 e 24 pannelli.....	143
6.5 Risultati energetici ed economici della torre esadecagonale alta 24 m con e senza pensiline	144
6.6 Geometria e ipotesi della torre esadecagonale alta 30 m	147
6.7 Descrizione della torre esadecagonale alta 30 m	149
6.8 Risultati energetici ed economici della torre esadecagonale alta 30 m con pensiline	151
7 Fase 3: Studio del generatore fotovoltaico posto sulla torre a sezione esagonale	154
7.1 Considerazioni generali	155
7.2 Calcoli astronomici e geometrici	156
7.3 Descrizione della torre esagonale alta 24 m	159
7.4 Risultati energetici ed economici della torre esagonale alta 24 m.....	162
7.5 Descrizione della torre esagonale alta 30 m	165
7.6 Risultati energetici ed economici della torre esagonale alta 30 m.....	168
8 Analisi di sensibilità energetica e analisi economico-ambientale tramite lo strumento "RES tool" riferito agli impianti fotovoltaici	172
8.1 Sito di Pinerolo.....	173
8.2 Sito di Collecchio	181
8.3 Sito di Domodossola	188
9 Conclusioni	194
9.1 Conclusioni sui risultati ottenuti da PVsyst.....	197
9.2 Conclusioni sui risultati ottenuti da "RES tool"	199
Bibliografia	201

Abstract

The purpose of this work of thesis is to show how a photovoltaic renewable energy generation system can make telecommunications towers as self-sufficient as possible with innovative and intelligent solutions.

The research process focuses on modelling to ensure environmental sustainability in order to find the best solution for such plants. Production of electricity from photovoltaic panels, in different configurations, was analyzed, in relation to the electrical load of the site. In addition, the option of an eventual energy storage was hypothesized to increase self-sufficiency and relative economic convenience. In fact, a sensitivity analysis was performed to determine the dependence of the key components of the energy economy system and propose the optimal setting of the required conditions.

To carry out this work, various software such as Excel and PVsyst were used for the technical study and in general the internet world for data research. Furthermore, a program for the study of renewable sources has been implemented and developed on Excel, such as photovoltaic, wind and hydroelectric power.

The ultimate goal is to reduce greenhouse gas emissions by using renewable sources, so the solutions must be reliable, environmentally friendly and economic sustainable.

Keywords: renewable energies, PV plant, telecommunications, self sufficiency.

Introduzione

Nel momento storico attuale, l'uomo ha raggiunto standard tecnologici elevati, ciò è stato possibile, nel corso dei secoli, grazie allo sviluppo della scienza e della tecnologia.

Basti ricordare che la prima pila fu inventata da Alessandro Volta nel dicembre del 1799 [1]. Da quel momento in poi, con le Rivoluzioni Industriali, le conoscenze umane nel campo scientifico sono diventate sempre più importanti e nessuno può fare a meno dei risultati conseguiti. Nel caso in cui l'uomo non riuscisse più a produrre energia elettrica, si tornerebbe alla vita di qualche secolo fa.

La produzione di questa forma energetica proviene prevalentemente da combustibili fossili e in piccola parte da fonti rinnovabili: purtroppo le prime hanno un elevato impatto ambientale.

L'aumento della temperatura media del pianeta e l'inquinamento dell'ambiente che ci circonda, sono segni che l'attività antropica a questi livelli non è più sostenibile dalla Terra. A partire dal 1969 è stato istituito l'Earth OverShoot Day (EOD): è il giorno che indica a livello illustrativo la giornata nella quale l'umanità consuma interamente le risorse prodotte dal pianeta nell'intero anno. L'anno 2019 ha il triste primato EOD più precoce di sempre: il 29 luglio, mentre nel 2020, a causa della pandemia, è stato ritardato al 22 agosto [2], mentre quest'anno è tornato a cadere il 29 luglio.

Per far fronte a queste problematiche sono state indette, in questi ultimi anni, iniziative, sia a livello globale sia a livello europeo. L'accordo di Parigi del 2015 vuole mantenere l'aumento della temperatura mondiale al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali, attraverso la diminuzione delle emissioni globali il più presto possibile [3]. Il 14 gennaio 2020 è stato approvato il Green Deal, un investimento di mille miliardi di US\$ per l'economia verde e prevede come obiettivi una riduzione, entro il 2030, almeno del 40%, delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990) e entro il 2050, emissioni zero [4].

Infine l'Italia, il 30 aprile 2021, ha inviato alla Commissione Europea il piano nazionale di ripresa e di resilienza (PNRR) con diverse missioni, le più importanti interessano un mondo più verde, tramite progetti sostenibili e un mondo più digitale, tramite progetti favorire l'uso del computer in tutti i campi, abbandonando via via la carta.

La seconda missione riguarda la rivoluzione verde e la transizione ecologica, costituita da quattro punti: [5]

- 1) Economia circolare e agricoltura sostenibile
- 2) Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile
- 3) Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici
- 4) Tutela del territorio e risorsa idrica

Questo piano è ambizioso e punta ad imprimere una svolta nell'assetto economico-energetico dell'Italia e dell'Europa. Con questi interventi si vuole preservare il pianeta anche per le future generazioni. Affinché questa svolta sia efficace, efficiente e rapida è necessario:

- Riconvertire il sistema elettrico con le smart grid,
- Incentivare la decarbonizzazione,
- Sfruttare in maniera pervasiva le fonti rinnovabili e l'idrogeno,

in modo tale che questi interventi siano sostenibili dal punto di vista economico, ambientale e sociale.

In questo lavoro di tesi, è stato effettuato uno studio di fattibilità per rendere le torri di telecomunicazioni di INWIT (acronimo di Infrastrutture Wireless Italiane), il più autosufficienti possibili, sfruttando i pannelli fotovoltaici combinati, eventualmente, con accumulo elettrochimico. L'obiettivo finale è minimizzare l'uso di fonti fossili dando luogo a un guadagno ecologico e uno economico. Sono state analizzate tre diverse configurazioni di torri con diverse potenze installate di fotovoltaico a seconda dello spazio possibile occupabile.

I software utilizzati sono:

- PVsyst per l'analisi energetica ed economica; è molto preciso, visto che è progettato proprio per gli impianti fotovoltaici,
- Excel per valutare la sensibilità energetica ed economica.

Inoltre tramite Excel si è continuato a mettere a punto un programma, iniziato da altri ricercatori del Politecnico di Torino, per l'analisi di impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici.

1 L'energia solare e la teoria dei pannelli fotovoltaici

“Senza il Sole non ci sarebbe la vita”

1.1 L'energia solare

Il Sole è la stella del sistema solare e da esso proviene la quasi totalità dell'energia che la natura e quindi l'uomo sfrutta ed è grazie a questa energia che si è sviluppata la vita sul pianeta Terra, sotto determinate condizioni. La radiazione solare è l'energia elettromagnetica emessa dal Sole nello spazio interplanetario generata dalle reazioni termonucleari a cui prendono parte l'idrogeno e l'elio.

La luce è composta da radiazioni elettromagnetiche descritte da due teorie complementari:

- 1) Ondulatoria, definita dalla lunghezza d'onda λ [μm]
- 2) Corpuscolare, caratterizzata da pacchetti discreti di energia, i quanti, chiamati fotoni. L'unità di misura è il Joule [J] o l'elettronvolt [eV], ossia l'energia spesa da un elettrone per attraversare una differenza di potenziale di 1 V.

Il [J] è un'unità di misura troppo grande per l'energia trasportata dal fotone, perciò si usa prevalentemente l' [eV], con un fattore di conversione pari a:

$$1 \text{ eV} = 1,60217646 \cdot 10^{-19} \text{ [J]}.$$

L'energia posseduta dai fotoni è espressa dalla seguente formula

$$E_{ph} = h \cdot \frac{c}{\lambda} = h \cdot \nu \quad (1.1)$$

Dove:

- h : è la costante di Planck = $6,626 \cdot 10^{-34}$ [J*s];
- c : è la velocità della luce = $3 \cdot 10^8$ [m/s];
- ν : è la frequenza [Hz]
- λ : lunghezza d'onda della luce [μm].

L'energia delle onde elettromagnetiche è inversamente proporzionale alla lunghezza propria dell'onda: più la lunghezza d'onda è corta, più l'energia associata è

grande. La distribuzione spettrale del Sole è simile a quella di un corpo nero emettitore di radiazioni alla temperatura superficiale di circa 5.800 K. Lo spettro della radiazione solare si colloca per il 99% fra le lunghezze d'onda (λ) da 0,15 μm a 4 μm , ossia fra l'infrarosso e l'ultravioletto. La massima emissione si verifica per la lunghezza d'onda $\lambda = 0,47 \mu\text{m}$, mentre il valore medio è $\lambda = 0,7 \mu\text{m}$. Nella tabella 1.1 sono riportati i valori di lunghezza d'onda ed di energia dello spettro solare.

Onda	Lunghezza d'onda (μm)	Energia (J)	Energia (eV)
Ultravioletto	1e-2 – 4e-1	5,0e-19 – 2,0e-17	3,1 – 1,2e2
Visibile	4e-1 – 8e-1	3,0e-19 – 5,0e-19	1,9 – 3,1
Infrarosso	8e-1 – 1e3	2,0e-22 – 3,0e-19	1,2e-3 – 1,9

Tabella 1.1 Lunghezza d'onda ed energia dello spettro solare

L'integrale dello spettro solare, rispetto alla lunghezza d'onda su un'area perpendicolare al raggio solare è "l'Irradianza Solare (G)", chiamata anche "Costante Solare" e al di fuori dell'atmosfera, cioè in ambiente AM 0, (AM indica "massa d'aria"), il suo valore è di 1.367 W/m². Essa varia durante l'anno in base sia alla distanza Terra-Sole e sia all'attività solare passando:

- da un minimo di 1.321,8 W/m² nel mese di luglio in corrispondenza dell'afelio, punto più lontano tra i due corpi celesti,
- a un massimo di 1.414,7 W/m² nel mese di gennaio in corrispondenza del perielio, il punto più vicino.

L'irradianza solare è rappresentata dalla seguente formula:

$$G = \int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_{\max}} g(\lambda) d\lambda = 1.367 \text{ W/m}^2 \quad (1.2)$$

Dove

$g(\lambda)$: è la distribuzione spettrale solare dall'ultravioletto all'infrarosso [W/m²/μm].

La massa d'aria AM corrisponde allo spessore di atmosfera attraversata dalla radiazione solare fino a livello del mare. Quando i raggi solari sono perpendicolari a una superficie al di fuori dell'atmosfera si parla di AM 0, mentre quando sono perpendicolari alla superficie terrestre a livello del mare si parla di AM 1. Si nota dalla figura 1.1, che il raggio solare, attraversando l'atmosfera, è soggetto ad attenuazione, anche in concomitanza con il cielo limpido e terso, per due fenomeni:

- l'assorbimento atmosferico, è un fenomeno dovuto all'ozono (O₃), al vapore acqueo (H₂O) e al biossido di carbonio (CO₂).

- la deviazione atmosferica, in inglese scattering, è un fenomeno causato dalle molecole di azoto (N_2) e di ossigeno (O_2).

La seguente figura è lo spettro solare per AM 0 e AM 1.

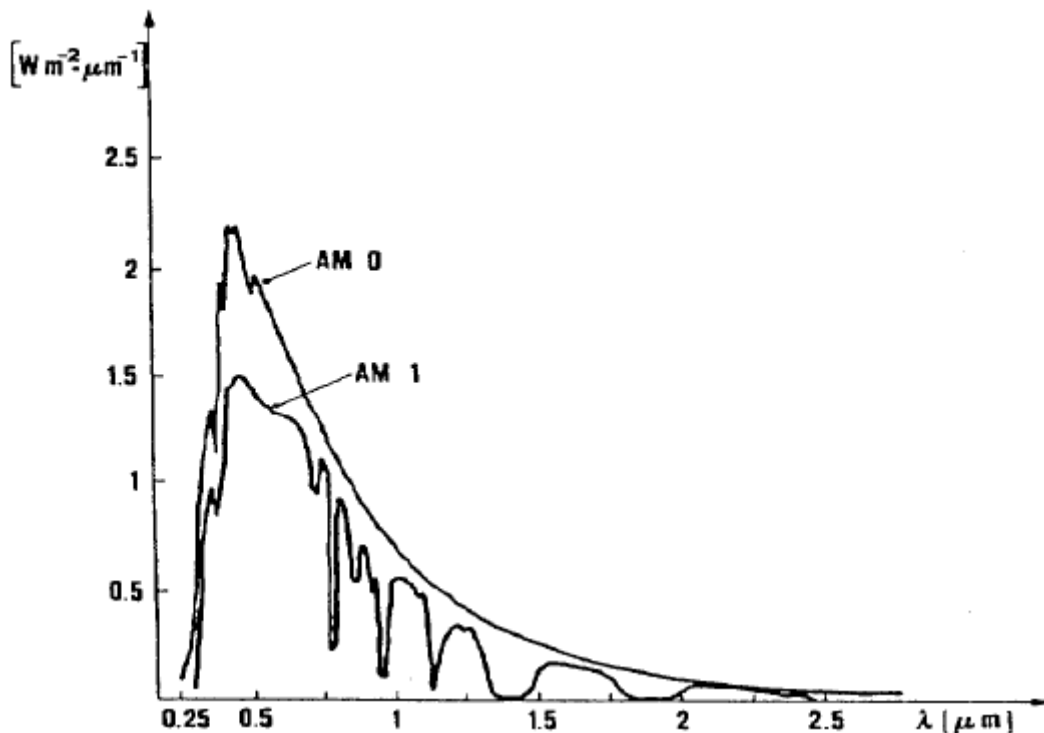


Figura 1.1 Spettro solare per AM 0 e AM 1

L'attenuazione della radiazione in arrivo al suolo, dipende dalla lunghezza del percorso dei raggi solari attraverso l'atmosfera che, ovviamente, risulta minima quando il Sole è allo zenit del luogo. Quindi si può definire un coefficiente di trasmissione dell'atmosfera che esprime la parte di radiazione che riesce a raggiungere il suolo dopo aver ricevuto un'attenuazione attraversando l'aria; il suo valore medio è di circa 0,7. Infatti quando la radiazione solare arriva sulla Terra il suo valore è di circa $1.000 W/m^2$.

Quando i raggi sono perpendicolari alla superficie terrestre si parla di AM 1, quindi più il Sole è lontano dallo zenit, più la radiazione solare deve attraversare atmosfera. Per esempio se si ha AM 2, significa che il Sole forma un angolo di $60,1^\circ$ rispetto alla perpendicolare terrestre.

È intuibile che in primavera e in estate, ossia vicini al solstizio estivo la radiazione solare è massima specialmente nei giorni di cielo limpido e terso quando c'è il vento, ossia quando c'è poca umidità nell'aria, mentre in autunno e in inverno, in prossimità del solstizio invernale, a parità di condizioni atmosferiche la radiazione solare è minima.

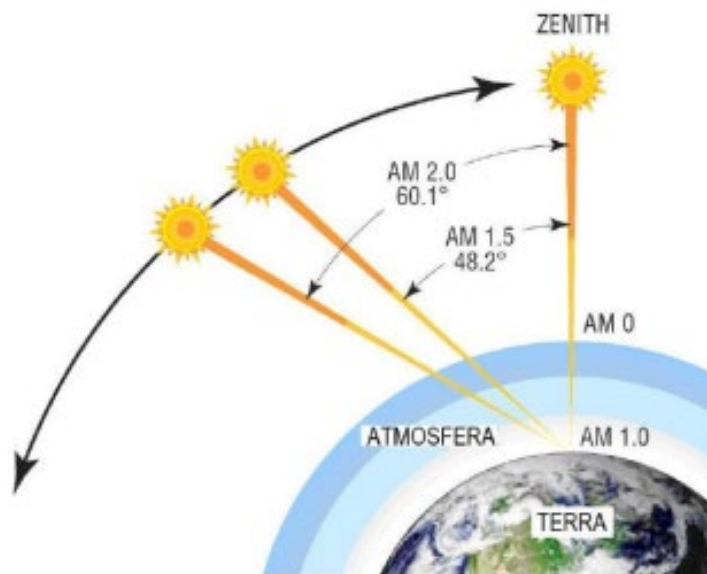


Figura 1.2 Valori di AM in relazione alla posizione solare

In termini matematici si hanno due formule:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (1.3)$$

$$AM = \frac{P}{P_0 \cos \theta_z} \quad (1.4)$$

Dove:

- P : è la pressione atmosferica nel punto e istante considerato [Pa],
- P_0 : è la pressione di riferimento uguale a $1,013 \cdot 10^5$ [Pa]
- θ_z : è l'angolo che si forma tra la radiazione solare e la perpendicolare del suolo, come mostrato nella figura 1.3

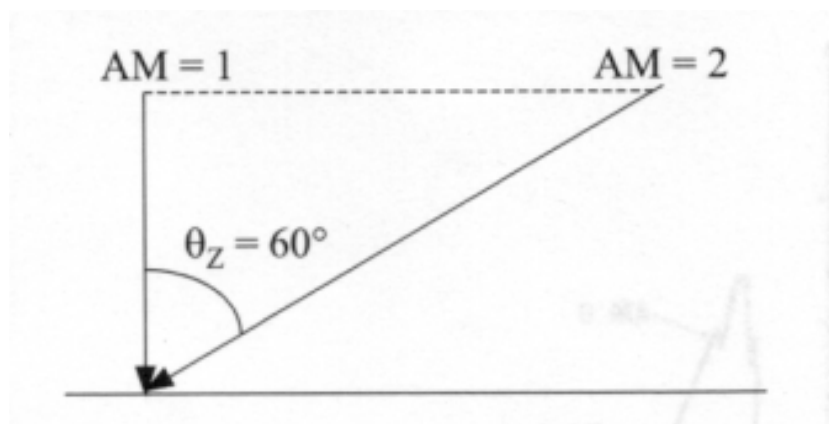


Figura 1.3 AM e angolo di zenit

Inoltre, parte della radiazione solare è riflessa dall'atmosfera verso lo spazio interplanetario. In genere a livello del suolo, arrivano due componenti:

- 1) la radiazione solare diretta: G_b (b sta per beam, raggio in inglese),
- 2) la radiazione solare diffusa: G_d .

La prima è la radiazione che ha attraversato l'atmosfera senza aver subito interazioni con i gas atmosferici, mentre la seconda è la radiazione proveniente dal Sole che è stata soggetta allo scattering prima di raggiungere il suolo e non ha una direzione di provenienza ben precisa.

In più c'è una terza componente, quella albedo (G_a), che una volta raggiunta la superficie terrestre è riflessa sul ricevitore e dipende dal materiale sul quale la radiazione impatta. La somma delle tre componenti è la radiazione solare totale.

$$G = G_b + G_d + G_a \quad (1.5)$$

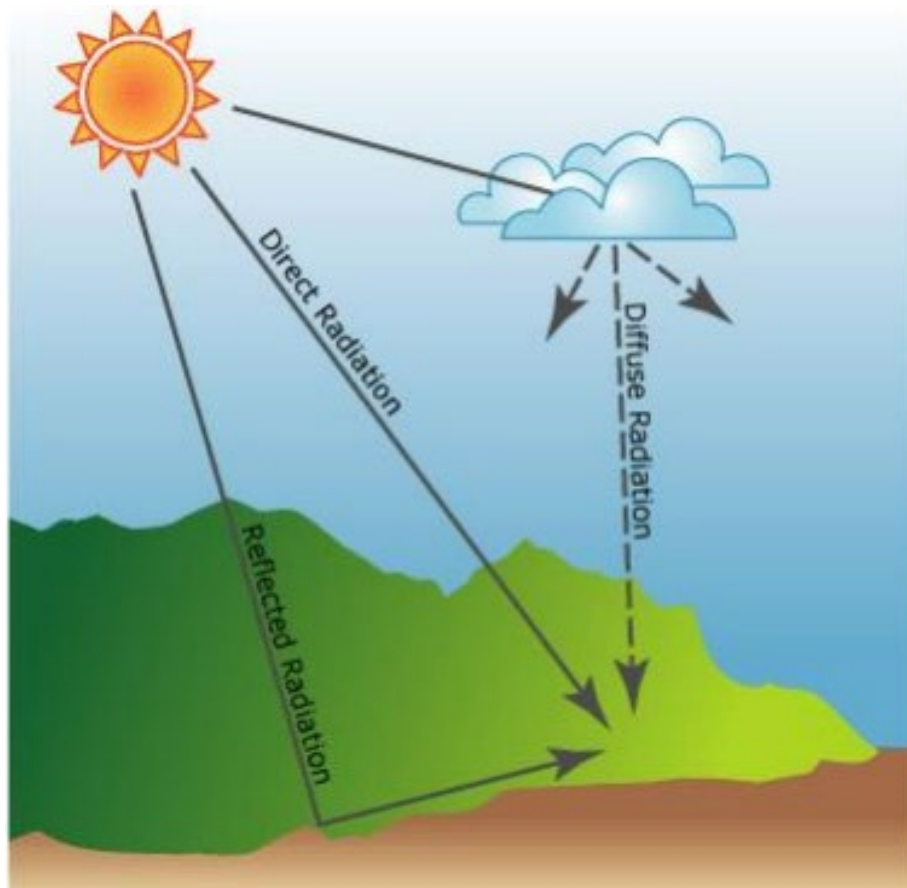


Figura 1.4 Componenti della radiazione

[6], [7], [8], [9]

1.2 L'effetto fotovoltaico

Si è rilevato che:

- 1) l'energia di un'onda elettromagnetica aumenta all'aumentare della frequenza e alla conseguente riduzione della lunghezza d'onda;
- 2) i fotoni, componente corpuscolare della luce, hanno un'energia che è legata alla lunghezza d'onda propria.

I semiconduttori sono materiali che presentano valori di conduttività elettrica compresi tra 10^{-6} S/m e 10^2 S/m, intermedi tra quelli propri degli isolanti e quelli propri dei conduttori. Proprietà importanti dei semiconduttori sono:

- una spiccata sensibilità alla luce,
- una conduttività dipendente dal grado di purezza.

Nella fisica dello stato solido, l'effetto fotovoltaico è il fenomeno fisico caratterizzato dall'emissione di elettroni da una superficie, solitamente metallica, quando viene colpita da una radiazione elettromagnetica, ossia da fotoni aventi una certa lunghezza d'onda. Esso fu scoperto nel 1839 da Antoine E. Becquerel (1788-1878) e poi è stato approfondito da Albert Einstein (1879-1955, Premio Nobel nel 1921 :motivazione per la scoperta della legge dell'effetto fotoelettrico).[10]

Nei materiali, a livello atomico, ci sono due bande:

- 1) Banda di valenza: costituita da elettroni appartenenti allo stesso atomo.
- 2) Banda di conduzione: costituita da elettroni che si trovano nel livello energetico più alto di quell'atomo e quindi si possono muovere nella zona cristallina.

Tra le due bande c'è una differenza di energia: l'energy gap (E_{gap}), che corrisponde all'energia necessaria per far passare l'elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione. L'unità di misura è l'elettronvolt [eV]. L'energy gap dei materiali semiconduttori più comuni varia tra 0,5 e 3 eV, i valori più bassi sono propri per i conduttori, i valori più alti sono propri per gli isolanti.

Si riporta un'immagine e una tabella illustrativa per chiarire questi concetti nella pagina seguente.

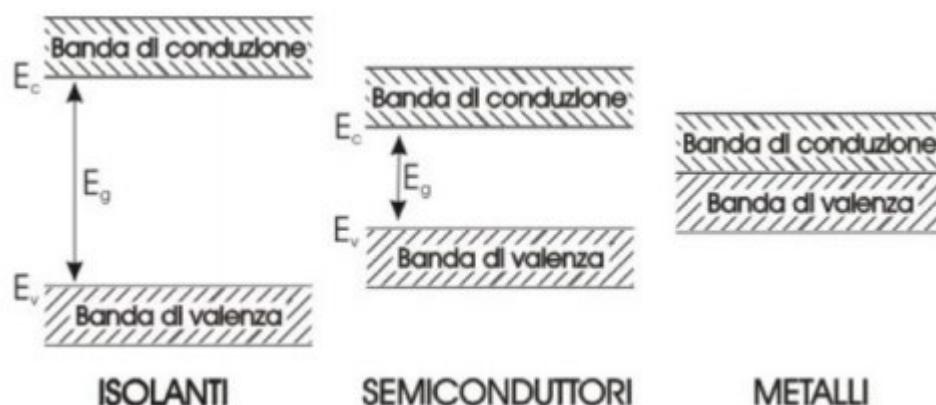


Figura 1.5 E_g in relazione a diversi materiali

Materiale	Energy gap [eV]
Germanio (Ge)	0,67
Silicio cristallino (c-Si)	1,10
Rame Indio Diselenide (CuInSe)	1,10
Indio Fosfide (InP)	1,34
Gallio Arsenide (GaAs)	1,42
Cadmio Telluride (CdTe)	1,45
Silicio amorfo (a-Si)	1,75
Cadmio Sulfide (CdS)	2,4

Tabella 1.2 Valori di E_g dei semiconduttori

Il semiconduttore più usato è il silicio (Si), che, essendo un atomo tetravalente, ha quattro elettroni nel livello energetico più esterno e ha bisogno di raggiungere l'ottetto elettronico, cioè la stabilità, legandosi con altri atomi. Con questa configurazione il silicio non dà luogo a effetti elettronici, infatti nella realtà è sottoposto a drogaggio, ossia si aggiungono al materiale puro, piccole quantità di atomi diversi, allo scopo di aumentare la sua conducibilità elettrica.

Il drogaggio è di due tipi:

- **Tipo P:** l'atomo aggiunto, in genere il boro, ha tre elettroni e, rispetto al silicio, ne ha uno in meno, quindi si ha un vuoto che si chiama lacuna "p" vacanza, la quale si comporta come una particella carica positivamente e si può spostare all'interno del semiconduttore.
- **Tipo N:** l'atomo aggiunto, in genere il fosforo, ha cinque elettroni e, rispetto al silicio, ne ha uno in più e quindi si ha un elettrone in più rispetto all'ottetto. Questa particella negativa in più si può muovere liberamente.

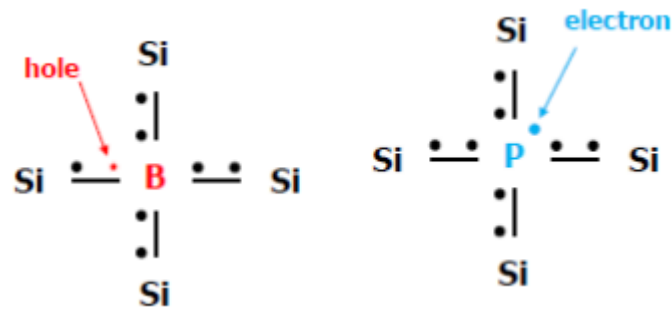


Figura 1.6 Silicio drogato

Mettendo a contatto il semiconduttore di tipo P con quello di tipo N, si forma la giunzione "P-N". Nella regione della giunzione si verifica il processo diffusivo, ossia quel processo che è regolato dalla differente concentrazione delle cariche negative e positive: le lacune, che sono numerose nella zona "P", si diffondono nella zona "N", mentre per gli elettroni vale il contrario. L'effetto del processo diffusivo è che la zona "P" diventa ricca di elettroni, quindi è più negativa mentre la zona "N" ha più lacune quindi è più positiva; di conseguenza si ha una differenza di potenziale e quindi un campo elettrico. In assenza di radiazione solare c'è equilibrio, infatti ci sono due correnti uguali e contrarie:

- 1) Corrente di diffusione: gli elettroni sono spinti verso la zona "P", mentre le lacune verso la zona "N".
- 2) Corrente dovuta al campo elettrico: gli elettroni sono spinti verso la zona "N", mentre le lacune verso la zona "P".

La zona della giunzione risulta essere priva di portatori liberi e si comporta da isolante; si è formata una zona di svuotamento e perciò c'è una differenza di potenziale. L'equilibrio è mutato quando viene applicata una tensione alla giunzione. Se la tensione applicata è positiva si parla di "polarizzazione diretta" il cui effetto è quello di diminuire questa differenza di potenziale, mentre se è negativa si parla di polarizzazione inversa e ha l'effetto opposto del caso precedente.

La radiazione solare colpisce la zona "N", che si trova in alto, mentre in basso c'è la zona "P". Con la formula (1.1) si è vista l'entità dell'energia dei fotoni. Affinché la cella fotovoltaica riesca a produrre energia elettrica, i fotoni devono avere un'energia maggiore dell'energy gap propria del semiconduttore, in questo modo il fotone è assorbito dal semiconduttore e cede l'energia sufficiente all'elettrone che passa dalla banda di valenza a quella di conduzione. In questo modo si ha la corrente fotovoltaica I_{ph} [A] che è direttamente proporzionale all'irradianza G [W/m²].

$$I_{ph} \propto G \quad (1.6)$$

La lunghezza d'onda della radiazione solare deve essere compresa tra 0,3 μm e 1,2 μm . Al di sotto di 0,3 μm l'energia dei fotoni è troppo alta, mentre al di sopra di 1,2 μm l'energia dei fotoni è inferiore all'energy gap.

In termini matematici, il limite teorico della lunghezza d'onda λ è:

$$\lambda_{max} = \frac{h \cdot c}{E_{gap}} \quad (1.7)$$

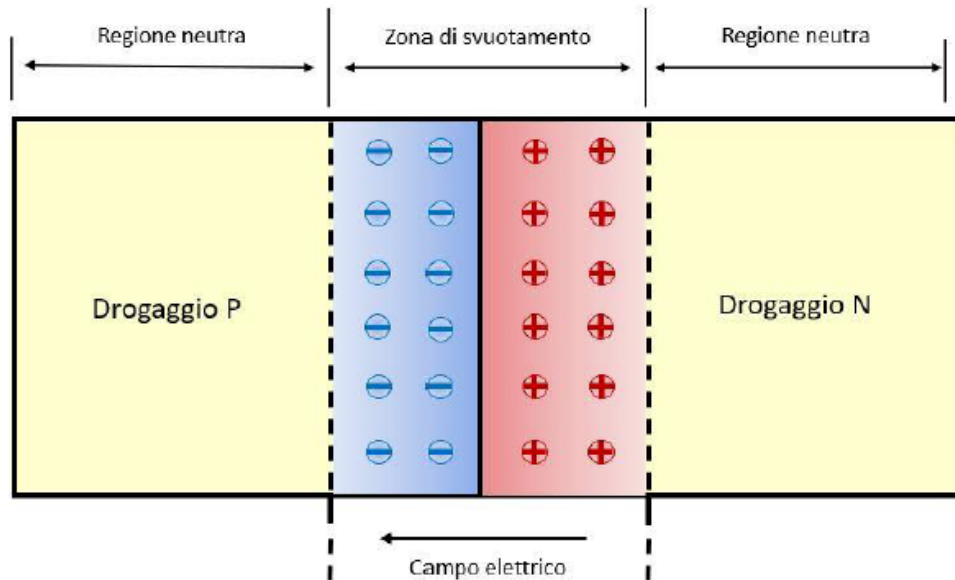


Figura 1.7 Giunzione P-N

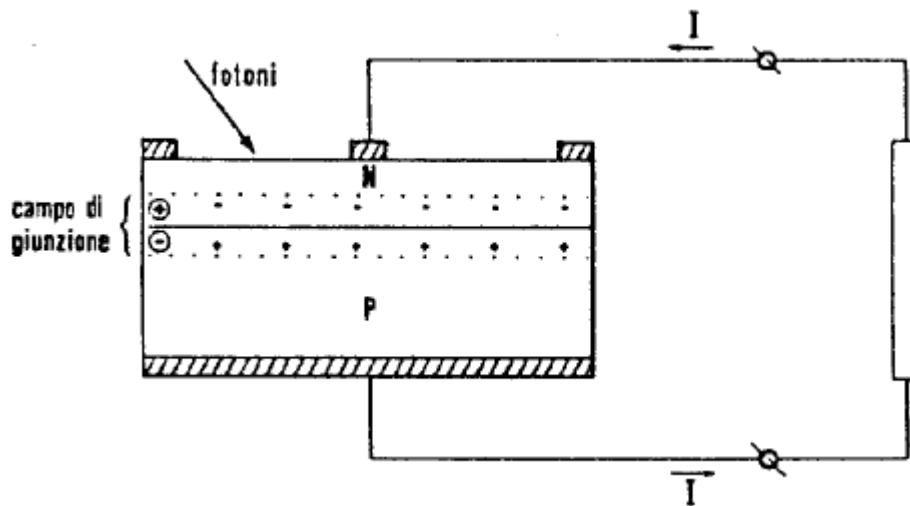


Figura 1.8 Struttura della cella solare

[6], [7], [8], [9]

1.3 Circuito equivalente della cella solare

Il circuito equivalente della cella solare è formato principalmente da un generatore di corrente fotovoltaica I_{ph} e da un diodo "raddrizzatore" in anti-parallelo, in cui c'è la corrente di giunzione I_j . Infine ci sono anche due elementi dissipativi:

1) R_s : resistenza in serie, ha valori inferiori a $1\ \Omega$ e rappresenta le perdite all'interno della cella;

2) R_{sh} : resistenza in parallelo, ha valori maggiori di $1\ K\Omega$ e rappresenta le perdite sulla superficie della cella;

Si veda la figura 1.9:

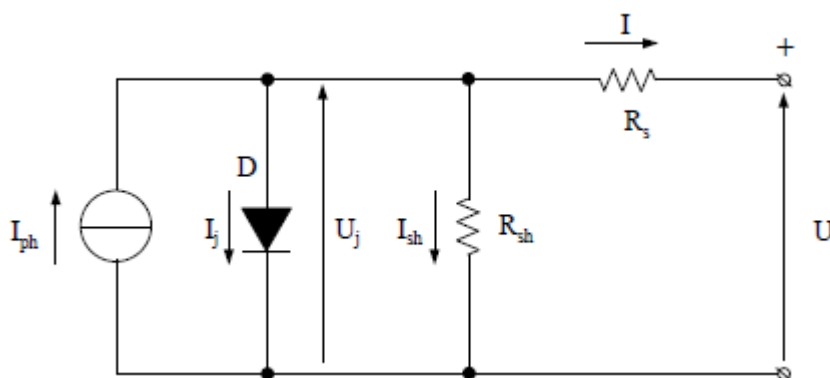


Figura 1.9 Circuito equivalente della cella solare

Dove:

- I_{ph} : corrente fotovoltaica, proporzionale all'irradianza (G) e alla superficie della cella (S).

$$I_{ph} = k_m * S * G \quad (1.8)$$

k_m è un parametro che dipende dal materiale;

- I_j : corrente di giunzione

$$I_j = I_0 * e^{\frac{q * U_j}{m * k * T}} - I_0 \quad (1.9)$$

Essa è sempre presente perché è propria del "diodo".

Si nota che la corrente di giunzione è costituita da due contributi:

- 1) I_0 : è dovuto al campo di giunzione ed è chiamata corrente di saturazione inversa,
- 2) $I_0 * e^{\frac{q * U_j}{m * k * T}}$ dovuta alla diffusione delle cariche da una concentrazione più elevata a una meno elevata ed è appunto la corrente di diffusione.

I termini dell'esponenziale sono:

- m: fattore di qualità della giunzione, per il silicio cristallino può variare tra 1 e 2,
- q: carica elettronica = $1,6 \cdot 10^{-19}$ [C]
- k: costante di Boltzmann = $1,38 \cdot 10^{-23}$ [J/K]
- T è la temperatura assoluta [K],
- U_j : è la tensione della giunzione.

Applicando le LKC (leggi di Kirchoff alle correnti) si ottiene la caratteristica corrente (I)-tensione (U) della cella fotovoltaica, che è espressa nella seguente formula:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (1.10)$$

Applicando le LKT (leggi di Kirchoff alle tensioni) si ottiene il bilancio delle tensioni, rappresentata dalla seguente espressione:

$$U = U_j - R_s I \quad (1.11)$$

L'immagine 1.10 presenta la curva caratteristica I-U della cella fotovoltaica. Nel primo quadrante si ha il normale funzionamento della cella, infatti si genera potenza, mentre nel secondo e nel quarto quadrante, la cella funziona da utilizzatore, quindi assorbe potenza. La curva non passa nel terzo quadrante perché lì non sono contemplati punti di funzionamento della cella.

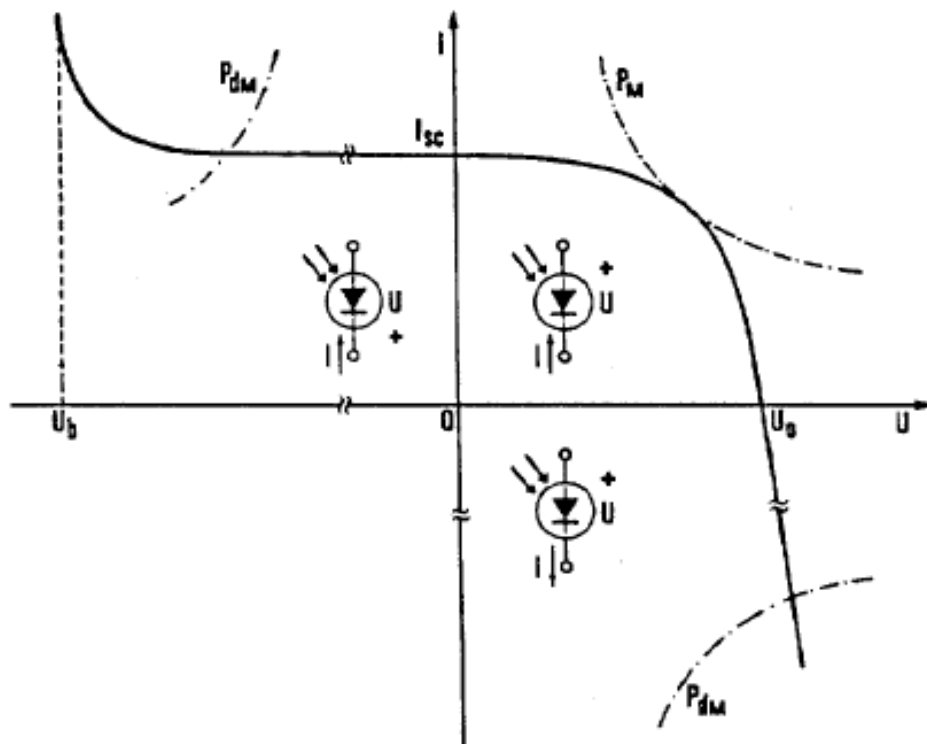


Figura 1.10 Funzionamento della cella solare

Questa immagine rappresenta i modi di funzionamento della cella solare. La curva incrocia due iperboli, una nel secondo quadrante (dove $U < 0$ e $I > 0$) e l'altra nel quarto (dove $U > 0$ e $I < 0$); esse identificano i limiti di potenza dissipabile e nella realtà sono limiti termici, che non si dovrebbero superare. Nel caso in cui la tensione raggiunga il valore di U_b la cella sarà distrutta in modo irrimediabile, perché è la condizione di breakdown. Nel primo quadrante la curva è tangente all'iperbole della potenza massima, ossia il luogo dei punti in cui si raggiunge la potenza massima. Infatti nel punto di tangenza il valore della corrente e della tensione rispettivamente sono: I_{mpp} [A] e V_{mpp} [V]. La potenza massima è il prodotto tra corrente e tensione e l'unità di misura è il [W]. In termini matematici:

$$P_{mpp} = I_{mpp} * V_{mpp} \quad (1.12)$$

I punti del grafico (valori) più importanti sono:

- 1) I_{sc} : valore di corrente in corto circuito (la sigla SC in inglese indica "short circuit"), il valore corrispondente della tensione è 0 V;
- 2) U_{oc} : valore di tensione in circuito aperto (la sigla OC in inglese indica "open circuit"), il valore corrispondente della corrente è 0 A;
- 3) I_{mpp} : valore della corrente a cui corrisponde la potenza massima (la sigla MPP in inglese indica "max power point");
- 4) V_{mpp} : valore della tensione a cui corrisponde la potenza massima.

Esiste un parametro che mette in relazione questi valori, il fill factor FF (fattore di forma). Esso è il rapporto tra la potenza massima e il prodotto della potenza che si potrebbe ottenere moltiplicando I_{sc} e U_{oc} . In genere è circa 0,7-0,8.

In termini matematici:

$$FF = I_{mpp} * V_{mpp} / (I_{sc} * V_{oc}) \quad (1.13)$$

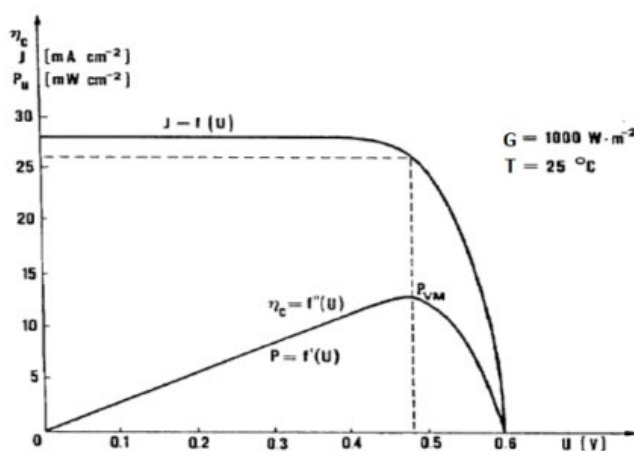


Figura 1.11 Caratteristica nel primo quadrante

[6], [7], [8], [9]

1.4 Dipendenza della cella solare dall'irradianza e dalla temperatura

In questa sezione è studiata la dipendenza della cella solare da due grandezze fisiche, l'irradianza e la temperatura, riassunta in due casi:

- 1) Variando l'irradianza, mantenendo la temperatura costante
- 2) Variando la temperatura, mantenendo l'irradianza costante.

Nel primo caso, si è analizzata la dipendenza della cella solare in funzione dell'irradianza, mantenendo la temperatura costante a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ (STC). La caratteristica della cella solare, è riportata nell'immagine 1.12 sottostante e si nota che le correnti, I_{sc} e I_{mpp} variano molto, poiché la corrente fotovoltaica è direttamente proporzionale all'irradianza. Le tensioni U_{oc} e U_{mpp} , variano poco, poiché sono legate all'irradianza tramite una legge logaritmica. Si nota che la linea della potenza massima è quasi verticale. Quindi diminuendo l'irradianza la potenza ottenibile diminuisce.

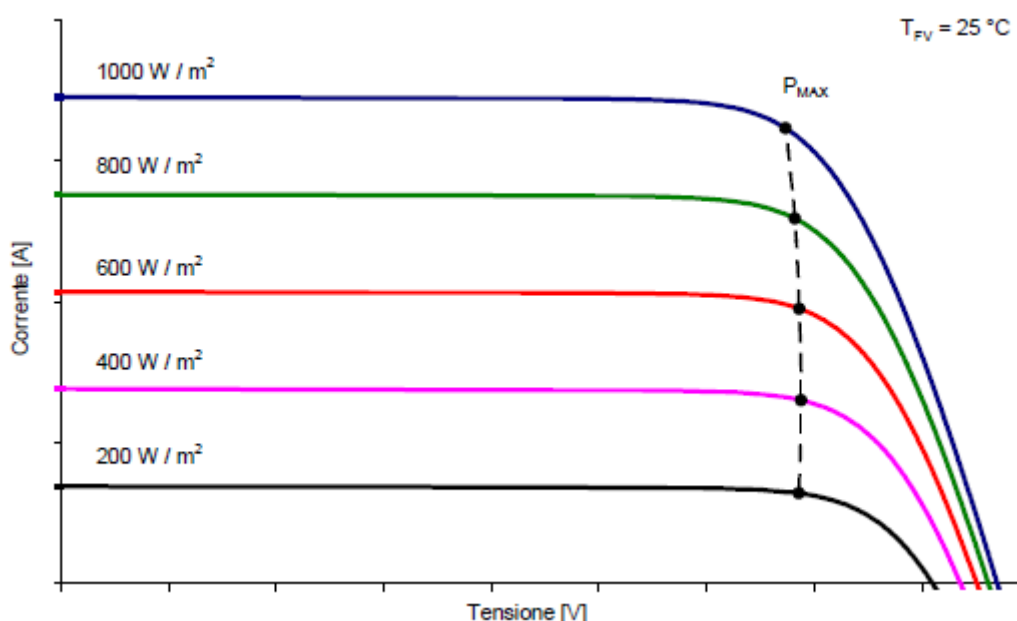


Figura 1.12 Caratteristica della cella solare a temperatura costante e irradianza variabile

Nel secondo caso, si è analizzata la dipendenza della cella solare in funzione della temperatura, mantenendo l'irradianza costante a $G = 1.000\text{ W/m}^2$. La caratteristica della cella solare, è riportata nell'immagine 1.13 e si nota che, aumentando la temperatura, si verifica un piccolo aumento della corrente I_{sc} e della corrente I_{mpp} , mentre le tensioni, U_{oc} e U_{mpp} , diminuiscono. Di conseguenza anche la potenza massima diminuisce.

La corrente fotovoltaica dipende fortemente dall'energy gap, che dipende a sua volta dalla temperatura; infatti se quest'ultima aumenta, l'energy gap diminuisce e il limite legato alla λ si sposta verso lunghezze d'onda maggiori e di conseguenza si ha più corrente a disposizione.

Fattore	Valore
$\frac{dJ_{sc}}{dT}$	$10 \mu A/(cm^2 \text{ } ^\circ C)$
$\frac{dU_{oc}}{dT}$	$-2,2 \text{ mV}/^\circ C$
$\frac{dP_M/P_M}{dT}$	$-0,45 \text{ } \%/^\circ C$

Tabella 1.3 Variazioni di densità di corrente, tensione e potenza variando la temperatura

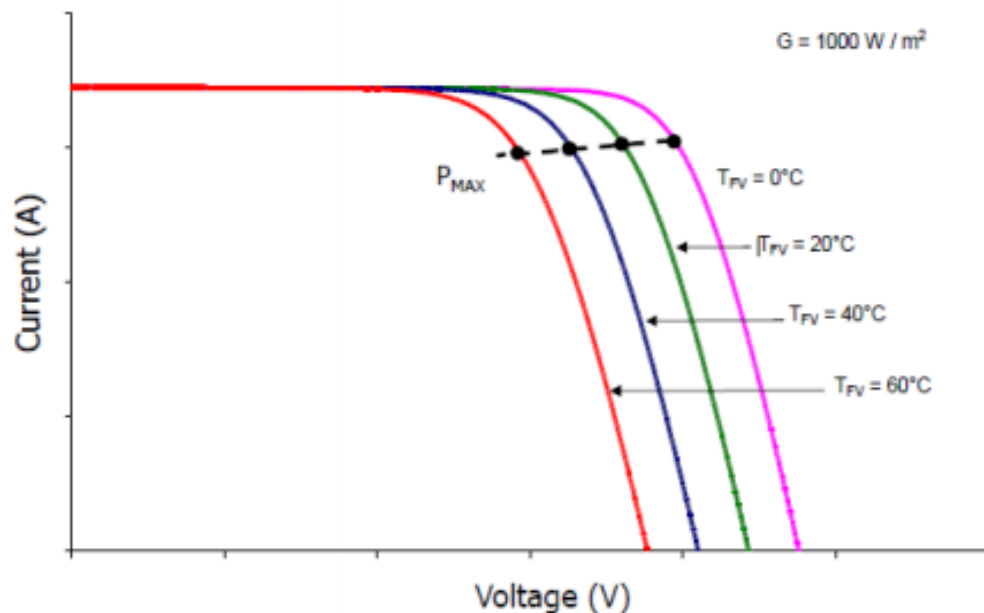


Figura 1.13 Caratteristica della cella solare a temperatura variabile e irradianza costante

[6], [7], [8], [9]

1.5 Connessioni di celle fotovoltaiche e funzionamento non ottimale: mismatch e ombreggiamento

La tensione che si può ottenere da una cella "c-Si" è di circa 0,6 V ed è indipendente dalla superficie, mentre la corrente ottenibile è di 8 A ed è proporzionale alla superficie della cella. Quindi la densità di corrente varia tra $J_{sc} = 25 - 35 \text{ mA/cm}^2$. La potenza ottenibile da una singola cella è di 4 W in condizioni standard. I carichi richiedono tensioni e correnti molto più grandi, quindi si collegano le celle in serie per aumentare la corrente e poi successivamente in parallelo per aumentare la tensione.

Le celle, in determinate condizioni, possono non funzionare bene, come per esempio il mismatch, dovuto a un difetto di fabbrica, oppure all'ombreggiamento.

Ipotizzando di collegare in serie N_s celle e funzionando bene $N_s - 1$ (curva b nella figura seguente), poiché una è soggetta a un mismatch (curva "a" nella figura seguente), o è soggetta all'ombreggiamento, (curva "a' ") si ha che la caratteristica risultante della stringa è formata dalla somma della tensione di $(N_s - 1) \cdot U$ delle $N_s - 1$ celle uguali e corrente I_{sc} pari a quella della cella peggiore. La curva "c" è la somma delle curve "a" e "b", mentre "c' " è la somma delle curve "a' " e "b' ".

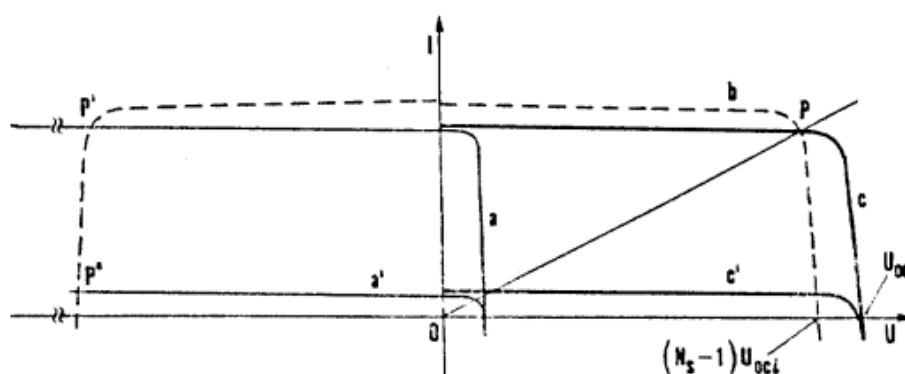


Figura 1.14 Mismatch e ombreggiamento delle celle

Quindi connettendo in serie più celle PV, i parametri fondamentali sono:

$$U_{oc,serie} = \sum_i U_{oc,i} \quad (1.14)$$

$$I_{sc,serie} \cong I_{sc,min} \quad (1.15)$$

Il guasto riguarda il secondo quadrante. La cella è ombreggiata e non dà contributo, si scalda, rischiando il breakdown e penalizza fortemente tutte le altre celle

e, come si vede dalle formule sopra riportate, se è completamente oscurata, fa annullare la corrente di corto circuito a tutte le celle connesse in serie. Si può risolvere questo problema con il diodo bypass, infatti esso agisce in tal modo che la corrente di corto circuito I_{sc} è limitata al valore della cella peggiore. In questo modo si recupera la corrente persa, ma il diodo bypass non dà contributo in tensione; così si cortocircuitano le celle difettose e si impedisce che le celle siano sottoposte a una tensione troppo negativa. Inoltre il suo scopo è quello di recuperare corrente e di limitare la tensione a un valore leggermente negativo. Questo diodo può essere posizionato per ogni cella, nel caso di applicazioni spaziali, oppure per 12-18 celle in serie, per le altre applicazioni. Senza il diodo e in caso di una cella ombreggiata, il calo di potenza può essere pari all'80%.

Il collegamento in parallelo ha un comportamento duale, ovvero, ipotizzando di collegare in parallelo le celle, il caso peggiore si ha con il circuito aperto perché la grandezza, che è limitata fortemente dalla cella difettosa o ombreggiata, è la tensione. Questa volta i parametri fondamentali sono:

$$I_{sc,parallelo} = \sum_i I_{sc,i} \quad (1.16)$$

$$U_{oc,parallelo} \cong U_{oc,min} \quad (1.17)$$

Il guasto riguarda il quarto quadrante. La soluzione, anche in questo caso è rappresentata da un diodo: il diodo di blocco, grazie al quale si recupera la tensione delle celle e si impedisce la circolazione di una corrente inversa. Esso si posiziona in serie a molte celle che sono in parallelo tra di loro.

In conclusione si è capito che per i collegamenti in serie gli elementi devono avere simili correnti, mentre per i collegamenti in parallelo gli elementi devono avere simili tensioni.

[6], [7], [8], [9]

1.6 Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico è costituito da diversi componenti, formando vari strati. Infatti per la realizzazione del modulo il materiale, che poi viene successivamente lavorato, ha la forma di un wafer.

I componenti più importanti sono:

- Vetro frontale da 3-4 mm,
- Guarnizione sigillante: EVA (Etilene Vinil Acetato),
- Cella FV,
- Guarnizione sigillante: EVA,
- Vetro o Tedlar,
- Telaio di alluminio,
- Scatola di giunzione.

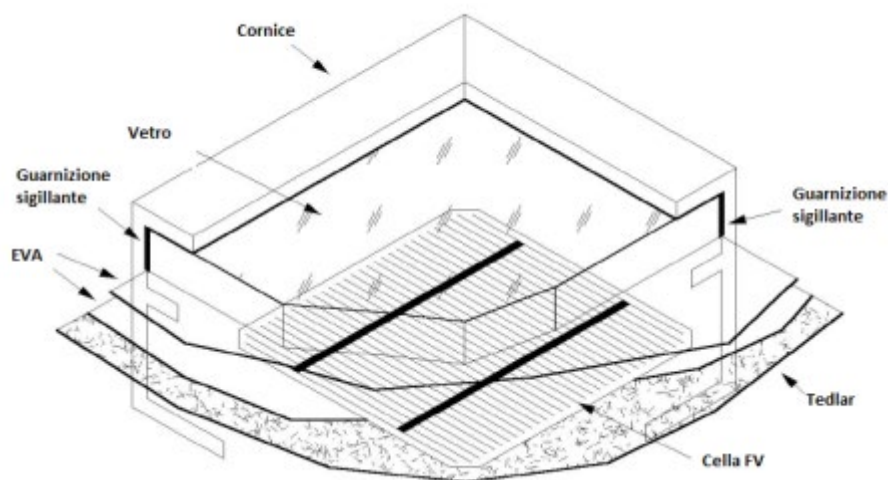


Figura 1.15 Struttura del pannello fotovoltaico

[6], [7], [8], [9]

1.7 L'inverter fotovoltaico e il MPPT

I moduli fotovoltaici sono collegati in stringhe, cioè sono collegati in serie.

Le stringhe in parallelo formano il campo fotovoltaico. In questo modo si ottiene la tensione stabilita (più moduli in serie) e la potenza stabilita (più moduli in parallelo). Il campo o generatore fotovoltaico produce corrente in forma continua (DC) e, grazie al collegamento con un convertitore DC/AC o inverter, si ottiene la corrente alternata (AC) che può essere utilizzata dalla maggior parte degli apparecchi utilizzatori.

L'inverter è un apparecchio elettronico la cui funzione è quella di convertire la corrente continua (DC), generata dai moduli fotovoltaici, in corrente alternata (AC), perciò ha il comportamento inverso del diodo raddrizzatore.

Gli inverter sono costituiti da dispositivi elettronici:

- Interruttori elettronici, prima si usavano i tiristori, attualmente i transistori,
- Condensatori e induttori, per l'accumulo di energia elettrica e magnetica e per filtrare le armoniche.
- Cavi elettrici per collegare tutti i dispositivi.

I primi inverter si basavano su interruttori elettronici a tiristori (SCR: silicon controlled rectifier) e potevano convertire la corrente solo in presenza della tensione di rete. Le note negative di questi tiristori consistono nel fatto che si chiudono in ritardo rispetto al segnale di riferimento e che non sono comandabili in apertura, quindi si spengono quando la corrente è pari a zero. [11]

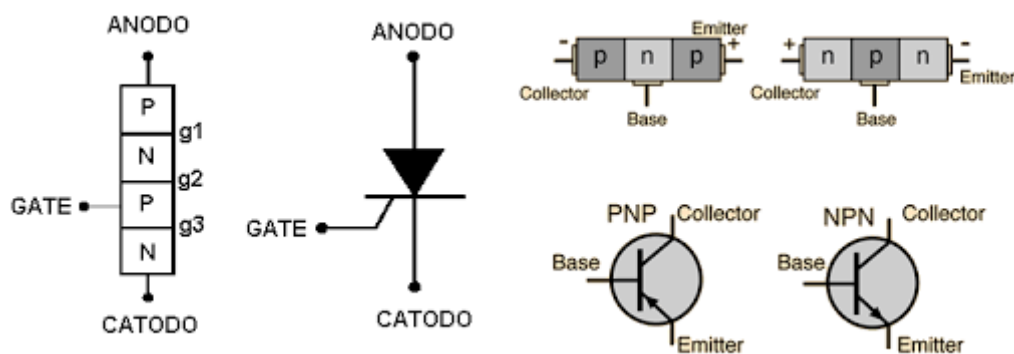


Figura 1.16 A sinistra: tiristore. A destra: transistor

Gli inverter attuali utilizzano i transistor, che sono i componenti fondamentali, infatti sono apparecchi elettronici, ossia interruttori comandabili in chiusura ed in apertura, in anticipo ed in ritardo. Hanno due morsetti di potenza e uno di comando in cui arriva il segnale di riferimento. I transistor più importanti sono il MOSFET (metal oxide semiconductor field effect transistor) e l'IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

Il convertitore elettronico con i transistor è bidirezionale, può funzionare sia da inverter (DC/AC) e sia da raddrizzatore (AC/DC). A differenza dell'inverter a tiristori, l'inverter a transistor permette di trasferire potenza dal lato DC al lato AC in assenza di tensione di rete, esempio in caso di black out, infatti è auto commutato, ossia il progettista del convertitore decide quando accendere e spegnere i transistor, indipendentemente dalla rete. Tutte queste operazioni sono regolate da un segnale di riferimento generato da un orologio interno al convertitore. Gli inverter con i transistor possono commutare ad elevata frequenza, hanno un comportamento sia induttivo sia capacitivo (mentre per gli inverter con i tiristori era solo induttivo), il loro contenuto armonico è basso e la forma d'onda che si può ottenere è sinusoidale.

La modalità di accensione e di spegnimento dei transistor, ossia la frequenza, avviene secondo la tecnica di modulazione PWM (Pulse Width Modulation, in italiano: modulazione a larghezza d'impulso). Essa è un confronto tra una forma d'onda triangolare, detta portante, in alta frequenza (1-100 kHz), generata con un orologio al quarzo, e una forma d'onda sinusoidale di rete a 50 Hz, detta modulante.

I parametri di regolazione sono due:

- 1) Indice di modulazione "m": ossia il rapporto tra l'ampiezza della modulante V_{sin} (sinusoidale) e l'ampiezza della triangolare V_{tr} (portante). In genere $m \leq 1$.

$$m = \frac{V_{sin}}{V_{tr}} \leq 1$$

- 2) L'angolo di fase della tensione generata dai moduli fotovoltaici rispetto alla tensione di rete, cioè se l'angolo è in anticipo o in ritardo.

L'idea è di confrontare le due forme d'onda e di avere un criterio di spegnimento e di accensione dei transistor, ottenendo una modulazione della larghezza dell'impulso: la figura 1.20 è una spiegazione grafica. Nel grafico in alto è tracciata la modulante in blu e la portante in nero; mentre nel grafico in basso sono raffigurati i valori di tensione. Quando la modulante (sinusoidale) è sopra la portante (triangolare), allora la tensione è positiva, quando si verifica la condizione opposta la tensione è pari a zero.

Questa è una tecnica, chiamata "unipolare", in cui il segnale generato varia tra lo zero e il valore positivo nella semi-onda positiva della sinusoide, e varia tra il valore negativo e zero nella semi-onda negativa della sinusoide. Nella tecnica "bipolare" quando la curva triangolare supera la curva sinusoidale, il valore della tensione non è più zero, ma è negativo, quindi nel grafico in basso, che usa la tecnica unipolare, ci sarebbe l'alternanza di due valori: uno positivo e l'altro negativo. Il risultato finale di questa modulazione è che si hanno impulsi più lunghi vicino ai valori assoluti maggiori della sinusoide e impulsi più brevi vicino agli zeri che incontra la sinusoide. Entrambe queste tecniche hanno vantaggi in termini armonici, perché non si avranno armoniche in bassa frequenza, ossia perdite energetiche sulla rete.

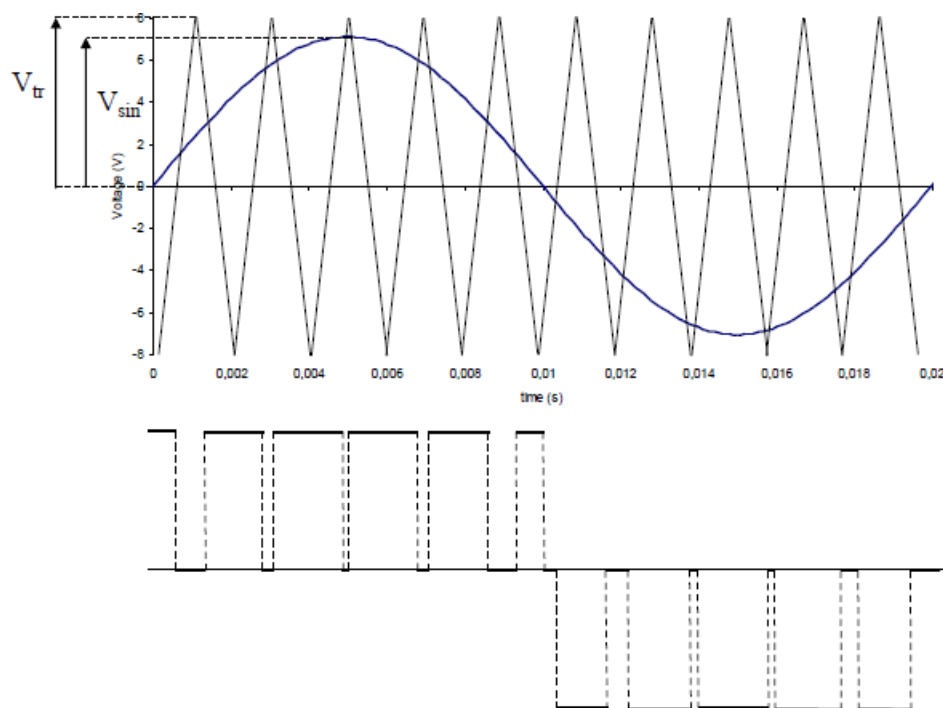


Figura 1.17 Confronto tra forma d'onda triangolare e quella sinusoidale

Gli inverter possono essere centralizzati o di stringa.

Gli inverter centralizzati sono utilizzati generalmente per impianti fotovoltaici di grandi dimensioni e possono avere potenze anche fino a 800 kW.

Gli inverter di stringa, invece, sono più piccoli ed hanno dimensioni inferiori a quelli centralizzati. Sono utilizzati per impianti residenziali ma anche commerciali ed arrivano a potenze di 100-120 kW circa.

I primi, quelli centralizzati, hanno un costo inferiore rispetto a quelli di stringa, ma non permettono di monitorare accuratamente i singoli moduli fotovoltaici in quanto, con un unico grande inverter, si hanno molte stringhe connesse in parallelo.

Inoltre, per la maggior parte dei casi, gli inverter centralizzati hanno un singolo inseguitore di potenza massima MPPT.

I secondi, quelli di stringa, sono di taglia inferiore rispetto agli inverter centralizzati e sono adatti per gli impianti domestici con uno o più orientamenti diversi, per questo motivo possono avere più MPPT. Inoltre sono più versatili rispetto ai primi.

L'inverter costituisce una parte dell'unità di condizionamento che è costituita anche dall'MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Il compito di questa unità è sia quella di convertire corrente da DC in AC (inverter), sia quella di ricercare il punto di massima potenza (MPPT). Rispetto agli altri impianti elettrici, in cui il generatore si adatta al carico, nel caso del generatore fotovoltaico, è il carico che si adatta al generatore, quindi l'MPPT cerca di applicare una resistenza, di carico, in modo tale da lavorare nel punto di massima potenza.

L'inseguitore di massima potenza è l'insieme di un "convertitore" DC/DC e di un'apposita tecnica di controllo. Il convertitore DC/DC è un trasformatore in CC e può essere di vario tipo:

- Abbassatore (buck): abbassa la tensione ed aumenta la corrente,
- Elevatore (boost): aumenta la tensione ed abbassa la corrente
- Misto (buck/boost).

In definitiva il MPPT mantiene il prodotto corrente-tensione inalterato (il suo rendimento è circa il 98%), lavorando come se fosse un trasformatore in CC.

Le tecniche di controllo vengono utilizzate in accordo con diversi algoritmi:

- conduttanza incrementale: è il metodo più corretto, in quanto sfrutta la proprietà secondo cui la resistenza del carico deve essere uguale alla resistenza differenziale del generatore;
- perturba e osserva (P&O): è il metodo più usato, il quale incrementa o decrementa il voltaggio controllando se avviene un aumento o una diminuzione di potenza. Se la potenza aumenta, l'algoritmo continua a modificare il voltaggio nella stessa direzione; se la potenza diminuisce, l'algoritmo regolerà il voltaggio nella direzione opposta;
- voltaggio costante: è il metodo più semplice ma meno accurato. Dopo aver misurato il voltaggio di circuito aperto (VOC), l'algoritmo stabilisce che il voltaggio ottimale, nelle condizioni di utilizzo, equivale a circa il 70-80% di VOC.

Il numero dei MPPT all'interno di un inverter è un parametro molto importante in quanto maggiori essi sono, maggiore sarà la capacità dell'inverter di funzionare con miglior rendimento. Si possono avere più MPPT.

E' molto importante avere più MPPT quando, per esempio, il tetto di un'abitazione ha più orientamenti. Come descritto prima, il MPPT cerca il punto di massima potenza, quindi cerca il miglior "rapporto" corrente / tensione. Se i moduli sono orientati in maniera differente, essi riceveranno una radiazione solare diversa e quindi la tensione e la corrente saranno diverse tra di loro. Se un MPPT è collegato a moduli con tilt e/o azimut diversi non riuscirà a funzionare bene, anzi, potrebbero esserci complicazioni.

Gli inverter possono prevedere o no il trasformatore all'interno. Gli inverter senza trasformatore sono chiamati (*Transformer-less, TL*).

L'inverter funziona entro un intervallo di tensione, oltre il quale va in stand-by: se la tensione è più bassa della tensione minima dell'intervallo, non mantiene in funzione la logica di controllo e l'inseguitore di massima potenza; se la tensione è troppo elevata, può danneggiare l'elettronica.

[6], [7], [8], [9]

1.8 L'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è composto da:

- Generatore fotovoltaico,

- Inverter,
- Cavi,
- Quadri elettrici,
- Strumenti di monitoraggio,
- Dispositivi di protezione.

Esso può essere collegato alla rete, per esempio l'impianto domestico, oppure non collegato alla rete, per esempio l'impianto di un rifugio. In entrambi i casi si cerca di massimizzare l'autosufficienza, ma la differenza sostanziale è che l'accumulo nel primo caso è rappresentato dalla rete, mentre nel secondo caso dalle batterie. Un vantaggio degli impianti "grid connected" è il fatto che si possa vendere l'energia in eccesso nel caso in cui gli elettrodomestici hanno un carico complessivo inferiore alla produzione di quel momento dell'impianto fotovoltaico.

Le taglie degli impianti possono variare da qualche W, (basti pensare alle luci collegate a un piccolo pannello) a qualche decine o addirittura centinaia di MW (impianti per la produzione di energia elettrica da immettere nella rete nazionale).

I vantaggi principali degli impianti fotovoltaici sono

- 1) Produzione di energia senza inquinare per tutta la vita dell'impianto
- 2) Nessun rumore durante il suo funzionamento
- 3) Manutenzione rapida e non onerosa
- 4) Notevole abbassamento del costo rispetto a qualche anno fa

Di contro gli svantaggi principali sono:

- 1) Produzione di energia intermittente, dipendente dalle condizioni atmosferiche
- 2) Bassa densità energetica rispetto alle fonti fossili.

[6], [7], [8], [9]

2 Concetti fondamentali ed esposizione del programma “RES tool”

Come si è visto nell'introduzione, in questi anni si vuole aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, diminuendo l'uso dei combustibili fossili e riducendo in questo modo le emissioni di gas serra. Validi alleati in questo cambiamento sono il fotovoltaico e l'eolico, energie pulite, provenienti, direttamente o indirettamente, dal Sole. Queste fonti energetiche stanno avendo uno sviluppo elevato e sono via via più pervasive, poiché il loro costo è diminuito negli ultimi anni. In questo capitolo si esamina uno strumento di calcolo, basato sul software Excel, che potrà essere utilizzato per analizzare impianti a energia rinnovabile (fotovoltaico ed eolico) con un eventuale accumulo. La taglia degli impianti è variabile, si possono analizzare sia impianti domestici sia impianti industriali o per la produzione di energia elettrica da immettere in rete. Lo scopo è quello di fornire uno strumento preciso e di rapida comprensione. Il nome di questo programma è “RES tool” ossia strumento per le fonti energetiche rinnovabili, dall'inglese “renewable energy sources”.

Questo capitolo è composto da tre sezioni:

- 1) **Sezione 1.** In essa lo studio è focalizzato sugli impianti fotovoltaico ed eolico. Sono stati trattati i concetti fondamentali, quali, autosufficienza e autoconsumo di un impianto oppure la differenza tra impianto attivo e passivo. Vi sono cenni sulla teoria dell'eolico e dell'accumulo.
- 2) **Sezione 2.** In essa l'analisi effettuata riguarda sia l'impianto fotovoltaico sia l'impianto eolico. Sono esaminati i modelli su cui si basa il programma “RES tool”. Viene presentato un approfondimento sulle procedure da seguire affinché si possa utilizzare questo strumento facilmente e correttamente. Sono stati esaminati l'aspetto energetico e quello economico. Il primo fornisce un'evidenza delle potenze installate e delle energie prodotte e in quale periodo dell'anno si produce di più; il secondo mostra con diversi parametri se l'investimento sarà fruttuoso, quindi se ci sarà un ritorno economico oppure se l'investimento, nella realtà, sarà una perdita. In aggiunta, si dà risalto anche all'ottimizzazione energetica tramite un'analisi di sensibilità, scegliendo diverse

taglie dell'impianto ed economica, facendo alcune ipotesi sui prezzi. Infine l'ultima parte di questa sezione riguarda l'aspetto ambientale, ossia il calcolo delle emissioni globali della CO₂.

- 3) **Sezione 3.** In essa sono descritti i punti più importanti, i fogli di calcolo Excel che costituiscono "RES tool" e quali strumenti sono stati utilizzati per la sua realizzazione. L'analisi, qui svolta, è valida sia per il fotovoltaico sia per l'eolico.

La prima sezione vuole introdurre concetti e definizioni che si adattano a un impianto energetico e ad un'analisi economica. La seconda e la terza sezione sono simili, la differenza consiste nel fatto che nella seconda c'è una trattazione più generale e teorica sui modelli e le procedure, mentre nella terza viene analizzato il software Excel per un impianto a energia rinnovabile, sia fotovoltaica sia eolica, considerando i singoli fogli di lavoro e le macro che sono state utilizzate.

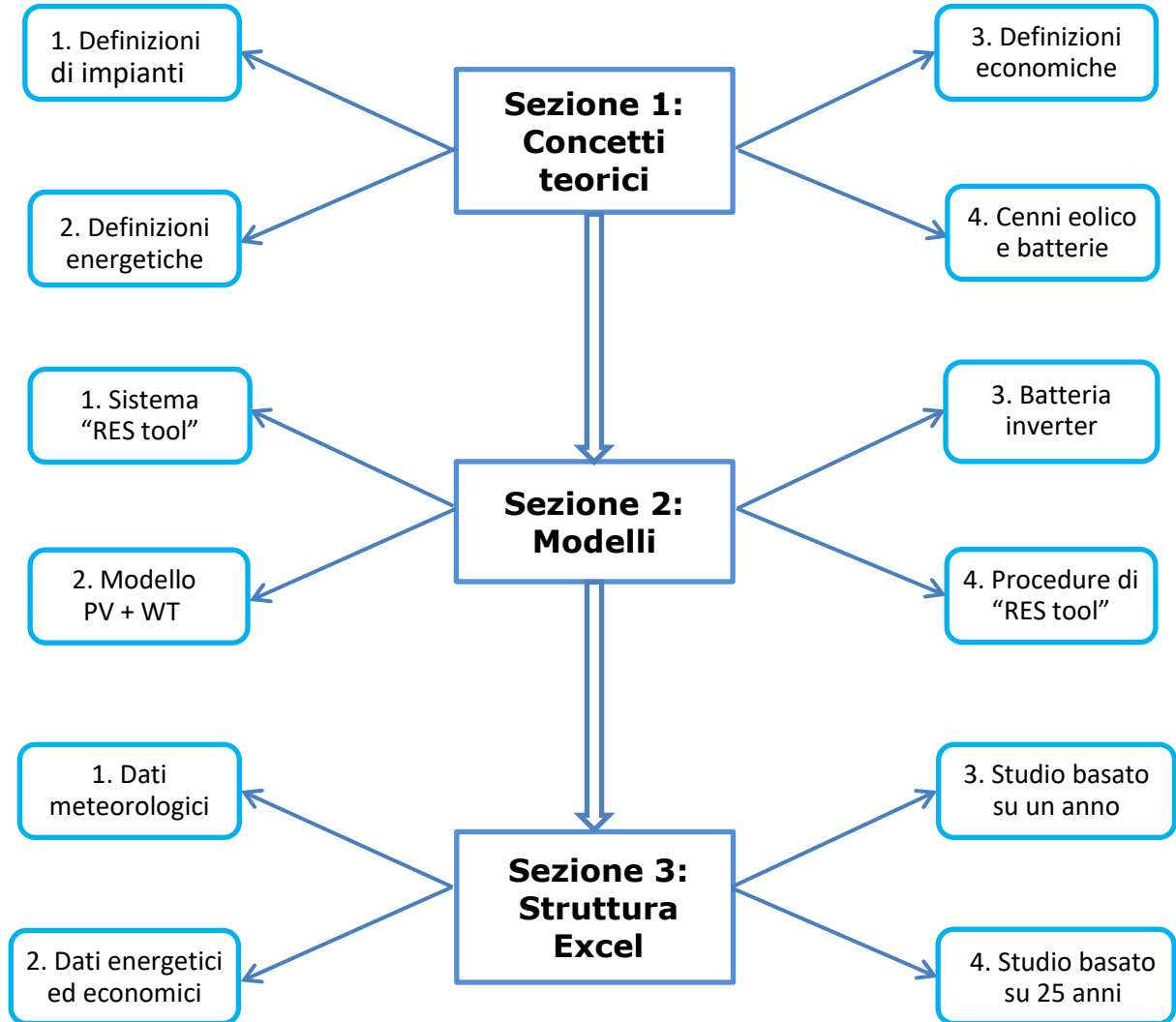
Gli scopi di questo programma sono:

- Evidenziare le potenzialità delle fonti rinnovabili,
- essere in grado di fare una pianificazione energetica ed economica di queste fonti.

Lo schema delle tre sezioni di questo capitolo, nella pagina seguente ha lo scopo di fissare e chiarire i concetti.

"RES tool"

Schema (1)



2.1 Concetti teorici

In questa sottosezione vengono espone nozioni teoriche a cui si è fatto riferimento in questo lavoro di tesi, su aspetti che non sono stati ancora approfonditi.

Sono state analizzate le definizioni di impianti attivi e passivi, così come quelle di autoconsumo e di autosufficienza di un'utenza; quest'ultimi due concetti sono di fondamentale importanza. Per fare uno studio completo e accurato non possono mancare concetti economici quali: valore attuale netto (VAN), tasso interno di rendimento (TIR), tempo di recupero dell'investimento (TRI, in inglese PBT: pay back time) e costo livellato dell'energia (CLDE, in inglese LCOE: levelized cost of energy). Infine, poiché in precedenza è stata trattata solo la teoria del fotovoltaico e poiché in questo capitolo sono stati esaminati anche l'eolico e le batterie, sono riportati cenni teorici su entrambi questi argomenti.

▪ Definizioni di impianti

L'impianto energetico è quella struttura fisica che è destinata alla produzione di energia, generalmente elettrica, alimentato da fonti fossili oppure rinnovabili. Nel caso esaminato è stato trattato principalmente l'impianto fotovoltaico e per alcuni aspetti anche quello eolico. A differenza dell'eolico, eccetto il microeolico, poco pervasivo, il fotovoltaico esiste anche sotto forma di impianti residenziali, oltre a quelli di grande taglia.

Secondo la norma CEI 0-16 l'utente attivo è il soggetto che produce energia elettrica, mentre l'utente passivo è il soggetto che preleva dalla rete, ossia il consumatore. In questi ultimi anni molte persone hanno installato un impianto fotovoltaico, così facendo l'utente passivo riesce a produrre energia elettrica, aumentando l'autoconsumo energetico e divenendo così consumatore attivo. Perciò la produzione di energia elettrica sta cambiando perché oltre ad avere nella rete punti di grossa taglia vi sono punti di piccola, quindi la produzione da concentrata sta diventando più distribuita. Producendo energia elettrica da casa, tramite il fotovoltaico, si generano effetti positivi, quali: la riduzione delle perdite nelle reti elettriche e un'ulteriore spinta nello sviluppo delle reti intelligenti.

▪ Definizioni di tipo energetico

I due indicatori che danno la misura di quanta energia si produce e si consuma localmente e quindi di quanto si può risparmiare, sono l'autosufficienza e l'autoconsumo:

- 1) L'autosufficienza AS : è definita come il rapporto tra l'energia prodotta localmente e immediatamente utilizzata o localmente immagazzinata e poi utilizzata (E_{PSU}) dal consumatore e l'energia consumata, ossia il carico elettrico (E_c).

$$AS = \frac{E_{PSU}}{E_c} \quad (2.1)$$

- 2) L'autoconsumo AC : è definito come il rapporto tra l'energia prodotta localmente e immediatamente utilizzata o localmente immagazzinata e poi utilizzata (E_{PSU}) dal consumatore e l'energia totale generata dall'impianto (E_g).

$$AC = \frac{E_{PSU}}{E_g} \quad (2.2)$$

In generale entrambi i valori sono riferiti all'anno di esercizio, così da contemplare sia i periodi favorevoli, come la primavera e l'estate, sia quelli sfavorevoli, come l'autunno e l'inverno. Possono, tuttavia, essere calcolati anche su base mensile o giornaliera, come nel caso della figura 2.1 per avere un raffronto tra l'energia prodotta dal fotovoltaico nel giorno e il carico elettrico dell'utenza domestica. Ovviamente l'autoconsumo e l'autosufficienza dipendono sia dalle condizioni ambientali del luogo, sia dal carico elettrico e dalla presenza di un eventuale sistema di accumulo energetico.

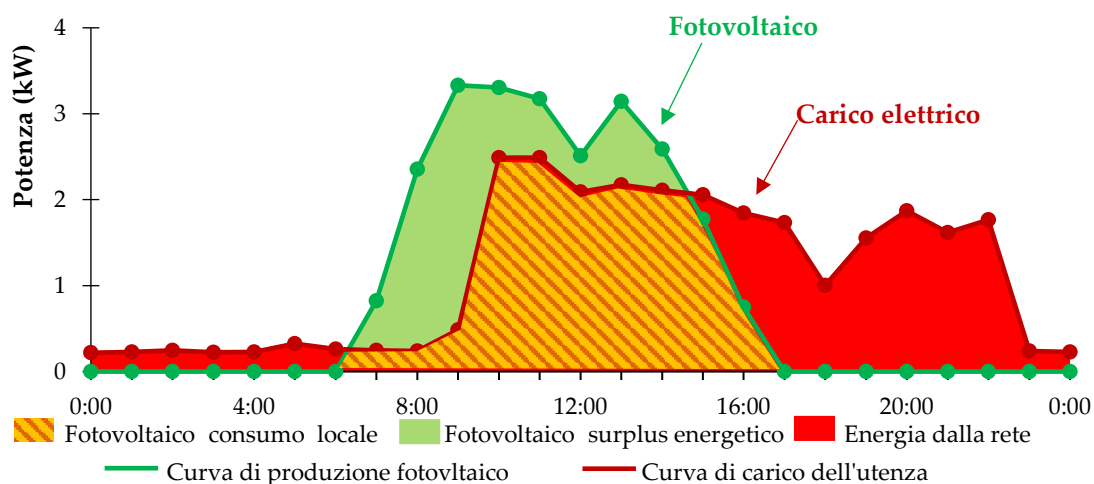


Figura 2.1 Confronto tra il carico elettrico e la produzione di fotovoltaico

L'area in rosso corrisponde al carico elettrico, ossia l'energia prelevata dalla rete e ha un picco verso le ore 11 del mattino per poi diminuire e restare più o meno

costante. L'area in verde, è l'energia prodotta dai pannelli solari e ha un picco nelle ore centrali della giornata. Dalle ore 14 alle ore 6 del giorno successivo la curva rossa è più alta della curva verde, ciò significa che c'è assorbimento dalla rete, anche se ci può essere produzione dai pannelli, come accade alle ore 15. Dalle ore 6 alle ore 14 la produzione di energia elettrica dal fotovoltaico è superiore al fabbisogno dell'utenza, quindi i pannelli, oltre a fornire energia per soddisfare il carico elettrico, corrispondente all'area a righe oblique gialle ed arancioni, cede energia alla rete, rappresentata dall'area verde, perché i pannelli producono più di quanto la casa richiede. L'energia autoconsumata è proprio l'area bicolore. La grandezza dell'autoconsumo corrisponde all'area giallo-arancione diviso l'area verde. Avendo come limite la disponibilità del Sole nelle ore centrali della giornata, per ottimizzare l'autoconsumo le due curve, quella verde e quella rossa dovrebbero il più possibile combaciare, ossia essere in fase, perciò parte dei consumi della sera, si dovrebbero spostare alla mattina. La grandezza dell'autosufficienza è il rapporto tra l'area bicolore e l'area rossa. Perciò si deduce che aumentando l'energia autoconsumata, aumenta sia l'autoconsumo sia l'autosufficienza. L'energia in surplus, quindi, venduta alla rete, genera un ritorno economico, perché è pagata all'utenza, ma nei prossimi anni, data la diminuzione del prezzo dell'accumulo elettrochimico, in moltissimi casi sarà conveniente installare anche un pacco batterie. Ciò provocherà, come sta avvenendo in questi anni per chi decide di comprare un sistema di accumulo, un aumento dell'autoconsumo e dell'autosufficienza, dando benefici alle utenze e alla rete elettrica. Perché, per le prime l'area bicolore sarà più grande, difatti di giorno sarà venduta meno energia alla rete e verranno ricaricate le batterie, che si scaricheranno alla sera, per soddisfare almeno in parte il carico elettrico, quando il Sole non c'è; mentre per la seconda, la rete elettrica, da un lato ci sarà meno traffico sulle linee elettriche, non sovraccaricando il sistema e dall'altro le perdite elettriche diminuiranno.[11]

▪ Definizioni di tipo economico

Imprescindibile per un impianto, oltre all'analisi energetica, è l'analisi economica, che è necessaria per avere un quadro completo e chiaro dell'eventuale investimento. Esistono diversi indicatori economici a riguardo, i più importanti sono: valore attuale netto (VAN), tasso interno di rendimento (TIR), tempo di recupero dell'investimento (TRI, in inglese PBT: pay back time) e costo livellato dell'energia (CLDE, in inglese LCOE: levelized cost of energy) Inoltre c'è una procedura da seguire per scegliere quale progetto, dal punto di vista economico, è il migliore.

Questi parametri danno un'indicazione sulla bontà dell'investimento, è una stima e non una previsione assoluta, specialmente quando si parla di un lungo periodo come 25 anni. L'azienda che desidera fare un investimento, di carattere energetico-ambientale, deve:

- 1) sostenere un esborso iniziale di alcune migliaia di euro,
- 2) per tutta la vita utile dell'impianto, verificare i flussi di cassa positivi, provenienti dai ricavi dell'investimento, e i flussi di cassa negativi provenienti dalla manutenzione, dalle tasse e dai prestiti.

Il VAN e il TIR sono parametri, o meglio metodi, tra loro alternativi, che forniscono un giudizio complessivo dell'investimento.

Il TRI, invece, è un metodo che verifica dopo quanto tempo l'azienda pareggia l'investimento. Questi metodi omogeneizzano tutti i flussi di cassa, portandoli tutti al tempo zero, così da poter fare un bilancio e sapere effettivamente quali sono i costi e i profitti dell'investimento nelle condizioni attuali.

Infine il CLDE è il costo dell'unità di energia prodotta, utile per confrontare diversi impianti per la produzione di energia elettrica.

➤ **VAN**

Il VAN, valore attuale netto (in inglese: net present value): confronta il valore attuale dei flussi di cassa generati dall'investimento e il costo sostenuto per realizzarlo, quindi è definito come la somma tra i flussi di cassa attualizzati al momento presente, dell'anno preso in considerazione, indicato con "n" nella formula 2.3 e il costo dell'investimento.

La formula nella pagina seguente è la sua rappresentazione matematica:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{F_t}{(1+k)^t} \right) - F_0 \quad (2.3)$$

Dove:

- F_t : flussi di cassa;

- F_0 : costo dell'investimento iniziale;
- n : numero di anni relativi al periodo dell'investimento o anni relativi alla vita utile dell'investimento;
- k : tasso di interesse o tasso di sconto; per investimenti in Italia si considera pari al 3%;
- t : indice dell'operatore sommatoria.

A seconda del VAN ci sono tre indicazioni sulla bontà dell'investimento:

- $VAN > 0$: l'investimento è fruttuoso,
- $VAN = 0$: l'investimento è indifferente,
- $VAN < 0$: l'investimento è infruttuoso.

➤ **TIR**

Il TIR, tasso interno di rendimento (in inglese IRR, internal rate of return): calcola il tasso di attualizzazione che rende pari a zero il VAN, ossia è quel tasso di interesse che, se applicato, dà una condizione di pareggio tra costi e guadagni economici totali al termine della vita utile dell'impianto. In termini matematici, si riprende la formula dal VAN e si impone uguale a zero:

$$\sum_{t=1}^n \left(\frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \right) - F_0 = 0 \quad (2.4)$$

In questa formula, a differenza del calcolo del VAN, l'incognita è il TIR, che si ricorda è una percentuale. Per avere un quadro della situazione lo si confronta con il tasso di sconto, precedentemente definito, "k":

- $TIR > k$: l'investimento è fruttuoso,
- $TIR = k$: l'investimento è indifferente,
- $TIR < k$: l'investimento è infruttuoso.

Tra il metodo del VAN e del TIR, il metodo migliore è il primo perché, in primo luogo l'equazione 2.4, essendo di grado "n", può fornire più soluzioni "accettabili", e in secondo luogo perché il TIR non è lo strumento più adatto per la scelta di investimenti diversi, difatti non dice quale investimento dà maggior guadagno.

➤ **TRI**

Il TRI, tempo di recupero dell'investimento (in inglese PBT, pay back time): è definito come il tempo di rimborso dell'investimento ed esprime il numero di anni necessari per raggiungere il pareggio economico tra guadagni e costi. Da quel momento in poi l'azienda inizia a guadagnare sull'investimento, perché il guadagno eguaglia l'esborso iniziale. Esistono due espressioni per il TRI, perché il primo, detto semplice, non considera la variazione del valore dei soldi con il tempo, il secondo, detto scontato invece la considera.

1) Dal punto di vista matematico, il primo ha la seguente formula:

$$TRI = \frac{U}{E} \quad (2.5)$$

Dove:

- U: investimento totale speso in [€],
- E: guadagno annuo conseguito grazie all'investimento in [€/anno].

Esso, anche se non tiene conto che il capitale finanziario ha un costo per l'impresa, può essere utile per uno studio di massima.

2) Dal punto di vista matematico, il secondo ha la seguente formula:

$$\sum_{t=1}^n \left(\frac{F_t}{(1+k)^t} \right) - F_0 = 0 \quad (2.6)$$

Essa è l'identica formula del VAN e del TIR e in questo caso l'incognita è "n", il numero degli anni. Si vuole definire il valore di "n" per il quale l'equazione si annulla. Un progetto che ha un TRI piccolo è più conveniente di uno il cui TRI è maggiore. L'azienda può decidere un T_I , ossia un tempo limite in cui deve realizzarsi il TRI:

- $TRI > T_I$: l'investimento non si deve fare;
- $TRI < T_I$: l'investimento si può fare.

➤ **Scelta del progetto**

Dopo il calcolo dei parametri sopra presentati, si può iniziare a considerare la scelta del progetto, che dipende da eventuali vincoli di budget:

- Se non esistono vincoli, da considerare, sono fattibili gli investimenti con il $VAN > 0$ e si sceglie quello con il VAN maggiore e il TRI più piccolo, a parità di prestazioni e di vita utile dell'impianto.
- Se esistono vincoli, si segue la seguente procedura:

1) Si calcola l'indice di profittabilità I_p di ogni progetto, così definito:

$$I_p = \frac{VA}{|F_0|} \quad (2.7)$$

Dove: VA: è il valore attuale, ossia è la sommatoria di tutti i flussi di cassa attualizzati ricavati dall'investimento, escludendo il costo iniziale F_0 ,

2) Si sceglie il progetto con l' I_p più grande, a patto che sia maggiore di uno.

➤ CLDE

Il CLDE, costo livellato dell'energia (in inglese LCOE: levelized cost of energy) è definito come il prezzo medio al quale l'elettricità deve essere generata da una fonte specifica per poter recuperare l'investimento economico per realizzare l'impianto; il CLDE è espresso in [€/kWh].

Come si intuisce, esso è utile per confrontare economicamente diverse fonti energetiche. Considerando che è il rapporto tra la sommatoria di tutti i costi dell'impianto nella sua vita utile e la sommatoria di tutta l'energia prodotta dall'impianto nella sua vita utile, la sua formula matematica è:

$$CLDE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}} \quad (2.8)$$

Dove:

- I_t : è l'investimento all'anno $[t]$,
- M_t : sono i costi operativi e di manutenzione annuali, O&M (operation and maintenance),
- F_t : Costo del carburante annuale, in genere è nullo per gli impianti fotovoltaici ed eolici,
- E_t : Energia elettrica prodotta all'anno,
- k : tasso di sconto,
- n : anni di vita utile dell'impianto.

Negli ultimi anni c'è stato un calo del LCOE del fotovoltaico e dell'eolico, ora rispettivamente i loro costi sono: 0,109 USD/kWh e 0,067 USD/kWh [13].

▪ Cenni sull'eolico

Una risorsa energetica che deriva in modo indiretto dal Sole è il vento e in quanto tale è una fonte rinnovabile. L'uomo ha individuato il modo di sfruttare la sua energia, tramite le turbine eoliche. Il vento, purtroppo, è incostante e molto aleatorio. Nonostante ciò, conoscendo le caratteristiche del sito e del tipo di turbina si può giungere a una stima della produzione di energia elettrica e della producibilità annua. Per esempio non è un caso che in pianura padana non ci siano parchi eolici, mentre sulla dorsale appenninica ne sono parecchi, infatti nella prima per la conformazione del territorio, Alpi, il vento mediamente ha basse velocità durante l'anno e questo non rende redditizia la costruzione di un impianto eolico, realizzazione che è conveniente nella seconda perché c'è abbastanza vento. La velocità media annuale del vento per la quale un impianto è un'opzione da considerare, è pari almeno a 6 m/s, limite inferiore. Per la produzione di energia elettrica le turbine usate, che hanno un rendimento migliore, sono quelle ad asse orizzontale. Se per il fotovoltaico la densità di potenza superficiale è di 1000 W/m^2 , per l'eolico essa dipende dalla velocità del vento, infatti per velocità di 8-10 m/s, è pari a $300\text{-}600 \text{ W/m}^2$, mentre per 20 m/s, raggiunge anche valori di circa 5000 W/m^2 .

➤ **L'energia nella turbina eolica**

L'energia che si può ricavare dal vento è calcolabile applicando l'equazione di continuità di massa (2.9) e il trinomio di Bernoulli (2.10) tra due sezioni, una di ingresso S_1 e una di uscita S_2 considerando un flusso stazionario e ipotizzando la massa incomprimibile, quindi volume costante, in moto e in assenza di lavoro meccanico. L'energia potenziale è costante, perché la quota del flusso d'aria si può ritenere uguale tra la sezione 1 e la sezione 2. Sono gli altri due fattori che dovranno mutare per rispettare la conservazione dell'energia. In quest'analisi la turbina eolica, posta tra le sezioni di ingresso e di uscita, ha uno spessore infinitesimo ed è posizionata in maniera perpendicolare al flusso d'aria. Ci sono tre fenomeni che accadono nel tubo di flusso:

- 1) Espansione della sezione trasversale, tra le sezioni di ingresso e di uscita,
- 2) Riduzione dell'energia cinetica, perché la velocità diminuisce: $u_1 > u_2$,
- 3) Aumento della pressione tra prima e dopo l'attraversamento delle pale: $p_1 = p_2$, con una discontinuità in corrispondenza delle pale, perché c'è trasferimento energia, quindi lavoro, tra il flusso d'aria e le pale; il trinomio di Bernoulli non si applica nella sezione di attraversamento perché c'è lavoro esterno.

Le formule su cui si basano queste considerazioni sono:

$$\rho * u * A = costante \quad (2.9)$$

$$p + \frac{1}{2} * \rho * u^2 + \rho * g * h = costante \quad (2.10)$$

Dove:

- m : è la massa in [kg],
- t : è il tempo in [s],
- ρ : è la densità dell'aria pari a 1,225 [kg/m³], calcolata a 15°C e 1 atm,
- u : è la velocità del vento in [m/s],
- A : è la sezione di attraversamento del fluido in [m²],
- p : è la pressione atmosferica in [Pa],
- g : è la costante di accelerazione di gravità pari a 9,81 [m/s²],
- h : è l'altezza media del flusso sul livello del mare in [m].

In figura 2.2 è presente una rappresentazione grafica di quanto spiegato.

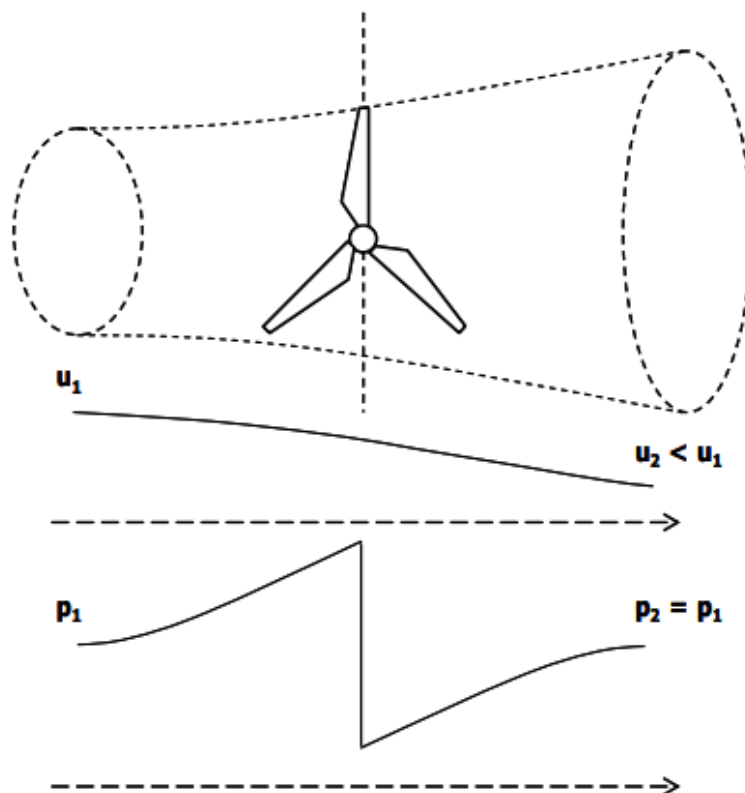


Figura 2.2 Andamento della velocità e della pressione nel tubo di flusso

➤ **Struttura turbina eolica**

Le turbine analizzate, sono ad asse orizzontale e hanno tre pale. La turbina è collegata al terreno tramite una torre alta anche 100 m. Le pale sono costituite da fibra

di carbonio con diametri che vanno da 30 ai 100 m e sono progettate in modo da massimizzare la forza di portanza. Le pale fanno girare il mozzo con velocità basse, circa 10-30 rpm, quindi il mozzo è collegato a un "gearbox" ossia un moltiplicatore di giri che gira ad alta velocità 1500 rpm. Questo albero a sua volta trasferisce la coppia al generatore elettrico, il quale in genere è asincrono ed inoltre è presente il CEB (convertitore elettronico bidirezionale). Tutti i componenti sono posti nella struttura chiusa posta sulla torre, chiamata navicella. In caso di tempesta, alte velocità del vento c'è un freno per bloccare le pale. Il meccanismo di regolazione aereodinamica più importante è quello del controllo del beccheggio delle pale e si attua variando l'angolo β , ossia l'angolo di inclinazione delle pale rispetto all'asse di rotazione:

- Aumentandolo, si dice che si va verso lo stallo, provoca una sollecitazione maggiore sulla struttura perché le forze di resistenza aumentano, mentre la portanza diminuisce.
- Diminuendolo, si dice "messa a bandiera", è un metodo migliore, perché le sollecitazioni e le forze diminuiscono sulla struttura.

Inoltre si ha anche il controllo dell'imbardata: si sposta l'orientamento della navicella per seguire la direzione di provenienza del vento.

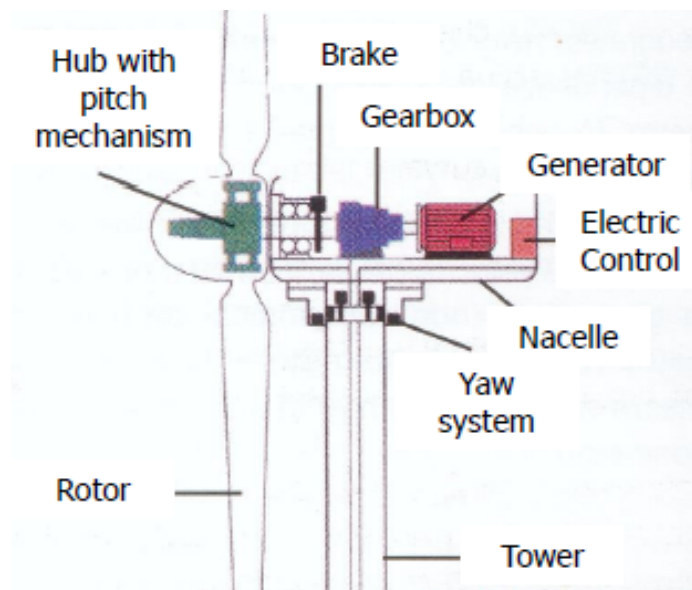


Figura 2.3 Rappresentazione turbina eolica

➤ Efficienza e potenza della turbina eolica

Si definisce l'efficienza aereodinamica, tramite il coefficiente di potenza C_p , il rapporto tra la potenza meccanica generata dalla turbina P_{mec} e la potenza del vento

incidente con velocità costante u compresa tra u_1 e u_2 con A area spazzata dalle pale e ρ densità dell'aria:

$$C_p = \frac{P_{mec}}{\frac{1}{2} \rho * A * u^3} = \eta \quad (2.11)$$

Il valore massimo teorico del rendimento (η) delle turbine eoliche, seconda la teoria di Betz è circa il 59,3%, più precisamente $16/27$. Si rileva una diminuzione del rendimento rispetto a questo valore perché c'è un effetto scia tra le pale, resistenza aerodinamica nulla e numero di pale finito.

Si definisce rapporto di velocità di punta λ il rapporto tra la velocità periferica delle pale V e la velocità del vento u :

$$\lambda = \frac{V}{u} = \frac{\omega * R}{u} \quad (2.12)$$

Dove:

- ω : è la velocità angolare delle pale, espressa in [rad/s],
- R : è il raggio delle pale, ossia la lunghezza, espresso in [m].

Valori ottimali di λ per una turbina eolica a tre pale sono 6-9, al di sotto di 5, corrispondenti a velocità del vento elevate, si hanno perdite per il fenomeno dello stallo, mentre per valori maggiori di 12, corrispondenti a basse velocità del vento, si hanno perdite per bassa portanza.

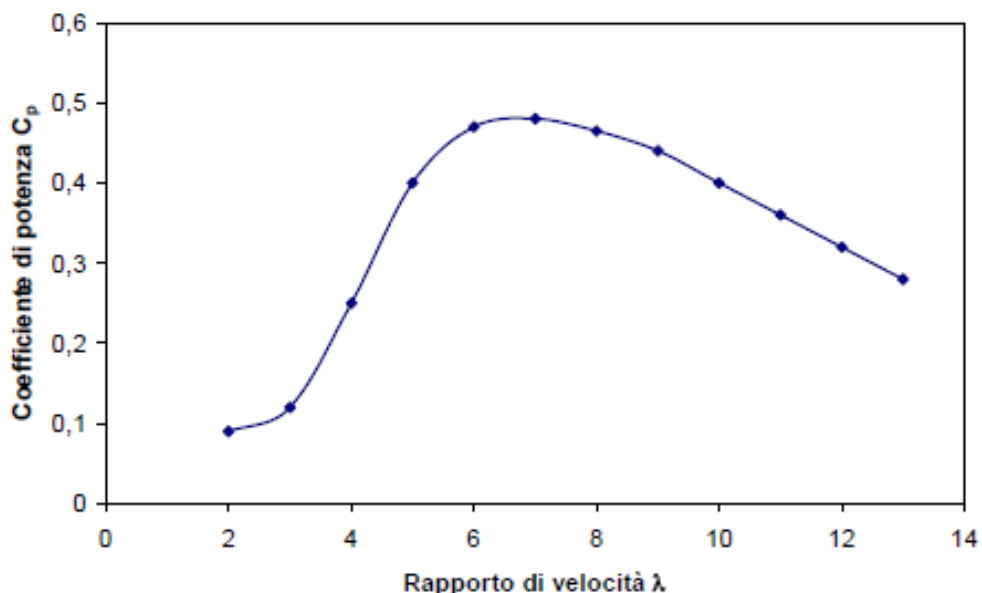


Figura 2.4 Andamento dell'efficienza in relazione a λ

Nelle turbine a velocità variabile, l'obiettivo è mantenere il C_p costante. Per ogni velocità del vento esiste una sola velocità delle pale in grado di sviluppare la massima potenza eolica. In termini analitici:

$$P_{max} = \frac{1}{2} * C_{p\ max} * \rho * \pi * R^5 * \frac{1}{\lambda_{max}^3} * \omega^3 \quad (2.13)$$

Con questa formula si individua il luogo dei punti di massima potenza per una famiglia di curve $P_{mec(\omega)}$ al variare della velocità del vento.

L'intervallo della velocità del vento, entro la quale la turbina eolica funziona, va 4 m/s e 26 m/s. La prima è la velocità di cut-in, ossia la velocità per la quale la turbina inizia a funzionare, la seconda è la velocità di cut off, quando la velocità del vento è troppo elevata e per non danneggiare la turbina eolica, è necessario fermarla. Questi valori dipendono dal tipo di turbina, perché ci può essere una variazione di velocità del vento di 1 m/s in più o in meno. Viene definita velocità nominale: la velocità minima del vento per cui si raggiunge la massima potenza che il generatore elettrico può erogare, superata la quale la turbina ha velocità angolare costante e deve essere "parzializzata", ossia limitare la velocità di rotazione. Generalmente la velocità nominale del vento è compresa tra 10 e 16 m/s. Quindi al di sotto della velocità nominale si ha l'esigenza di massimizzare la potenza generata, mentre al di sopra l'esigenza di mantenere la potenza costante, perdendo però di efficienza, come riportato nella figura 2.5.

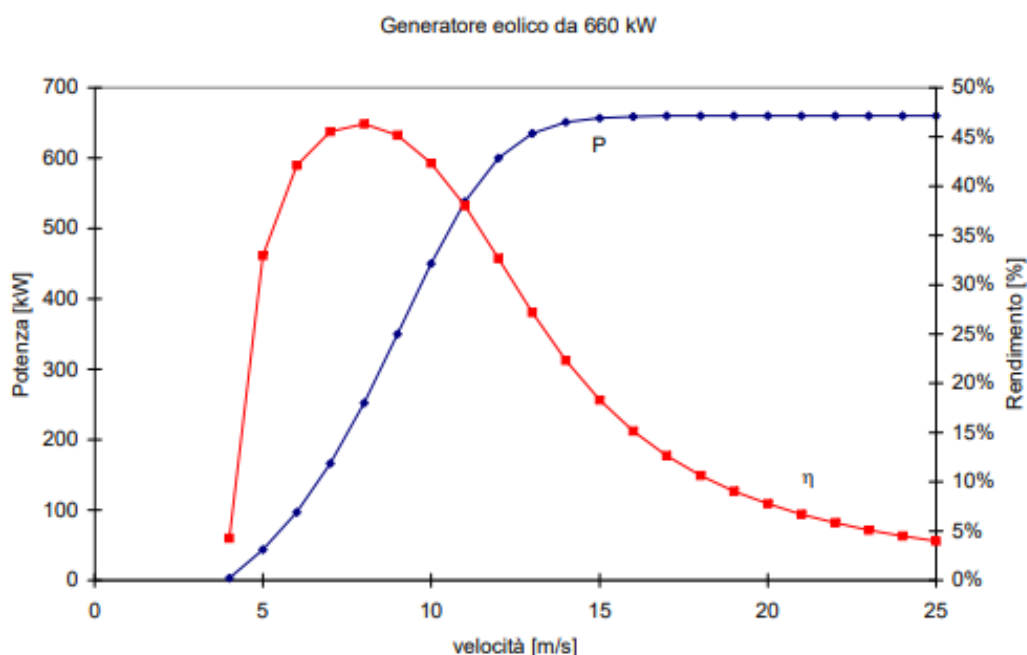


Figura 2.5 Confronto rendimento, in rosso e potenza, in blu

➤ Parametri influenzanti la velocità del vento

La velocità del vento dipende dalla quota perché più ci si allontana dal suolo più la velocità è maggiore e ciò avviene anche con la presenza di ostacoli, quali grattacieli, alberi, palazzi, infatti a parità di altezza dal suolo la velocità è maggiore in presenza di

spazi aperti e ampi, come il mare. La legge matematica che descrive questi due fenomeni è:

$$u(h) = u(h_{ref}) * \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2.14)$$

Dove:

- u : è la velocità del vento in [m/s],
- h : è l'altezza del rotore in [m],
- h_{ref} : è l'altezza alla quale la velocità del vento è stata misurata in [m], in genere l'anemometro è posto a 10 m di altezza dal suolo,
- z_0 : è la rugosità del terreno, espressa in [m], il suo valore è ricavabile nel "Reference manual" del sito <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wpcontent/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/shear.htm>

La velocità del vento a 100 m dal terreno, con rugosità diverse, tende a convergere, cioè raggiungere lo stesso valore, a livello pratico significa che l'influenza degli ostacoli tende a zero a quote alte sul livello del terreno. Nella figura 2.6 la rugosità z_0 , aumenta andando da destra verso sinistra.

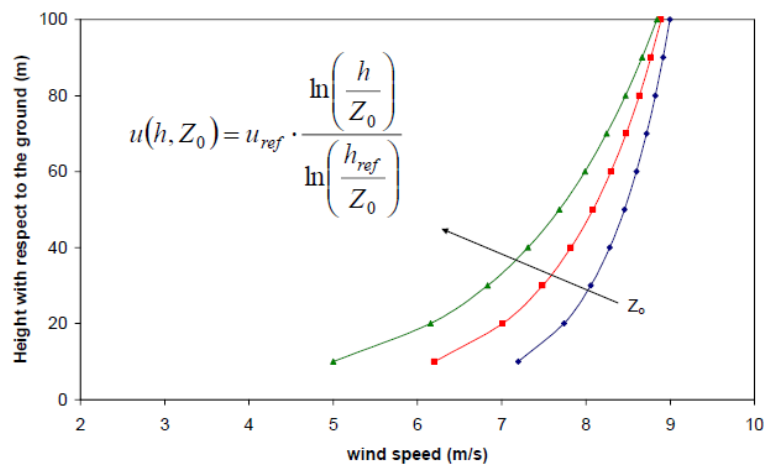


Figura 2.6 vento per l'altezza e tre valori di rugosità Influenza della velocità

➤ Distribuzione di Weibull e producibilità dell'eolico

Il vento è un flusso d'aria con una propria direzione e intensità nel tempo variabili e non si può fare una previsione affidabile a lungo termine, perché il comportamento è molto aleatorio, a differenza dell'irradianza solare i cui valori sono più regolari,

assumendo una forma a campana e avendo sull'asse delle ascisse il tempo e sull'asse delle ordinate l'irradianza.

Per studiare il comportamento del vento nel tempo esistono due modi:

1) Fare uno studio nel sito dove si vorrebbe realizzare il parco eolico attuato con misurazioni dell'orientazione e specialmente della velocità, che è il dato più importante e stabilisce appunto se è conveniente fare un impianto eolico. Per questo motivo, è necessario attuare un processo di acquisizione oraria di dati sperimentali per almeno un anno.

2) Tramite uno studio statistico: distribuzione di Weibull.

Sulla curva della distribuzione di Weibull, viene riportata la velocità del vento sull'asse delle ascisse e il valore della sua distribuzione su quello delle ordinate.

Si nota un andamento della curva che combacia con i dati realmente misurati della velocità del vento rappresentati da un istogramma in quel grafico, per un determinato sito.

Si è sperimentalmente notato che la frequenza di una data velocità, varia a seconda della sua intensità. Aumentando la velocità del vento, partendo da zero, all'inizio c'è un aumento rapido fino a raggiungere un punto di massimo, poi una diminuzione veloce, rallentando il suo decremento.

Quindi per l'energia eolica si è giunti alla distribuzione statistica di Weibull, che esprime la frequenza di accadimento di una certa velocità del vento, organizzati in rettangolini di spessore di 0,5 m/s.

La formula della funzione della densità di probabilità (PDF) della distribuzione di Weibull è la seguente:

$$f_w(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad (2.15)$$

Dove:

u : è la velocità del vento in [m/s],

k : è il fattore di forma,

c : è il fattore di scala.

I fattori c e k dipendono dal tipo di turbina e dal sito dove è situato l'impianto.

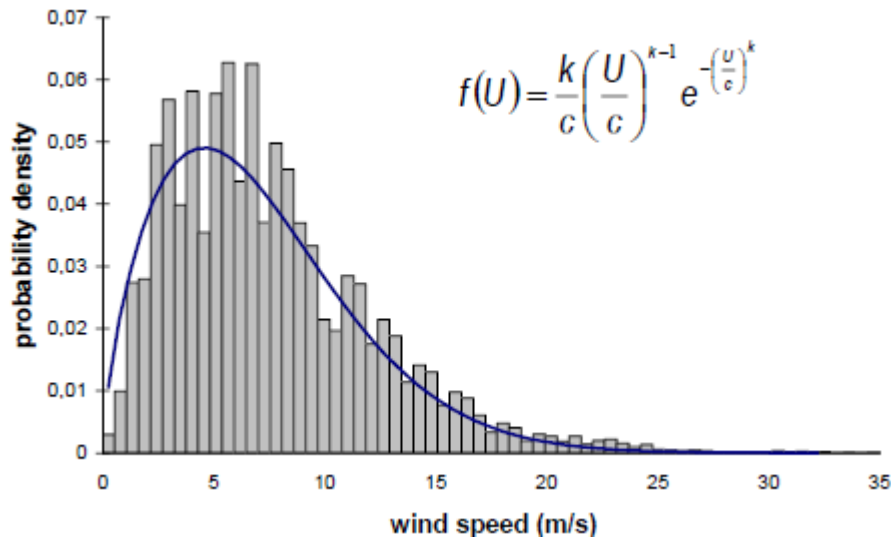


Figura 2.7 Distribuzione di Weibull, linea in blu e distribuzione sperimentale, istogramma

Questa curva associata alla curva della potenza elettrica $P(u)$ in (kW) in funzione della velocità del vento, vista nella figura 2.7 in blu, dà il valore della produttività annuale ossia quanto produce l'impianto eolico durante l'anno.

In termini matematici si ha:

$$E_{AC,WT,year} = 8760 * \sum_{u=4\frac{m}{s}}^{u=25\frac{m}{s}} (P_{el}(u) * f_w(u)) \quad (2.16)$$

L'energia prodotta annualmente, espressa in [kWh], è rappresentata dalla somma dei prodotti della potenza elettrica in funzione delle velocità del vento e della distribuzione delle frequenze delle velocità del vento, tra il cut-in e il cut-off, il tutto moltiplicato per il numero delle ore dell'anno.

Infine si definisce "fattore di utilizzo" (in inglese "capacity factor") il rapporto tra l'energia prodotta annuale e l'energia prodotta se l'impianto funzionasse sempre in condizioni di potenza nominale. In Italia si è circa al 25%. [6],[7],[8],[9]

▪ Cenni sulle batterie

Come visto precedentemente le fonti rinnovabili come il solare, ma anche l'eolico, sono risorse variabili nel tempo, infatti si presentano cospicue variazioni dei parametri anche nel giro di poche ore. Questo rende complicato, specialmente nel caso del fotovoltaico, che è presente nelle ore centrali del giorno, ottimizzare il loro sfruttamento da parte di un utente residenziale, in cui i consumi principali sono durante la sera,

quando il Sole è tramontato. Il sistema di accumulo favorisce questa ottimizzazione, in chiave di autoconsumo e di autosufficienza, come visto in precedenza, perché parte dell'energia prodotta dai pannelli non è venduta alla rete, ma immagazzinata nelle batterie per poi essere utilizzata dall'utenza quando il carico elettrico è maggiore dell'energia prodotta dal fotovoltaico, come accade nel tardo pomeriggio, o quando non c'è il Sole, come la sera e la notte.

➤ Generalità sullo stoccaggio

In maniera generale lo stoccaggio di energia è molto utile sia per i concetti di autoconsumo e autosufficienza, sia perché rende la rete più efficiente ed affidabile. L'accumulo è importante quando c'è un'improvvisa interruzione di corrente elettrica e può servire per rendere sia meno congestionata la rete durante i picchi energetici e sia per cercare di avere in fase il più possibile la curva di carico con quella di produzione. Con riferimento alla rete, negli anni recenti il termine immagazzinamento non si concentra su un solo oggetto o su una soluzione univoca, tipo la batteria al litio oppure il CAES (compressed air energy storage, in italiano è: accumulo di energia ad aria compressa), ma sono state formulate idee innovative, per esempio usando l'auto elettrica in relazione alle reti intelligenti, nel caso di picchi l'auto carica collegata al punto di ricarica, fornisce energia elettrica alla rete, scaricandosi. La stessa cosa potrà avvenire nel piccolo con un'utenza domestica: dove è l'auto a fornire energia per soddisfare il carico. Come si vede dall'immagine 2.8 in questa pagina, la potenza generata dalla centrale con accumulo ha un picco minore rispetto a quella senza accumulo, questa soluzione viene chiamata "trasferimento del carico" (load shifting). Si gestisce il carico e la produzione di energia elettrica, attenuando i massimi e i minimi di consumo energetico, così da trasferire il picco del consumo di energia verso periodi di bassa domanda.

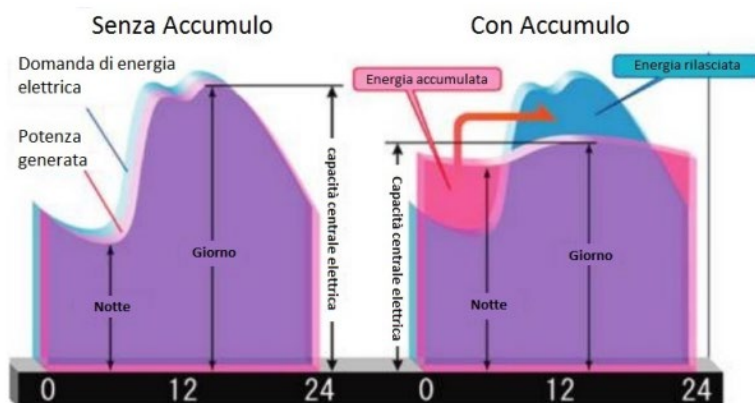


Figura 2.8 Carico elettrico e produzione di elettricità senza e con accumulo

➤ Teoria e parametri principali delle batterie

Gli accumulatori elettrochimici trasformano l'energia chimica in energia elettrica. Le batterie sono costituite da un elettrolita e da due elettrodi, l'anodo e il catodo, inseriti nella soluzione elettrolitica. In fase di scarica l'anodo è l'elettrodo dove la reazione di ossidazione si verifica, ossia si ha una diminuzione del numero di elettroni, mentre il catodo è l'elettrodo dove si verifica la reazione di riduzione, ovvero si ha un guadagno di elettroni. Questo passaggio di elettroni avviene attraverso un circuito esterno, perché lo strato elettrolitico, separa fisicamente i due elettrodi in modo da avere una bassa mobilità elettronica e un'alta mobilità ionica [10]. Il moto degli elettroni esiste, perché si ha una differenza di potenziale tra gli elettrodi. In fase di carica, si applica un campo elettrico esterno che inverte il verso della reazione rigenerando i reagenti e riportando il sistema alle condizioni iniziali.

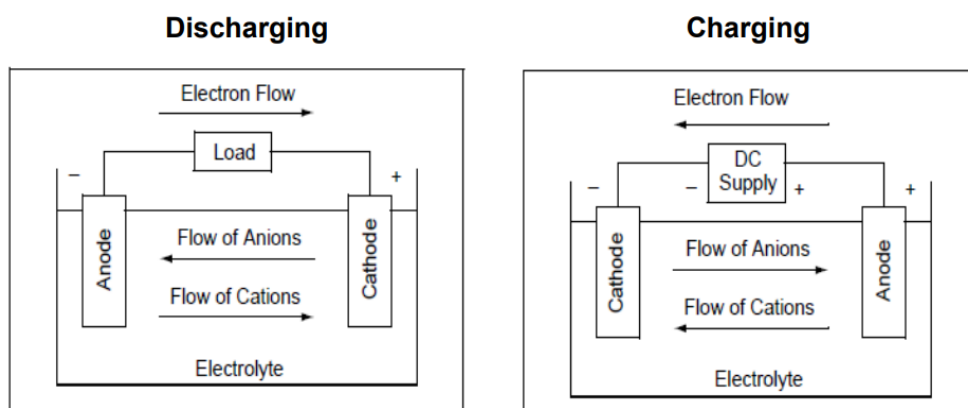


Figura 2.9 Fase di scarica, sulla sinistra, e di carica, sulla destra, di una batteria

Li accumulo sia una batteria, quindi sono state esaminate dal punto di vista teorico due tipologie di batterie: quelle piombo-acido e quelle al litio. La batteria è un sistema di accumulo la cui unità fondamentale è la cella elettrochimica. Si può distinguere tra batteria primaria, la pila, che non è ricaricabile e la batteria secondaria, che invece è ricaricabile ed è oggetto di questo breve approfondimento. La cella elettrochimica produce una tensione in DC e collegando in serie e in parallelo più celle si ottengono le batterie, le quali a loro volta possono essere unite in serie e in parallelo per aumentare la taglia dell'accumulo elettrochimico. Infine ci deve essere un convertitore DC/AC se la batteria è collegata all'utenza o alla rete.

Parametri importanti delle batterie sono:

- 1) La tensione nominale V_{nom} : ossia la tensione che la batteria eroga durante l'alimentazione del carico, è espressa in [V];
- 2) La tensione minima V_{min} e massima V_{max} : , delineano l'intervallo all'interno del quale la batteria ha un buon funzionamento.
- 3) La capacità: definisce l'energia elettrica che può essere immagazzinata, ed è espressa in [Ah]. Se moltiplicata per la tensione nominale si ottiene l'energia espressa in [Wh]; inoltre la capacità nominale è quella capacità per cui in un certo intervallo di tempo la batteria si scarica, per esempio C_2 indica che la batteria erogando una corrente nota, si scarica in due ore;
- 4) La densità energetica: l'energia che può essere stoccata per unità di peso, espressa in [Wh/kg] o in [Wh/m³];
- 5) Profondità di scarica, in inglese DOD (depth of discharge): è la quantità di carica che al massimo può essere prelevata dalla batteria dallo stato di piena carica, senza che venga danneggiata, espressa in [%].
- 6) Lo stato di carica, in inglese SOC (state of charge) e stato di scarica, in inglese SOD (state of discharge): indicano il valore di quanta energia è presente nella batteria rispettivamente in fase di caricamento e di scaricamento, espressa in [%].
- 7) La durata della batteria: espressa in anni e in cicli, relativi a un DOD specifico, in genere in fase di utilizzo si considera il criterio più stringente.

Nell'anno 1859 fu inventata la batteria piombo-acido da parte di Gaston Planté (1834-1889 fisico francese) [11]. In anni recenti, ci sono state molte ricerche nel campo dell'accumulo elettrochimico, difatti l'invenzione della batteria al litio è recente e dal 1991 sono entrate nel mercato globale, per poi diffondersi sempre più, anche grazie allo sviluppo dei dispositivi elettronici di uso comune come, computer e telefoni cellulari.

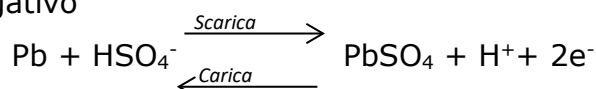
➤ **Batterie piombo-acido**

Le batterie piombo-acido sono molto usate per le applicazioni dei trasporti, ma anche per l'accumulo di energia nelle centrali elettriche e per i sistemi d'emergenza.

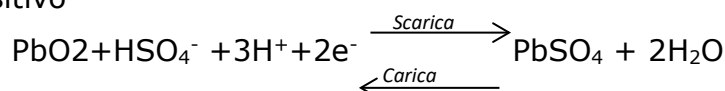
Dal punto di vista elettrico si rileva che la tensione nominale di cella è pari a 2.2 V; collegando 3 o 6 celle in serie, si ottengono valori di tensione rispettivamente di 6 V o 12 V. La potenza e l'energia specifica sono bassi, circa 250 [W/kg] e 30 [Wh/kg]. Il loro prezzo è ragionevolmente contenuto.

L'elettrodo negativo è formato da di piombo poroso (Pb) e l'elettrodo positivo da diossido di piombo (PbO₂), immersi in una soluzione elettrolitica acquosa contenente acido solforico (H₂SO₄). Durante il processo di scaricamento l'anodo ha una reazione di ossidazione del metallo di piombo in Pb₂⁺, il quale, combinandosi con gli ioni della soluzione elettrolitica, diventa solfato di piombo. Sull'elettrodo positivo si ha la riduzione del biossido di piombo producendo nuovamente solfato di piombo. Applicando un campo elettrico dall'esterno, si verifica la fase di carica, che ha le reazioni inverse. Le reazioni sono:

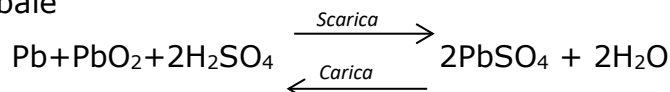
- Elettrodo negativo



- Elettrodo positivo



- Reazione globale



Come si osserva, sia sull'elettrodo negativo sia positivo, vi è un meccanismo di dissoluzione e precipitazione del solfato di piombo (PbSO₄), che a lungo andare, specialmente se la batteria è scarica per troppo tempo, può dare luogo alla solfatazione, ossia a quel processo che porta alla formazione di uno strato di solfato di piombo sugli elettrodi, diminuendo le prestazioni della batteria. Questo processo si può evitare con la manutenzione, oppure se è troppo tardi bisogna eseguire il processo, chiamato desolfatazione, che consiste nel disaggregare i cristalli di solfato di piombo sugli elettrodi, consentendo alla batteria di tornare a funzionare correttamente. Un problema riguardante la sicurezza consiste nel fatto che queste batterie sono composte dall'acido solforico, sostanza corrosiva e dal piombo, sostanza tossica.

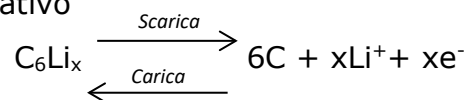
➤ Batterie al litio

Le batterie al litio sono molto usate nel campo dei dispositivi elettrici ed elettronici portatili ed anche in altri campi, come quello della trazione. In questi ultimi anni stanno avendo un grande sviluppo, è una tecnologia promettente date le alte prestazioni, sia in termini di vita, sia dal punto di vista energetico.

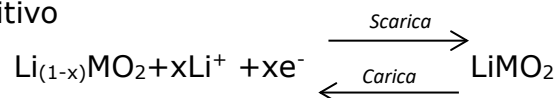
Dal punto di vista elettrico si rileva che la tensione nominale di cella è pari a 3.6 V, tuttavia il valore può variare tra 2,5 e 4,2 V a seconda della tecnologia usata e delle dimensioni della cella. La potenza e l'energia specifica sono più elevati rispetto alla batteria piombo acido, circa 420 [W/kg] e 150 [Wh/kg]. Il loro prezzo è elevato.

L'elettrodo negativo è costituito da materiale a base di carbonio (C_6Li_x), mentre l'elettrodo positivo da un ossido metallico con il litio ($Li_{(1-x)}MO_2$) dove x è il numero di siti nei quali gli ioni di litio possono essere intercalati e M è il metallo generico. L'elettrolita è formato dai sali di litio liquidi ($LiPF_6$). Durante il processo di scaricamento avviene l'ossidazione dell'elettrodo negativo (anodo) dal quale gli ioni Li^+ si spostano, attraversando lo strato elettrolitico, fino a raggiungere il catodo e un numero equivalente di elettroni circola nel circuito esterno. La riduzione avviene al catodo. Il processo è reversibile applicando un campo elettrico esterno. Le reazioni sono:

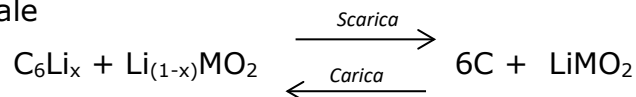
- Elettrodo negativo



- Elettrodo positivo



- Reazione globale



Poiché il litio è un metallo infiammabile, bisogna prestare molta attenzione alle alte temperature, infatti se permangono per tanto tempo c'è il rischio concreto di esplosioni. Perciò durante la progettazione è necessaria studiare molto bene la trasmissione del calore, specialmente in quei casi in cui c'è un surriscaldamento, dovuto per esempio al Sole o a una fonte di calore. Inoltre se la batteria, lavora frequentemente in condizioni con temperature poco più alte dell'intervallo ottimale per cui è stata progettata, si verifica un deterioramento rapido delle sue prestazioni. La dissipazione di calore deve essere elevata e il modo in cui avviene è diverso a seconda della campo di utilizzo, per esempio nella trazione avviene tramite liquido, mentre nell'elettronica tramite aria.

➤ Confronto tra le batterie Pb-acido e batterie al litio

Entrambe le batterie hanno vantaggi e svantaggi, quella al piombo acido, essendo stata scoperta nella seconda metà dell'Ottocento, ha raggiunto una tecnologia consolidata, ma potrebbe avere ulteriori piccoli miglioramenti, mentre quella al litio, essendo stata scoperta recentemente, la tecnologia, su cui si basa, è nuova e il campo di sviluppo nel prossimo futuro è grande.

Parametri	Piombo-acido	Ioni di litio
Potenza specifica (W/kg)	250	420
Energia specifica (Wh/kg)	20-35	100-250
Vita utile (cicli)	500-800	5000
Voltaggio cella (V)	2,2	3,7
Efficienza energetica (%)	75	95
Profondità di scarica (%)	50	80

Tabella 2.1 Alcuni valori caratteristici delle batterie

Dal punto di vista della sostenibilità ambientale, è necessario considerare che lo smaltimento delle batterie è obbligatorio. Le batterie piombo-acido si possono riciclare quasi completamente per poi essere riutilizzate, mentre quelle al litio presentano qualche difficoltà nel riciclaggio. Alcune aziende stanno effettuando questo processo quali Sumitomo-Sony e Umicore [6],[7],[8],[9].

2.2 Modelli teorici usati nel programma “RES tool”

In questo capitolo sono analizzati i modelli teorici su cui si basa “RES tool”. Si è già vista la teoria, ma qui si approfondiscono alcuni aspetti rilevanti. In generale l’impianto, per cui è stato progettato “RES tool” è composto dal fotovoltaico, dall’eolico e dall’accumulo energetico, nonostante recentemente sia stata aggiunta anche la parte riguardante l’idroelettrico, il quale non è stato oggetto di studio di questo lavoro.

Il sistema, basato sulle fonti rinnovabili e la batteria, è in corrente continua, infatti sono collegati tra loro da un bus in DC e affinché i carichi la possano utilizzare o affinché la si possa immettere in rete, è presente un convertitore DC/AC difatti i carichi e la rete sono in corrente alternata AC. Per massimizzare l’autoconsumo e diminuire il più possibile il prelievo dalla rete, la batteria può essere caricata solo dal fotovoltaico e dall’eolico, quindi l’inverter considerato è monodirezionale. L’energia può andare solo dal lato DC al lato AC. La taglia dell’inverter è uguale alla somma delle potenze installate di rinnovabili, non si è considerata la taglia della batteria perché, essa funziona solo quando non c’è produzione dall’eolico e dal fotovoltaico. I carichi elettrici sono alimentati dalla rete solo quando il sistema non produce e la batteria è scarica. La figura 2.10 è una spiegazione visiva di quanto scritto:

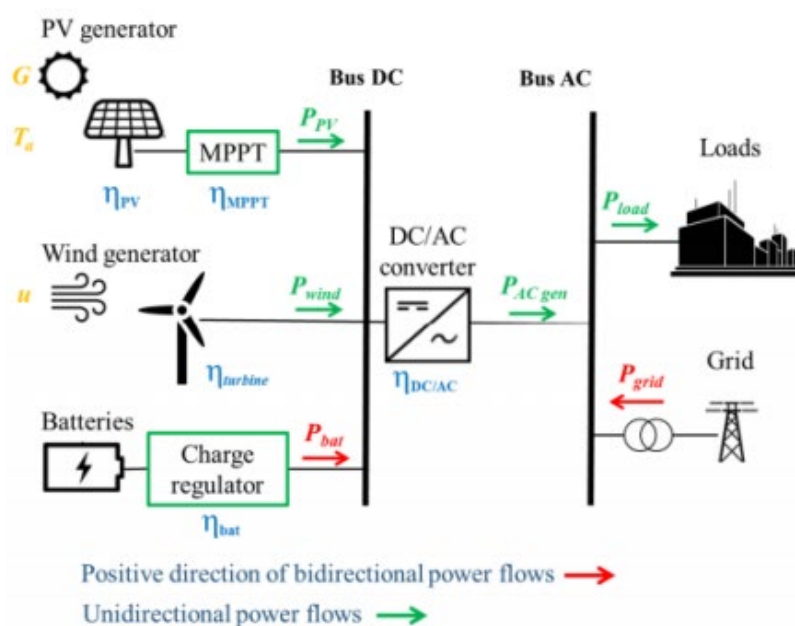


Figura 2.10 Sistema usato nel programma “RES tool”

Modello del generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico nello strumento "RES tool" è modellizzato in modo tale da ottenere la potenza in corrente continua P_{DC} che è poi convertita dall'inverter in corrente alternata.

Il generatore fotovoltaico produce energia elettrica quando è esposto alla luce solare. La potenza erogata è proporzionale all'irradianza solare G , come già visto nel paragrafo 1.2, ma, a differenza dell'eolico che ha un limite inferiore di velocità, il cut-in, e uno superiore il cut-off, il fotovoltaico ha solo un limite inferiore: $G_{min} = 17,7$ W/m². Esso corrisponde al valore minimo affinché il sistemi entri in azione, infatti si ricorda che nel primo capitolo si era enunciato che l'inverter per entrare in azione ha bisogno di un valore di irradianza minima ed opera in un intervallo compreso tra il valore di potenza erogato in condizioni di potenza minima in corrispondenza dell'irradianza minima e il valore di potenza nominale dell'inverter nel quale il rendimento è massimo. In genere l'inverter non sempre opera in condizioni di potenza nominale, perciò ne consegue una riduzione delle prestazioni del pannello, erogando meno potenza. Si rileva che quando l'inverter opera al 10% della potenza nominale, il suo rendimento è pari al 91%, mentre quando opera alle condizioni nominali, il rendimento è massimo ed è pari al 97%.

La potenza P_{DC} realmente erogata è diversa dalla potenza di picco P_{PV} , che è stata misurata, eseguendo prove in condizioni di test standard STC, in inglese Standard Test Conditions, in cui l'irradianza e la temperatura dell'aria sono rispettivamente $G_{STC}=1000$ W/m² e $T_{STC}=25^{\circ}\text{C}$. La potenza P_{DC} è influenzata da alcuni fattori di perdita, il primo dei quali è stato analizzato sopra ossia nelle condizioni di bassa irradianza e con l'inverter che funzioni in condizioni non ottimali. Esistono altri fattori per i quali le due potenze P_{DC} e P_{PV} sono diverse, difatti raramente l'irradianza e la temperatura dell'aria sono quelle standard e inoltre ci sono perdite dovute alla riflessione della radiazione solare del vetro del modulo, sporcizia, tolleranze delle misurazioni, difetti di fabbrica e cablaggi DC non realizzati a regola d'arte. Quindi la potenza P_{DC} effettiva dipenderà dalla potenza di picco P_{PV} , da un fattore dipendente dalla variazione dell'irradianza G/G_{STC} , da un altro dipendente dalla variazione della temperatura, η_{th} , definita efficienza termica e dalle perdite sopra descritte η_{mix} . Quest'ultima, η_{mix} , è circa il 92%. In termini matematici si ha

la seguente formula:

$$P_{DC} = P_{PV} * \frac{G}{G_{STC}} * \eta_{th} * \eta_{mix} \quad (2.17)$$

La formula sopra riportata indica che qualora l'irradianza sia maggiore di quella standard e la temperatura dell'aria sia inferiore di quella standard la potenza P_{DC} avrebbe un valore maggiore di quella misurata con le stesse perdite ma con valori di irradianza e temperatura pari a quelle standard. Perciò un ipotetico impianto posizionato in alta montagna, avrebbe una produttività maggiore di uno di pianura perché l'irradianza è maggiore e la temperatura è minore.

Di seguito vengono analizzate tutte le perdite. Si inizia con l'analisi delle perdite termiche η_{th} , poi sono state analizzate tutte le componenti del η_{mix} .

- Le perdite termiche sono dovute alla riduzione del potenziale elettrico nella cella fotovoltaica all'aumentare della temperatura. Il valore preso in considerazione nel "RES tool" per questa grandezza di questa è $\gamma_{th} = - 0,5 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$, tipico per un c-Si. Affinché lo studio sia completo è necessario calcolare la temperatura di cella T_c , per ogni step temporale. Infatti la perdite termiche, k_t , espresse in %, sono definite rispetto alla T_{STC} , conoscendo T_c , con la formula seguente:

$$k_T = \gamma_{th} * (T_c - T_{STC}) \quad (2.18)$$

Nel "RES tool", ai fini del calcolo della temperatura di riferimento del modulo, nel caso di impianto fotovoltaico si possono utilizzare due modelli, poiché, come è stato precedentemente illustrato, più la temperatura dei moduli è alta e più la potenza prodotta è bassa.

I modelli sono utilizzati:

1) Modello NOCT (normal operating cell temperature): cambia in funzione del tipo di installazione:

- ❖ Impianto ben areato, tipo impianto a terra, NOCT=45°C,
- ❖ Impianto parzialmente integrato su edificio, NOCT=47-48°C,
- ❖ Impianto totalmente integrato, in cui i pannelli solari sostituiscono le tegole, NOCT=50°C.

Questi valori servono per calcolare la temperatura della cella T_c , secondo la formula:

$$T_c = T_{air} * \frac{NOCT - 20}{G_{NOCT}} * G \quad (2.19)$$

Dove:

- T_{air} : è la temperatura dell'aria espressa in [°C] come la temperatura della cella.
- G_{NOCT} : è l'irradianza solare pari a 800 W/m², corrispondente alle condizioni del NOCT.

2) Modello Wind effect: è un modello che per valutare la temperatura del pannello tiene conto della velocità del vento. L'effetto del vento è quello dovuto alla convezione, ossia, a parità di temperatura dell'aria e di irradianza, più il vento è forte e più la temperatura della cella è minore, perché lo scambio termico è favorito. La formula semi-empirica che si usa per trovare la temperatura di cella è la seguente:

$$T_c = 0,943 * T_{air} + 0,028 * G - 1,528 * u_{wind} + 4,3 \quad (2.20)$$

La formula è stata presa dal documento [14].

- Il rendimento η_{mix} della formula (2.17) viene esplicitato con tutti i suoi componenti dalla seguente formula:

$$\eta_{mix} = \eta_{dirt} * \eta_{refle} * \eta_{MPPT} * \eta_{cable} * \eta_{shade} * \eta_{mis} \quad (2.21)$$

Dove:

- η_{dirt} : è dovuto alla sporcizia, alla polvere che si deposita sulla superficie del pannello. Un impianto, i cui pannelli sono poco inclinati, che è posto in zona poco ventosa ed è vicino a un terreno sabbioso o in una città fortemente inquinata, risente molto di questo fattore. In "RES tool" si è ipotizzata una condizione favorevole con un valore di: $\eta_{dirt} = 0,976$;
- η_{refle} : è dovuto alla riflessione del vetro del pannello quindi non tutta la radiazione solare che giunge a livello del terreno, riesce a colpire la cella fotovoltaica. Sono perdite considerate inevitabili. In "RES tool" il suo valore è di: $\eta_{refle} = 0,973$;
- η_{MPPT} : è dovuto al fatto che il convertitore DC/DC ha una sua efficienza, pertanto, si considera il valore di: $\eta_{MPPT} = 0,990$;
- η_{cable} : è dovuto alla dissipazione energetica causata dall'effetto Joule, secondo la formula

$$P_{diss} = R * I^2 \quad (2.22)$$

Dove:

- ❖ P_{diss} : è la potenza dissipata in [W],
- ❖ I : è l'intensità di corrente elettrica, espressa in [A].
- ❖ R : è la resistenza elettrica in [Ω], che è proporzionale alla resistività elettrica ρ_{el} espressa in [$\Omega \cdot m$], e alla lunghezza del conduttore L , espressa in [m] ed è inversamente proporzionale alla sezione del conduttore S , espressa in [m^2], secondo la seguente espressione matematica:

$$R = \rho_{el} * \frac{L}{S} \quad (2.23)$$

Di solito, il valore di questa perdita alla potenza nominale del pannello è pari al 3%. Poiché il modulo opera in queste condizioni il pannello opera per poco tempo nell'arco dell'anno, il suo valore è molto minore. Nel "RES tool", si considera che: $\eta_{cable} = 0.990$.

- η_{shade} : è dovuto al non perfetto irraggiamento dei moduli, che può avvenire durante la giornata. In questa trattazione le perdite in oggetto, non sono state considerate.
- η_{mis} : è dovuto a difetti di fabbrica, che provocano la possibile non uguale caratteristica $I(U)$ delle celle di un singolo modulo e quindi anche della caratteristica $I(U)$ delle stringhe di moduli collegati al MPPT dell'inverter. Nel "RES tool" si è assunto il valore di: $\eta_{mis}=0,970$. [15]

Modello del generatore eolico

Il generatore eolico nello strumento "RES tool" è modellizzato in modo da ottimizzare sia la produzione eolica nell'anno sia il rendimento, perciò sono state inserite in "RES tool" più turbine eoliche favorendo così il confronto e la scelta migliore, perché le prestazioni di una turbina dipendono proprio dalla tecnologia della turbina eolica, che può essere ottimizzata a seconda della velocità del vento e del grado di turbolenza. Si assume che la turbina usata sia una ad asse orizzontale, la cui potenza è calcolata con la formula:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} * \rho * A * u_{wind} * c_p(\lambda, \beta) \quad (2.24)$$

Dove:

- ρ : è la densità dell'aria pari a circa $1,225 \text{ kg/m}^3$, calcolata a 15°C e 1 atm ,
- U_{wind} : è la velocità del vento all'altezza della navicella h , calcolata con la formula (2.14) a pagina 47,
- A : è l'area spazzata dalle pale della turbina, perpendicolare alla direzione del vento; $A=\pi \cdot R^2$ espressa in $[\text{m}^2]$ dove R è la lunghezza delle pale in $[\text{m}]$,
- c_p : è il coefficiente di potenza, definito a pagina 49.

Dai dati forniti dai costruttori è stato possibile tracciare la curva "velocità del vento-potenza" di ogni turbina nel "RES tool". Essa è una curva empirica che permette di calcolare la potenza dalla turbina a seconda della velocità del vento all'altezza del rotore. Un esempio è riportato nella figura 2.11, la turbina nominale ha una potenza di 2 MW, una velocità di cut-in di 3 m/s e di cut off di 25 m/s, e la velocità nominale del vento è compresa tra 11 m/s e 21 m/s. Oltre a questa curva, come riportato nella stessa figura, è importante conoscere anche la distribuzione di velocità del vento durante l'anno. Essa è stata calcolata tramite Excel in modo sperimentale, senza utilizzare la distribuzione statistica di Weibull. Quindi è stata monitorata la velocità oraria nell'arco dell'anno, per un di totale 8.760 letture, inserite in un sistema cartesiano ove sulle ascisse sono riportati i valori di velocità e sull'asse delle ordinate il numero di volte che quella velocità si ripete nell'anno. Le velocità orarie sono distribuite sulle ascisse in rettangoli di larghezza 0,5 m/s. Sul grafico è rilevabile il punto più alto del rettangolo, posizione 3 delle ascisse, pallino blu. "RES tool" opera in modo tale da ricavare un valore della potenza per ogni ora dell'anno. Queste informazioni permettono di calcolare per ogni turbina la sua producibilità in un determinato luogo, moltiplicando i valori della potenza erogata per i valori della distribuzione di velocità e sommandoli tra loro, come indicato a pagina 50.

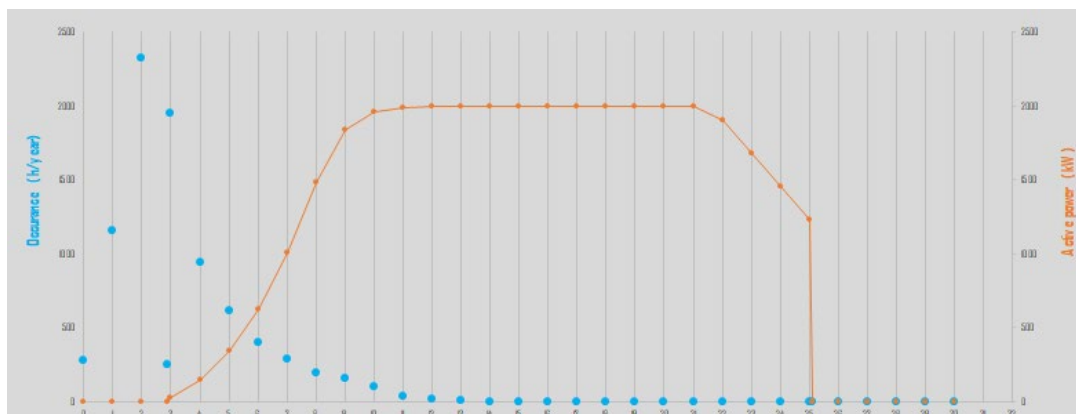


Figura 2.11 Curva della potenza in arancione e distribuzione delle velocità in blu

La scelta della turbina dipende dalla sua produzione annuale. Si possono confrontare le turbine anche sulla base del rendimento globale che è definito dalla seguente formula:

$$\eta_{glob\ WT} = \frac{P_{el\ WT}}{\frac{1}{2} \rho * A * u^3} \quad (2.25)$$

La curva dell'efficienza di una turbina, o meglio il suo massimo, tanto più combacia con la curva della frequenza della velocità del vento, o meglio il suo massimo, tanto più la turbina è adatta per il luogo scelto, come risulta nella figura 2.12, dove la turbina migliore è la Gamesa G114.

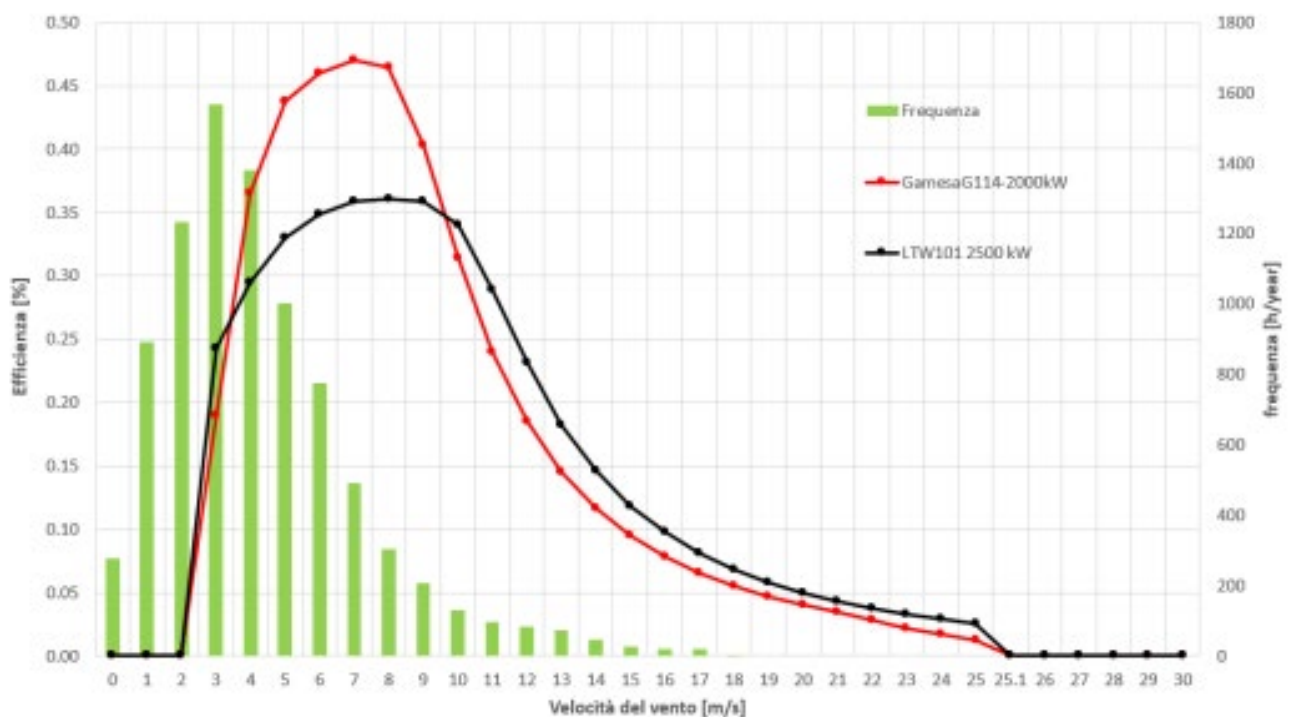


Figura 2.12 Confronto tra due curve di efficienza di diverse WT, in rosso e in nero, e distribuzione di velocità nell'anno in verde

Infine due parametri molto importanti nell'eolico, come si è già visto nelle pagine 47-48, sono la velocità del vento all'altezza del rotore e la rugosità del terreno z . Perciò in "RES tool", oltre a selezionare la turbina migliore, prima di iniziare un nuovo progetto, è necessario modificare i due parametri presi in esame. [16]

Modello della batteria nel programma “RES tool”

Un impianto a energia rinnovabile per essere il più indipendente possibile dalla rete dovrebbe essere provvisto di un sistema di accumulo purché sia economicamente vantaggioso. In genere si usano batterie al litio e la grandezza fondamentale che caratterizza il sistema di accumulo, è esposto nella scheda tecnica della batteria, è il SOC, stato di carica della batteria. Il SOC assieme ai parametri qui sotto illustrati, sono definiti nel “RES tool”:

- La percentuale di massimo e di minimo stato di carica, in modo tale da diminuire l'invecchiamento della batteria. Il modello energetico si basa sul SOC(t) che al tempo t deve essere compreso tra il SOC_{min} e il SOC_{max}. Perciò il SOC è una funzione del tempo e dipende dal suo valore nel tempo immediatamente precedente, dalla sua efficienza di carica e scarica η_{bat} e dal suo tasso di caricamento-scaricamento, come indicata dalle seguente espressione matematica:

$$SOC(t + 1) = SOC(t) - \eta_{bat} * \left(\frac{P_{bat} * \Delta t}{V_{bat} * C_{bat}} \right) \quad (2.26)$$

- Limite in potenza, dal quale dipende la massima corrente che si può erogare senza danneggiare la batteria e di conseguenza definisce in quanto tempo essa si può scaricare alla massima potenza; generalmente i valori di tempo minimo di scarica sono compresi tra 0,5 h e 2 h,
- La percentuale che indica lo stato iniziale di carica,
- L'efficienza di scarica e di carica,

Il programma inoltre calcola sia il massimo numero di cicli a cui la batteria può essere sottoposta sia la massima vita utile espressa in anni; nel programma sono calcolate entrambe e si prende in considerazione la grandezza minima tra le due. Come affermato, il SOC è fondamentale per il modello energetico della batteria. [17],[18]

Modello dell'inverter nel programma “RES tool”

L'inverter è un componente fondamentale dell'impianto fotovoltaico perché deve convertire la corrente continua DC in corrente alternata AC per essere immessa in rete o utilizzata dai carichi. È già stata analizzata la teoria su cui si basa il suo funzionamento e si già è associata già la perdita dovuta al MPPT al fotovoltaico. Si approfondisce in

questo paragrafo il concetto di rendimento dell'inverter η_{inv} in termini matematici. Il modello utilizzato è in grado di fornire prestazioni di calcolo elevate per un intervallo di condizioni operative ampie, ed qui è descritto: il rendimento non è altro che il rapporto tra la potenza in uscita P_{AC} e quella in ingresso P_{DC} , non sono uguali perché ci sono le perdite dell'inverter, chiamate P_{loss} , che è una combinazione lineare di fattori fino al secondo ordine. In termini matematici:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{DC} - P_{loss}}{P_{DC}} \quad (2.27)$$

$$P_{loss} = P_0 + C_L * P_{DC} + C_Q * P_{DC}^2 \quad (2.28)$$

Dove:

- P_0 : corrisponde alla perdita di standby, ossia è quella potenza persa che c'è sia se la conversione di potenza è in atto e sia se non è in atto, e si assume il suo valore a 0,7% della potenza nominale.
- C_L : corrisponde alla perdita lineare, dovuto alla conduzione dei diodi.
- C_Q : corrisponde alla perdita quadratica, dovuto al contributo resistivo.

Come è evidenziato dalla formula (2.28) le perdite di standby esistono sia quando c'è conversione di potenza sia quando non c'è. Gli ultimi due sono presenti solo quando in entrata c'è la potenza continua P_{DC} . [19],[20]

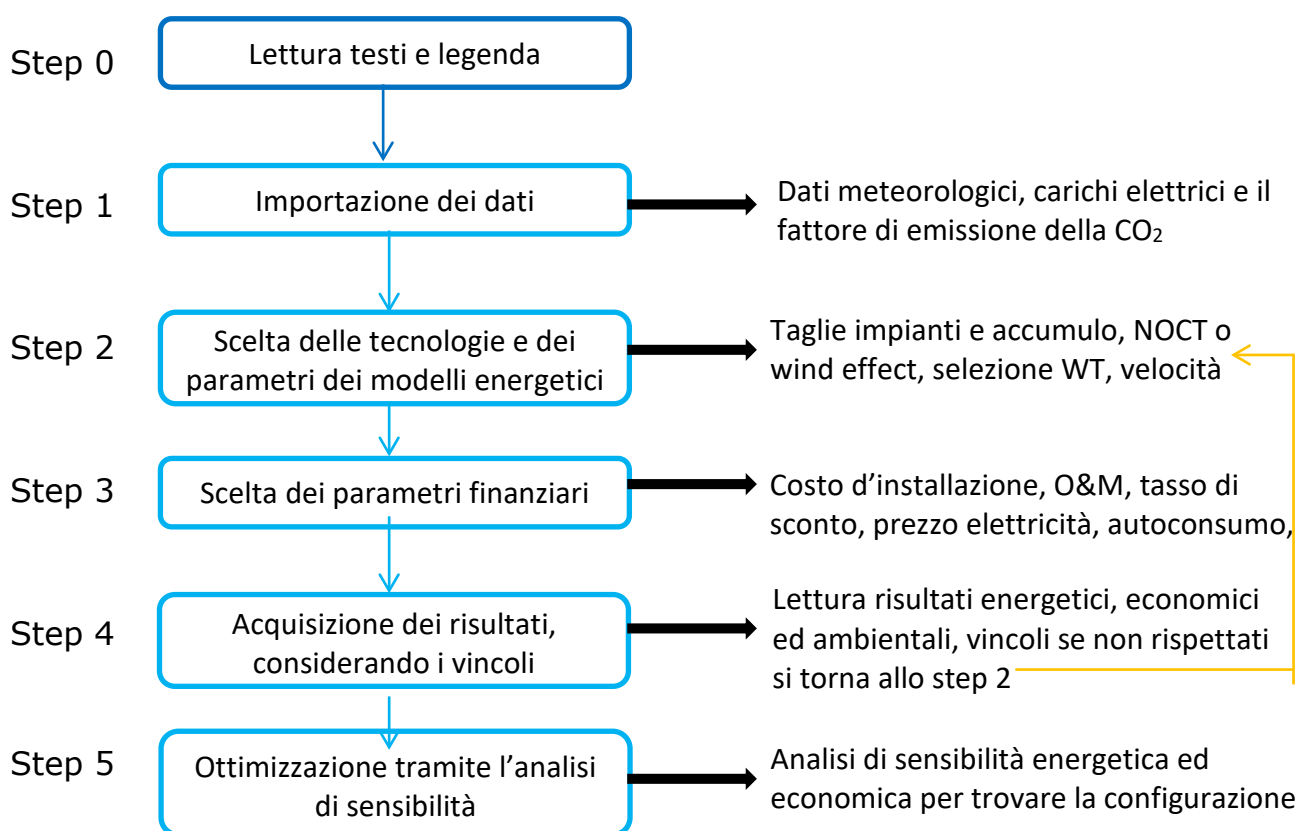
Vincoli applicati nel programma "RES tool"

In un progetto esistono vincoli di natura energetica, come ad esempio il "peak shaving" per limitare l'immissione in rete di energia elettrica ed economica, quali per esempio il budget limite, che devono essere soddisfatti. Nel lavoro qui eseguito, non si hanno vincoli energetici mentre dal punto di vista economico si deve soddisfare solo il vincolo di progetto economicamente sostenibile, quindi $VAN > 0$ e $TIR > 6\%$, ipotizzando un tasso di sconto pari al 3%. Avendo imposto $VAN > 0$ gli impianti energetici non possono essere troppo sovradimensionati perché, nonostante siano energeticamente sostenibili, non sono assolutamente convenienti da realizzare e il TRI durerebbe a lungo, anche più della vita utile dell'impianto. Infine non sono considerati vincoli legati al budget.

Procedura di utilizzo del programma “RES tool”

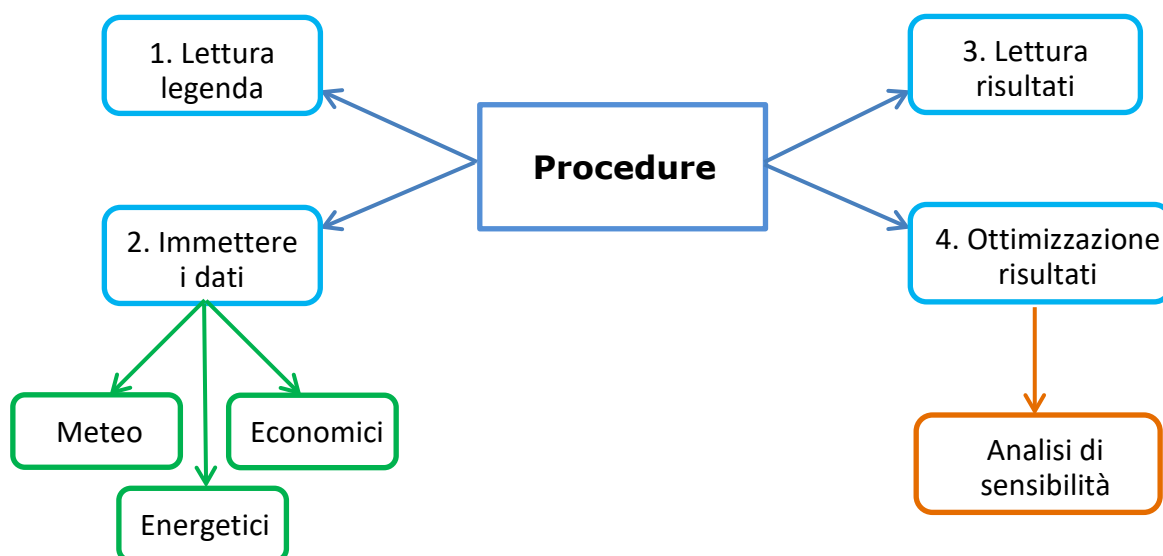
In questo paragrafo viene descritta la procedura di utilizzo del programma “RES tool” a livello concettuale, poiché nel successivo sottocapitolo (2.3 Struttura Excel) è approfondita in maniera più dettagliata tramite la spiegazione di ogni foglio di calcolo di “RES tool” trattato in questo lavoro. In questa pagina è presente uno schema che offre una prima illustrazione della procedura. Lo step zero non è inserito, qui è solo accennato: poiché prima di poter utilizzare questo programma è necessario avere una conoscenza dettagliata del fotovoltaico e dell’eolico e aver preso conoscenza della legenda del programma. In totale vi sono cinque step, dall’1 al 5, da fare in modo obbligatorio, l’ultimo, ossia il quinto, può essere facoltativo, ma è vivamente consigliato di completarlo per ottenere la configurazione migliore. Inoltre se allo step 4, si nota che i vincoli non sono stati rispettati, è necessario ritornare allo step 2 e svolgere, nuovamente, tutto l’iter. Il quinto step prevede l’ottimizzazione, fatta tramite l’analisi di sensibilità.

Schema (2): Procedura di utilizzo “RES tool” sotto forma di albero



In questa pagina è presente un altro schema sotto forma di mappa concettuale.

Schema (3): Procedura del "RES tool" sotto forma di mappa concettuale



➤ Step 1

Il primo passo da eseguire è la scelta del luogo dove realizzare l'impianto fotovoltaico-eolico, poi immettere i dati meteorologici e i carichi elettrici, questo è di fondamentale importanza perché gli obiettivi del programma "RES tool" sono:

- 1) la pianificazione di impianti rinnovabili, ma senza i primi è impossibile calcolare l'energia prodotta dal fotovoltaico e dall'eolico
- 2) sapere qual è il valore dell'autoconsumo e dell'autosufficienza, ma senza i carichi elettrici non si può fare, tranne nel caso questo impianto serva alla generazione di corrente elettrica senza che ci sia nessun carico da soddisfare.

I dati meteorologici sono disponibili in database quali PVGIS e SODA, nel "RES tool" sono utilizzati i primi. I dati che si possono scaricare sono la temperatura [°C], l'irradianza [W/m^2], la velocità del vento a una determinata altezza [m/s]. Sono valori misurati su base oraria, per almeno un anno intero, in realtà nel "RES tool" la serie è composta da 12 anni dal 2005 al 2016.

I carichi elettrici sono forniti dal proprietario dell'azienda che ha intenzione di realizzare un impianto a energia rinnovabile, nel caso non fossero disponibili è necessario procedere alla loro misurazione oppure si usano profili già noti che si possono adattare al caso in esame.

➤ Step 2

Il secondo passo è quello di definire i due tipi di input, i modelli energetici da utilizzare e i parametri di taglia:

1) I modelli energetici rappresentano la teoria sulla quale si basa "RES tool" e in genere tutti gli impianti di energia rinnovabile analizzati nel presente elaborato. Per il fotovoltaico si tratta di decidere in modo obbligatorio, prima di iniziare il progetto, se utilizzare il modello NOCT oppure modello "wind effect". In seguito si potrebbero cambiare i valori delle perdite, elencate al paragrafo (2.2), questo solo se l'operatore è esperto della materia, perché i valori che sono stati immessi, vanno bene. Per l'eolico si tratta di selezionare la turbina migliore e di immettere nel modello l'altezza alla quale è misurata la velocità del vento e il valore della rugosità del terreno più adatti alla situazione. Infine per l'impatto ambientale si tratta di immettere, sempre nel modello, due tipi di valori, il primo è il fattore di emissione della CO₂ (ossia EF_{CO2}) prodotta dalla combustione di ogni tipo di combustibile impiegato dal Paese per la produzione di energia elettrica e il secondo è la ripartizione in % delle fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia elettrica nella nazione in cui si voglia realizzare l'impianto.

2) I parametri di taglia del fotovoltaico e dell'eolico e tutti i parametri delle batterie.

➤ **Step 3**

Il terzo passo riguarda la definizione dei parametri finanziari, il costo d'investimento degli impianti e della batteria, i costi operativi e di manutenzione, il tasso di sconto e il prezzo di vendita della corrente elettrica, ma anche il tipo di politica economica che si vuole adottare, ossia se è presente l'autoconsumo (quindi se esistono carichi), se vi sono riduzioni sulle tasse per l'acquisto delle batterie e degli impianti, ammortamento, e se c'è lo scambio energetico sul posto. Tutti questi parametri sono di fondamentale importanza perché è grazie a questi che si ottengono gli output economici: VAN, TIR, TRI, LCOE.

➤ **Step 4**

Il quarto passo consiste nella lettura dei risultati dello studio base che è riferito all'analisi condotta sull'arco di un anno, senza effettuare nessuna analisi di sensibilità energetica ed economica. Se il progetto non è valido, quindi non rispetta i vincoli, dopo un'accurata ricerca per trovare altre soluzioni, si torna allo step 2 variando qualche parametro, altrimenti si procede con l'analisi di sensibilità economica ed energetica condotta sull'arco di un anno e sull'arco di 25 anni.

➤ Step 5

Il quinto passo è l'esecuzione dell'analisi di sensibilità energetica ed economica sull'arco di un anno, in prima approssimazione. Esso non è totalmente realistico perché specialmente per l'analisi economica ripete un singolo anno per 25 volte con un opportuno coefficiente di degradamento uguale a 0,5%, ossia la vita utile dell'impianto. Per uno studio più approfondito e tendente al reale si deve effettuare l'analisi di sensibilità basata su 25 anni, ovvero con la serie di dati di 12 anni, forniti da PVGIS, si forma un arco temporale di 25 anni, sempre con un opportuno coefficiente di degradamento uguale a 0,5%. L'analisi di sensibilità consiste nell'andare a variare i dati energetici riguardanti le taglie e i parametri degli impianti e delle batterie e i dati economici avendo la possibilità di immettere 10 valori diversi. Il programma "RES tool" fornisce output e grafici in linea con i 10 valori diversi di input immessi, così l'operatore sa qual è la configurazione migliore in termini energetici ed economici e sa qual è quella che ha l'autoconsumo e l'autosufficienza migliore.

Un esempio di grafico giornaliero è raffigurato nella figura 2.13

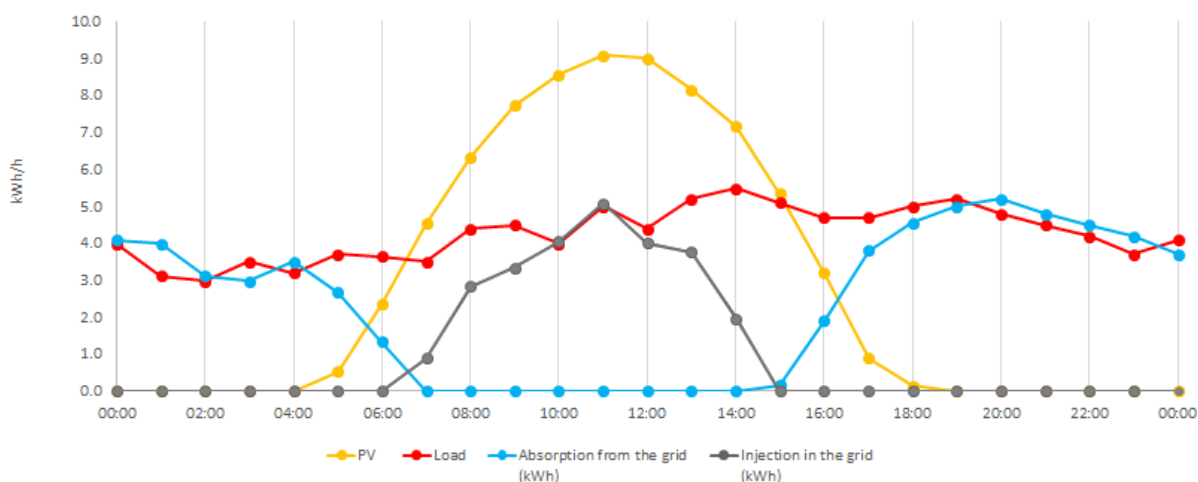


Figura 2.13 Scambio con la rete di un impianto a energia rinnovabile in un giorno estivo

2.3 Struttura del programma “RES tool” in Excel

Il software Excel è organizzato su fogli di calcolo e il programma “RES tool” sfrutta proprio questa sua particolarità in modo da trattare argomenti diversi, su fogli di lavoro differenti. I fogli di lavoro sono:

- 1) Legend, in cui sono spiegati tutti i fogli di calcolo con le macro associate.
- 2) **Weather and energy analysis**, nel quale sono importati i dati da PVGIS, sono presenti i coefficienti di degradamento annuali, è svolta un’analisi statistica dei dati scaricati da PVGIS e esposto il calcolo della produzione energetica annuale del fotovoltaico e dell’eolico.
- 3) **Weather and energy inputs**, nel quale sono importati dal foglio 2) i dati relativi a un singolo anno e sono inseriti i modelli del fotovoltaico, dell’eolico e dell’inverter.
- 4) **Planning and energy analysis**, suddiviso in due sezioni, nella prima si definiscono tutti gli input energetici riguardanti il fotovoltaico, l’eolico e l’accumulo e nella seconda si leggono i risultati più importanti.
- 5) Hydro, in cui è stato trattato l’aspetto dell’idroelettrico.
- 6) Storage operation, nel quale sono stati analizzati gli accumuli energetici, sia di quello elettrochimico e sia di quello idroelettrico.
- 7) **Financial analysis**, suddiviso in due sezioni, nella prima si definiscono tutti gli input economici riguardanti il fotovoltaico, l’eolico e l’accumulo e nella seconda si leggono i risultati, differenziati nel caso ci sia solo il fotovoltaico, solo l’eolico o entrambi.
- 8) **Environmental benefits analysis**, in questo foglio viene effettuata l’analisi ambientale, in cui è riportata l’emissione di CO₂ evitata, grazie alla costruzione dell’impianto a energia rinnovabile.
- 9) Daily graphs, nel quale sono riportati tutti i grafici energetici, riferiti a un giorno dell’anno, scelto dall’operatore, degli impianti a energia rinnovabile, con eventuale accumulo.
- 10) Monthly graphs, nel quale sono riportati tutti i grafici energetici, riferiti ai mesi dell’anno, e per un giorno per ogni mese, i grafici degli impianti a energia rinnovabile, con eventuale accumulo.
- 11) Models and calculation, in questo foglio sono sviluppati tutti i calcoli,

rispettando i modelli teorici a cui fa riferimento il "RES tool" e su di essi si basa la progettazione di impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e dell'accumulo elettrochimico.

12) NPV_calculation, viene calcolato il VAN o solo per il fotovoltaico o solo per l'eolico. Il calcolo viene effettuato per un solo anno, poi è ripetuto per 25 volte.

13) NPV_PV+WT, viene calcolato il VAN per la realizzazione di un impianto che è costituito dall'impianto fotovoltaico e dall'impianto eolico contemporaneamente funzionanti. Il calcolo viene effettuato per un solo anno, poi è ripetuto per 25 volte.

14) LCOE_calculation, è presente il calcolo della LCOE condotto singolarmente sull'impianto fotovoltaico, sull'impianto eolico o su entrambi.

15) Results summary, sono riportati i risultati energetici ed economici degli impianti.

16) Wind turbine models, nel quale è presente il database delle turbine eoliche.

17) Energy sensitivity, in questo foglio si può eseguire l'analisi di sensibilità energetica ed è costituita da due sezioni, la prima riguarda gli input e la seconda gli output, utilizza una serie composta da un solo anno.

18) Financial sensitivity, in questo foglio si può eseguire l'analisi di sensibilità economica ed è costituita da due sezioni, la prima riguarda gli input e la seconda gli output, utilizza una serie composta da un solo anno.

19) Energy sensitivity 25 years, in questo foglio si può eseguire l'analisi di sensibilità energetica ed è costituita da due sezioni, la prima riguarda gli input e la seconda gli output, si utilizza una serie di 25 anni; inoltre sono riportati anche dati economici nei risultati, riferiti sia ad un anno, sia a 25 anni.

20) Financial sensitivity 25 years, in questo foglio si può eseguire l'analisi di sensibilità economica ed è costituita da due sezioni, la prima riguarda gli input e la seconda gli output, si utilizza una serie di 25 anni.

21) NPV_PV_calculation 25 years, calcolo del VAN di un impianto fotovoltaico, usando una serie di 25 anni.

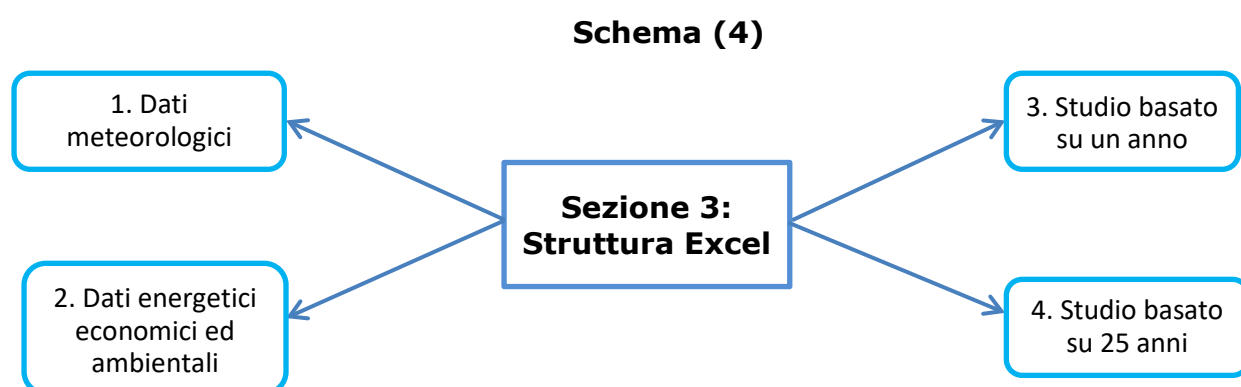
22) NPV_WT_calculation 25 years, calcolo del VAN di un impianto eolico, usando una serie di 25 anni.

23) NPV_PV_WT_calculation 25 years, calcolo del VAN di un impianto costituito dal fotovoltaico e dall'eolico contemporaneamente funzionanti, usando una serie di 25 anni.

24) LCOE_calculation 25 years, in questo foglio si effettua il calcolo del LCOE di un impianto costituito dal fotovoltaico, dall'eolico o dal fotovoltaico e dall'eolico, utilizzando una serie di 25 anni.

In grassetto sono evidenziati i fogli che sono stati trattati in questo lavoro di tesi. A partire dal foglio 19) i calcoli sono stati eseguiti prendendo una "serie di 25 anni " o meglio una serie di 12 anni, ma ripetuta 2 volte e il primo anno tre, mente per gli altri fogli è stato utilizzato un solo anno ma ripetuto 25 volte. Per entrambi i casi sono stati applicati i fattori di degradamento.

Il seguente schema (4) è una mappa concettuale della sezione 1 ed è preso dallo schema (1).



Si nota dallo schema (4) che ci sono quattro raggruppamenti:

- 1) I dati meteorologici del luogo dell'impianto a energia rinnovabile, sono trasferiti qui dal sito pvgis (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>), il quale è direttamente accessibile dal Excel foglio **2)**, corrisponde allo step 1.
- 2) Dopo aver immesso i dati meteorologici, si immettono i valori energetici ed economici e l'analisi dei dati ambientali, riportati nei fogli **3), 4), 7), 8)**, corrisponde allo step 2 e allo step 3.
- 3) Lo studio riferito a un anno: in questo gruppo ci sono fogli che si riferiscono a un anno. Sono esaminati gli aspetti energetici ed economici con le rispettive sensibilità basati sul breve periodo, corrispondente ai fogli **12), 13), 14), 15), 17), 18)**, lo step 4 finisce con il foglio 15), lo step 5, inizia dal foglio 17).
- 4) Lo studio riferito a 25 anni: in questo gruppo ci sono fogli con riferimento 25 anni. La maggior parte del lavoro è già stata svolta nello studio riferito a un anno. Si sono esaminati gli aspetti energetici ed economici con le rispettive

sensibilità basati sul lungo periodo, corrispondenti ai fogli **19), 20), 21), 22), 23), 24)**, con questi fogli si conclude lo step 5.

In questo lavoro quando si parla di foglio o foglio di calcolo si fa riferimento al "RES tool", mentre quando si parla di pagina si fa riferimento a questo documento word.

▪ Immissione dei dati meteorologici del sito nel programma "RES tool"

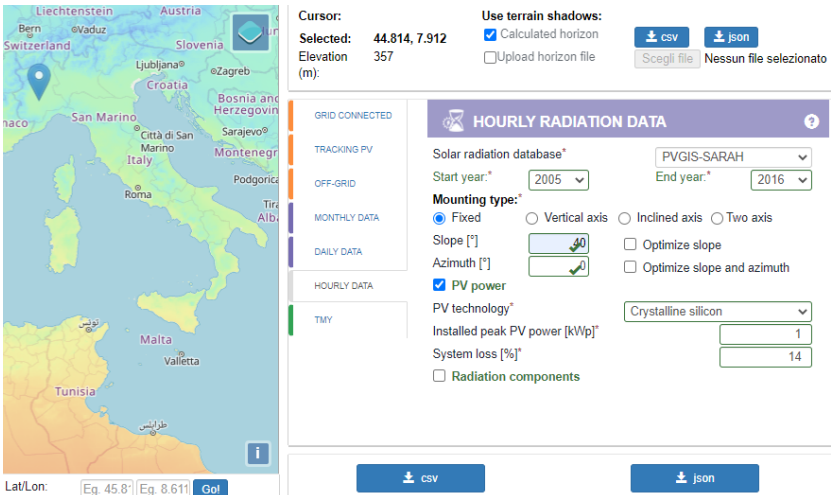
Dati fondamentali per gli impianti fotovoltaici ed eolici sono quelli meteorologici. Il database scelto è fornito da "PVGIS" e messo a disposizione dalla comunità europea. Essi consistono in profili relativi ad un anno intero su base oraria

- per l'irradianza [kW/m^2] sulla superficie con angoli di tilt e di azimuth definiti,
- per la temperatura dell'aria [$^{\circ}\text{C}$]
- per la velocità del vento [m/s] riferita a una certa altezza di misurazione
- per la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico. Da Excel è possibile cliccare sul pulsante "PVGIS data download" con il bordo verde, infatti tramite esso si apre la pagina web di PVGIS.

Si consultino le immagini qui sotto riportate.

Pulsante per il sito di PVGIS

↓



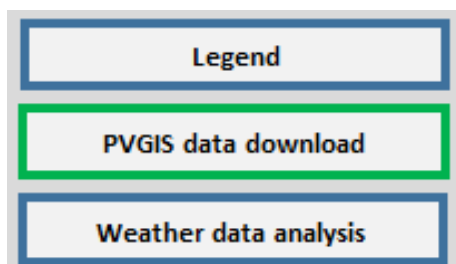


Figura 2.14 Pulsante per il sito di PVGIS

Figura 2.15 Schermata del sito di PVGIS per l'immissione dei dati

Nella figura 2.15, come esempio, è stato impostato un sito del Piemonte cliccando sulla mappa a sinistra, in alternativa è possibile scrivere il nome del sito di cui si vogliono ottenere i dati meteorologici. Poiché il programma è stato progettato per dati orari relativi ad un periodo di 12 anni, si impone come anno di inizio della serie meteorologica il 2005 e come anno di fine il 2016. In questo modo si ha uno studio più accurato e preciso rispetto al caso in cui si prenda solo un anno di riferimento. Sono stati impostati anche i valori dell'impianto solare, che è fisso, ha un angolo di tilt di 40° e un azimut di 0°, quindi è rivolto a sud. Dopo aver caricato tutti i parametri richiesti dalla figura 2.15, si clicca in basso a sinistra il pulsante blu e si scarica il file Excel in formato csv. I dati forniti da PVGIS e utilizzati nel programma sono:

- 1) G irradiance [W/m²],
- 2) Temperature[°C],
- 3) Wind speed [m/s],
- 4) Active power [kW].

Lo strumento che Excel utilizza per fare più operazioni consequenziali in modo automatico è la macro, scritta in codice VBA (visual basic for applications) e nel "RES tool" ne sono disponibili parecchie. Le macro realizzate sono:

- 1) Import_data_from_PVGIS_all_years, serve a immettere la serie dei dati dell'arco temporale di 12 anni in "RES tool", nel foglio (2).
- 2) Production_all_years_PV, serve per calcolare la produzione energetica annuale su base oraria, per il fotovoltaico, nel foglio (2),
- 3) Production_all_years_WT, serve per calcolare la produzione energetica annuale su base oraria, per l'eolico, nel foglio (2),
- 4) Energy_sensitivity, serve a svolgere l'analisi di sensibilità energetica, su 10 casi, di un solo anno nel foglio (17)
- 5) Financial_sensitivity, serve a svolgere l'analisi di sensibilità finanziaria, su 10 casi, di un solo anno nel foglio (18),

- 6) Energy_sensitivity_25_years, serve a svolgere l'analisi di sensibilità energetica, su 10 casi, basata sulla serie di 25 anni nel foglio (19)
- 7) Energy_sensitivity_25_years_one_case, serve ad analizzare solo un caso, sulla serie di 25 anni, nel foglio (19)
- 8) NPV_PV_all_cases_25_years, serve a calcolare il VAN di un impianto fotovoltaico a 25 anni, perché è la vita utile, basato sulla serie di 25 anni nei fogli (20) e (21)
- 9) NPV_WT_all_cases_25_years, serve a calcolare il VAN di un impianto eolico a 25 anni, perché è la vita utile, basato sulla serie di 25 anni nei fogli (20) e (22)
- 10) NPV_PV+WT_all_cases_25_years, serve a calcolare il VAN quando sono presenti sia l'impianto fotovoltaico sia quello eolico a 25 anni, basato sulla serie di 25 anni nei fogli (20) e (23).

La prima macro che viene applicata è la "importa_data_from_PVGIS_all_years" e la sua funzione è quella di importare i dati del file scaricato da PVGIS al foglio "Weather data analysis". In questo foglio sono disponibili i dati meteorologici del sito e la potenza dell'impianto fotovoltaico, calcolata da PVGIS, nell'arco di 12 anni. Il foglio, sul quale sono importati i dati, si presenta come mostrato nella figura 2.16. In maniera

Name of the location		Pinerolo	
Latitude		44.885	
Longitude		7.332	
Elevation (m):		378	
Radiation database		PVGIS-SARAH	

N.B.
 When you want to download the weather data meteo from PVGIS, to have to press CTRL + SHIFT + A.
 This is the combination to activate the importa_data_from_PVGIS_all_years macro.

Hourly weather data from 2005 to 2016				G irradiance (W/m ²)	Temperature (°C)	Wind speed	Active power (kW)	Load Active power
Date and tim	# Month	Day	Hour					
2005	1	1	1	0	3.18	1.32	-	4.98
2005	1	1	2	0	3.56	1.32	-	4.98
2005	1	1	3	0	3.94	1.32	-	4.18
2005	1	1	4	0	4.32	1.32	-	4.35
2005	1	1	5	0	4.13	1.39	-	4.22
2005	1	1	6	0	3.94	1.46	-	4.11
2005	1	1	7	0	3.75	1.53	-	3.69
2005	1	1	8	15.65	5.3	1.64	5.11	3.46
2005	1	1	9	400.45	6.85	1.74	338.79	2.01
2005	1	1	10	571.43	8.41	1.85	482.32	3.11
2005	1	1	11	746.9	9.39	1.79	618.53	3.74
2005	1	1	12	774.78	10.37	1.74	635.38	3.24
2005	1	1	13	809.95	11.35	1.68	657.90	3.53
2005	1	1	14	714.97	11.3	1.51	584.19	4.18
2005	1	1	15	592.92	11.25	1.33	483.76	4.35
2005	1	1	16	45.25	11.2	1.16	26.06	4.22
2005	1	1	17	0	10.47	1.42	-	5.00

Inoltre in questo foglio è esposta l'analisi dei dati di PVGIS. Infatti per ogni grandezza, quelle citate a pagina 73, è stato calcolato il valore mensile da gennaio 2005 a dicembre 2016, ad esso si è associato uno studio statistico, come mostrato nella figura 2.17 ove come grandezza d'esempio è stata presa l'irradianza.



														Statistic			
Wind speed (m/s)		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Standard deviation	Variance	Mean value	Mediana
1	Jan	2.8	2.7	2.5	2.4	2.7	1.3	0.8	1.2	1.1	0.9	1.1	2.0	0.79	0.62	1.77	1.64
2	Feb	2.9	2.5	2.5	2.0	2.8	1.5	1.0	1.1	1.3	0.9	1.2	2.4	0.74	0.55	1.84	1.78
3	Mar	2.1	2.9	3.0	3.1	2.7	1.5	1.2	1.2	1.2	1.1	1.3	2.1	0.79	0.63	1.95	1.78
4	Apr	2.6	2.1	2.1	2.5	2.6	1.4	1.3	1.4	1.2	1.2	1.3	2.1	0.58	0.33	1.81	1.74
5	May	2.2	2.5	2.3	2.4	2.0	1.5	1.3	1.3	1.5	1.2	1.1	2.2	0.50	0.25	1.80	1.74
6	Jun	1.9	1.9	2.3	1.7	2.3	1.4	1.4	1.4	1.2	1.1	1.0	1.7	0.45	0.20	1.59	1.52
7	Jul	2.0	1.5	2.4	2.1	2.1	1.3	1.4	1.1	1.0	1.1	1.1	1.7	0.46	0.22	1.57	1.48
8	Aug	1.9	2.2	1.9	2.0	1.7	1.5	1.4	1.1	1.0	1.1	0.9	1.6	0.43	0.18	1.53	1.57
9	Sep	1.9	2.1	2.0	2.2	2.3	1.3	1.2	1.1	1.1	0.9	1.0	1.6	0.51	0.26	1.57	1.48
10	Oct	2.0	2.1	2.2	2.2	2.2	1.3	1.2	1.1	0.9	0.8	0.9	1.7	0.58	0.34	1.55	1.48
11	Nov	2.2	2.1	2.8	2.8	2.4	1.4	0.9	1.0	1.1	0.9	0.9	1.9	0.75	0.57	1.69	1.62
12	Dec	2.8	2.4	2.9	3.1	2.5	1.2	1.3	1.2	0.8	0.9	0.6	1.9	0.91	0.83	1.80	1.59
Year		2.3	2.2	2.4	2.4	2.4	1.4	1.2	1.2	1.1	1.0	1.0	1.9	0.60	0.36	1.71	1.64
														Standard deviation	35.1%		

dell'irradianza ha un valore basso, circa l'8%, mentre la variabilità della velocità del vento ne ha uno più alto, circa il 35%, come si può rilevare dalla figura 2.18. Questo significa che nel corso degli anni il valore dell'irradianza annuale, quindi dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, non si discosta molto da un valore medio, mentre il valore della velocità annuale del vento, indi dell'energia eolica, può variare tanto da anno ad anno, ma a differenza dell'irradianza anche dal luogo se è posto alla stessa latitudine.

In generale la vita utile sia dell'impianto solare sia dell'impianto eolico è di 25 anni, mentre quella della batteria di 10 anni. Ogni sistema operativo, con il passare del tempo ha un peggioramento delle prestazioni, quindi si ipotizza un coefficiente di degradamento pari a 0,5% annuale per gli impianti e per la batteria, come mostrato nella figura 2.19. Chiaramente per il sistema di accumulo, il valore di invecchiamento è annullato almeno ogni 10 anni, perché la batteria viene sostituita con una nuova. Allo

sc **Figura 2.18 Esempio di analisi dei dati da PVGIS (velocità del vento)** in considerazione un singolo anno a cui vengono applicati i valori di degradamento annuali applicati, per 25 anni, (ciò accade solo nei fogli economici riferiti a un anno, quindi il 12 e il 13), ma considera la serie di dati di dodici anni dal 2005 al 2016 ripetuta per due volte, tranne per l'anno 2005 che è ripetuto tre volte, a cui sono applicati i valori di degradamento. Dopo aver definito le taglie degli impianti e dell'accumulo nel foglio (4) "Planning & energy analysis", che si analizzerà successivamente, è possibile calcolare la produzione energetica oraria dell'impianto fotovoltaico e dell'impianto eolico per tutta la vita utile attraverso le macro: "Production_all_years_PV" per l'impianto fotovoltaico e "Production_all_years_WT" per l'impianto eolico. Infine:

- 1) Sono stati effettuati i calcoli dei valori di produzione mensile dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaico ed eolico per l'arco dei 25 anni,

- 2) Si è fatta l'analisi statistica, procedendo in modo analogo a quanto scritto sopra per l'analisi dei dati da PVGIS.

Sopra per analisi dei dati da PVGIS.

AGEING OF PLANTS				PW	WT	batt	
Selected year				1	100.0%	100.0%	100.0%
YEAR	Ageing of PV PLANT	Ageing of WT PLANT	Ageing of Storage system	Efficiency due to ageing			
1	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
2	0.50%	0.50%	0.50%	99.50%	99.50%	99.50%	
3	0.50%	0.50%	0.50%	99.00%	99.00%	99.00%	
4	0.50%	0.50%	0.50%	98.50%	98.50%	98.50%	
5	0.50%	0.50%	0.50%	98.00%	98.00%	98.00%	
6	0.50%	0.50%	0.50%	97.50%	97.50%	97.50%	
7	0.50%	0.50%	0.50%	97.00%	97.00%	97.00%	
8	0.50%	0.50%	0.50%	96.50%	96.50%	96.50%	
9	0.50%	0.50%	0.50%	96.00%	96.00%	96.00%	
10	0.50%	0.50%	0.50%	95.50%	95.50%	95.50%	
11	0.50%	0.50%	-4.50%	95.00%	95.00%	100.00%	
12	0.50%	0.50%	0.50%	94.50%	94.50%	99.50%	
13	0.50%	0.50%	0.50%	94.00%	94.00%	99.00%	
14	0.50%	0.50%	0.50%	93.50%	93.50%	98.50%	
15	0.50%	0.50%	0.50%	93.00%	93.00%	98.00%	
16	0.50%	0.50%	0.50%	92.50%	92.50%	97.50%	
17	0.50%	0.50%	0.50%	92.00%	92.00%	97.00%	
18	0.50%	0.50%	0.50%	91.50%	91.50%	96.50%	
19	0.50%	0.50%	0.50%	91.00%	91.00%	96.00%	
20	0.50%	0.50%	0.50%	90.50%	90.50%	95.50%	
21	0.50%	0.50%	-4.50%	90.00%	90.00%	100.00%	
22	0.50%	0.50%	0.50%	89.50%	89.50%	99.50%	
23	0.50%	0.50%	0.50%	89.00%	89.00%	99.00%	
24	0.50%	0.50%	0.50%	88.50%	88.50%	98.50%	
25	0.50%	0.50%	0.50%	88.00%	88.00%	98.00%	

Figura 2.19 Coefficienti di degradamento

▪ Immissione dei dati energetici nel programma "RES tool"

Dopo l'acquisizione dei dati meteorologici, si passa ad esaminare gli aspetti energetici ed economici, che vengono trattati in pagine diverse di Excel. Il cuore del "RES tool" è il foglio: (4) "Planning & energy analysis". La figura 2.20 mostra lo schema fondamentale di input di questo foglio.

Input data for the planning of PhotoVoltaic (PV), Wind Turbine (WT) systems and Electrochemical Energy Storage					
Power step	4		Turbines step	2.00	
Size of steps	1,000 MW		Size of steps	1,000 turbines	
Total power of PV generators	4,000 MW	4,000 kW	Number of wind turbines	2.00	
Productivity of PV	1,397 kWh/kW/year		Nominal power of a single WT	2,000.00 kW	
Annual production	5,588 MWh/year		Total power of WT generators	4.00 MW	4,000 kW
			Productivity of WT	783.78 kWh/kW/year	
			Annual production	3,135.12 MWh/year	
Productivity of PV with peak shaving	1,397 kWh/kW/year		Productivity of WT with peak shaving	783.69 kWh/kW/year	
Annual production with peak shaving	5,587.54 MWh		Annual production with peak shaving	3,134.76 MWh	
Power step	2		Initial State of Charge	20%	
Size of steps	1 MWh		Discharge efficiency	100%	
Total capacity of Storage	2,000 MWh	2,000 kWh	Charge efficiency	90%	
Max State of Charge	100%		Max number of cycles	10,000	
Min State of Charge	20%		Maximum lifetime	10 years	
Limit in Power	1 MW	1,000 kW			
Discharge time at the maximum power	2 h				

Figura 2.20 Specchietto degli input nel foglio (4)

In questo foglio di calcolo si inseriscono i valori energetici del fotovoltaico, dell'eolico e dell'accumulo elettrochimico. Le caselle che si possono modificare sono

quelle in bianco, mentre quelle grigie corrispondono a un valore calcolato con opportune formule inserite nelle caselle. I dati in blu sono i parametri più importanti, che sono le taglie degli impianti e dell'accumulo, quindi C5 per il fotovoltaico, I5 per l'eolico e C17 per l'accumulo. Essi corrispondono al prodotto tra il salto di potenza e la dimensione del salto. Per una maggiore semplicità, nel calcolo manuale si impone la dimensione del salto di potenza pari a uno, e lo si fa variare. Oltre a queste grandezze vi sono la produttività annuale e la produzione annuale degli impianti fotovoltaico ed eolico. Nella figura 2.20 si rileva che il valore più elevato della produttività è proprio dell'impianto solare, ciò indica, da un punto di vista energetico, che il fotovoltaico è più conveniente. Le turbine eoliche hanno valori di potenza unitaria più elevati dei singoli pannelli solari ed essi dipendono dal tipo di turbina scelta, come si è visto nel modello dell'eolico a pagina 62 a livello teorico e successivamente lo si comprenderà meglio a livello pratico con un esempio visivo.

Nella figura 2.21 è riportato lo schema fondamentale di output in cui si trovano i risultati energetici degli impianti a energia rinnovabile.

Essi sono:

- La potenza in [MW] e la produttività annuale in [kWh/kW/anno] del fotovoltaico e dell'eolico,
- I flussi energetici annuali in [kWh/anno], quindi:
 1. La produzione totale dal solare e dall'eolico,
 2. Il carico elettrico,
 3. L'immissione elettrica in rete,
 4. L'assorbimento dalla rete,
 5. Lo scambio complessivo con la rete tra l'immissione e l'assorbimento.
 6. L'energia prodotta e immediatamente utilizzata o immagazzinata localmente e poi utilizzata.
- Il bilancio energetico in percentuale, quindi:
 1. L'auto consumo,
 2. L'auto sufficienza,
 3. L'assorbimento dalla rete, rapportato al carico,
 4. L'immissione dalla rete, rapporto al carico,
 5. La produzione energetica da fonti rinnovabili, rapportato al carico.
- I parametri finanziari, basati su un singolo anno, quindi:
 1. Investimento iniziale in [M€],

2. Il valore attuale netto in [M€],
3. Il tir (tasso interno di rendimento), è una percentuale.

Most important energy and financial data					
Total power of PV generators	8.000 MW				
Productivity of PV	1397 kWh/kW/year				
Total power of WT generators	4.00 MW				
Productivity of WT	783.69 kWh/kW/year				
Energy flows (AC) [FIRST YEAR]					
Production from PV+WT	14,310,197 kWh/yea	14.31 GWh/year			
Annual load	43,800,000 kWh/yea	44 GWh/year			
Annual injection in the grid	792,832 kWh/yea	1 GWh/year			
Annual absorption from the grid	30,322,809 kWh/yea	30 GWh/year			
Grid exchange (absorption+injection)	31,115,574 kWh/yea	31 GWh/year			
Energy locally produced and immediatly used (or stored locally and then used)	13,477,191 kWh/yea	13 GWh/year			
Energy balance [FIRST YEAR]					
Self-consumption	94%				
Self-sufficiency	31%				
Absorption from the grid / load	69%				
Injection in the grid / load	2%				
Production from renewables / load	33%				
Financial parameters [BASED ON A SINGLE YEAR]					
Initial investment	-	17.48000 M€	-	17,480,000	€
NPV after 25 years		21.76105 M€		21,761,054	€
IRR		12.64%			

Figura 2.21 Specchietto degli output nel foglio (4)

Il conto economico è basato su un singolo anno e dipende dai parametri economici, immessi nel foglio (7) "Financial analysis", che verrà analizzato successivamente. Dopo aver immesso i dati, l'operatore, come appare nella figura 2.22, può scegliere, sempre nel foglio (4) "Planning & energy analysis", quale anno studiare; allo scopo deve immettere un numero compreso tra 1 e 25. Questo numero corrisponde all'anno di funzionamento dell'impianto a fonte rinnovabile.

YEAR

1

In this section of "planning & energy analysis, you are allowed to enter a number between 1 and 25, to select the year of interest.

As soon as you have done so, remember to go to "weather data analysis" to activate the macro of selected year.

GO

Figura 2.22 Immissione numero per lo studio di un singolo anno

Un altro foglio importante è il (3) "Weather and energy inputs" perché in esso si trovano:

- i dati meteorologici del singolo anno considerato nel momento dell'analisi,
- il carico elettrico,
- il modello per l'impianto fotovoltaico,
- il modello per l'impianto eolico.

Name of the location	Pinerolo	Latitude	44.885
Altitude	378 m	Longitude	7.332
Hourly weather data for a whole year		PV production calculated with PVGIS model	Load

Figura 2.23 Dati riferiti a un singolo anno

Nel foglio (2) "Weather data analysis" sono raccolti tutti i dati meteorologici della serie di 12 anni, quindi estratti da database per il "RES tool". Poiché l'analisi è effettuata su base annuale (con 8760 valori, uno per ogni ora dell'anno), cioè viene analizzato un anno alla volta, è necessario che ci sia un sito dove l'analisi venga condotta e questo è rappresentato proprio dal foglio (3) "Weather and energy inputs". Difatti, qui, con le macro, vengono copiati, in modo automatico, i dati da quello che precedentemente è stato definito database di "RES tool" di un singolo anno, tenendo conto dell'età del sistema attraverso coefficienti di invecchiamento annuali.

Aspetti importanti sono i modelli e i parametri del fotovoltaico e dell'eolico perché in essi è riassunta tutta la teoria su cui questi impianti sono stati progettati. Quando si esegue uno studio nuovo di un impianto fotovoltaico, l'operatore deve avere cura dei dati in blu della figura 2.24, che andrà a modificare a seconda di quale modello vuole utilizzare; le caselle in bianco, pur modificabili, in genere non si cambiano. Per avere un quadro completo, è riportato anche il dato della producibilità fornito da PVGIS. Sono riportati anche i fattori di perdita (per sporcizia, per la riflessione della radiazione solare sul vetro del modulo, per difetti di fabbrica, per effetto Joule) il rendimento termico, l'irradianza minima necessaria al funzionamento del sistema G_0 , e la temperatura nelle condizioni standard.

Parameters of the PhotoVoltaic (PV) models			
MODELS with NOCT or wind			
PV_prod_wind	1,100	kWh/kW	PV production considering wind effect for the cell temperature
PV_prod_NOCT	1,084	kWh/kW	PV production without wind effect for the cell temperature
PV_prod	1,100	kWh/kW	
Installed PV power	0	MW	

Results

model with wind vs

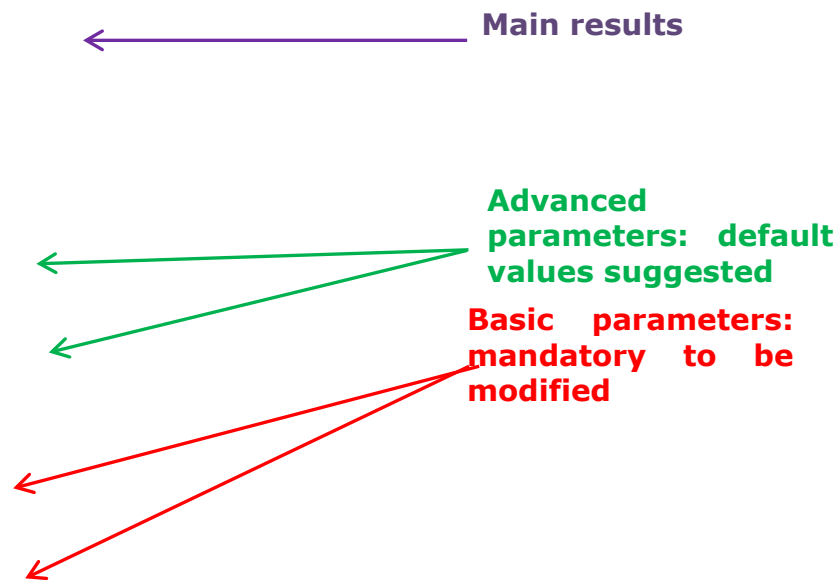


Figura 2.24 Modelli del fotovoltaico

Come appare nella figura 2.24 i modelli NOCT e "wind effect" convergono, ossia la loro differenza è trascurabile, però in genere si usa il primo. Sempre nel foglio (3) si è analizzato anche il convertitore DC-AC, ossia l'apparecchio elettronico, chiamato inverter. Tenendo conto dei parametri sperimentali dell'inverter (coefficiente a vuoto, lineare e quadratico) e interpolando su 400 punti è stata tracciata la curva dell'efficienza sul diagramma fattore di carico (P_{DC}/P_{DCmax}) in ascissa e l'efficienza DC/AC in ordinata, come rilevabile nella figura 2.25, in questa pagina. La curva già per valori del fattore di carico pari al 10% riesce a superare il 90% dell'efficienza, dopo ciò il suo aumento è all'incirca lineare e dal 30% in ascissa, è costante, raggiungendo un valore massimo del 98%.

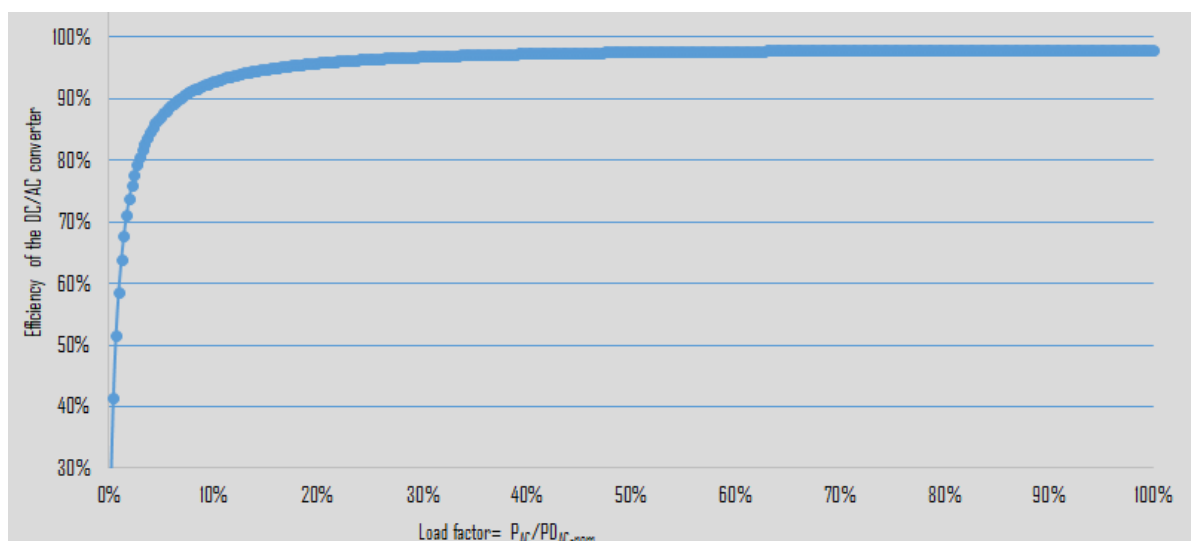


Figura 2.25 Curva efficienza dell'inverter

Nel fotovoltaico i moduli dell'impianto solare, a parità di condizioni ambientali, hanno una produzione simile, mentre nell'eolico la differenza di produzione fra le diverse turbine può essere sostanziale. Nel "RES tool", sono state configurate 11 turbine eoliche con caratteristiche e parametri diversi, così è possibile fare un confronto tra esse e scegliere la migliore per quel sito.

		TURBINE ID	SELECTABLE TURBINES	Specific annual production (kWh/kW)	
Simulate the installation of the turbines, calculate the productivity and compare them	Current date and hour				
	20/05/2021 12:43	1	LTW77 1000_kW IIA/IIIA	331	
		2	LTW77 850_kW IIA/IIIA	342	
	The last calculation of the production from the turbine and the selection of the best one was performed on:	3	LTW101 2500_kW IIIA+	229	
		4	LTW101 3000_kW IIIA+	198	
		5	EWT 52/54	307	
		6	LTW77 800_kW IIA/IIIA	350	
		7	Vestas V90-2000_kW IIA	153	
	20/05/2021 12:38	8	Gamesa G114-2000kW IIA/IIIA	393	<---MAX
		9	ENERCON E-82 E-2 IIA	204	
		10	Nordex N117 Gamma IIIA	332	
		11	W2E 100/2MW IIIA	183	

Figura 2.26 Confronto tra turbine eoliche

Dalla figura 2.26 si osserva che per lo stesso luogo c'è una forte differenza tra la produzione specifica annua, ciò dipende dalla tecnologia della turbina eolica, che può essere ottimizzata a seconda della velocità del vento e del grado di turbolenza. Perciò il risultato di questo confronto tra le turbine è la scelta della migliore, per ottimizzare la produzione energetica.

Oltre alla scelta della turbina migliore, si devono scegliere i seguenti parametri, come esposto dalla figura 2.27:

- 1) Altezza di misurazione della velocità del vento in [m],
- 2) Rugosità del terreno.

La grandezza di maggior d'interesse è la velocità del vento che dipende dalla quota in cui è posto l'anemometro, ovvero più si è distanti dal suolo, più la velocità dell'aria è elevata, e dall'irregolarità del terreno, ossia più lo spazio circostante è pieno di ostacoli, quali palazzi, alberi, più la velocità diminuisce. Altri parametri che sono propri delle turbine eoliche sono l'altezza del rotore e la lunghezza delle pale. Generalmente la potenza nominale, quindi la potenza generata alla velocità nominale (circa 10-12 m/s) è di 2 MW.

Parameters of the wind turbine (WT) model				
Selected turbine (TURBINE ID)	8			
Measurement height	10	(m)	The height of the weather station to measure wind speed air density it is a factor which represents the irregularity of the ground	
Air density	1.225	[kg/m ³]		
Roughness of terrain	0.15	()		
Wind turbine selection	Gamesa G114-2000kW IIA/IIIA		Name of wind turbine to be used in the simulations	
Nominal power	2000	kW	Nominal power	
Specific annual production	393	kWh/kW	Annual energy production per unit of installed power	
Height of the rotor	93	m		
Length of the blade	57	m		

Figura 2.27 Parametri turbine eoliche

Sempre nel foglio (3) per ogni turbina sono riportati tre grafici in cui sull'asse delle ascisse c'è sempre la velocità del vento in [m/s], mentre sull'asse delle ordinate c'è:

- 1) La potenza in [kW] per il primo grafico; questa curva è fornita dal costruttore
- 2) L'efficienza della turbina eolica, calcolata su Excel.
- 3) La frequenza annuale della velocità del vento nel sito, calcolata su Excel, espressa in [h/anno]. Essa è rappresentata nella figura 2.12 a pagina 62.

Il prodotto tra la prima e la terza curva, dà la produzione annuale della turbina eolica e si possono confrontare le turbine eoliche mettendo in relazione la seconda e la terza curva, come spiegato a pagina 62.

▪ Immissione dei dati economici nel programma “RES tool”

Il foglio (7) “Financial analysis” è adibito allo studio economico degli impianti. Il foglio presenta tre settori:

- 1) Settore degli input, dove i parametri economici sono definiti sia per il fotovoltaico, sia per l'eolico e sia per la batteria,
- 2) Settore riferita alla politica economica dell'impianto
- 3) Settore degli output, che è costituito da tre sottosettori riferiti al solo impianto fotovoltaico, al solo impianto eolico e ad entrambi che funzionano contemporaneamente.

Il primo settore, degli input, è costituito da tre sottosettori, uno per il fotovoltaico, uno per l'eolico e una per l'accumulo elettrochimico. L'unico input della batteria è il costo d'installazione in [€/kWh]. Nella figura 2.28 sono presentati gli input del fotovoltaico, la stessa configurazione si ha anche per l'eolico. Gli input, sia per il fotovoltaico e sia per l'eolico sono i seguenti:

- 1) Costo d'installazione espresso in [€],
- 2) Costi operativi e di manutenzione, espressi in [€/anno],
- 3) Il tasso di sconto in [%],

- 4) Fattore d'invecchiamento, il quale è presente perché lo studio è basato solo su di un anno e sarà necessario quando si calcolerà il VAN nei fogli di calcolo (12) e (13)
- 5) Prezzo di vendita della corrente elettrica, espressa in [€/kWh].

Abbreviation			Description
Ins Cost	1400	\$/kW	Total Installed Cost
O&M	10	\$/kW/yr	Operation and Maintenance Cost
Size	0.0820	MWp	Size of the Plant
Production	118.3	MWh/yr	Energy Production of the Plant (first year)
Grid injection	95.9	MWh/yr	Starting Specific Production (first year)
Rate	3.0%	%	Discount Rate
Life	25	years	Useful Life of the Plant
Ageing	0.5%	%	Yearly Degradation of the Plant
Electricity selling price	0.10	\$/kWh	At first stage (5 years)
	0.10	\$/kWh	At second stage (after 5 years)
Specific Prod	1.443	MWh/MW/yr	Energy Production of the Plant (first year)

In case of the installation of both PV and wind turbine, this discount rate is used for the financial calculation

Figura 2.28 Input economici

Nel secondo settore si impongono la politica economica, infatti si possono definire:

- 1) Se è presente l'autoconsumo, ossia se l'impianto è costruito solo per immettere energia elettrica nella rete oppure se l'impianto deve soddisfare in parte un carico elettrico dell'utente. Inoltre si può definire anche il valore economico dell'energia auto consumata [€/kWh] e si possono leggere quanta energia è auto consumata prodotta dal fotovoltaico e dall'eolico.
- 2) Se è presente la regolamentazione dello scambio energetico sul posto, in riferimento al surplus tra immissione in rete e assorbimento dalla rete. Se c'è eccedenza di energia essa è venduta alla rete con un prezzo diverso da quello che si paga per l'assorbimento e per l'immissione in rete, mentre se non c'è, tutta l'energia immessa è venduta al prezzo del surplus. Perciò si può definire il valore economico dell'energia in eccesso [€/kWh].
- 3) Se sono presenti riduzioni di tasse sull'acquisto del fotovoltaico, dell'eolico e della batteria.

Nel terzo settore, sono presenti gli output finanziari. Esso è composto da tre sottosettori, il primo considera il caso solo della presenza del fotovoltaico, il secondo solo dell'eolico ed il terzo di entrambi. La figura 2.30 mostra com'è il terzo. Gli output sono:

- 1) TIR, espresso in [%]
- 2) VAN, espresso in [M€],
- 3) TRI, espresso in anni,
- 4) LCOE, espresso in [€/kWh].

Output Parameters of RES (PV+WT) and storage Financial Assessment			
Abbreviation	Description		
IRR	6.17%		Discount rate at which NPV equals zero at the end of project life time
NPV	0.06	M\$	Total of future incomes counted back to investment year
PBT	16	years	Number of years to return the investment
LCOE	0.0818	\$/kWh	Price of electricity to cover total life time expenditures

Figura 2.29 Output economici nel caso ci fossero entrambi gli impianti

Questi valori sono calcolati nei fogli economici riferiti a un solo anno, quindi i fogli (12) e (13), analizzati successivamente.

▪ Analisi ambientale basata su un anno

Nel foglio (8), dopo che sono stati immessi tutti i dati energetici ed economici nei fogli già visti, è possibile effettuare l'analisi ambientale il cui risultato principale è la determinazione delle immissioni annuali di CO₂ in atmosfera evitate grazie alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico ed eolico. Come appare dalla figura 2.30, sono presenti due tabelle, la prima è adibita per ogni fonte energetica, all'immissione di due dati:

- 1) Il fattore di emissione, ossia quanta CO₂ è immessa in atmosfera per produrre energia da una determinata fonte energetica, espresso in [g_{CO2}/kWh],
- 2) La distribuzione di produzione energetica della nazione nella quale sono costruiti gli impianti fotovoltaico ed eolico, espressa in [%].

SOURCE	Emission factor (g _{CO2} /kWh)	Energy Share			
Coal peat and oil shal	1000.0	11.5%			
Oil	1349.6	10.50%			
Natural Gas	500.2	42.90%			
Solar	0.0	7.20%			
Wind	0.0	6.10%			
Hydro	0.0	14.00%			
other	0.0	7.70%			
TOTAL		100%			

EF _{CO2} for the current portfolio	471.29	g _{CO2} /kWh
Nominal power of the PV plants	0.08	MW
Energy production from PV	118,337	kWh/year
Avoided emissions for PV	0.12	GWh/year
	56	t _{CO2} /year
Nominal power of the WT plants	0.02	MW
Energy production from WT	23,387	kWh/year
Avoided emissions for WT	0.02	GWh/year
	11	t _{CO2} /year

Figura 2.30 Schema analisi ambientale: immissione dati a sinistra, risultati a destra

La seconda tabella, a destra, riporta i risultati, i principali sono:

- 1) Il fattore di emissione corrente, dipendente dai valori immessi nella tabella precedente,
- 2) Le emissioni di CO₂ annuali evitate grazie alla realizzazione, da una parte, dell'impianto fotovoltaico, dall'altra, dell'impianto eolico.

▪ Analisi energetiche ed economiche basate su un anno

In questa sottosezione, sono analizzati tutti i fogli di calcolo riferiti ad un anno, quindi (12), (13), (14), (17), (18) che hanno la controparte riferita a 25 anni nei fogli (19), (20), (21), (22), (23) e (24). È fatta eccezione del foglio (15) riferita ai risultati dell'analisi basata su di un anno.

Il foglio (12) "NPV_calculation" è costituito da due parti. Nella prima parte viene effettuato il calcolo del VAN limitatamente all'impianto fotovoltaico, con tutti i flussi di cassa relativi a 25 anni, ossia per la vita utile dell'impianto ed è riportato anche il valore del TIR; inoltre c'è il grafico dove è presente l'andamento del VAN e tutti i flussi di cassa anno per anno. Nella seconda parte sono riprodotti gli stessi calcoli riferiti al solo impianto eolico in assenza del fotovoltaico. Questo calcolo, specialmente per l'eolico, che come si è visto ha una variabilità maggiore del fotovoltaico, non è molto attendibile perché è stato preso un anno e ripetuto 25 volte con il rispettivo fattore di invecchiamento annuale. La figura 2.31 mostra come si presenta il foglio, ed è stato preso come riferimento il fotovoltaico.

NET PRESENT VALUE CALCULATION FOR PV PLANT - these calculation are activated AND CORRECT only when there are only PV generators. If there are other generators (e.g. wind turbines), refer to the next sheet															
W/Ts are simulated															
IRR 7.3%															
Year	NPV	Total Cash Flows (actualized) (\$/y)	Cash flow (not actualized) (\$/y)	Positive Cash Flows (\$/y)	Negative Cash Flows (\$/y)	Negative cash flow related to maintenance (\$/y)	Negative cash flow related to battery investment/cement (\$/y)	SURPLUS (\$/y)	PV total production (MWh/y)	PV annual SURPLUS of the annual injection(after the balance due to net metering) (MWh/y)	Price of sold electricity from PV (€/kWh)	SELF-CONSUMPTION (\$/y)	Price of electricity not purchased from the grid due to PV self-consumption (€/kWh)	PV annual self-consumption (MWh/y)	
0	\$ -128,400	\$ -128,400	\$ -128,400	\$ -	\$ -128,400	\$ -	\$ -13,600	\$ -	18.34	93.29	\$ 0.10	\$ 3,733.76	\$ 0.20	18.97	
1	\$ -115,795	\$ 12,605	\$ 12,983	\$ 13,803	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 3,323.22	117.75	92.83	\$ 0.10	\$ 3,774.79	\$ 0.20	18.97	
2	\$ -103,619	\$ 12,176	\$ 12,917	\$ 13,737	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 3,282.57	117.16	92.36	\$ 0.10	\$ 3,755.91	\$ 0.20	18.78	
3	\$ -91,958	\$ 11,761	\$ 12,852	\$ 13,672	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 3,236.16	116.57	91.90	\$ 0.10	\$ 3,737.13	\$ 0.20	18.69	
4	\$ -80,437	\$ 11,361	\$ 12,787	\$ 13,607	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 3,189.98	115.99	91.44	\$ 0.10	\$ 3,718.45	\$ 0.20	18.59	
5	\$ -69,522	\$ 10,975	\$ 12,722	\$ 13,542	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 3,144.03	115.41	90.98	\$ 0.10	\$ 3,699.86	\$ 0.20	18.50	
6	\$ -58,921	\$ 10,601	\$ 12,658	\$ 13,478	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 3,098.31	114.83	90.53	\$ 0.10	\$ 3,681.36	\$ 0.20	18.41	
7	\$ -48,681	\$ 10,240	\$ 12,594	\$ 13,414	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 3,052.62	114.26	90.08	\$ 0.10	\$ 3,662.95	\$ 0.20	18.31	
8	\$ -38,783	\$ 9,882	\$ 12,531	\$ 13,351	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 3,007.55	113.69	89.63	\$ 0.10	\$ 3,644.63	\$ 0.20	18.22	
9	\$ -29,234	\$ 9,555	\$ 12,467	\$ 13,287	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 2,962.51	113.12	89.18	\$ 0.10	\$ 3,626.41	\$ 0.20	18.13	
10	\$ -20,124	\$ -890	\$ -1,196	\$ 13,224	\$ -14,420	\$ -820	\$ -13,600	\$ 8,917.70	112.55	88.73	\$ 0.10	\$ 3,608.28	\$ 0.20	18.04	
11	\$ -21,700	\$ 9,424	\$ 11,681	\$ 12,491	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 8,873.11	111.99	88.28	\$ 0.10	\$ 3,590.04	\$ 0.20	17.95	
12	\$ -13,564	\$ 8,135	\$ 11,533	\$ 12,419	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 8,828.75	111.43	87.85	\$ 0.10	\$ 3,572.29	\$ 0.20	17.86	
13	\$ -5,708	\$ 7,856	\$ 11,537	\$ 12,357	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 8,784.60	110.87	87.41	\$ 0.10	\$ 3,554.43	\$ 0.20	17.77	
14	\$ 1,878	\$ 7,586	\$ 11,475	\$ 12,295	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 8,740.68	110.32	86.97	\$ 0.10	\$ 3,536.95	\$ 0.20	17.68	
15	\$ 9,204	\$ 7,325	\$ 11,414	\$ 12,234	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 8,696.38	109.77	86.53	\$ 0.10	\$ 3,518.97	\$ 0.20	17.59	
16	\$ 16,273	\$ 7,074	\$ 11,352	\$ 12,172	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 8,653.49	109.22	86.10	\$ 0.10	\$ 3,501.38	\$ 0.20	17.51	
17	\$ 23,110	\$ 6,832	\$ 11,292	\$ 12,112	\$ -820	\$ -820	\$ -	\$ 8,610.23							

Figura 2.31 Schermata del foglio(12) Calcolo del VAN nel caso del fotovoltaico

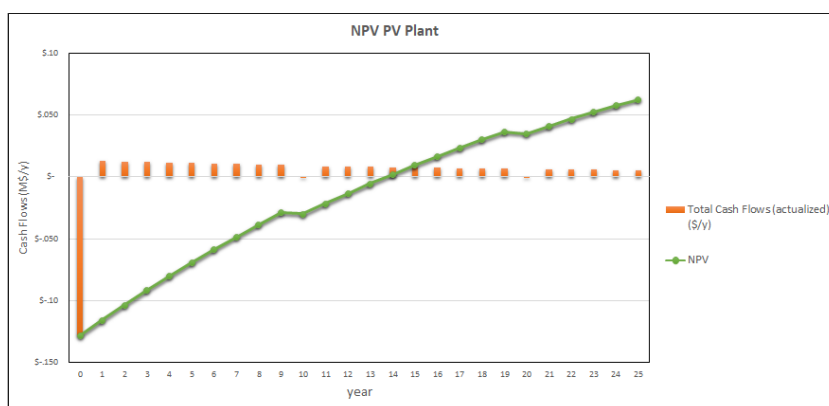


Figura 2.32 Grafico del VAN per l'impianto fotovoltaico nel foglio (12)

Il foglio (12), "NPV_PV_PWT_calculation" calcola il VAN per impianti fotovoltaico e per quello eolico funzionanti contemporaneamente, con tutti i flussi di cassa per i 25 anni, anche in questo caso sono esposti il valore del TIR e il grafico che riporta il NPV e i flussi di cassa.

Il foglio (14) "LCOE_calculation" è dedicato al calcolo del costo livellato dell'energia, nel caso di solo impianto fotovoltaico, solo quest'ultimo dà il contributo al LCOE. Nel caso di solo impianto eolico, si calcola LCOE dell'eolico, se ci sono entrambi LCOE è dato dalla somma del valore del fotovoltaico e del valore dell'eolico.

Il foglio (15) "Results summary" è dedicato ai risultati energetici ed economici degli impianti, con eventuale accumulo, più importanti. Essi sono immessi automaticamente, tramite formule apposite, prelevandoli dai fogli (4) e (7) così da avere subito un quadro chiaro dello studio effettuato in una tabella, come appare nella figura 2.32, valori sono trascritti con opportune formule nella colonna "Current values" ossia i valori attuali. Inoltre è possibile fare un confronto tra casi di studio diversi copiando i dati della colonna "Current values" nella colonna ennesima. Questa è l'unica operazione che l'operatore deve fare nel foglio (15). Nei fogli (12), (13), (14) l'operatore non deve effettuare nessuna operazione, infatti le caselle in questi ultimi fogli sono grigie, poiché sono già associate a una formula ben precisa e i valori sono calcolati in automatico.

		CURRENT VALUES	CASE #1	CASE #2	CASE #3	CASE #4	...
Description of simulation							
Site localization			Pinerolo	Pinerolo	Pinerolo		
Longitude		7,20	7,20	7,20	7,20		
Latitude		44,53	44,53	44,53	44,53		
Peak shaving							
Limitation of the maximum gen	kW						
Limitation of the maximum inj	kW						
Size of plants							
Total power of PV generators	kW	118.0	82.0	100	118		
Productivity of PV	kWh/kW/year	1,443.13	1,443	1,443	1,443		
Total power of WT generators	kW	-	-	-	-		

Figura 2.33 Foglio (15) "Results summary"

Il foglio (17) "Energy sensitivity" permette di eseguire la sensibilità energetica, che consiste nel variare le grandezze energetiche per stabilire quale configurazione è la migliore. Essa si basa sempre su di un singolo anno e l'operatore può immettere, sempre nel foglio (17), fino a 10 valori di una stessa grandezza, infatti i casi totali sono 10. Una regione del foglio è dedicata agli input, quindi vi si possono inserire le taglie e i parametri del fotovoltaico, dell'eolico e dell'accumulo. In un'altra regione sono presenti gli output sia energetici sia economici, che si ottengono attraverso l'esecuzione della macro: "Energy sensitivity".

Gli input che si possono definire nel foglio (17) per il fotovoltaico, per l'eolico e per la batteria sono gli stessi che venivano inseriti nel foglio (4) "Planning & energy analysis". Gli output sono organizzati in diversi raggruppamenti, quali:

- 1) Taglia dell'impianto:** in cui sono riportati la produttività del fotovoltaico e dell'eolico, espressa in [kWh/kW/anno], la potenza totale dei due impianti, espressa in [kW] e la capacità di accumulo, espressa in (kWh).
- 2) Flussi energetici annuali (AC):** espressi in [kWh/anno], vi sono la produzione totale dei due impianti, il carico elettrico, l'immissione in rete, l'assorbimento dalla rete, lo scambio con essa, cioè la somma tra l'immissione e l'assorbimento, e l'energia prodotta e utilizzata immediatamente o quella immagazzinata localmente e poi utilizzata.
- 3) Operatività della batteria annuale:** espressi in [kWh/anno], sono trascritte quanto si è caricata e scaricata la batteria in un anno.

4) Bilancio energetico annuale: espresso in [%] il riferimento è su base annua, sono esposti l'autoconsumo, l'autosufficienza, l'assorbimento dalla rete, l'immissione in rete e la produzione dalle fonti rinnovabili tutte e tre rapportate al carico.

5) Parametri finanziari: quindi vi sono l'investimento iniziale e il VAN calcolato a 25 anni, espressi in [M€], il TIR espresso in [%], il TRI, espresso in anni, e il LCOE, espresso in [€/kWh].

Sono inseriti anche i grafici più significativi per aiutare "anche visivamente" la scelta del caso migliore dal punto di vista energetico ed economico. Come esempio è riportata la figura 2.34 degli output, dove si possono leggere i parametri della taglia dell'impianto e i flussi energetici annuali.

Output most important energy and financial data												
Size of plant												Description
Total power of PV generators	kW	CASE #1 4	CASE #2 8	CASE #3 12	CASE #4 16	CASE #5 20	CASE #6 24	CASE #7 28	CASE #8 32	CASE #9 36	CASE #10 40	Total power produced by PV plant
Productivity of PV	kWh/kW/year	1,443.1	1,443.1	1,443.1	1,443.1	1,443.1	1,443.1	1,443.1	1,443.1	1,443.1	1,443.1	It describes the efficiency of production
Total power of WT generators	kW	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	Total power produced by WT plant
Productivity of WT	kWh/kW/year	1,163.4	1,163.4	1,163.4	1,163.4	1,163.4	1,163.4	1,163.4	1,163.4	1,163.4	1,163.4	It describes the efficiency of production of
Capacity of storage	kWh	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39	Total energy can be stored
Energy flow (AC)												
Production from PV+WT	kWh/year	8,111	16,223	24,334	32,445	40,556	48,668	56,779	64,890	73,001	81,113	Energy produced by PV and WT in one year
Annual load	kWh/year	43,800	43,800	43,800	43,800	43,800	43,800	43,800	43,800	43,800	43,800	Energy load in one year
Annual injection in the grid	kWh/year	67	345	3,050	8,446	14,816	21,653	28,769	36,085	43,520	51,044	Energy injected into the grid in one year
Annual absorption from the grid	kWh/year	35,689	27,937	22,844	20,241	18,563	17,333	16,372	15,601	14,944	14,373	Energy absorbed by the grid in one year
Grid exchange (absorption+injection)	kWh/year	35,689	28,275	25,827	28,620	33,313	38,919	45,075	51,619	58,398	65,350	Energy exchanged with grid in one year
Energy locally produced and immediately used (or stored locally and then used)	kWh/year	8,111	15,803	20,956	23,559	25,237	26,467	27,428	28,199	28,856	29,427	Energy locally produced and immediately us

Figura 2.34 Alcuni risultati della sensibilità energetica basata solo su un anno

Il foglio (18) "Financial sensitivity" permette di eseguire la sensibilità finanziaria, che consiste nel variare le grandezze economiche per stabilire quale configurazione economica sia la migliore, a parità grandezze energetiche. Essa si basa sempre su un singolo anno e l'operatore può immettere sempre nel foglio 18, fino a 10 valori di una stessa grandezza, infatti i casi totali sono 10. L'impostazione del foglio è identica a quella del foglio (7) "Financial analysis", studiato a pagina 83. Quindi ci sono gli stessi input e gli stessi output, la differenza sta nel fatto che al posto di analizzare solo un caso, se ne analizzano 10, grazie a due macro: la prima per il fotovoltaico, chiamata "Financial_sensitivity_PV", la seconda per l'eolico, chiamata "Financial_sensitivity_WT". Anche in questo foglio sono presenti i grafici sia per il fotovoltaico sia per l'eolico. Gli

output, quindi il TIR e il VAN o il TRI e il LCOE sono riportati sull'asse delle ordinate, mentre gli input, quindi il costo d'investimento, i costi operativi e di manutenzione, il tasso di sconto e il prezzo di vendita della corrente elettrica sull'asse delle ascisse. Come esempio sono riportati due grafici del fotovoltaico nelle figure 2.34 e 2.35.

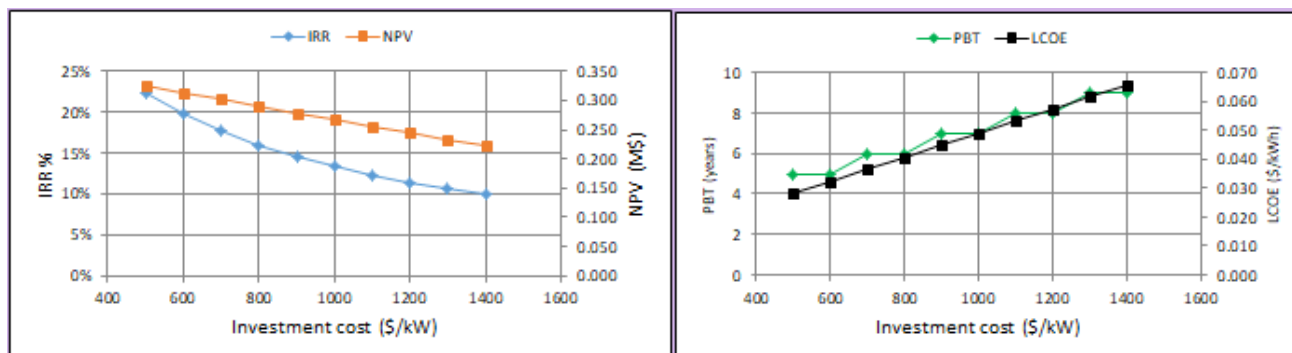


Figura 2.35 Esempi di grafici economici, variando il costo d'investimento del fotovoltaico

▪ Analisi energetiche ed economiche basate su 25 anni

In questa ultima sottosezione sono esaminati i fogli basati sulla serie di 12 anni, dal 2005 al 2016, che vengono ripetuti in modo consequenziale due volte e l'anno 2005 tre volte, moltiplicati per il fattore di invecchiamento, cioè prima si hanno i 12 anni della serie originaria, poi gli altri 12 e infine il primo anno della serie, che corrisponde all'ultimo anno della vita utile dell'impianto. Si è deciso di operare in questo modo poiché rispetto all'analisi basata su un solo anno è più realistica, in quanto i valori meteorologici cambiano di anno in anno, inoltre il database è di 12 anni perché è l'arco temporale più grande che PVGIS può soddisfare. I fogli analizzati sono numerati (19), (20), (21), (22), (23) e (24); i primi due sono quelli più importanti, dove l'operatore può agire. In questa trattazione il foglio (19) è stato analizzato per ultimo perché, esso si riferisce a dati e macro degli altri fogli, in particolare del (20).

Quindi il primo foglio ad essere esaminato è il (20). Per poterlo utilizzare, è necessario aver definito prima i valori energetici nel foglio (4) "Planning & energy analysis". Esso consente di effettuare la sensibilità economica di un impianto solo fotovoltaico, solo economico o entrambi ed è strutturato come il foglio (7) "Financial analysis", quindi con tre sottoregioni, la prima riguarda gli input del fotovoltaico, dell'eolico della batteria, la seconda della politica economica dell'impianto e la terza degli output differenziando se sono presenti: solo il fotovoltaico, solo l'eolico oppure entrambi. La differenza di questo foglio con il foglio (7) è consiste nel fatto che vengono

studiati 10 casi, al posto di uno, perciò gli input definiti a pagina 41 possono avere 10 valori diversi. Solo per il prezzo di vendita per ogni caso, si possono immettere 25 valori, uno per ogni anno, come appare nella pagina seguente dalla figura 2.35 riferita al fotovoltaico.

Analogo schema è utilizzato anche per l'eolico, mentre per la batteria l'input è rappresentato dal solo prezzo in [€/kWh].

Per quanto concerne la politica economica, non si hanno 10 casi, ma solo uno; la differenza con il foglio di calcolo (7) è dovuta alla possibilità di immettere 25 valori riferiti all'autoconsumo e allo scambio sul posto, uno per ogni anno della vita utile dell'impianto.

Infine per gli output lo schema è identico a quello del foglio (7), considerando chiaramente 10 casi e non uno. Inoltre sono presenti i grafici descritti a pagina 47, ricordando che ognuna delle tre tipologie di impianto, solo fotovoltaico, solo eolico, presenza di entrambi, hanno i propri grafici. I risultati ottenuti per ogni caso, sono riferiti a parità di taglie energetiche, che erano stati immessi nel foglio (4).

Ins Cost of PV	CASE#1	CASE#2	CASE#3	CASE#4	CASE#5	CASE#6	CASE#7	CASE#8	CASE#9	CASE#10			
	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	\$/k/w	Total Installed Cost	
O&M of PV	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	\$/kWh/y	Operation and Maintenance Cost	
Size	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	MVp	Size of the Plant	
Production	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	MWh/y	Energy Production of the Plant (first year)	
Grid injection	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	MWh/y	Starting Specific Production (first year)	
Rate	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	%	Discount Rate	
Life	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	years	Useful Life of the Plant	
Ageing	is defined in the sheet "Weather data analysis"										∞		
Electricity selling price	CASE#1	CASE#2	CASE#3	CASE#4	CASE#5	CASE#6	CASE#7	CASE#8	CASE#9	CASE#10			
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #1
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #2
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #3
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #4
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #5
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #6
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #7
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #8
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #9
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #10
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #11
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #12
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #13
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #14
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #15
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #16
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #17
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #18
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #19
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #20
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #21
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #22
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #23
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #24
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	\$/kWh	Year #25

Figura 2.36 Input economici per l'analisi di sensibilità del foglio (20)

Gli output di questo foglio (20), sono calcolati per un impianto solo fotovoltaico, solo eolico o presenza di entrambi rispettivamente nei fogli (21) "NPV_PV_calculation 25 years", (22) "NPV_WT_calculation 25 years", (23) "NPV_PV+WT_calculation 25 years", mentre il valore del LCOE è calcolato nel foglio (24) "LCOE_calculation 25 years".

Infatti gli input immessi nel foglio (20), attraverso l'esecuzione di tre macro: "Years_25_NPV_PV_caluculation" per il foglio di calcolo (21), "Years_25_NPV_WT_calculation" per il foglio (22) e infine "Years_25_NPV_PV+WT_calculation" per il foglio (23), danno gli output dei 10 casi.

La differenza tra il foglio (21) e il foglio (22) consiste nel fatto che il primo tratta solo il fotovoltaico, mentre il secondo solo l'eolico. A livello della descrizione concettuale non cambia nulla da qui la decisione di trattare solo il (21). Dal punto di vista schematico e delle grandezze riportate il foglio (21) è identico al foglio (12) "NPV_calculation", trascurando la parte dell'eolico. La differenza sostanziale è che sono analizzati 10 casi, quindi il foglio di calcolo si presenta come l'immagine 2.31 della pagina 54 e si sviluppa in verticale, andando dal primo caso, posto in alto, al decimo caso posto, in basso, e sulla destra ci sono i rispettivi grafici di ogni caso. In questo foglio i valori energetici di tutti i 25 anni con gli opportuni fattori di invecchiamento, espressi in (MWh/anno), sono calcolati dai dati immessi, precedentemente dall'operatore, nel foglio (4) "Planning & energy analysis". I valori economici che sono utilizzati nel foglio (21) "NPV_PV_calculation 25 years" sono gli input del fotovoltaico che sono stati immessi nel foglio (20) "Financial_sensitivity_25_years", quelli che compaiono nella figura 2.34 in alto. Come sopra accennato, dopo che è stata eseguita la macro "Years_25_NPV_PV_calculation" i grafici dei 10 casi sono riprodotti nel foglio stesso, quindi il (21), mentre i risultati, quindi TIR, VAN, TRI e LCOE, si leggono nel foglio (20) "Financial_sensitivity 25 years" nella parte dedicata all'impianto fotovoltaico.

Sapendo che il foglio (22), dedicato al calcolo del VAN per l'eolico con la serie di 25 anni, funziona nello stesso modo del foglio (21), si può passare ad analizzare il foglio (23), dedicato al calcolo del VAN con la serie di 25 anni, quando sono presenti contemporaneamente sia l'impianto fotovoltaico sia quello eolico. Com'è intuibile, anch'esso, è strutturato con la stessa logica di costruzione del foglio (21), ma considera gli input sia del fotovoltaico sia dell'eolico, definiti nel foglio (20), facendo attenzione che il prezzo di vendita dell'energia elettrica e l'interesse di sconto devono essere uguale per i due impianti. Gli altri input propri degli impianti, quindi costo d'investimento, costi operativi e di manutenzione sono diversi. Gli output sono calcolati a parità di parametri energetici, definiti nel foglio (4). In base ai valori energetici della serie di 25 anni, sono stati calcolati i risultati finanziari grazie alla macro "Years_25_NPV_PV+WT_calculation". I grafici dei casi da uno a dieci si trovano nel foglio stesso, mentre i risultati sono trascritti nel foglio (20), quello che riguarda la sensibilità economica.

Nel foglio (24) per ogni caso è calcolato il LCOE del fotovoltaico e dell'eolico in maniera automatica, con formule opportune, senza utilizzare le macro.

Il foglio (19) esegue l'analisi della sensibilità energetica da 25 anni. Si compone di due sezioni, la prima sono gli input, mentre la seconda sono gli output. Esso permette di variare alcuni parametri che a volte possono non essere noti, che sono indicati nelle caselle bianche, mentre i parametri fissi sono indicati nelle caselle grigie. In questo studio l'analisi è consentita per 10 casi. Grazie a questo programma è possibile variare automaticamente i dati di ingresso.

Sono presenti tre sottosezioni:

- 1) Parametri di input per il fotovoltaico (PV), sopra.
- 2) Parametri di input per la turbina eolica (WT), al centro.
- 3) Parametri di input per lo stoccaggio di energia elettrochimica, di seguito.

Gli output sono quelli definiti a pagina 88, quindi i raggruppamenti sono:

- 1) Taglia dell'impianto,
- 2) Flussi energetici annuali (AC),
- 3) Operatività della batteria su base annua
- 4) Bilancio energetico annuale,
- 5) Parametri finanziari.

Il foglio (19) "Energy_sensitivity 25 years" permette di eseguire la sensibilità energetica variando le grandezze energetiche, mentre le grandezze economiche a cui si fa riferimento, sono definiti nel foglio (20), quindi si potrebbe variare entrambe le grandezze. Questo foglio è simile come impostazione e come si presenta al (17) "Energy_sensitivity" in entrambi i fogli sono presenti gli stessi input e anche gli stessi output, ma il foglio (19) si differenzia dal (17) poiché:

- 1) Gli output sono anche riferiti all'ultimo anno ovvero al venticinquesimo e non solo al primo.
- 2) I dati sono calcolati sulla serie di 25 anni e non su un singolo anno.
- 3) Per calcolare i risultati finanziari al venticinquesimo anno, sono utilizzati tutti gli input economici dei due impianti definiti precedentemente nel foglio (20) "Financial_sensitivity_25_years", mentre il foglio (17) usa gli input economici inseriti nel foglio (7).

Per ottenere i risultati dei 10 casi è necessario eseguire la macro, principale di questo foglio "Energy_sensitivity_25_years", ma è possibile analizzare anche solo un caso, scelto dall'operatore, tramite la macro "Energy_sensitivity_25_years_one case", che funziona esattamente come la macro principale di questo foglio (19). Gli output,

definiti nella pagina 46, sono calcolati sia per il primo anno e sia per il venticinquesimo, ma per il primo non sono riportati quelli economici. Inoltre a differenza dei fogli economici, in cui era necessario definire le grandezze energetiche nel foglio (4) "Planning & energy analysis", nei fogli riguardanti le sensibilità energetiche (17) e (19) non è necessario effettuarlo poiché sono già degli input. Anche in questo foglio sono presenti vari grafici. Sono riportate alcune immagini di come si presenta il foglio (19) nella pagina seguente.

Energy sensitivity for 25 years											Current date and time		26/05/2021 23:06		Which case?		Start last macro performed		26/05/2021 19:47		End last macro performed		26/05/2021 16:57	
Input Parameters for PhotoVoltaic (PV)											Start last macro performed		19/04/2021 17:39		1		End last macro performed		19/04/2021 19:21		Perform energy sensitivity 25 years one cases			
Abbreviation											Description													
Power step	[]	CASE #1	CASE #2	CASE #3	CASE #4	CASE #5	CASE #6	CASE #7	CASE #8	CASE #9	CASE #10													
		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1													
Size of steps	MW	0.001	0.010	0.019	0.028	0.037	0.046	0.055	0.064	0.073	0.082	It is dimension of "unit of power" of this analysis												
Total power of PV generators	MW	0.001	0.010	0.019	0.028	0.037	0.046	0.055	0.064	0.073	0.082	Total power produced of PV generator												
Productivity of PV	kWh/kW/year	1478.0	1478.0	1478.0	1478.0	1478.0	1478.0	1478.0	1478.0	1478.0	1478.0	It describes the efficiency of production of PV												
Annual production	MWh/year	15	14.8	28.1	41.4	54.7	68.0	81.3	94.6	107.9	121.2	Energy produced in one year from PV generator												

Input Parameters for Wind Turbine (WT)											Description											
Abbreviation																						
Turbine step	[]	CASE #1	CASE #2	CASE #3	CASE #4	CASE #5	CASE #6	CASE #7	CASE #8	CASE #9	CASE #10											
		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1											
Size of steps	turbines	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.010	It is dimension of "unit of power" so in this case: a turbine										
Number of wind turbine	[]	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.010											
Nominal power of a single WT	kV	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000											
Total power of WT generators	MW	0.002	0.004	0.006	0.008	0.010	0.012	0.014	0.016	0.018	0.020	Total power produced by WT plant										
Productivity of WT	kWh/kW/year	1154.7	1154.7	1154.7	1154.7	1154.7	1154.7	1154.7	1154.7	1154.7	1154.7	It describes the efficiency of production of WT										
Annual production	MWh/year	2.3	4.6	6.9	9.2	11.5	13.9	16.2	18.5	20.8	23.1	Energy produced in one year from WT generator										

Input Parameters for electrochemical energy storage											Description																				
Abbreviation																															
											CASE #1	CASE #2	CASE #3	CASE #4	CASE #5	CASE #6	CASE #7	CASE #8	CASE #9	CASE #10											

Figura 2.37 Input energetici per l'analisi di sensibilità del foglio (19)

Grid exchange (absorption-injection) at 25		kWh/year	40,472	27,837	28,866	36,877	47,119	58,429	70,267	82,438	94,824	107,336
Energy locally produced and immediately used (or stored locally and then used) at 25		kWh/year	3,328	16,295	22,377	25,056	26,647	27,718	28,532	29,185	29,731	30,215
Battery operation at 25 year												
Battery charge at 25 year		kWh/year	0	1,656	4,248	5,292	5,869	6,172	6,355	6,465	6,541	6,610
Battery discharge at 25 year		kWh/year	0	1,491	3,823	4,763	5,282	5,555	5,719	5,819	5,887	5,949
Energy balance at 25 year												
Self-consumption at 25 year		%	CASE #1	CASE #2	CASE #3	CASE #4	CASE #5	CASE #6	CASE #7	CASE #8	CASE #9	CASE #10
Self-sufficiency at 25 year		%	100.00%	96.91%	73.84%	57.22%	46.52%	39.17%	33.86%	29.86%	26.73%	24.23%
Absorption from the grid / load at 25 year		%	92%	63%	49%	43%	39%	37%	35%	33%	32%	31%
Injection in the grid / load at 25		%	0%	1%	17%	42%	68%	97%	126%	155%	185%	214%
Production from renewables / load at 25 year		%	8%	38%	69%	100%	131%	162%	192%	223%	254%	285%
Financial parameters at 25 years												
Initial investment		M\$	CASE #1	CASE #2	CASE #3	CASE #4	CASE #5	CASE #6	CASE #7	CASE #8	CASE #9	CASE #10
NPV after 25 years		M\$	-0.015	-0.026	-0.037	-0.048	-0.059	-0.070	-0.081	-0.092	-0.103	-0.114
IRR		%	#NUM!	7.54%	8.95%	9.24%	9.32%	9.35%	9.35%	9.35%	9.34%	9.32%
PBT		years	26	13	12	12	12	12	12	12	12	12
LCOE		\$/kWh	0.1061	0.0717	0.0680	0.0665	0.0657	0.0653	0.0649	0.0647	0.0645	0.0644

Figura 2.38 Output energetici ed economici per l'analisi di sensitività del foglio (20)

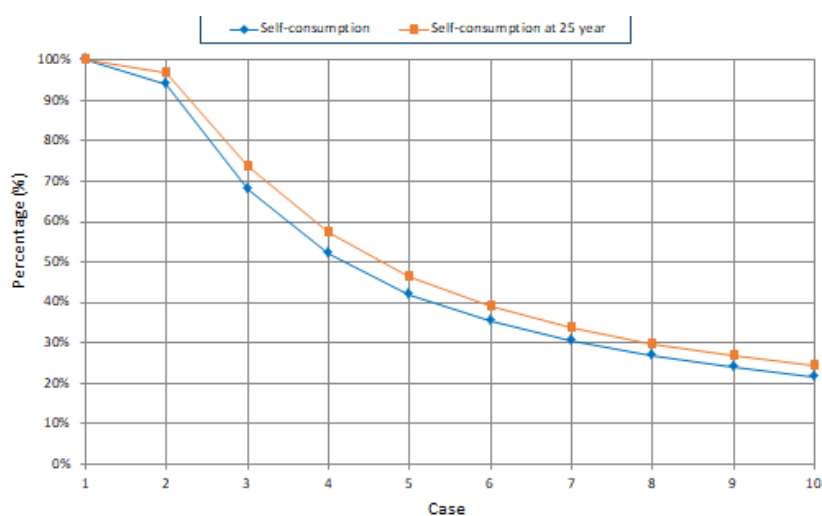


Figura 2.39 Confronto tra autoconsumo il primo e l'ultimo anno

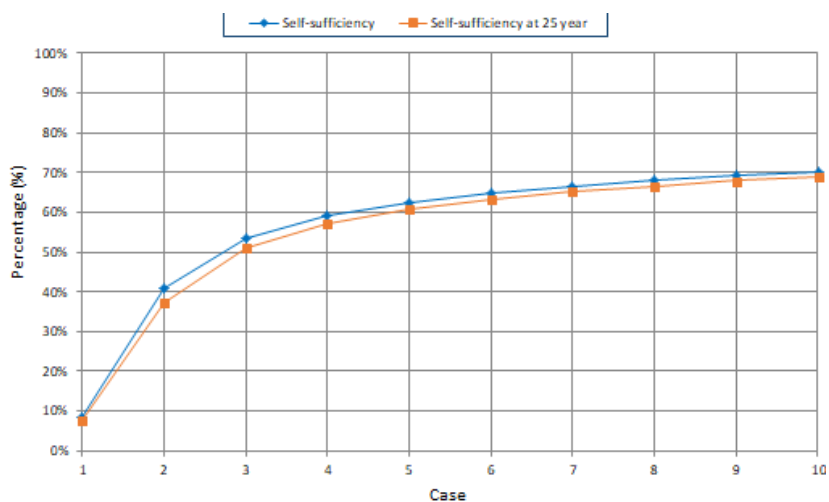


Figura 2.40 Confronto tra autosufficienza il primo e l'ultimo anno

In questa simulazione si è aumentata la taglia degli impianti, in alto c'è l'autoconsumo del primo e dell'ultimo anno, mentre in basso l'autosufficienza. Si nota che l'autoconsumo diminuisce perché la quota parte dell'energia prodotta, quella immessa in rete diventa sempre maggiore, di contro l'autosufficienza aumenta, ma

tende a saturazione. Ciò significa che se si vuole aumentare l'autosufficienza è necessario aumentare le taglie delle batterie, a patto che sia conveniente.

"RES tool" è un programma che non è finito, nel senso che è in divenire. Dopo che si è compreso il lavoro che è stato fatto, si lo si potrà modificare apportando miglioramenti. La parte di teoria e di modellizzazione del programma "RES tool" è terminata, perciò è stato utilizzato nello studio di un caso pratico nei seguenti capitoli, in cui è trattato solo l'impianto fotovoltaico. Infine il programma "RES tool" è stato utilizzato nell'ultimo capitolo per l'analisi di sensibilità energetica.

3. Introduzione allo studio dei generatori fotovoltaici integrati su torri per telecomunicazioni

In questo capitolo si introduce l'obiettivo pratico del lavoro di tesi, ossia rendere, dal punto di vista energetico, il più possibile, autosufficienti tre torri per telecomunicazioni. Lo studio prevede principalmente l'uso del software PVsyst e in seguito del programma "RES tool", per l'ottimizzazione. Sono presentati i risultati relativi alla possibilità di produrre parte dell'energia necessaria al funzionamento di una stazione radio base tramite pannelli fotovoltaici. Lo studio fa riferimento ai siti di:

- 1) Pinerolo Abbadia Alpina, (TO)
- 2) Collecchio, (PR)
- 3) Domodossola, (VB).

Tale opera rientra nel progetto "ECO-SMART site" dell' INWIT in collaborazione con il Politecnico di Torino.

3.1 Descrizione dei siti

I siti studiati sono dell'INWIT (infrastrutture wireless Italia), un'azienda del gruppo Telecom Italia che opera nel settore delle infrastrutture per le telecomunicazioni elettroniche in tutto il territorio nazionale. I siti dell'INWIT si possono raggruppare in:

- Siti roof-top, costituiti da piccoli sistemi sono installati principalmente sui tetti degli edifici;
- Siti raw-land, costituiti da pali o tralicci installati in aperta campagna, all'interno della quale è presente una struttura-container chiamata shelter.

I siti analizzati sono tutti di tipo raw-land.

Sito di Pinerolo

Il sito si trova nel comune di Pinerolo nella borgata Abbazia Alpina nei pressi del cimitero ad un'altezza di circa 400 m. L'impianto è rivolto a sud, quindi ha un angolo di azimut pari a 0°.

Il sito della torre di telecomunicazione



Figura 3.1 Sito di Pinerolo

L'impianto attuale è costituito da un traliccio alto 35 m con ballatoi e paline di sopralzo porta-antenne. Le antenne sono poste nei 5m più alti della torre.

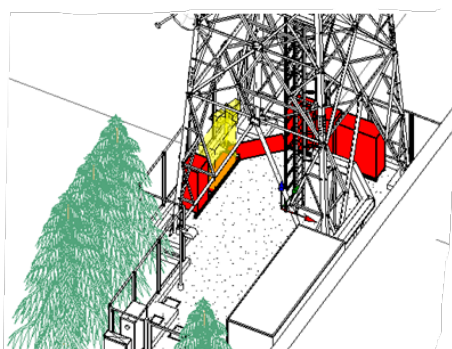
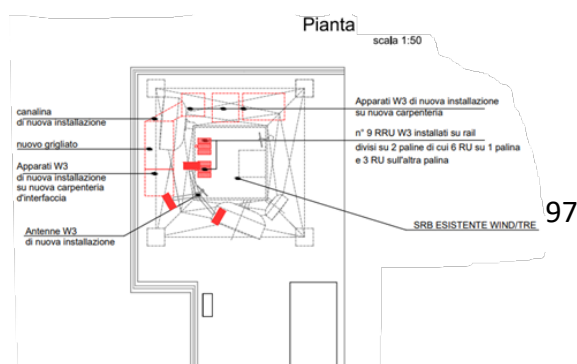


Figura 3.2 Pianta del sito

Il sito è collegato alla rete elettrica e nella tabella 3.1 vi è il fabbisogno energetico della torre.

Attraverso i pannelli fotovoltaici si vuole ridurre il prelievo giornaliero di corrente elettrica dalla rete. In prima approssimazione l'impianto fotovoltaico, senza accumulo, ben dimensionato, con angoli di azimut e di tilt ottimali e senza ostacoli che proiettano la propria ombra su di esso, può soddisfare tra il

35-40% del fabbisogno annuo, poiché di notte non

c'è produzione e poiché non in tutti i giorni l'irraggiamento è ottimale a causa delle nubi. In presenza di accumulo, ovviamente, l'autosufficienza e l'autoconsumo aumentano. Questo è un discorso generale ed è valido, quindi, anche per gli impianti di Collecchio e di Domodossola.

Considerando il prezzo dell'energia elettrica di 0,165 €/kWh, che è stato suggerito da INWIT, e ipotizzando che è equamente distribuito nell'arco della giornata per tutti i giorni dell'anno, il prezzo da pagare in un anno è di circa € 8.500,00. In questa breve analisi si sono trascurate le fasce orarie dei prezzi F1, F2 e F3. Ipotizzando, in 25 anni, il prezzo fisso e il fabbisogno della torre uguale per ogni anno, si spenderebbero 212.500,00 €. Infine sempre dalla tabella 3.1 si nota che il carico maggiore si ha nei mesi in cui la radiazione solare è alta, quindi si trova in fase con l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico; tra marzo e settembre si ha il 60.6% del fabbisogno della torre, mentre tra aprile e settembre il 52.7%.

Sito di Collecchio

Figura 3.3 Immagine presa da Revit

Energia giornaliera (kWh/giorno)		141,1 2
Potenza media (kW)		5,88
Mesi	Fabbisogno stazione	In %
Gen	4009	7,8
Feb	3668	7,1
Mar	4079	7,9
Apr	4030	7,8
Mag	4450	8,6
Giu	4882	9,5
Lug	5226	10,1
Ago	4338	8,4
Set	4210	8,2
Ott	4,309	8,4
Nov	4077	7,9
Dic	4191	8,1
Anno	51510	100

Tabella 3.1 Fabbisogno energetico di Pinerolo

Il sito si trova nel comune di Collecchio, ad un'altezza di circa 120 m. Esso è esposto a sudovest e il suo azimut è di 45°. La torre è alta 30 m.

Dalle seguenti immagini, nella pagina successiva si possono osservare il sito e la sua pianta.

Il sito della torre di telecomunicazione

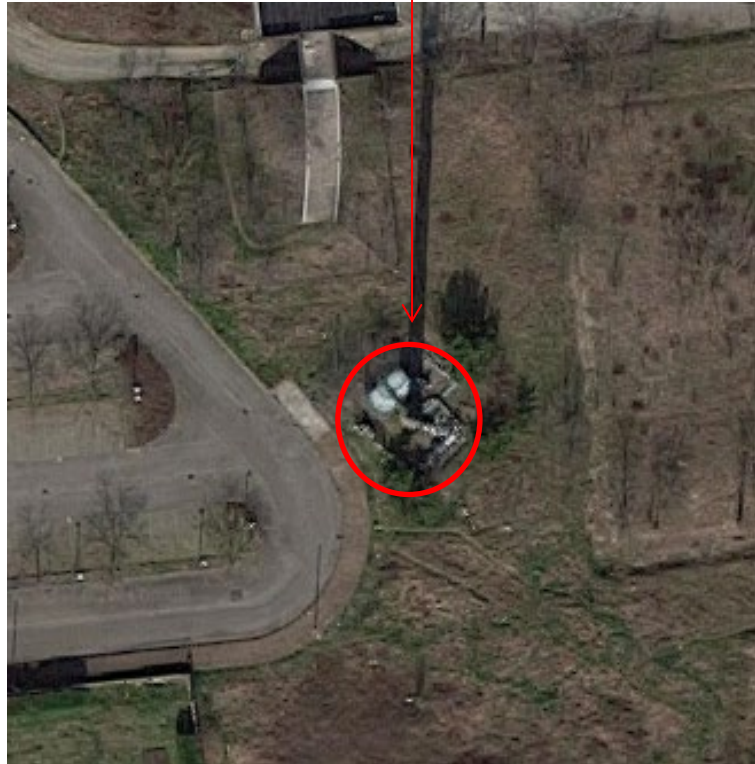


Figura 3.4 Sito di Collecchio

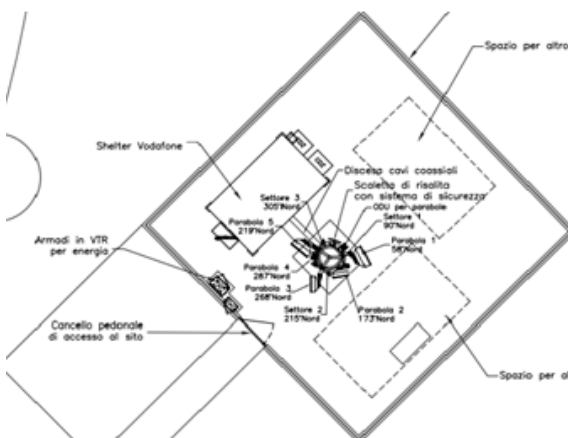


Figura 3.5 Pianta del sito

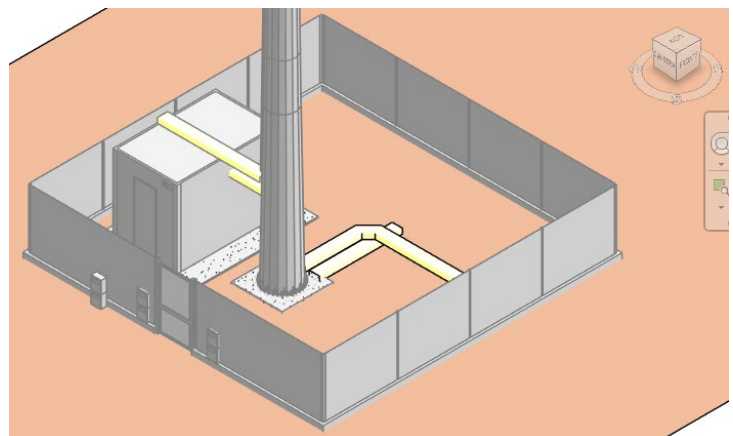


Figura 3.6 Immagine presa da Revit

In questo sito la torre è costituita da un palo, posto in una zona pianeggiante, con le montagne lontane, aspetto vantaggioso per l'impianto fotovoltaico, perché è soggetto a minori ombreggiamenti all'alba e al tramonto.

Il sito è collegato alla rete elettrica e nella tabella 3.2 è esposto il fabbisogno energetico della torre.

Considerando il prezzo dell'energia elettrica pari a 0,165 €/kWh, equamente distribuito nell'arco della giornata, l'importo da pagare in un anno è di circa € 9.762,06. Ipotizzando, nell'arco di 25 anni, il prezzo dell'energia fisso e il fabbisogno della torre immutato per ogni anno, si spenderebbe un totale di € 244.051,5. Infine dalla tabella 3.2 sulla destra si nota che, seppur di poco, il fabbisogno di energia maggiore si ha nei mesi in cui la radiazione solare è alta, quindi si trova in fase con l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico; tra marzo e settembre il fabbisogno della torre è il 59,5% del fabbisogno totale, mentre tra aprile e settembre il 51,3%. Questo impianto è quello che ha il fabbisogno maggiore dei tre, perciò sicuramente avrà un'autosufficienza minore, dovuto anche al fatto che la sua orientazione non è la migliore.

Energia giornaliera (kWh/giorno)		162,09
Potenza media (kW)		6,75
Mesi	Fabbisogno stazione (kWh)	In %
Gen	4800	8,1
Feb	4366	7,4
Mar	4851	8,2
Apr	4708	8,0
Mag	4927	8,3
Giu	5104	8,6
Lug	5397	9,1
Ago	5266	8,9
Set	4932	8,3
Ott	5024	8,5
Nov	4834	8,2
Dic	4955	8,4
Anno	59164	100

Tabella 3.2 Fabbisogno energetico di Collecchio

Sito di Domodossola

Il sito sorge in borgata Maggianigo nel comune di Domodossola (VB), ad un'altezza di circa 300 m. Esso è esposto a sud-ovest con un azimuth di 40°. La torre, costituita da un traliccio, alto 25 m, è posta in una zona montuosa. La produzione dell'impianto fotovoltaico risentirà di questo aspetto, essendo le ore di luce senza ombra inferiori rispetto agli altri due siti, perché l'alba è ritardata, mentre il tramonto è anticipato. Ciò è evidente durante l'anno, specialmente quando il Sole è basso sull'orizzonte.

Dalle seguenti immagini, nella pagina successiva, si possono osservare il sito e la sua pianta.

Il sito della torre di telecomunicazione



Figura 3.7 Sito di Domodossola

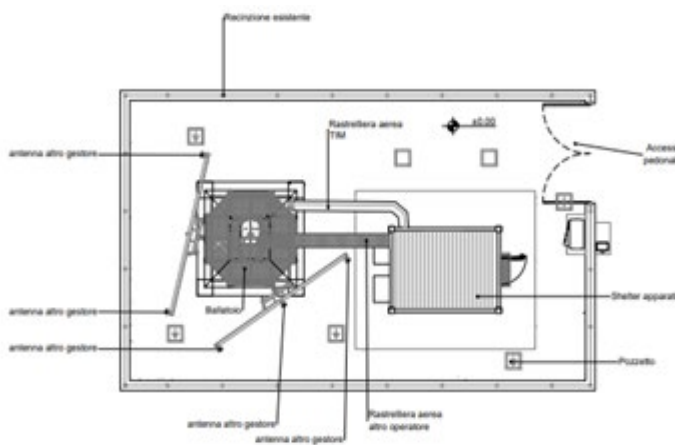


Figura 3.8 Pianta del sito

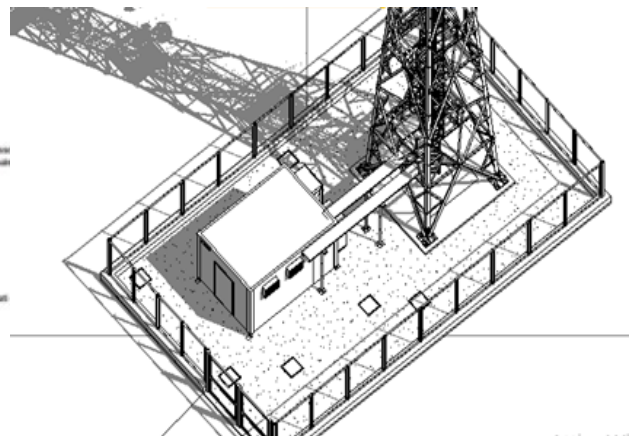


Figura 3.9 Immagine presa da Revit

Come per il sito di Pinerolo, si ha un traliccio sul quale sono montate le antenne per il servizio radio trasmissione.

Il sito è collegato alla rete elettrica e nella tabella 3.3 è esposto il fabbisogno energetico della torre.

Considerando il prezzo dell'energia elettrica pari a 0,165 €/kWh, equamente distribuito nell'arco della giornata, l'importo da pagare in un anno è di circa € 7.258,52. Ipotizzando, nell'arco dei 25 anni, il prezzo dell'energia fisso e il fabbisogno della torre immutato per ogni anno, si spenderebbe 181.462,9 €. Infine dalla tabella 3.3 sulla destra si nota che, seppur di poco, il fabbisogno di energia maggiore si ha nei mesi in cui la radiazione solare è alta, quindi si trova in fase con l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Tra marzo e settembre il fabbisogno della torre è il 58,5% del fabbisogno, mentre tra aprile e settembre il 50,9%. Questo impianto è quello che ha il fabbisogno energetico minore dei tre.

Energia giornaliera (kWh/giorno)		120,5
Potenza media (kW)		5,02
Mesi	Fabbisogno stazione (kWh)	In %
Gen	3,298	7,5
Feb	3,002	6,8
Mar	3,340	7,6
Apr	3,298	7,5
Mag	3,484	7,9
Giu	3,309	8,4
Lug	3,298	7,5
Ago	4,219	9,6
Set	3,381	7,7
Ott	3,853	8,8
Nov	3,921	8,9
Dic	4,198	9,5
Anno	43991	100

Tabella 3.3 Fabbisogno energetico di Domodossola

3.2 Descrizione di PVsyst

Il software utilizzato per questo lavoro di tesi è PVsyst, realizzato dall'università di Ginevra. Può essere scaricato dal sito <http://www.pvsyst.com/> sia in modalità di prova per trenta giorni e sia in modalità completa. In questo lavoro si è utilizzata la seconda grazie alla licenza per gli studenti. La versione usata è la 7.2. Il programma presenta la seguente schermata iniziale.

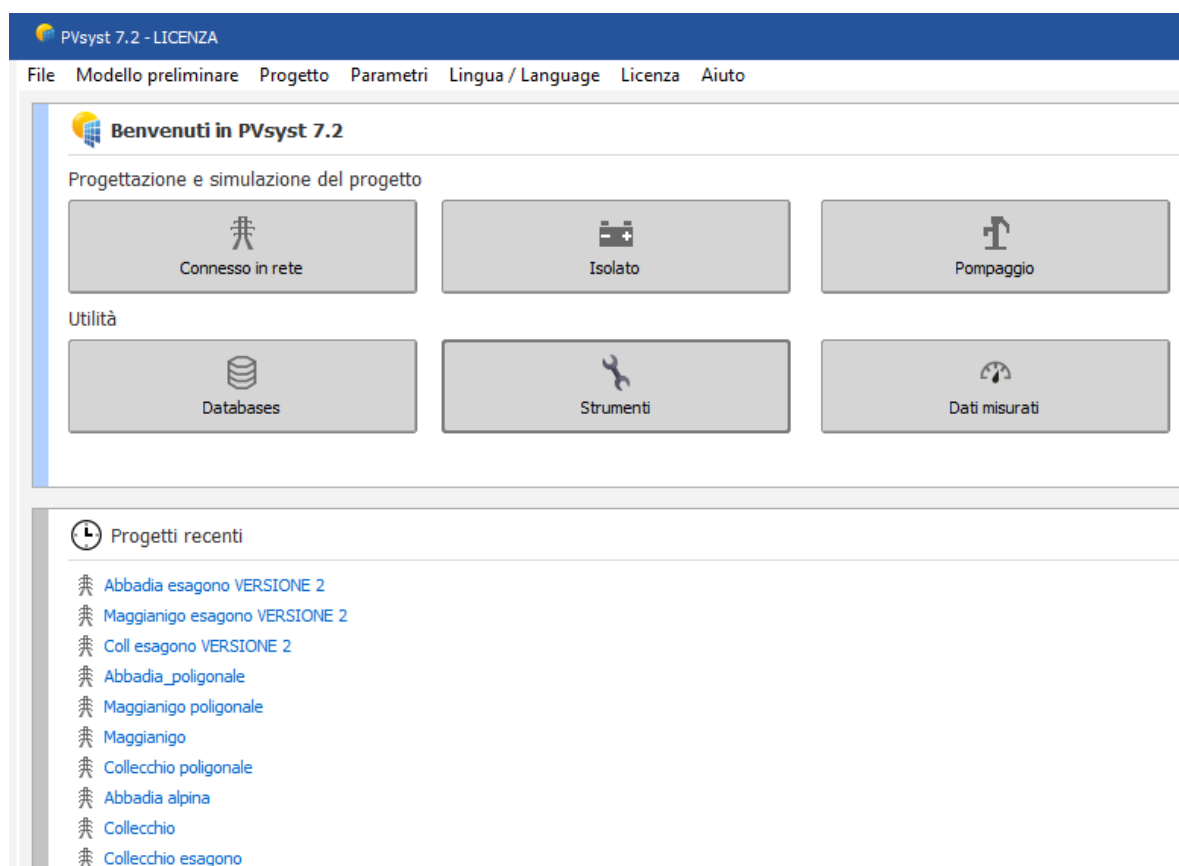


Figura 3.10 Schermata di iniziale di PVsyst

Sono presenti diverse sezioni: in alto i tre riquadri grigi superiori rappresentano la tipologia del progetto che si vuole eseguire, mentre i tre riquadri grigi inferiori rappresentano informazioni utili alla progettazione; in basso con la scritta in blu sono

presenti i progetti più recenti che sono stati eseguiti. Per esempio nei databases, durante la seconda fase, è stato aggiunto il pannello flessibile Solbian SL da 52 W. L'impianto studiato è connesso alla rete, perciò il primo passaggio per iniziare il progetto è quello di cliccare sul primo riquadro in alto a sinistra.

➤ Nuovo progetto

Dopo aver cliccato sul pulsante "Connesso in rete" si apre la seguente schermata.

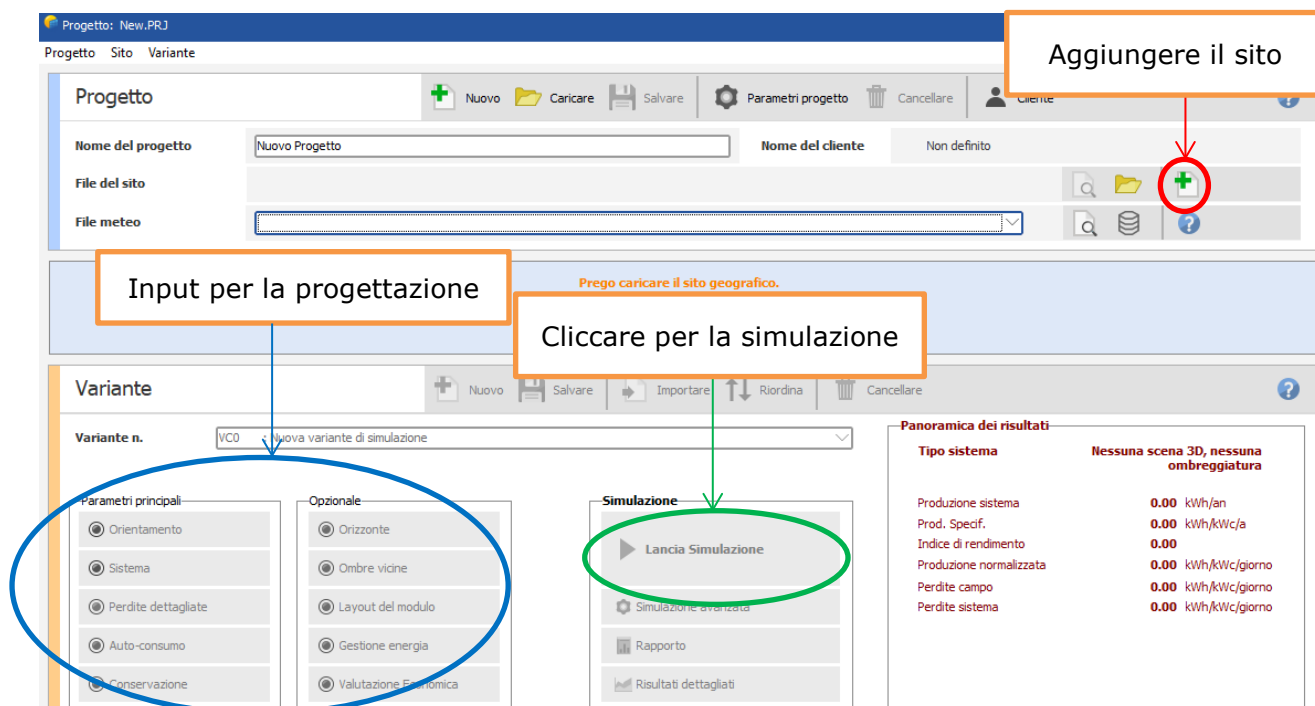


Figura 3.11 Schermata per il nuovo

Nella parte superiore è presente il pulsante per aggiungere la località e i dati meteo (il più verde, cerchiato in rosso). Dopo aver cliccato sul pulsante più verde si ha la seguente immagine:

Cliccare

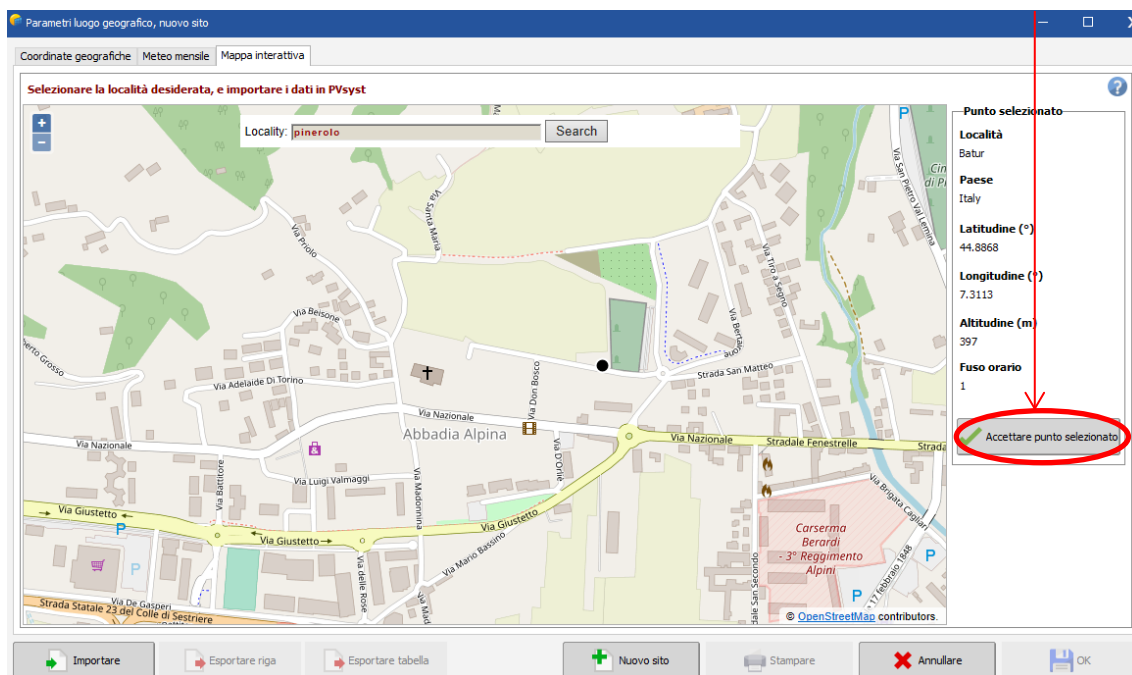


Figura 3.12 Raffigurazione della mappa in PVsyst

Si può immettere il nome della località in cui si vuole realizzare l'impianto fotovoltaico, poi si clicca sulla mappa dove effettivamente lo si vuole fare e ora bisogna cliccare sulla destra il pulsante "Accetta punto selezionato". Dopo di ciò, ossia dopo aver selezionato la località, compare sullo schermo la seguente immagine per i dati meteo.

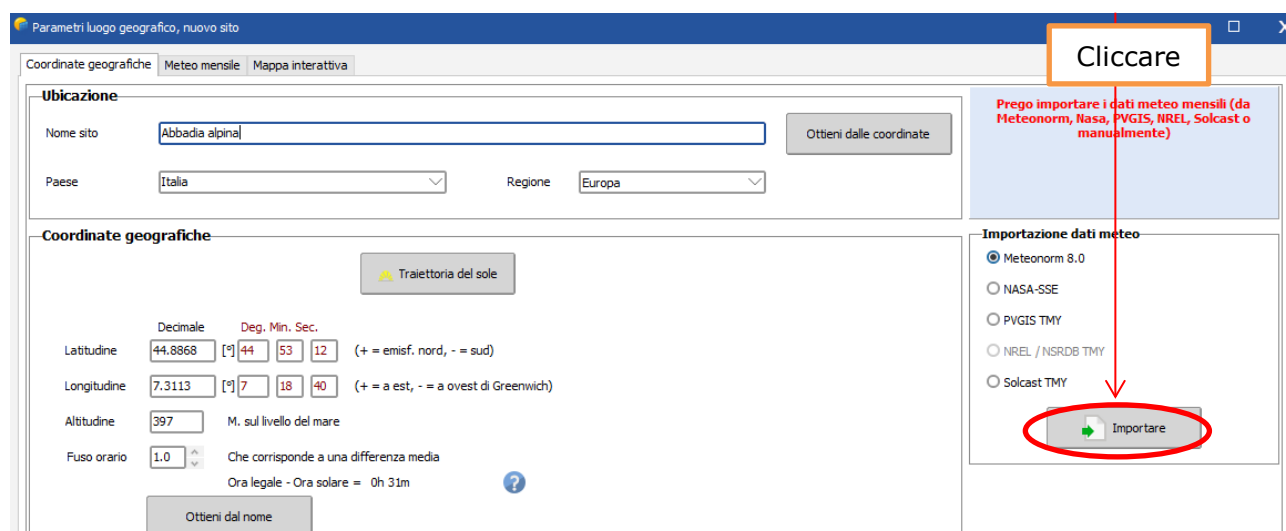


Figura 3.13 Schermata per importare dati

Ora è necessario cliccare su "importare" per importare i dati meteo della località scelta, dopo aver scelto prima quale database usare, per esempio, come visibile sempre nell'immagine (3.13), la scelta può ricadere su Meteonorm 8.0, Nasa o PVGIS. Nel caso esaminato si è scelto PVGIS.

Conclusa questa parte si può passare alla fase della progettazione vera e propria. Osservando l'immagine (3.11) di pagina 104, l'attenzione ricade sulla parte inferiore,

dove compare la scritta "Variante", cerchiato in blu, dove è possibile fare più versioni di uno stesso progetto e importare progetti già eseguiti per esempio in altre località. Gli input immessi durante questo studio sono "Orientamento", "Sistema", "Autoconsumo", "Conservazione", "Orizzonte", "Ombre vicine", "Layout del modulo" e "Valutazione economica".

- **Orientamento**

Esso è il primo input che si deve definire, ossia è necessario dire quanti orientamenti sono presenti, l'inclinazione e l'azimut degli orientamenti. In questa sezione PVsyst indica qual è l'inclinazione e anche l'azimut ottimale per la località scelta, e quanto si perde rispetto ad essa usando valori diversi. Il numero massimo di orientamenti permesso dal software è otto. Nella figura (3.14) si osserva come si presenta la schermata riferita all'orientamento.

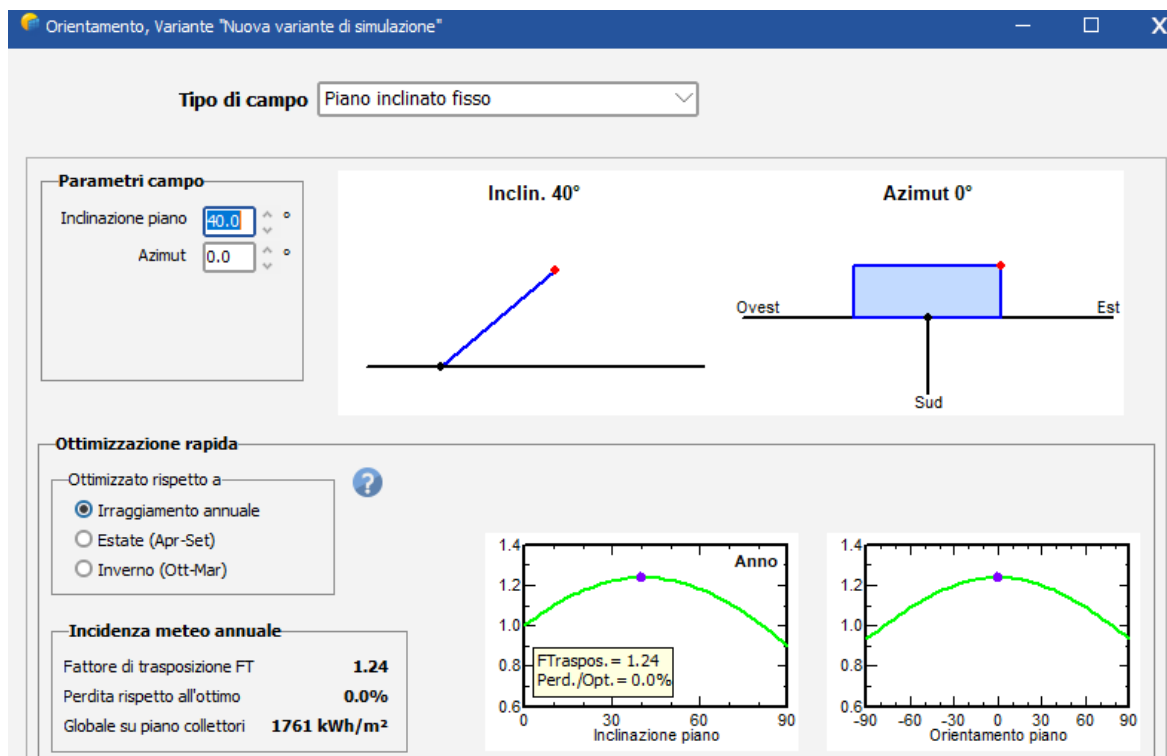


Figura 3.14 Sezione "Orientamento" in PVsyst

- **Sistema**

Il primo passo da fare in questa sezione è immettere a quanto è uguale la potenza di picco dell'impianto oppure qual è l'area disponibile per i pannelli solare. Ora è possibile definire il modulo scelto per l'impianto, l'inverter e l'ottimizzatore per ogni campo solare. Di ognuno di essi è possibile prendere visione dei dati tecnici. La seguente immagine rappresenta come si presenta la schermata.

Definizione sistema di rete, Variante VCO: "Nuova variante di simulazione"

Sottocampo

Nome e orientamento del sub-array (sottoschieramento)

Nome:

Orient.: **Piano inclinato fisso** Inclinazione: **40°** Azimut: **0°**

Selezione modulo FV

Disponibili adesso: Tutti i moduli FV Moduli necessari ca. **10**

 370 Wp 50V Si-mono SPR-X22-370 Dal 2020 Datasheets 2020

☐ Usare ottimizzatore

Dimens. tensioni : Vmpp (60°C) **52.0 V**
Vca (-10°C) **75.2 V**

Selezione inverter

Disponibili adesso: Voltaggio di uscita 230 V Mono 50Hz

 3.7 kW 175 - 500 V TL 50/60 Hz Sunny Boy 3600 TL-21 Dal 2012

N. di entrate MPPT: **2** ☒ Usare multi-MPPT Voltaggio di funzionamento: **175-500 V** Pot. usata dall'inverter: **3.7 kWac**
Tensione massima entrata: **750 V** **inverter con 2 MPPT**

Disegnare campo

Numero di moduli e di stringhe

Mod. in serie: ☐ tra 4 e 8

N. di stringhe: ☒ unica possibilità 2

Perdita sovracc. **0.0 %** Rapporto Pnom **1.01**

N. di moduli **10** Superficie **16 m²**

Cond. di funzionamento

Vmpp (60°C) **260 V**
Vmpp (20°C) **296 V**
Vca (-10°C) **376 V**

Irragg. piano **1000 W/m²**

Imp (STC) **12.8 A** Pot. max. in funzionamento (a 1000 W/m² e 50°C) **3.4 kW**
Isc (STC) **13.3 A** **Potenza nom. campo (STC) 3.7 kWc**

Lista dei sotto-campi

Nome	#Mod #Inv.	#Stringa #MPPT
Campo FV		
SunPower - SPR-X22-370	5	2
SMA - Sunny Boy 3600 TL-21	1	2

Riepilogo sistema globale

Numero di moduli **10**
Superficie modulo **16 m²**
N. di inverter **1**
Potenza FV nominale **3.7 kWc**
Potenza FV massima **3.7 kWDC**
Potenza AC nominale **3.7 kWAC**
Rapporto Pnom **1.005**

• **Figura 3.15 Schermata "Sezione" in PVsyst**

Qui si definisce il profilo di carico della struttura, i valori sono espressi in kWh/giorno o kWh/anno. Per l'esempio raffigurato nell'immagine 3.16 è stato scelto un consumo domestico, quindi si è cliccato in basso a sinistra sul pulsante "Caricare" e si è scelto un modello tra quelli suggeriti da PVsyst. Nello studio delle tre torri, invece, sono stati caricati i valori da un file CSV orario, diverso per i tre siti, forniti da INWIT.

Definizione dei bisogni dell'utilizzatore Variante: "Nuova variante di simulazione", Variant "Nuova variante di simulazione"

Commento: Enhanced SHS with fridge and little appliances, 2.

Caratteristiche generali Grafico

Tipo di profilo di carico

☐ Nessun auto-consumo
☐ Consumo costante fisso
☐ Valori mensili
☐ Profili giornalieri
☐ Profili di probabilità
☒ Consumo domestico
☐ Caricare i valori da un file CSV orario/giornaliero

☐ Profili di consumo domestico
☐ Costante sull'anno
☒ Modulazione stagionale
☐ Modulazione settimanale

Esigenze dell'utente: energia annuale definita

Potenza media **96.4 W**
 Energia annuale **844 kWh/an**

Sistema informativo: campo fotovoltaico definito

Potenza FV nominale **3.70 kWc**
 Rendimento stimato del sistema **5.26 MWh/an**
 Media PnomPV / Pcarico **6.16 Rapporto Pnom**

È stato definito un autoconsumo con una media di 2.31 kWh/giorno

Valori di utilizzo dell'energia domestica definiti correttamente, Puoi vederli premendo il pulsante "Uso domestico".

Modello

Caricare Salva

Use domestico Stampare Annullare OK

Figura 3.16 Schermata "Autoconsumo" in PVsyst

• Conservazione

In questa sezione è possibile stabilire la strategia di accumulo elettrochimico da attuare. Nello studio in esame le due opzioni sono: auto-consumo con la batteria o auto-consumo senza conservazione. È possibile definire il SOC, la taglia e quante batterie sono in serie o in parallelo. Inoltre sono presenti sia le batterie al litio, sia quelle piombo-acido. Qualora l'energia immessa in rete sia nulla o abbia un valore basso, non ha senso l'accumulo, altrimenti esso è conveniente. La batteria scelta è della marca BYD, ed è al litio ed ha una durata in anni pari a 10.

• Orizzonte

In questa sezione si definisce l'orizzonte del sito dove si vuole realizzare l'impianto fotovoltaico. All'inizio PVsyst fornisce il diagramma solare, in giallo nella figura 3.17, successivamente è necessario importare dal web, in modo automatico, la linea dell'orizzonte, in rosso sempre nella medesima figura.

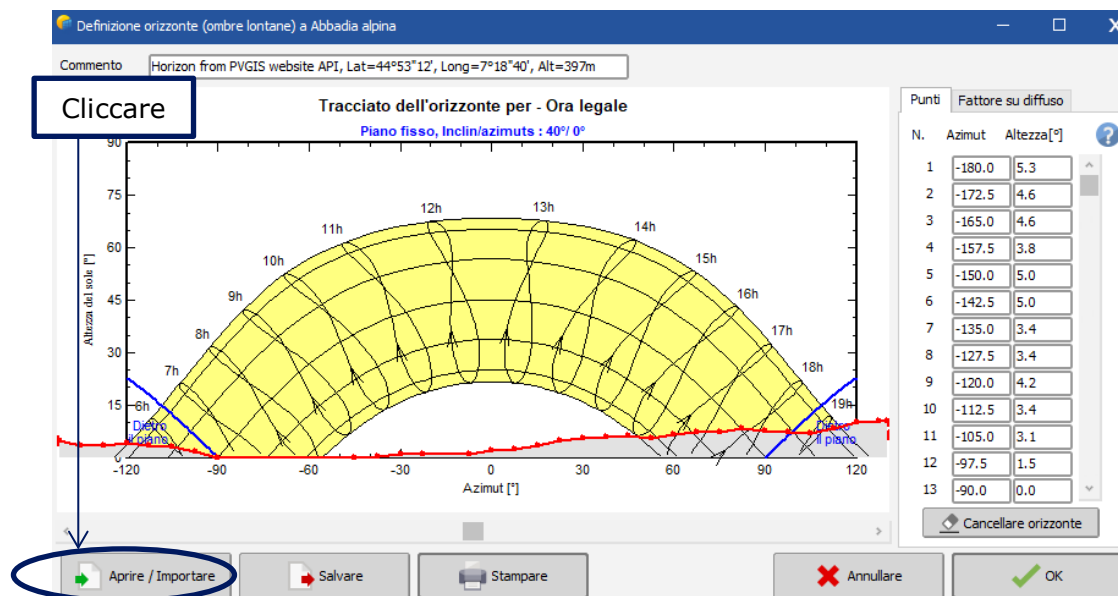


Figura 3.17 Schermata "Orizzonte" in PVsyst

- **Ombre vicine**

In questa sezione si può accedere ad un'area di disegno in cui poter modellare l'impianto fotovoltaico e le strutture adiacenti. Si riporta, come esempio, una casa con il tetto esposto a sud e a nord sul quale sono posizionati 10 pannelli con un azimut di 0° e un'inclinazione di 40°.

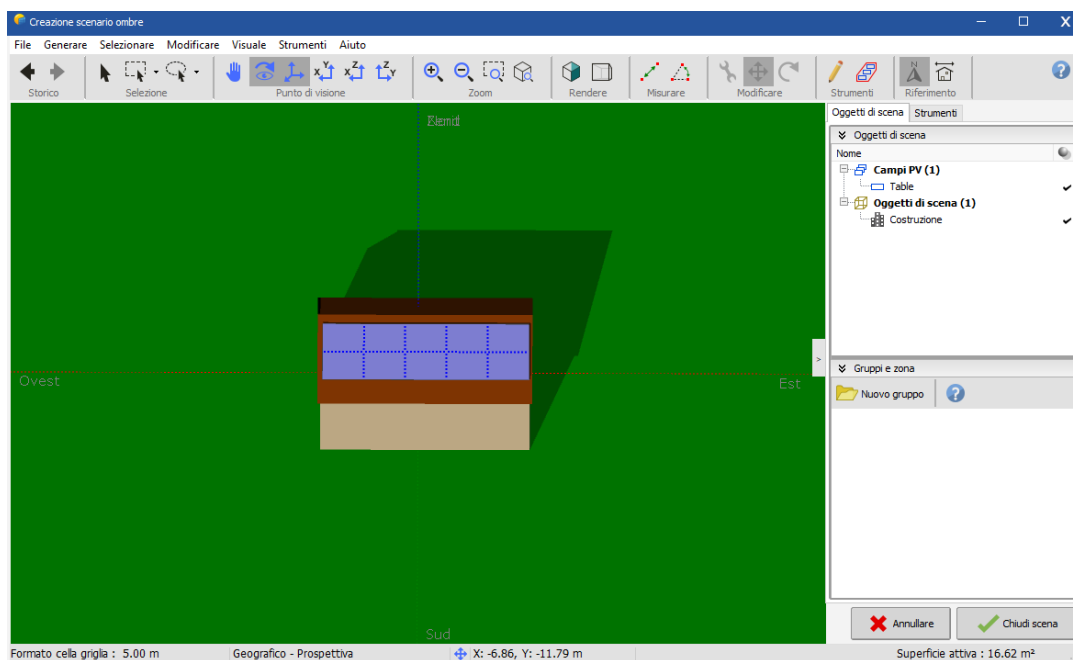


Figura 3.18 Schermata "Ombre vicine" in PVsyst

Come è mostrato nella figura 3.18 sono presenti molte funzioni per generare e modificare e spostare gli oggetti e i pannelli fotovoltaici, per cambiare la visuale nei tre piani e una d'insieme, inoltre è possibile visualizzare l'ombra e il percorso sole per qualunque ora e giorno dell'anno. Infine, per agevolare questa fase, PVsyst ha un suo database di figure, solidi geometrici, ed edifici. Nel caso la struttura non sia presente

nel database, è possibile assemblare diversi oggetti per ottenere quella desiderata. All'operatore è consentita la scelta delle dimensioni, dell'orientazione e dell'inclinazione di qualsiasi oggetto.

- **Layout del modulo**

In questa sezione è possibile posizionare i singoli pannelli sulla tavola fotovoltaica. Dopo aver fatto ciò, è necessario collegare, dal punto di vista elettrico, i singoli pannelli all'inverter. In figura 3.19 è presente una rappresentazione visiva di quanto detto sopra.

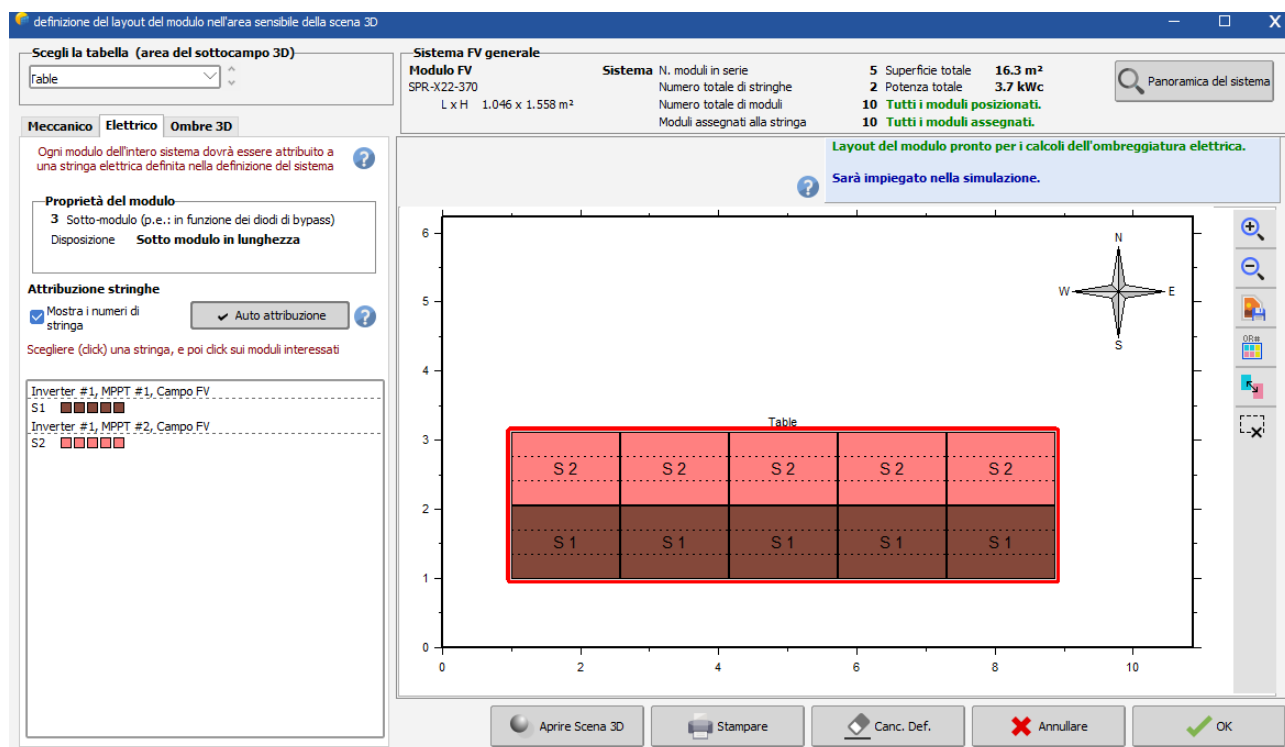


Figura 3.19 Schermata "Layout del modulo" in PVsyst

- **Simulazione**

Dopo aver svolto tutte le fasi sopra elencate si esegue la simulazione, cliccando "Lancio simulazione" come raffigurato nella figura 3.11. PVsyst fornisce molti risultati, sotto forma di dati, grafici e tabelle in un rapporto; i più importanti sono l'energia prodotta in un anno in [kWh], l'indice di prestazione, sempre riferita a un anno in [%], l'autosufficienza annua in [%] e l'energia specifica annua in [kWh/kWp]. I risultati possono essere a base annuale, mensile o giornaliera. Nella figura 3.20 vi è una rappresentazione grafica della pagina riferita ai risultati.

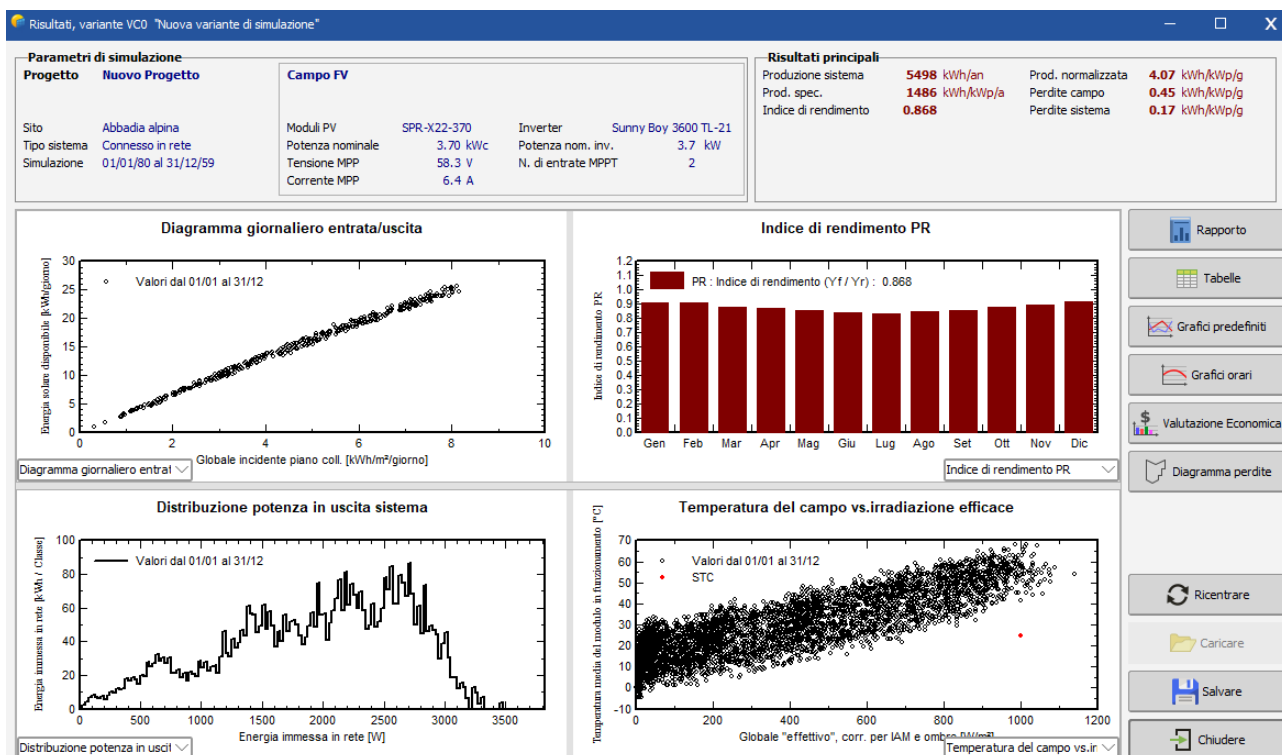


Figura 3.20 Schermata dei risultati in PVsyst

- **Valutazione economica**

L'ultima sezione è quella dedicata all'analisi finanziaria.

Gli input da immettere sono:

- 1) Costo d'investimento dei pannelli, dell'inverter e della batteria
- 2) Costi annuali come quelli di manutenzione, affitti, prestiti dalle banche.
- 3) Tasso di sconto, inflazione
- 4) Prezzo di vendita e di acquisto dell'energia elettrica.

Gli output sono:

- 1) Il VAN (valore attuale netto)
- 2) Il PBT (pay back time)
- 3) Il TIR (tasso interno di rendimento)
- 4) LCOE (costo livellato dell'energia elettrica).

3.3 Considerazioni generali

Per svolgere questo lavoro, sono state fatte alcune scelte ed ipotesi di natura energetica, economica ed ambientale ed è stata fatta una ricerca attenta sui dati disponibili. Quindi in questo sotto capitolo sono state definite le basi, sulle quali è stata portata a termine la tesi, per esempio è spiegato quale pannello o quali pannelli sono stati usati oppure il prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta.

○ **Considerazioni energetiche**

L'elemento fondamentale dell'impianto fotovoltaico è il pannello. A seconda del tipo di torre è sono stati scelti tre pannelli:

1) SunPower X 22 da 370 W, il cui rendimento è il più alto dei pannelli sul mercato, esso è uguale al 22,75%. Le dimensioni sono: 1558 mm * 1046 mm * 46 mm. Il peso è: 18,60 kg. Numero di celle 96. Principalmente all'inizio del lavoro si è scelto il pannello di dimensioni standard con le prestazioni migliori.

2) TSM-DE14H-(II) da 395 W, che ha un rendimento di quasi il 20% (per la precisione 19,96%). Le dimensioni sono: 2000 mm * 992 mm * 40 mm. Il peso è: 23,0 kg. Numero di celle 144.

3) Solbian SP L da 52 W, che ha un rendimento del 20%. Le dimensioni sono 1109 mm * 292 mm * 2 mm. Pesa 0,8 kg. Numero di celle 16. Esso è un pannello flessibile, che è stato usato nella seconda fase per essere il più adatto possibile alla geometria della torre.

Inoltre per le varie configurazioni sono stati scelti inverter della marca SMA o ABB con ottimizzatori TIGO oppure inverter SolarEdge con i propri ottimizzatori, tutto seguendo le norme CEI 0-16.

Dal punto di vista energetico c'è stato solo un vincolo, quello di restare, sotto 20 kW di potenza installata, poiché, altrimenti, si sarebbe dovuto dichiarare l'impianto officina elettrica.

Infine il carico elettrico dei tre siti è stato ipotizzato costante per tutti i 25 anni della vita utile dell'impianto.

○ **Considerazioni economiche**

Si è svolta la valutazione economica con lo strumento PVsyst e sono state fatte le seguenti ipotesi economiche :

- Il prezzo di vendita dell'energia elettrica dall'impianto alla rete, dipende dal tipo di contratto che si fa con il GSE (gestore dei servizi economici). Il contratto scelto è quello dello scambio sul posto, poiché in genere è quello più remunerativo. Il prezzo di vendita ipotizzato è 0,13 [€/kWh]. Il prezzo di vendita delle eccedenze non è stato preso in considerazione perché in tutte le configurazioni delle torri la corrente elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico non supera il fabbisogno elettrico, quindi il suo contributo è sicuramente pari a zero.
- Il prezzo di acquisto della corrente elettrica, come suggerito da INWIT è di 0,165 [€/kWh].
- Inflazione: 1%
- Tasso di sconto: 3%
- Degradazione impianto fotovoltaico: 0,5%/anno.
- Costo d'investimento pagato con i soldi dell'azienda, senza chiedere prestiti alle banche.
- Costo di manutenzione pari all'1% del costo di investimento, ma ogni anno aumenta a causa dell'inflazione.
- Non sono stati usati incentivi, oltre allo scambio sul posto.
- Vita impianto: 25 anni.
- Tutti i prezzi sono stati considerati fissi per i 25 anni.
- IVA inclusa pannello fotovoltaico: 10%
- Prezzo pannello Trinasolar DE 14 H 395 W pari a 189,08 [€] cadauno. [dato fornito dal produttore].
- Prezzo pannello SunPower X 22 - 370 W pari a 309,95 [€] cadauno [dato fornito dal produttore].
- Prezzo pannello Solbian SP L da 52 W pari a 5000 [€/kW]. [dato fornito dal produttore].
- Per svolgere un'analisi economica accurata si è usato il documento "National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2019 by International Energy Agency" in cui sono riportati i prezzi dettagliati per la realizzazione di un impianto fotovoltaico.
- Costo batteria anno zero: 300 [€/kWh]
- Costo batteria decimo anno: 250 [€/kWh]
- Costo batteria ventesimo anno: 200 [€/kWh]
- L'analisi economica svolta è fatta al netto del costo di sostituzione delle torri di telecomunicazione, che è pari a circa 200000 [€].

○ **Considerazioni ambientali**

Se i dati economici dell'impianto fotovoltaico sono positivi, un aspetto che è stato studiato è la sostenibilità ambientale, approfondita nel programma "RES tool". Affinché si possa svolgere l'analisi ambientale è stata necessaria la ricerca delle emissioni di CO₂ che sono state evitate grazie al fotovoltaico. Esse dipendono dalla nazione in cui è localizzato l'impianto poiché se lo stato, per produrre energia elettrica utilizza molte fonti fossili non rinnovabili, le emissioni evitate sono maggiori rispetto a uno stato che invece utilizza più fonti rinnovabili. Nel caso dell'Italia il suo valore di CO₂ evitate è 0,445 [kg_{CO2}/kWh]. [21]

3.4 Impostazione del lavoro svolto

L'analisi svolta ha considerato quattro opzioni, che corrispondono a quattro diverse fasi. Come già visto in precedenza, in ogni sito già c'è una struttura esistente per l'alloggio delle antenne di telecomunicazione, che però, non è stata progettata per un impianto fotovoltaico, quindi esso è stato posizionato solo su una pensilina adiacente alla torre all'interno del recinto. Per aumentare l'autosufficienza e l'autoconsumo è stata considerata l'eventualità di sostituire le attuali torri con altre torri a sezioni di forme geometriche diverse, sulle quali è possibile installare l'impianto fotovoltaico. Lavorando con le nuove torri, si è considerata un'area all'interno del recinto pari a circa 40 m² uguale per i tre siti e sono stati rispettati i rispettivi angoli di azimuth (0° per Pinerolo, 45° per Collecchio e 40° per Domodossola). Inoltre è stato previsto anche l'utilizzo di accumulo elettrochimico dove l'energia immessa in rete è considerevole. Le fasi sono:

1) Fase 0: l'impianto fotovoltaico è posto solo sulla pensilina adiacente alla torre già esistente.

2) Fase 1: l'impianto fotovoltaico è posto su una torre, alta 40 m, rispettosa dell'ambiente a sezione triangolare oppure anche sulla pensilina situata all'interno della recinzione.

3) Fase 2: l'impianto fotovoltaico è posto su una torre, alta o 24 o 30 m, sezione esadecagonale oppure anche sulla pensilina situata all'interno della recinzione.

4) Fase 3: l'impianto fotovoltaico è posto su una torre, alta o 24 o 30 m, sezione esagonale oppure anche sulla pensilina situata all'interno della recinzione.

INWIT oltre allo studio delle fasi 1 e 2 aveva chiesto una soluzione intelligente, che è rappresentata proprio dalla torre a sezione esagonale (fase 3) la quale massimizza l'area disponibile su cui posizionare i pannelli fotovoltaici. Per ogni configurazione sono stati lasciati 5 m alle estremità della torre poiché in basso è presente la pensilina, mentre in alto sono presenti le antenne.

4 Fase 0: Studio del generatore fotovoltaico posizionato sulla pensilina nel recinto della torre esistente

Prima di analizzare le singole fasi è necessario fare alcune osservazioni sui tre siti, in particolar modo sull'orientamento e sul fabbisogno energetico.

Considerando l'orientamento, il sito che è meglio posizionato è quello di Pinerolo perché ha un angolo di azimut di 0° , mentre i siti di Collecchio e di Domodossola hanno un angolo di azimut rispettivamente di 45° e 40° . Inoltre Domodossola è l'unico sito che è circondato da montagne e questo avrà ripercussioni sull'energia elettrica prodotta. Quindi a parità di numero di pannelli Pinerolo avrà sia una produzione energetica maggiore, sia una produzione energetica specifica maggiore.

Considerando il fabbisogno energetico, il sito di Domodossola ha quello minore di tutti, poi in questa classifica c'è il sito di Pinerolo e all'ultima posizione c'è quello di Collecchio che ha il fabbisogno più grande. Ciò può dare un'idea in quale sito i valori di autosufficienza sono i più elevati, sempre a parità di numero di pannelli fotovoltaici.

La fase zero vuole essere un'introduzione all'effettivo lavoro di tesi.

Nei tre siti le torri di telecomunicazione sono già presenti, ma poiché non sono state progettate per un impianto fotovoltaico si è deciso di posizionare i pannelli solo sulla pensilina adiacente alla struttura. Per ogni sito, si è ricercata una soluzione diversa, quindi in base all'orientamento e allo spazio disponibile, si è utilizzata una pensilina con dimensioni differenti, per massimizzare la produzione di energia elettrica e avere un alto guadagno economico. Posizionando un numero di pannelli diversi, le osservazioni precedenti sulla produzione energetica e sul fabbisogno non sono più valide.

I pannelli utilizzati sono i SunPower X 22 da 370 W. Qui di seguito è presente una breve descrizione di ogni sito, mentre i risultati si osservano nella tabella 4.1.

4.1 Sito di Pinerolo

In figura (4.1) è visibile come è stata modellizzata la struttura su PVsyst. L'area totale del sito è 65,3 m². A sud del traliccio è presente una pensilina di dimensioni 5,06 m * 7,35 m, con un'inclinazione ottimale di 40°. I pannelli sono stati posizionati sulla pensilina da 2,60 m in modo tale da non ricevere l'ombra del muro del cimitero, alto 2,50 m. L'altezza complessiva della struttura è di 7,35 m. Per ovviare a problemi di tipo strutturale è auspicabile avere una costruzione chiusa e solida, così da non opporre molta resistenza al vento. Sono stati posizionati in totale 21 pannelli.

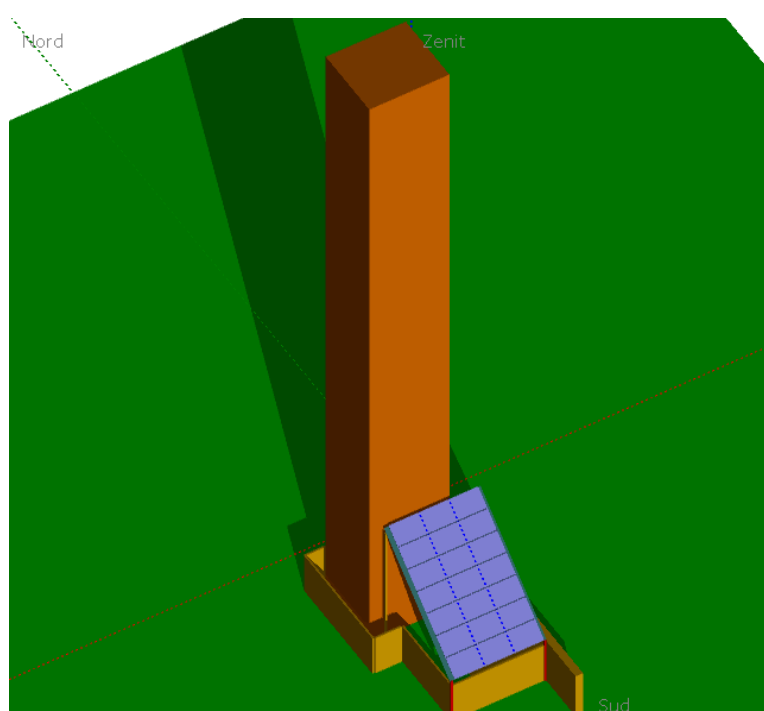


Figura 4.1 Fase 0: sito di Pinerolo

4.2 Sito di Collecchio

In figura (4.2) è visibile come è stata modellizzata la struttura su PVsyst. L'area totale del sito è 132,3 m², la forma è un quadrato di lato 11,5 m. L'ingresso è in direzione sudovest con un angolo di azimut di 45°. Il palo non è nel centro geometrico della recinzione, ma è più spostato verso sudovest e dista dal lato sudovest e sudest rispettivamente 3,30 m e 4,85 m. L'impianto fotovoltaico è situato su due pensiline in direzione sudest con un azimut di -45°. Sono stati posizionati in totale 38 pannelli, 18 su una pensilina e 20 sull'altra, inclinate entrambe di +25°. L'altezza complessiva della struttura è pari a 5,60 m.

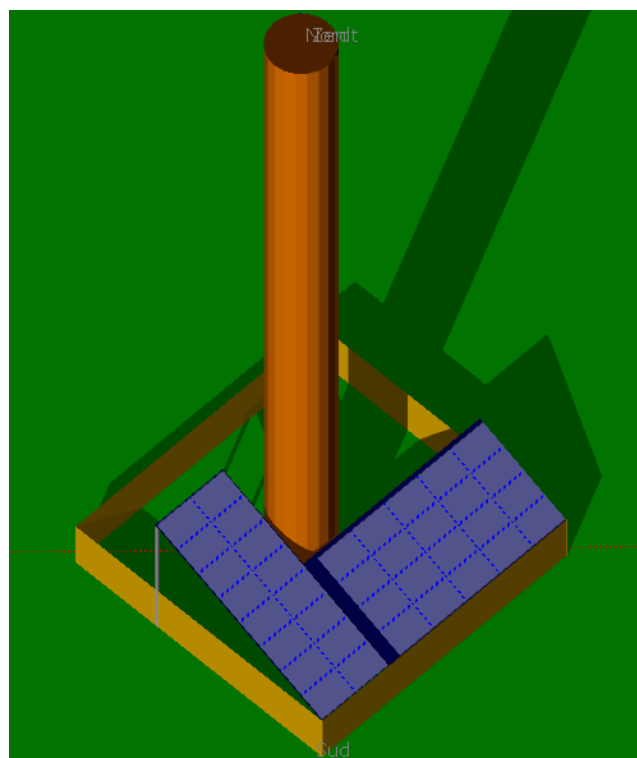


Figura 4.2 Fase 0: sito di Collecchio

4.3 Sito di Domodossola

In figura (4.3) è visibile come è stata modellizzata la struttura su PVsyst. L'area totale del sito è 103,9 m², la forma è un rettangolo di lati 7,90 (a sudovest e a nordest) e 13,15 (a sudest e a nordovest). L'ingresso è in direzione sudovest con un angolo di azimut di 40°. L'impianto fotovoltaico è situato su una pensilina in direzione sudest con un azimut di + 40°. Sono stati posizionati in totale 40 pannelli, inclinati di 38°. L'altezza complessiva della struttura è pari 7,45 m. Per ovviare a problemi di tipo strutturale è auspicabile avere una costruzione chiusa e solida, così da non opporre molta resistenza al vento.

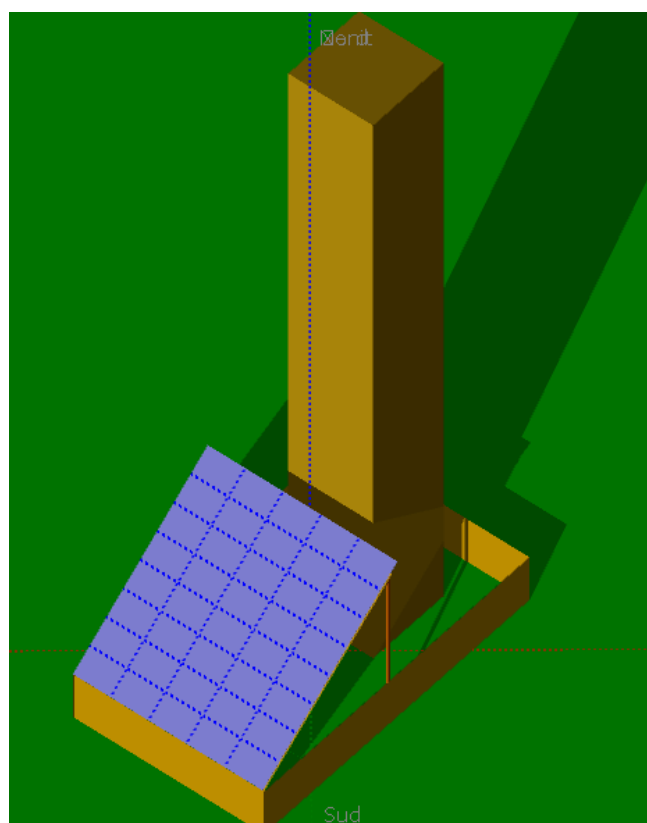


Figura 4.3 Fase 0: sito di Domodossola

4.4 Risultati energetici ed economici della fase zero

L'obiettivo è rendere il più autosufficiente possibile i tre siti, a patto che sia sostenibile dal punto di vista economico. Se l'immissione in rete è considerevole, si è considerato di utilizzare anche l'accumulo elettrochimico ed è stato possibile solo nel sito di Domodossola, avendo un fabbisogno energetico minore rispetto agli altri due e avendo potuto installare più pannelli. L'immissione in rete per Pinerolo, Collecchio e Domodossola è pari rispettivamente a 75, 1519 e 4752 kWh/anno e in percentuale rispetto al carico è: 0%, 2,5% e 10,8%. A Domodossola è stata impiegata una batteria al litio da 16 kWh il cui DOD, è 12,8 kWh. Così l'energia immessa in rete è pari a 1658 kWh. Nella tabella 4.1, sono presenti i risultati calcolati con PVsyst.

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Pinerolo	Collecchio	Domodossola	
Energetico	Numero pannelli	21	38	40	
	Potenza installata (kWp)	7,77	14,06	14,80	
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	16,00 DOD: 12,8
	Energia prodotta (kWh)	10662	15783	17413	
	Autosufficienza (%)	21	24	29	35
	Indice di prestazione (%)	86	82	75	73
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	1372	1185	1177	1177
	CAPEX (€)	16273	29445	30995	35795
Economico	OPEX (€/anni)	184	333	350	730
	LCOE (€/kWh)	0,11	0,13	0,12	0,16
	NPV (€)	11976	10246	11368	617
	IRR (%)	9,6	6,2	6,4	3,2
	PBT (anni)	10	13	13	18

Tabella 4.1 Risultati energetici ed economici della fase zero

I valori di autosufficienza sono:

- 1) Domodossola con batterie: 35%

2) Domodossola senza batterie: 29%

3) Collecchio: 24%

4) Pinerolo: 21%

La produzione specifica più elevata è individuata a Pinerolo poiché ha una migliore esposizione rispetto agli altri due siti. Dall'analisi economica si è notato che l'opzione con la batteria è fortemente sconsigliata poiché ha un NPV piccolo, un IRR minore del 6% e un PBT elevato. I valori migliori economici sono quelli di Pinerolo, avendo un IRR che sfiora il 10%, mentre Collecchio e Domodossola, senza batteria, hanno valori abbastanza simili.

5 Fase 1: Studio del generatore fotovoltaico posto sulla torre a sezione triangolare in legno “Ecopol tower”

In questa prima fase si è considerata la possibilità di installare un palo in legno a sezione triangolare prodotto dalla società Ecotelligent, le cui caratteristiche sono state fornite da INWIT. In figura (5.1) si può vedere una rappresentazione.



Figura 5.1 Torre “Ecopol Tower”

Questa torre è stata studiata dal punto di vista strutturale dal Dipartimento di Ingegneria Strutturale, Edile e Geotecnica del Politecnico di Torino. La torre è alta 40 m ed è a sezione triangolare. Il corpo centrale della struttura, cioè il triangolo, ha lato 1,33

m. Ai tre vertici del triangolo sono presenti delle "ali" fino all'altezza di 30 m, con uno spessore di 0,05 m; la base del triangolo che costituisce le ali è lunga 2,20 m. I pannelli sono posizionati da un'altezza di 5,5 m, fino a 30 m e sono inclinati di 90°.

Per ciascuno dei tre siti sono state analizzate due configurazioni alternative, ciascuna con cinque varianti. Le due configurazioni prevedono:

- 1) Lato palo esposto a sud
- 2) Lati palo esposti a sud est e sud ovest

Per entrambe le configurazioni si è analizzata la produzione di energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici posti:

- a) Sul lato del palo
- b) Sul lato del palo e sulle "ali"
- c) Sul lato del palo, sulle "ali" e sulla pensilina,
- d) Sulla pensilina
- e) Sulla pensilina e su parte del palo.

L'indicazione, che si può ricavare dall'analisi svolta, evidenzia che l'impiego di pannelli fotovoltaici su due facce del palo orientate a sud est e sud ovest risulta più conveniente energeticamente rispetto all'uso di una sola faccia rivolta a sud e che il contributo dei pannelli fotovoltaici posizionati sul tetto della pensilina è molto rilevante.

Oltre allo studio energetico è stato svolto anche quello economico, l'autosufficienza non è una garanzia di essere sostenibilità economica. Si è cercata la soluzione migliore, che privilegia i pannelli sulla pensilina a scapito di quelli sulla torre, per aumentare la produzione specifica. Per questo motivo, sono state aggiunte le soluzioni d) ed e).

Di seguito sono presentate tutte le configurazioni possibili, per poi analizzare in modo separato i risultati dei tre siti.

5.1 Descrizione della torre triangolare con pannelli sul lato esposti a sud

a) Pannelli solo sul lato esposto sud

Come appare nella figura (5.2) sono stati posti 16 pannelli sul lato sud. Questa e le seguenti modellizzazioni sono state fatte utilizzando il software PVsyst. L'area occupata dai pannelli è 26,63 m². La potenza installata è 5,92 kW.

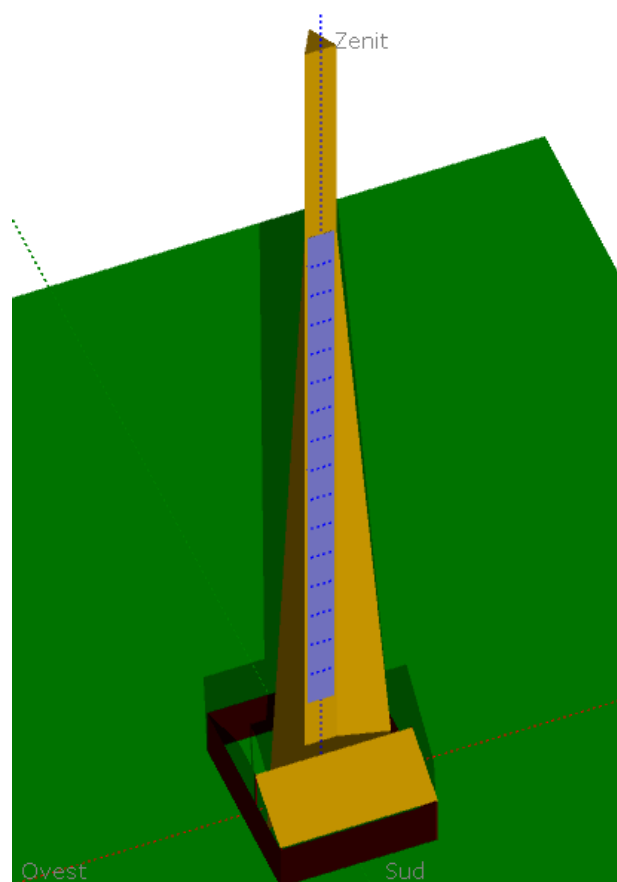


Figura 5.2 Configurazione solo lato esposto a sud

b) Pannelli installati sul lato e sulle ali della torre esposti a sud

Oltre ai 16 pannelli installati sul lato esposto a sud, perciò che concerne le "ali", si è calcolato che si possono posizionare al massimo 3 pannelli per ala, esse hanno un angolo di azimut di + 30° e - 30°. L'azienda finlandese ha progettato una parte dell'ala vuota fino a 5,5 m, ma ha specificato che piccole modifiche si possono eseguire. Quindi, per la progettazione su PVsyst, i pannelli sono stati posizionati a partire da quota 5,5 m, mentre per l'aspetto grafico l'ala è stata considerata tutta piena. L'area occupata dai

pannelli per una singola ala è pari a 5 m^2 . I pannelli totali sono 22. La potenza installata è $8,14 \text{ kW}$.

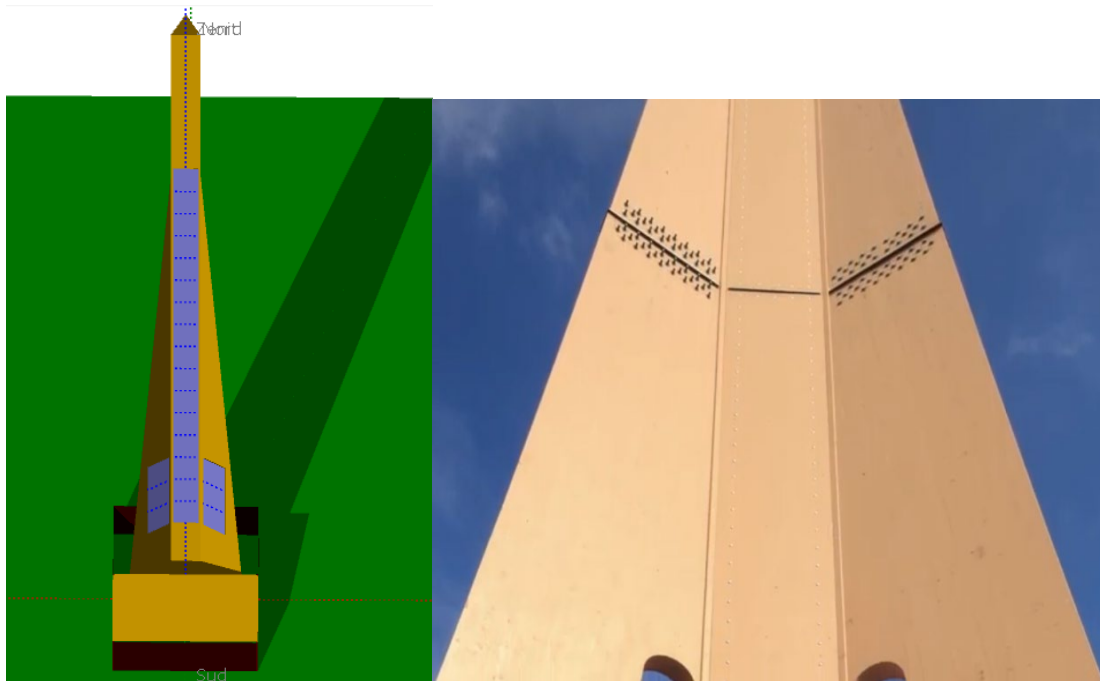


Figura 5.3 Configurazione pannelli posti sul lato e sulle ali esposti a sud e sinistra e dettaglio ali a destra

c) Pannelli installati sul lato, sulle ali esposti a sud della torre, e sulla pensilina

Come appare nella figura (5.4), è presente una pensilina di lati $3,12 \text{ m}$ e $6,05 \text{ m}$, inclinata di $+ 40^\circ$ sulla quale sono posizionati 10 pannelli. In totale i pannelli sono 32, per una potenza installata di $11,84 \text{ kW}$. Nella figura (5.5) è presente il caso solo pensilina.

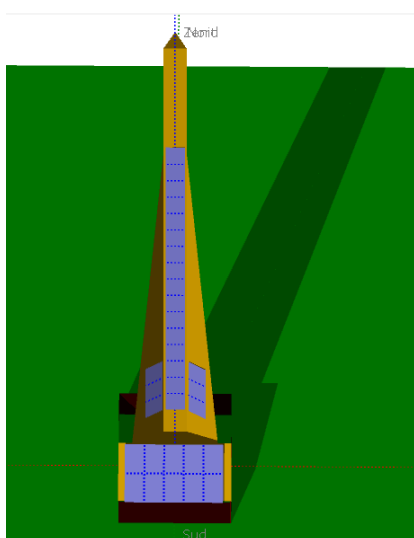


Figura 5.4 Configurazione solo lato esposto a sud con pensilina

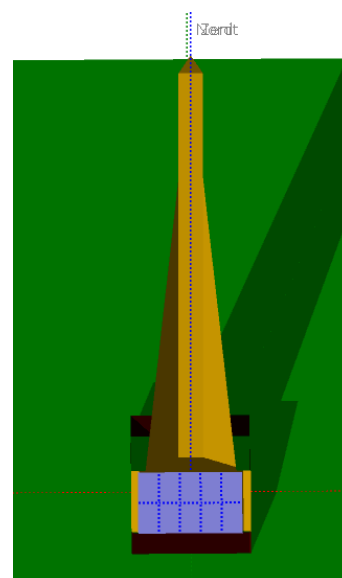


Figura 5.5 Configurazione solo pensilina

d) Pannelli installati sulla pensilina

Stessa configurazione del caso c), ma senza pannelli sulla torre, quindi in totale i pannelli sono 10, per una potenza installata di 3,70 kW. La configurazione è riportata nella figura (5.5) nella pagina precedente.

e) Pannelli installati sulla pensilina e su parte del lato esposto a sud

I pannelli sono posizionati sulla pensilina in numero di 10 e sul lato esposto a sud in numero di 8. Il totale è 18 pannelli con una potenza installata di 6,66 kW. La configurazione è riportata nella figura (5.6).

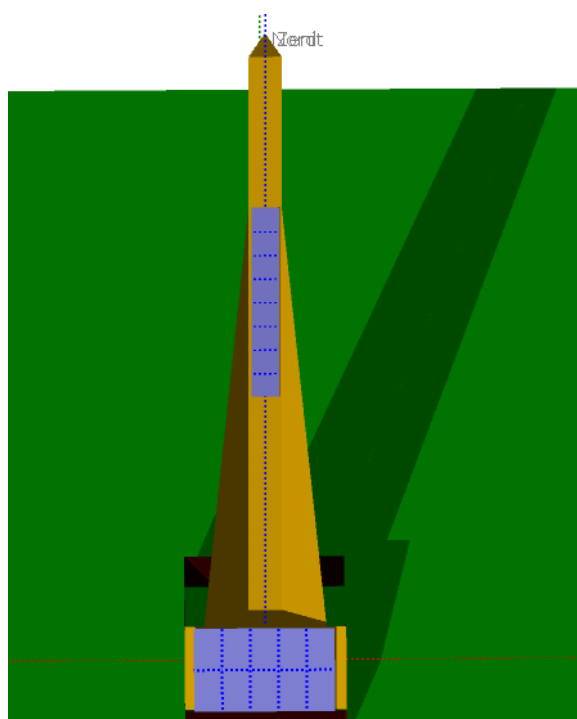


Figura 5.6 Pannelli sulla pensilina e parte del lato esposto a sud

5.2 Risultati energetici ed economici della torre triangolare riferiti al lato esposto a sud

Dal punto di vista energetico i risultati sono abbastanza soddisfacenti, facendo riferimento alla soluzione con la pensilina, poiché si raggiunge circa il 20% di autosufficienza. Si può osservare che la produzione specifica è alta nei casi d) ed e). Questa grandezza può dare un primo suggerimento su quale impianto investire. La situazione cambia dal punto di vista economico, poiché i parametri, considerando le prime tre soluzioni, avvisano che l'investimento o è rischioso avendo un IRR compreso tra il 3% e il 6% oppure non si deve fare perché l'IRR è minore del 3% e il PBT è maggiore della vita utile dell'impianto. Considerando le ultime due soluzioni, quindi d) ed e), i parametri economici sono migliori e in qualche caso aprono alla possibilità di fare l'investimento. Si nota che questa opzione può essere migliorata utilizzando una pensilina più grande e riducendo il numero di pannelli sulla torre.

1) Sito di Pinerolo

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Lato sud	Lato sud e ali	Lato, ali e pensilina	Pensilina	Pensilina e parte lato sud
Energetico	Numero pannelli	16	22	32	10	18
	Potenza installata (kWp)	5,92	8,14	11,84	3,70	6,66
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	5339	7183	12228	5045	7772
	Autosufficienza (%)	10	14	22	10	15
	Indice di prestazione (%)	80	78	81	85	84
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	902	882	1033	1364	1167
Economico	CAPEX (€)	12398	17047	24796	7748	13947
	OPEX (€/anni)	140	193	280	87	158
	LCOE (€/kWh)	0,16	0,17	0,14	0,11	0,13
	NPV (€)	928	793	5794	5636	6267
	IRR (%)	3,7	3,4	5,2	9,5	7,1
	PBT (anni)	16	17	14	10	12

Tabella 5.1 Tabella risultati torre lato sud Pinerolo

Per il sito di Pinerolo il valore più elevato dell'autosufficienza è pari al 22%, soluzione (c), ma i parametri economici indicano che non è conveniente fare l'investimento, infatti l'IRR è uguale al 5%. La configurazione migliore è una configurazione di compromesso tra le esigenze energetiche ed economiche, ha un valore di autosufficienza pari al 15% e un IRR del 7%, soluzione (e). I risultati migliori si ottengono in questo sito, grazie a un'esposizione ottimale.

2) Sito di Collecchio

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Lato sud	Lato sud e ali	Lato, ali e pensilina	Pensilina	Pensilina e parte lato sud
Energetico	Numero pannelli	16	22	32	10	18
	Potenza installata (kWp)	5,92	8,14	11,84	3,70	6,66
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	4817	6501	1105	4548	7005
	Autosufficienza (%)	8	11	18	8	12
	Indice di prestazione (%)	79	78	80	85	84
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	814	799	929	1230	1052
Economico	CAPEX (€)	12398	17047	24796	7748	13947
	OPEX (€/anni)	140	193	280	87	158
	LCOE (€/kWh)	0,18	0,18	0,16	0,12	0,14
	NPV (€)	< 0	< 0	2698	4163	4000
	IRR (%)	< 3	< 3	4,1	7,9	5,7
	PBT (anni)	>25	>25	16	12	14

Tabella 5.2 Tabella risultati torre lato sud Collecchio

Per il sito di Collecchio il valore più elevato dell'autosufficienza è pari al 18%, soluzione (c) ma i parametri economici indicano che non è conveniente fare l'investimento, avendo un IRR pari al 4%. La configurazione migliore ha un valore di autosufficienza pari all' 8% e un IRR dell'8%, soluzione (d).

3) Sito di Domodossola

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Lato sud	Lato sud e ali	Lato, ali e pensilina	Pensilina	Pensilina e parte lato sud
Energetico	Numero pannelli	16	22	32	10	18
	Potenza installata (kWp)	5,92	8,14	11,84	3,70	6,66
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	4678	6285	10649	4411	6790
	Autosufficienza (%)	11	14	22	10	15
	Indice di prestazione (%)	65	64	68	76	72
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	790	772	889	1192	1020
Economico	CAPEX (€)	12398	17047	24796	7748	13947
	OPEX (€/anni)	140	193	280	88	158
	LCOE (€/kWh)	0,19	0,19	0,16	0,12	0,15
	NPV (€)	< 0	< 0	950	3760	3358
	IRR (%)	< 3	< 3	3,4	7,4	5,3
	PBT (anni)	>25	>25	17	12	14

Tabella 5.3 Tabella risultati torre lato sud Domodossola

Per il sito di Domodossola il valore più elevato dell'autosufficienza è pari al 22%, soluzione (c), ma i parametri economici indicano che non è conveniente fare l'investimento, avendo un IRR pari al 3%. La configurazione migliore ha un valore di autosufficienza pari al 10% e un IRR del 7%, soluzione (d).

5.3 Descrizione della torre triangolare con pannelli sui lati esposti a sudest e sudovest

a) Pannelli installati solo sui lati sud est e sud ovest

Come appare nella figura (5.7) sono stati posti 16 pannelli sul lato sud est e 16 pannelli sul lato sud ovest, rispettivamente hanno un angolo di azimut di -60° e $+60^\circ$, essendo il triangolo equilatero. L'area occupata dai pannelli è $53,26\text{m}^2$. La potenza installata è $11,84\text{ kW}$.

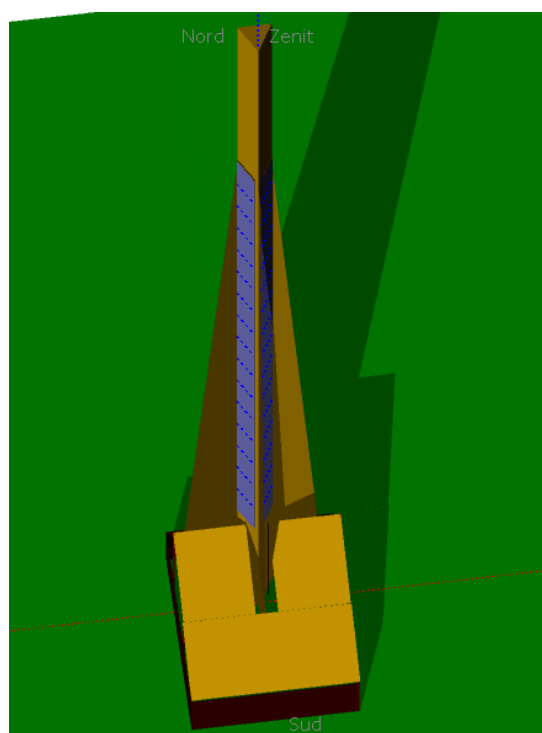


Figura 5.7 Pannelli posti solo sui lati a sudest e sudovest

b) Pannelli installati sui lati sudest e sudovest e sulle ali

Oltre ai 32 pannelli dei lati esposti a sudest e sudovest, per ciò che concerne le "ali", si possono installare fino a 12 pannelli: 6 sull'ala del vertice che punta a sud e 3 sulle rispettive ali dei vertici che puntano a nordest e nordovest. Quindi sull'ala del vertice che punta a sud sono posizionati 3 pannelli con un azimut di -90° , e 3 pannelli con un azimut di $+90^\circ$, così da essere esposti al Sole la mattina e il pomeriggio, mentre sull'ala del vertice che punta a nordest sono presenti 3 pannelli con un angolo di azimut di -30° , infine poiché la torre è simmetrica, sull'ala del vertice che punta a nordovest sono installati 3 pannelli con un azimut di $+30^\circ$. Nella figura (5.8) viene mostrata una

rappresentazione grafica, il lato riprodotto è quello che punta in direzione sudovest, come già illustrato i pannelli sono posti in maniera simmetrica nella direzione sudest. Nella figura (5.9) è riportata una fotografia della torre.

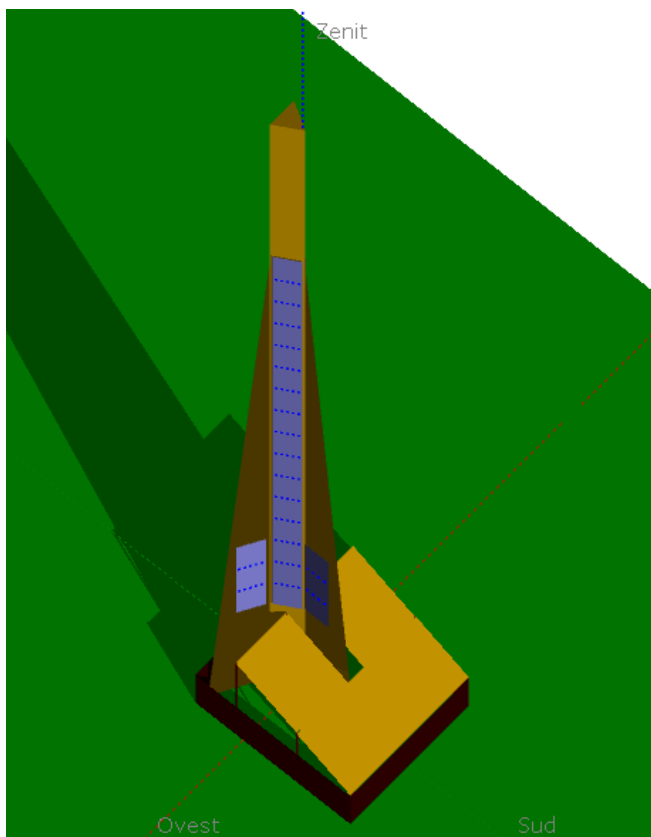


Figura 5.8 Pannelli posti anche sulle ali a sud est e sud ovest



Figura 5.9 Particolare delle ali

Come risulta dalla figura (5.10) è presente una pensilina inclinata di 40° formata da tre strutture, la prima è identica a quella della torre con il lato sud che ha lati di 3,12 m e di 6,05 m, sulla quale sono posizionati 10 pannelli, la seconda e la terza sono uguali e hanno lati di 2,70 m e 2,20 m. Vi sono installati complessivamente 6 pannelli.

In totale i pannelli sono 54, per una potenza installata di 19,98 kW.

Sulla torre non sono stati posizionati i 6 pannelli sull'ala che punta a sud, sia per rispettare il limite di 20 kW e sia perché questi pannelli sono quelli che danno minor contributo alla produzione avendo un orientamento sfavorevole, pertanto si è deciso di privilegiare i pannelli posti sulla pensilina.

d) Pannelli installati sulla pensilina

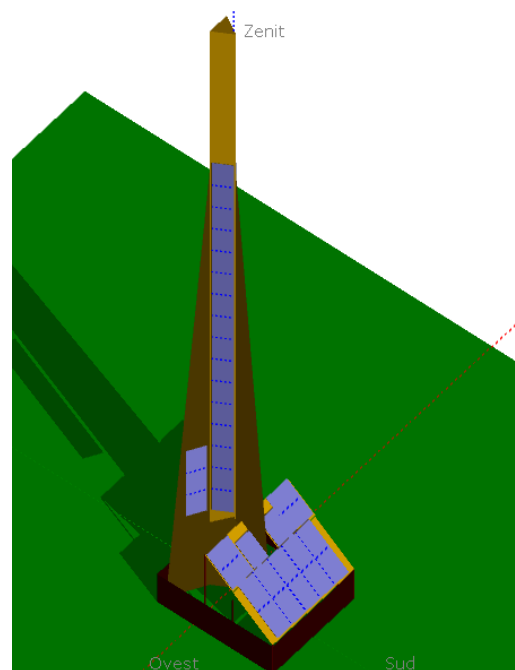


Figura 5.10 Pannelli posti sulla e sulla pensilina

Stessa configurazione del caso c), ma senza pannelli sulla torre, quindi in totale i pannelli sono 16, per una potenza installata di 5,92 kW.

La configurazione è riportata nella figura (5.11).

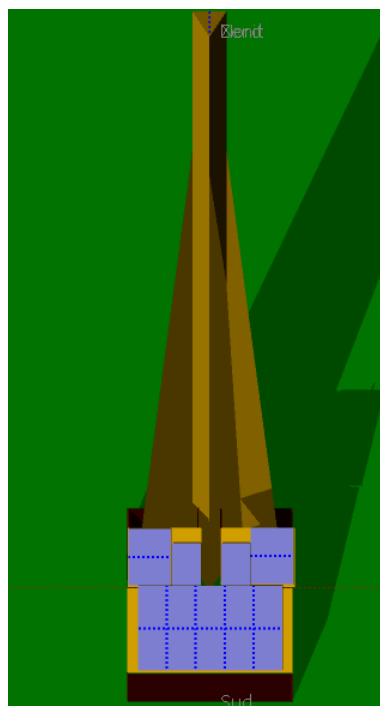


Figura 5.11 Pannelli posti solo sulla pensilina

e) Pannelli posti sulla pensilina e su parte del lato esposto a sud

I pannelli sono posizionati sulla pensilina con un numero pari a 16 e sui lati esposti a sudest e sudovest con un numero pari a 8. Il numero totale è 32 pannelli e la potenza installata è di 9,62 kW. Essa è riportata nella figura (5.12).

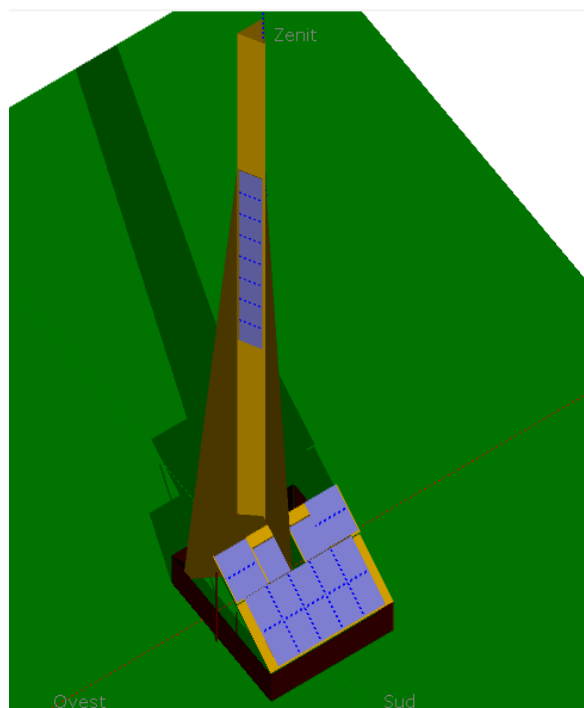


Figura 5.12 Pannelli posti sulla pensilina e parte del lato esposto a sud est e sud

5.4 Risultati energetici ed economici della torre triangolare riferiti ai lati esposti a sudest e sudovest

In questo caso, dal punto di vista energetico, la produzione annua e l'autosufficienza sono migliori della soluzione lato esposto a sud, benché l'indice di rendimento e la produzione specifica sono peggiori. Ciò è una spia di quello che accade nell'analisi economica, infatti tutti i dati sono peggiori, quindi l'investimento non si deve fare. I risultati migliori sono quelli di Pinerolo, grazie a un'esposizione ottimale. I dati energetici ed economici migliorano con l'uso della pensilina.

1) Sito di Pinerolo

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Lato sud	Lato sud e ali	Lato, ali e pensilina	Pensilina	Pensilina e parte lato sud
Energetico	Numero pannelli	32	44	54	16	32
	Potenza installata (kWp)	11,84	16,28	19,98	5,92	11,84
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	9674	12837	19037	8077	12512
	Autosufficienza (%)	19	25	32	16	24
	Indice di prestazione (%)	81	79	80	85	81
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	817	788	953	1364	1057
Economico	CAPEX (€)	24796	33374	37962	12398	24796
	OPEX (€/anni)	280	377	429	140	280
	LCOE (€/kWh)	0,18	0,18	0,14	0,10	0,13
	NPV (€)	<0	<0	8818	9030	8433
	IRR (%)	<3%	<3%	5,2	9,5	6,3
	PBT (anni)	>25	>25	14	10	13

Per il sito di Pinerolo, la Tabella 5.4 Tabella risultati torre lati sud est e sud ovest Pinerolo mostra che il valore più elevato dell'autosufficienza è pari al 32%, soluzione (c), ma i parametri economici indicano che non è conveniente fare l'investimento, avendo un IRR pari al

5%. La configurazione migliore ha un valore di autosufficienza pari al 24% e un IRR uguale al 6%, soluzione (e). Quindi è preferibile questo impianto.

2) Sito di Collecchio

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Lato sud	Lato sud e ali	Lato, ali e pensilina	Pensilina	Pensilina e parte lato sud
Energetico	Numero pannelli	32	44	54	16	32
	Potenza installata (kWp)	11,84	16,28	19,98	5,92	11,84
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	9382	12459	18294	7820	12040
	Autosufficienza (%)	16	21	29	12	20
	Indice di prestazione (%)	83	81	83	85	85
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	792	765	916	1230	1017
Economico	CAPEX (€)	24796	33374	37962	12398	24796
	OPEX (€/anni)	280	377	429	140	280
	LCOE (€/kWh)	0,18	0,18	0,15	0,11	0,13
	NPV (€)	<0	<0	7703	6672	7213
	IRR (%)	<3%	<3%	4,9	7,9	5,8
	PBT (anni)	>25	>25	15	12	14

Per il sito di Collecchio il valore più elevato dell'autosufficienza è pari al 29%, soluzione **Tabella 5.5 Tabella risultati torre lati sud est e sud ovest Collecchio**

(c) ma i parametri economici indicano che non è conveniente fare l'investimento, avendo un IRR pari al 5%. La configurazione migliore ha un valore di autosufficienza pari al 12% e un IRR uguale all'8%, ossia il caso d). Quindi è preferibile questo impianto, perché nel caso d) si è considerata la pensilina, che rispetto alla torre che ha i pannelli rivolti a sud, è più grande perciò la sua produzione energetica è maggiore.

3) Sito di Domodossola

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Lato sud	Lato sud e ali	Lato, ali e pensilina	Pensilina	Pensilina e parte lato sud
Energetico	Numero pannelli	32	44	54	16	32
	Potenza installata (kWp)	11,84	16,28	19,98	5,92	11,84
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	8055	10706	16644	7054	11135
	Autosufficienza (%)	18	24	31	16	24
	Indice di prestazione (%)	65	63	68	76	72
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	680	658	833	1192	940
Economico	CAPEX (€)	24796	33374	37962	12398	24796
	OPEX (€/anni)	280	377	429	140	280
	LCOE (€/kWh)	0,22	0,22	0,16	0,12	0,14
	NPV (€)	<0	<0	1435	6000	4223
	IRR (%)	<3%	<3%	3,4	7,4	4,7
	PBT (anni)	>25	>25	17	12	15

Per il sito di Domodossola il valore più elevato dell'autosufficienza è pari al 31%, soluzione (c), ma i

Tabella 5.6 Tabella risultati torre lati sud est e sud ovest Domodossola

parametri economici indicano che non è conveniente fare l'investimento, avendo un IRR pari al 5%. La configurazione migliore ha un valore di autosufficienza pari al 16% e un IRR uguale al 7%, ossia il caso d). Quindi è preferibile questo impianto, rispetto alla configurazione della torre con i pannelli esposti a sud, per il motivo già esposto nella pagina precedente.

6 Fase 2: Studio del generatore fotovoltaico posto sulla torre standard a sezione esadecagonale

In questa seconda fase si è considerata la possibilità di installare un palo tradizionale a sezione esadecagonale, le cui caratteristiche e il disegno tecnico sono stati forniti da INWIT. Per ciascuno dei tre siti sono state analizzate due soluzioni alternative, ciascuna con tre varianti. Le due configurazioni prevedono:

- 1) Palo alto 24 m,
- 2) Palo alto 30 m.

Per ciascuno dei tre siti si è analizzata la produzione di energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici posti:

- a) Sui lati del palo
- b) Sui lati del palo e sulla pensilina, su quest'ultima sono posti 18 pannelli
- c) Sui lati del palo e sulla pensilina, che è leggermente più grande del caso precedente e vi sono 24 pannelli.

In aggiunta sono state studiate altre due configurazioni per le quali i moduli sono posizionati:

- d) Solo sulla pensilina e vi sono 18 pannelli,
- e) Solo sulla pensilina e vi sono 24 pannelli.

Il messaggio principale che si può ricavare dall'analisi svolta è quindi che il contributo dei pannelli fotovoltaici posizionati sul tetto della pensilina è molto rilevante e che l'energia elettrica prodotta dai pannelli posizionati sui lati del palo è poco rilevante. Oltre allo studio energetico è stato svolto anche quello economico, l'autosufficienza non è una garanzia di sostenibilità economica. Si è cercata la soluzione migliore, che privilegia i pannelli sulla pensilina a scapito di quelli sulla torre, per aumentare la produzione specifica. Per questo motivo, sono state aggiunte le soluzioni d) ed e). Di seguito sono presentate tutte le configurazioni possibili, per poi analizzare in modo separato i risultati dei tre siti.

6.1 Considerazioni generali

Seguendo le indicazioni ricevute da INWIT, si è considerata un'area totale del sito di circa 42 m². I lati della zona recintata sono lunghi circa 6 m e 7 m rispettivamente. All'interno del sito sono presenti il palo, il container che ospita gli apparecchiature di controllo e una pensilina che copre gran parte della superficie recintata, sulla quale sono posizionati i pannelli fotovoltaici. Sul tetto del container non sono invece previsti pannelli fotovoltaici poiché il container è coperto dalla pensilina.

Sia per la torre alta 24 m sia per quella alta 30 m, l'inclinazione dei pannelli sulla torre è pari a + 90° e il modello usato su PVsyst prevede che i lati del palo ottagonale, sui quali sono montati i pannelli, hanno un azimuth pari a -67,5°, -22,5°, + 22,5° e + 67,5°. Per questo studio si è deciso di utilizzare sulla torre, i pannelli flessibili della marca Solbian. Il pannello usato sulla torre è lo SP 52 L, da 52 W con dimensioni 1,109 m * 0,292 m * 0,002 m. Il peso del pannello è di 0,8 kg, trascurabile rispetto a quello di un modulo tradizionale in vetro. Il modulo fotovoltaico utilizzato sulla pensilina è, invece, il SunPower X 22 da 370 W.

In questo studio sono state considerate due pensiline:

1) Pensilina sulla quale sono posizionati 18 pannelli: ha lati 6,05 m * 6,05 m. La potenza di picco sull'area della pensilina è 0,181 kW/m².

2) Pensilina sulla quale sono posizionati 24 pannelli, le cui dimensioni sono 6,35 m * 6,35 m. Aumentando di solo il 10% l'area, si ha un aumento di potenza pari a un terzo, infatti la potenza di picco sull'area della pensilina è maggiore del caso precedente ed è pari a 0,220 kW/m². La potenza specifica sull'unità di area aumenta del 22%.

Entrambe le pensiline sono inclinate di +25°, in modo tale da non coprire i pannelli posti sulla torre.

La torre, alta 24 m, è stata analizzata prima, della torre di 30 m e tra i due studi è inserito quello riguardante solo le pensiline.

6.2 Geometria e ipotesi della torre esadecagonale alta 24 m

La torre è a sezione esadecagonale, alta 24 m. Il diametro della circonferenza circoscritta alla base del palo, è pari a 1,150 m, mentre in cima al palo il diametro è uguale a 0,510 m. Perciò la lunghezza dei lati, all'aumentare dell'altezza, diminuirà. Si è deciso di posizionare i pannelli fotovoltaici a partire da un'altezza di 4,5 m, fino a 19 m, lasciando liberi circa 5 m alle due estremità.

In corrispondenza di queste due altezze, i diametri rispettivamente sono pari a 1,017 m e 0,643 m. Conoscendo questi valori, si è potuto calcolare la lunghezza dei lati dell'esadecagono, secondo la seguente formula:

$$L = \left(\sqrt{\frac{\sqrt{2} - \sqrt{2}}{(1 + \sqrt{2})(1 + \sqrt{4 - 2\sqrt{2}})}} \right) * \frac{D}{2} \quad (6.1)$$

Dove

- 1) L è la lunghezza del lato;
- 2) D è il diametro della circonferenza circoscritta nell'esadecagono

Le misure trovate sono:

- a) 0,21 m, per il lato posto ad un'altezza di 4,5 m;
- b) 0,13 m, per il lato posto ad un'altezza di 19 m.

Sfruttando il fatto che i pannelli sono flessibili, verrà posto un pannello su due lati, così facendo esso verrà piegato in un punto della sua lunghezza.

Per semplicità di calcolo e per una migliore schematizzazione in PVsyst si è utilizzato un palo con sezione ottagonale costante con lato pari a 0,34 m. Qui di seguito è spiegato il motivo della scelta di 0,34 m. Si assume che il perimetro dell'esadecagono e dell'ottagono siano uguali. Le misure dei lati dell'ottagono sono esattamente il doppio, quindi 0,42 m e 0,26 m rispettivamente. Per rendere lo studio più semplice si ipotizza che il lato non cambi la sua dimensione con l'altezza e si fa la media tra i due lati, ed è per l'appunto 0,34 m.

Per essere coerenti con il problema iniziale, i pannelli sono posti su due lati dell'esadecagono fino a un'altezza di 15,60 m, quota alla quale la somma dei due lati del palo reale uguaglia la larghezza del pannello, 0,292 m. Fin qui si possono posizionare 10 pannelli. Per aumentare la produzione di energia elettrica, si è deciso di mettere altri tre pannelli su tre lati, fino a 19 m. In questo modo i pannelli Solbian verranno piegati in due punti della sua lunghezza e non più in uno, come avveniva precedentemente.

Ricapitolando, in questo studio si userà un ottagonale con perimetro uguale al palo reale di sezione esadecagonale. Il lato dell'ottagono è di 0,34 metri e non cambia con

l'altezza. Su ogni lato dell'ottagono, rivolto tra est e ovest sono posti 10 pannelli, fino ad un'altezza di 15,60 m, infine altri tre pannelli ogni due lati dell'ottagono fino a 19 metri. Sulla torre sono posti in totale 46 pannelli, per una migliore comprensione vedasi la figura (6.1).

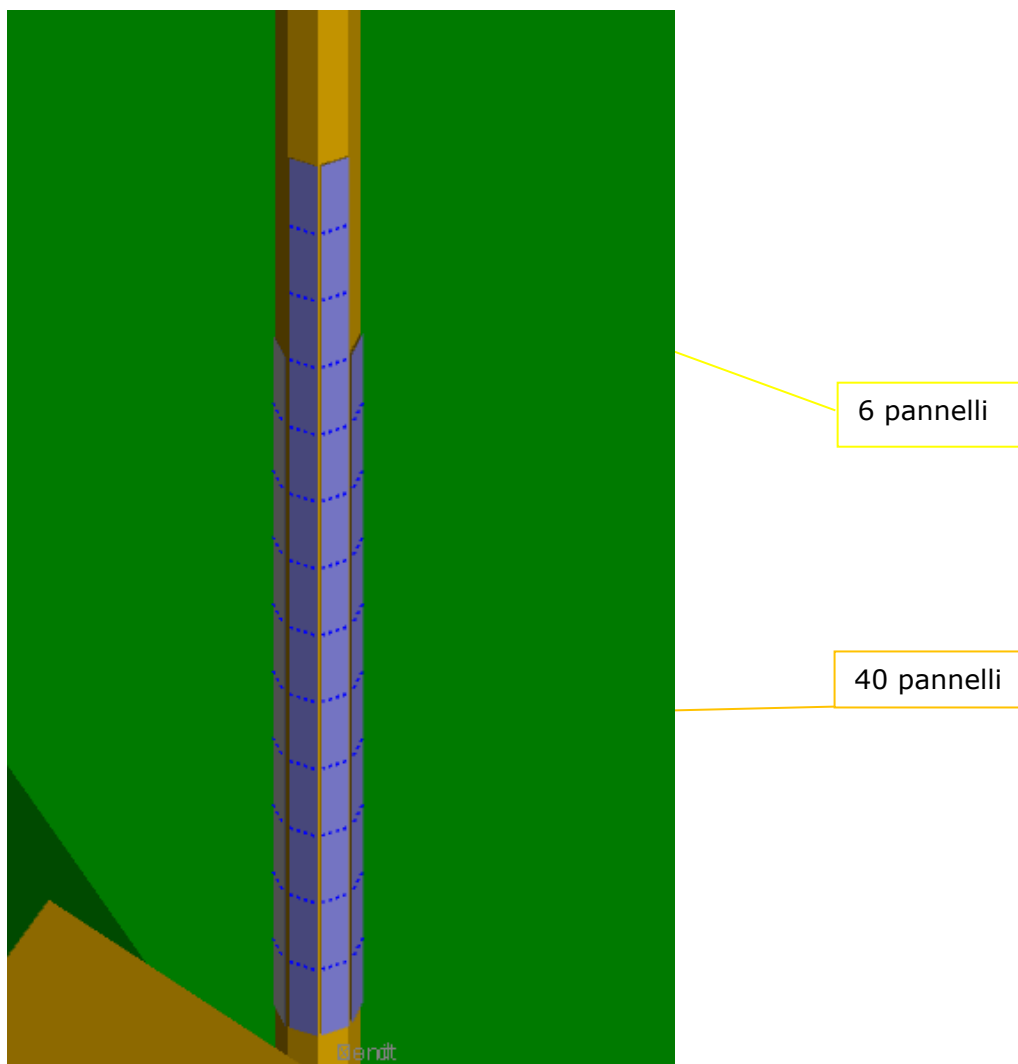


Figura 6.1 Disposizione dei pannelli sulla torre esadecagonale alta 24 m

6.3 Descrizione della torre esadecagonale alta 24 m

a) I pannelli sono posizionati solo sul palo esadecagonale.

Sono stati posizionati in totale 46 moduli, come già indicato in precedenza, e la potenza totale è pari a 2,392 kW. L'area complessiva occupata dai moduli è di circa 15 m². In figura (6.2) è presente una sua rappresentazione grafica.

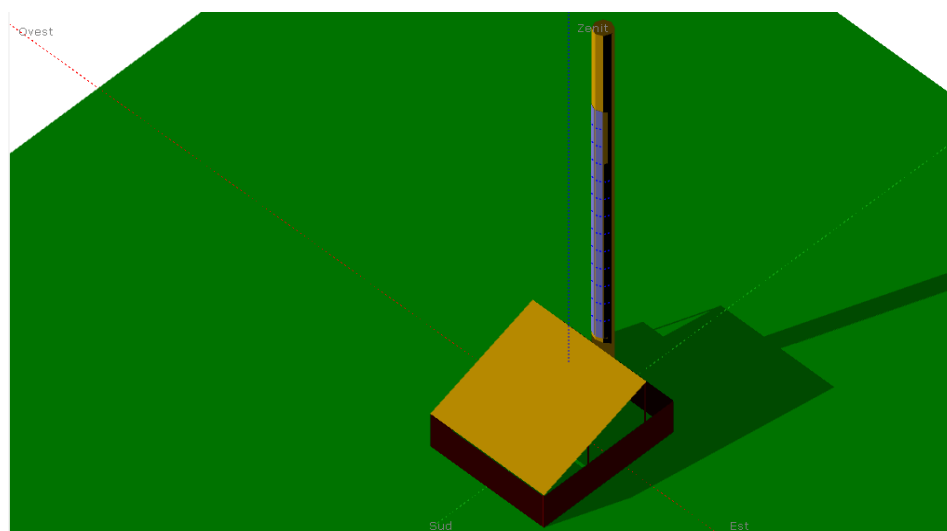


Figura 6.2 Pannelli posti solo sulla torre

b) I pannelli sono posizionati sul palo e sulla pensilina sulla quale sono installati 18 pannelli.

Oltre ai 46 pannelli installati sulla torre, si possono posizionare 18 pannelli sulla pensilina, per un totale di 64 pannelli e la potenza pari a 9,052 kW.

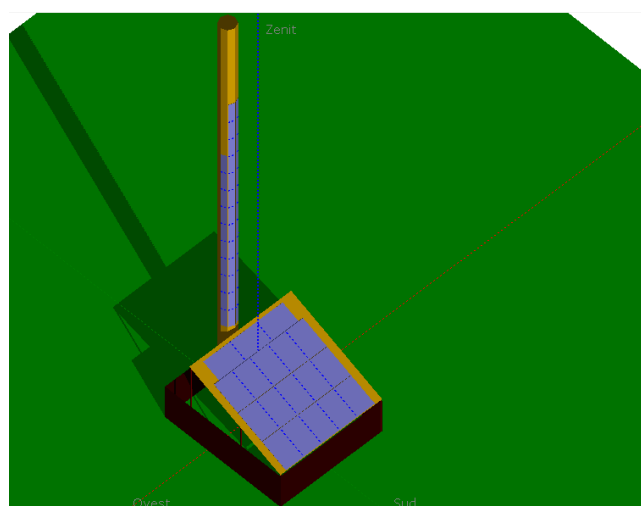


Figura 6.3 Pannelli posti sulla torre e sulla pensilina in numero di 18 sono 24 pannelli.

Oltre ai 46 pannelli installati sulla torre, si possono posizionare 24 pannelli sulla pensilina, per un totale di 70 pannelli e la potenza totale è pari a 11,272 kW.

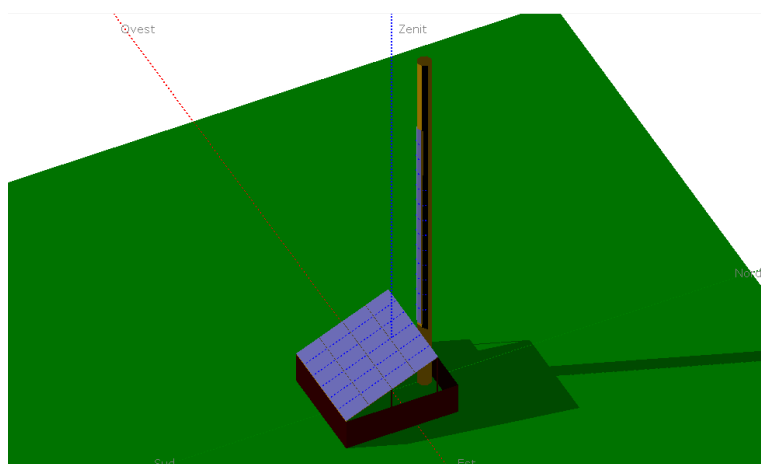


Figura 6.4 Pannelli posti sulla torre e sulla pensilina in numero di 24

6.4 Descrizione delle pensiline con 18 e 24 pannelli

d) I pannelli sono posizionati solo sulla pensilina e sono 18.

Questo caso corrisponde al caso **b)** ma senza pannelli sulla torre, quindi la potenza totale è inferiore ed è 6,66 kW. L'area occupata dai pannelli è 29,5 m².

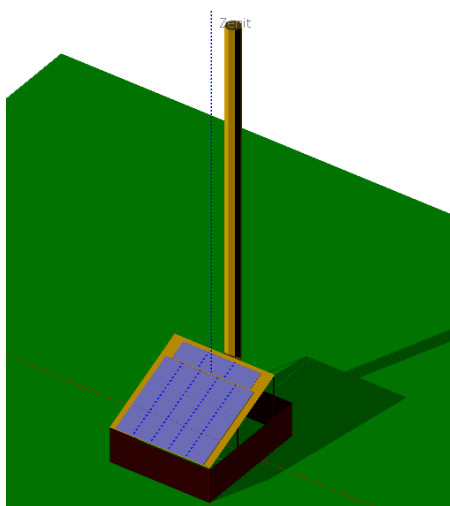


Figura 6.5 Pannelli posti sulla pensilina in numero di 18

e) I pannelli sono posizionati solo sulla pensilina sulla quale ci sono 24 pannelli

Questo corrisponde al caso **c)** ma senza pannelli sulla torre, quindi la potenza totale è inferiore ed è 8,88 kW. L'area occupata dai pannelli è 40 m².

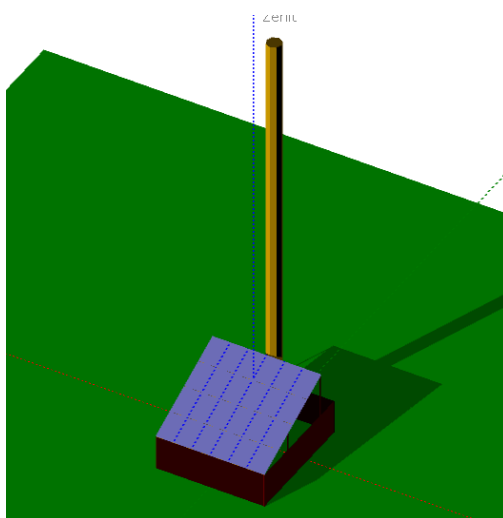


Figura 6.6 Pannelli posti sulla pensilina in numero di 24

6.5 Risultati energetici ed economici della torre esadecagonale alta 24 m con e senza pensiline

Dal punto di vista energetico i risultati sono abbastanza soddisfacenti, facendo riferimento alle soluzioni con la pensilina, poiché si raggiunge circa il 25% di autosufficienza. I risultati migliori si ottengono a Pinerolo, grazie a un'esposizione ottimale. La situazione cambia dal punto di vista economico, poiché i parametri sono tutti negativi nel caso in cui si ipotizza di posizionare i pannelli Solbian sulla torre. Ciò è causato dall'elevato prezzo dei moduli che sono flessibili, proprio perché la torre è assimilabile a un cilindro. Per concludere si nota che le grandezze economiche sono migliori negli ultimi due casi, quando i pannelli sono posizionati solo sulla pensilina.

1) Sito di Pinerolo

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Solo torre	Torre pensilina 18 pannelli	Torre pensilina 24 pannelli	Pensilina 18 pannelli	Pensilina 24 pannelli
Energetico	Numero pannelli	46	64	70	18	24
	Potenza installata (kWp)	2,39	9,05	11,27	6,66	8,88
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	1871	11053	14180	9198	12776
	Autosufficienza (%)	4	21	28	18	24
	Indice di prestazione (%)	74	85	86	88	89
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	782	1221	1258	1381	1382
Economico	CAPEX (€)	23900	35058	38778	13947	18200
	OPEX (€/anni)	/	/	/	158	206
	LCOE (€/kWh)	/	/	/	0,10	0,10
	NPV (€)	<0	<0	<0	10385	14745
	IRR (%)	<3%	<3%	<3%	9,6	10,2
	PBT (anni)	>25	>25	>25	10	10

Tabella 6.1 Tabella dei risultati della torre esadecagonale alta 24 m a Pinerolo

Per il sito di Pinerolo la configurazione migliore è la e) e ha valori di autosufficienza pari al 24%, mentre l'IRR uguale al 10%.

2) Sito di Collecchio

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Solo torre	Torre pensilina 18 pannelli	Torre pensilina 24 pannelli	Pensilina 18 pannelli	Pensilina 24 pannelli
Energetico	Numero pannelli	46	64	70	18	24
	Potenza installata (kWp)	2,39	9,05	11,27	6,66	8,88
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	1763	10093	12850	8407	11264
	Autosufficienza (%)	3	17	22	14	19
	Indice di prestazione (%)	75	84	85	87	88
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	737	1115	1140	1262	1268
Economico	CAPEX (€)	23900	35058	38778	13947	18200
	OPEX (€/anni)	/	/	/	158	206
	LCOE (€/kWh)	/	/	/	0,12	0,11
	NPV (€)	<0	<0	<0	8147	11483
	IRR (%)	<3%	<3%	<3%	8,3	8,7
	PBT (anni)	>25	>25	>25	11	11

Tabella 6.2 Tabella dei risultati della torre esadecagonale alta 24 m a Collecchio

Per il sito di Collecchio la configurazione migliore è la e) e ha valori di autosufficienza pari al 19%, mentre l'IRR uguale al 9%.

3) Sito di Domodossola

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Solo torre	Torre pensilina 18 pannelli	Torre pensilina 24 pannelli	Pensilina 18 pannelli	Pensilina 24 pannelli
Energetico	Numero pannelli	46	64	70	18	24
	Potenza installata (kWp)	2,39	9,05	11,27	6,66	8,88
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	1584	9830	12591	8327	11158
	Autosufficienza (%)	4	22	29	19	24
	Indice di prestazione (%)	60	76	77	81	81
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	662	1086	1117	1250	1257
Economico	CAPEX (€)	23900	35058	38778	13947	18200
	OPEX (€/anni)	/	/	/	158	206
	LCOE (€/kWh)	/	/	/	0,12	0,12
	NPV (€)	<0	<0	<0	7865	10693
	IRR (%)	<3%	<3%	<3%	8,1	8,3
	PBT (anni)	>25	>25	>25	11	11

Per il sito di Domodossola la configurazione migliore è la e) e ha valori di

Tabella 6.3 Tabella dei risultati della torre esadecagonale alta 24 m a Domodossola
autosufficienza pari al 24%, mentre l'IRR uguale all'8%.

6.6 Geometria e ipotesi della torre esadecagonale alta 30 m

La torre è a sezione esadecagonale, alta 30 m. Il diametro della circonferenza circoscritta alla base del palo, è pari a 1,390 m, mentre in cima al palo il diametro è uguale a 0,510 m. Perciò la lunghezza dei lati, all'aumentare dell'altezza, diminuirà. Si è deciso di posizionare i pannelli fotovoltaici a partire da un'altezza di 5 m, fino a 25 m, lasciando liberi circa 5 m alle due estremità.

In corrispondenza di queste due altezze, i diametri sono rispettivamente pari a 1,243 m e 0,657 m. Sulla base di questi dati, si è potuto calcolare la lunghezza dei lati dell'esadecagono, secondo la formula (6.2)

$$L = \left(\sqrt{\frac{\sqrt{2} - \sqrt{2}}{(1 + \sqrt{2})(1 + \sqrt{4 - 2\sqrt{2}})}} \right) * \frac{D}{2} \quad (6.2)$$

Dove

- 1) L è la lunghezza del lato;
- 2) D è il diametro della circonferenza circoscritta nell'esadecagono.

Le misure trovate sono:

- a) 0,25 m, per il lato posto ad un'altezza di 4,5 m;
- b) 0,13 m, per il lato posto ad un'altezza di 25 m.

Per semplicità di calcolo e per una migliore schematizzazione in PVsyst si è usato un palo con sezione ottagonale costante con lato pari a 0,38 m. Qui di seguito è spiegato il motivo della scelta di 0,38 m. Si assume che il perimetro dell'esadecagono sia uguale a quello dell'ottagono. Le nuove misure sarebbero il doppio di quelle dell'esadecagono, quindi 0,50 m e 0,26 m rispettivamente. Per rendere lo studio più semplice si ipotizza che il lato non cambi la sua dimensione con l'altezza e si fa la media tra i due lati, ed è per l'appunto 0,38 metri.

Per essere coerenti con il problema iniziale, i pannelli SP 52 sono posti su due lati dell'esadecagono a partire da un'altezza di 5 m fino a 22,70 m, quota alla quale la somma dei due lati del palo reale uguaglia la larghezza del pannello più stretto, 0,292 m. Per aumentare la produzione di energia elettrica, si è deciso di installare altri due pannelli SP 52 su tre lati, fino a 25 m. In questo modo i pannelli Solbian verranno piegati in due punti e non più in uno, come avvenuto precedentemente.

Ricapitolando, in questo studio, come modello su software PVsyst, si è usato un palo ottagonale con perimetro uguale al palo reale di sezione esadecagonale. Il lato dell'ottagono è di 0,38 metri e non cambia con l'altezza. Su ogni lato dell'ottagono, rivolto tra est e ovest sono posti 16 pannelli da 52 W, fino ad un'altezza di 22,70 m e infine altri due pannelli da 52 W su ognuno dei due lati dell'ottagono fino a 25 m. Sulla torre sono posti in totale 68 pannelli, per una migliore comprensione vedasi l'immagine seguente (6.7).

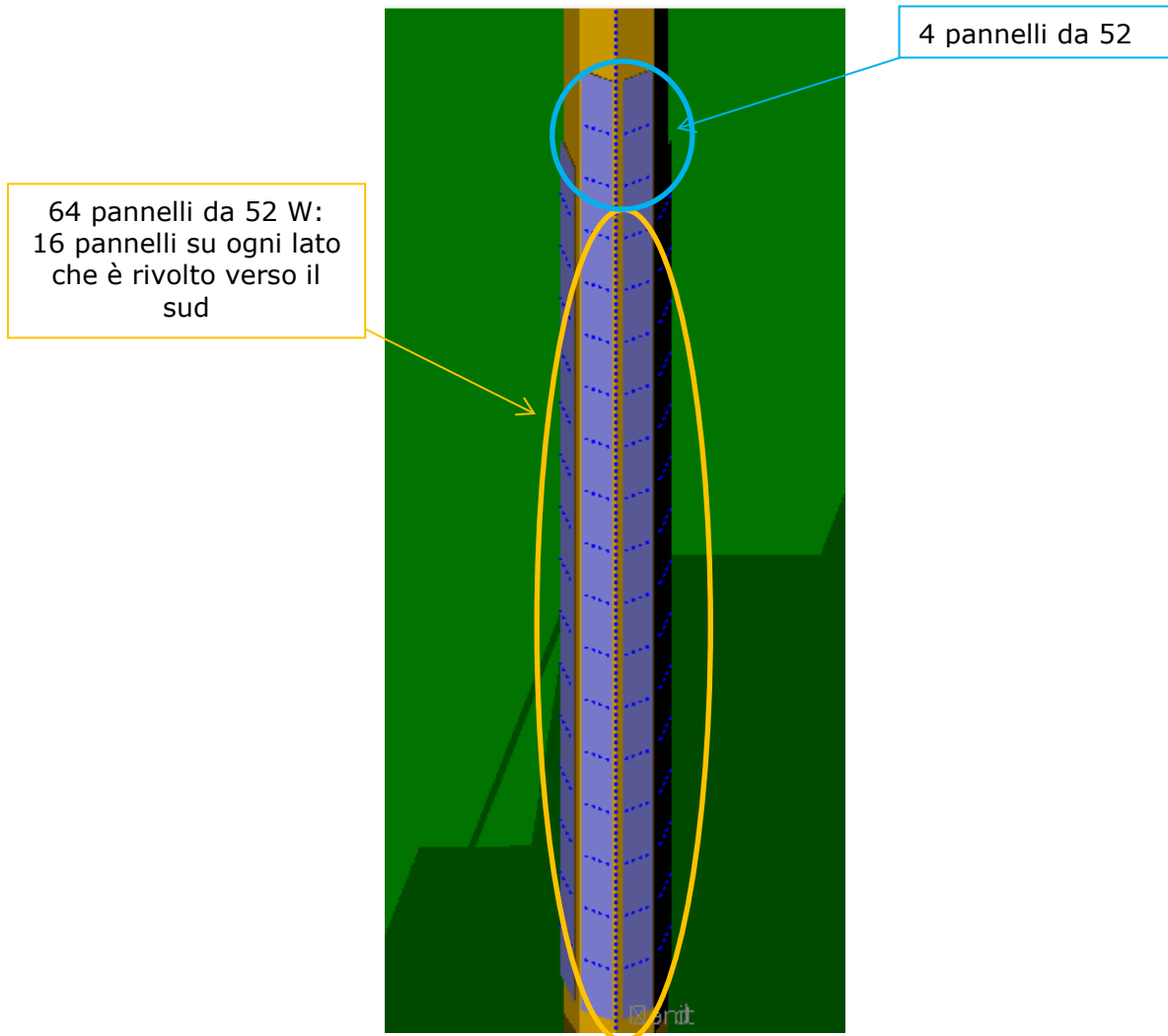


Figura 6.7 Disposizione moduli
su palo esadecagonale alto 30
m

6.7 Descrizione della torre esadecagonale alta 30 m

a) I pannelli sono posizionati solo sul palo

Sono stati posizionati in totale 68 moduli, come già esposto in precedenza, e la potenza totale è pari a 3,536 kW. L'area complessiva occupata dai moduli è di circa 22m². In figura (6.8) è presente una sua rappresentazione grafica.

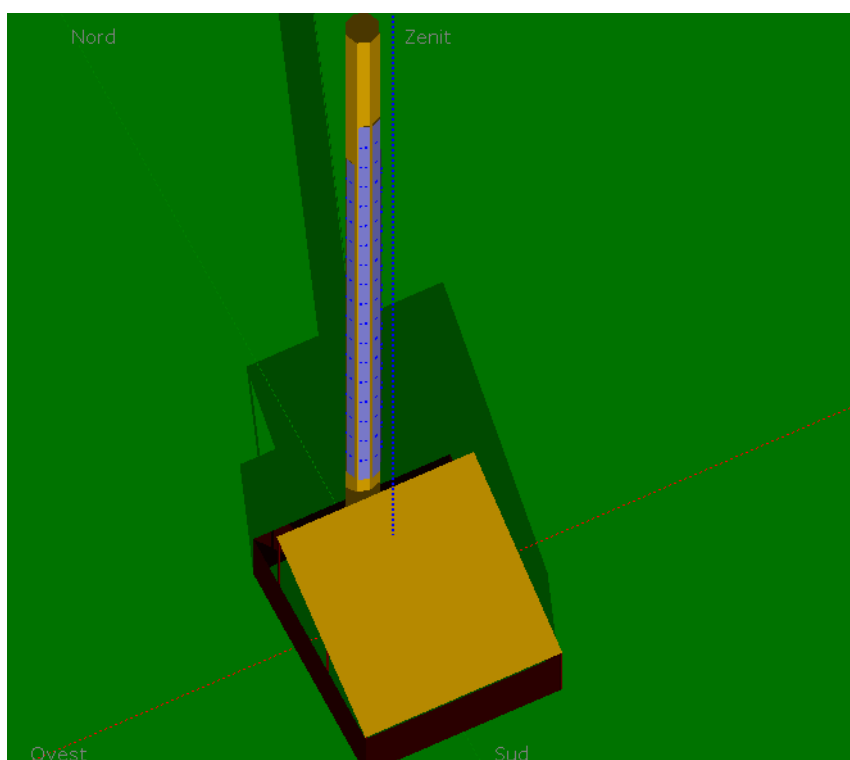


Figura 6.8 Disposizione moduli solo sul palo

b) I pannelli sono posizionati sul palo e sulla pensilina su quest'ultima in numero di 18.

Oltre ai 68 pannelli installati sulla torre, sulla pensilina si possono posizionare ulteriori 18 pannelli, per un totale di 86 pannelli e la potenza è pari a 10,196 kW.

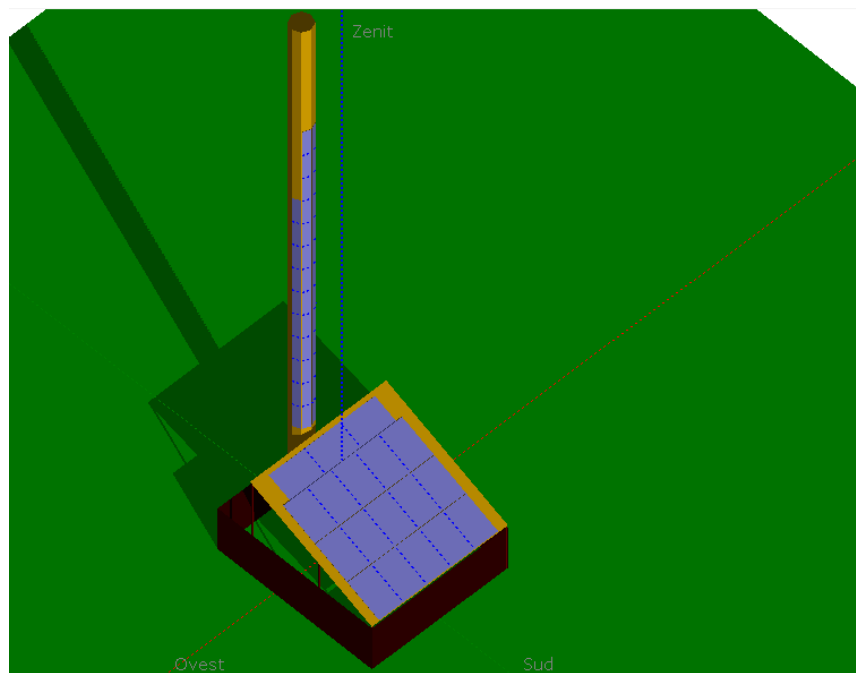


Figura 6.9 Moduli posti sul palo e sulla pensilina in numero di 18

c) I pannelli sono posizionati sul palo e sulla pensilina e su quest'ultima sono installati 24 pannelli

Oltre ai 68 pannelli installati sulla torre, sulla pensilina si possono posizionare ulteriori 24 pannelli, per un totale di 92 pannelli e la potenza è pari a 12,416 kW.

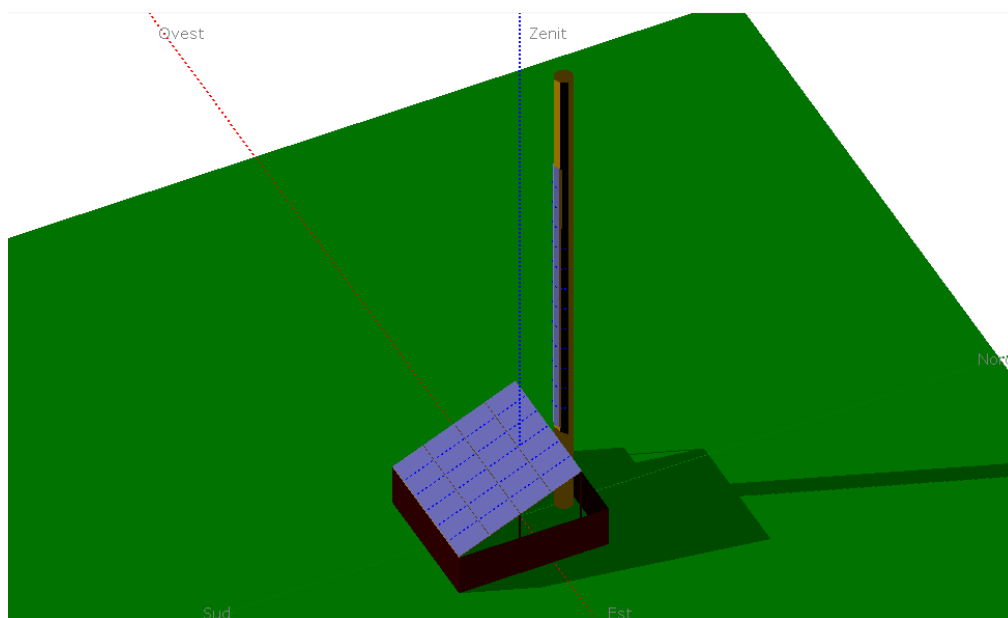


Figura 6.10 Moduli posti sul palo e sulla pensilina in numero di 24

6.8 Risultati energetici ed economici della torre esadecagonale alta 30 m con pensiline

Dal punto di vista energetico i risultati sono soddisfacenti, facendo riferimento alle soluzioni con la pensilina, poiché si raggiunge circa il 25% di autosufficienza e tutti gli altri parametri, quali l'indice di rendimento e la produzione specifica, aumentano con questa soluzione. Considerando le soluzioni a), b) e c) i risultati energetici sono migliori rispetto al caso della torre alta 24 m.

Dal punto di vista economico la situazione cambia drasticamente perché i tre investimenti sono tutti infruttuosi, come accaduto per la torre alta 24 m.

1) Sito di Pinerolo

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Solo torre	Torre pensilina 18 pannelli	Torre pensilina 24 pannelli
Energetico	Numero pannelli	68	86	92
	Potenza installata (kWp)	3,536	10,196	12,416
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	2897	11893	15085
	Autosufficienza (%)	6	23	29
	Indice di prestazione (%)	77,6	84,0	85,5
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	819	1166	1215
Economico	CAPEX (€)	35360	46518	50238
	OPEX (€/anni)	/	/	/
	LCOE (€/kWh)	/	/	/
	NPV (€)	<0	<0	<0
	IRR (%)	<3%	<3%	<3%
	PBT (anni)	>25	>25	>25

Per il sito di Pinerolo il valore più alto di autosufficienza è pari al 29%.

Tabella 6.4 Tabella dei risultati della torre esadecagonale alta 30 m a Pinerolo

2)

Sito di Collecchio

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Solo torre	Torre pensilina 18 pannelli	Torre pensilina 24 pannelli
Energetico	Numero pannelli	46	64	70
	Potenza installata (kWp)	3,54	10,20	12,42
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	2729	10931	13777
	Autosufficienza (%)	5	19	23
	Indice di rendimento (%)	79	83	84
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	772	1072	1110
Economico	CAPEX (€)	35360	46518	50238
	OPEX (€/anni)	/	/	/
	LCOE (€/kWh)	/	/	/
	NPV (€)	<0	<0	<0
	IRR (%)	<3%	<3%	<3%
	PBT (anni)	>25	>25	>25

Per il sito di Collecchio il valore più alto di autosufficienza è pari al 23%.

Tabella 6.5 Tabella dei risultati della torre esadecagonale alta 30 m a Collecchio

3) Sito di Domodossola

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Solo torre	Torre pensilina 18 pannelli	Torre pensilina 24 pannelli
Energetico	Numero pannelli	68	86	92
	Potenza installata (kWp)	3,54	10,20	12,42
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	2447	10539	13394
	Autosufficienza (%)	6	23	29
	Indice di rendimento (%)	62	74	76
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	692	1034	1079
Economico	CAPEX (€)	35360	46518	50238
	OPEX (€/anni)	/	/	/
	LCOE (€/kWh)	/	/	/
	NPV (€)	<0	<0	<0
	IRR (%)	<3%	<3%	<3%
	PBT (anni)	>25	>25	>25

Per il sito di Domodossola il valore più alto di autosufficienza è pari al 29%.

Tabella 6.6 Tabella dei risultati della torre esadecagonale alta 30 m a Domodossola

7 Fase 3: Studio del generatore fotovoltaico posto sulla torre a sezione esagonale

In questa ultima fase si è considerata la possibilità di installare un palo innovativo a sezione esagonale, le cui caratteristiche e il disegno tecnico sono stati forniti da INWIT. Per ciascuno dei tre siti sono state analizzate due soluzioni alternative. Le due configurazioni prevedono:

- Palo alto 24 m,
- Palo alto 30 m.

I pannelli possono essere posizionati sulla torre in due modi:

- 1) Inclinati di 35° quelli esposti a sud e inclinati di 25° , quelli esposti a sudest e sudovest con un azimut rispettivamente di -60° e $+60^\circ$.
- 2) Perpendicolari al terreno, quindi con un angolo di $+90^\circ$,

Per ciascuno dei tre siti si è analizzata la produzione di energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici posti:

- a) Sui lati del palo
- b) Sui lati del palo e sulla pensilina, su quest'ultima sono posti 18 pannelli

In questa fase non è stata studiata la configurazione di posizionare i pannelli solo sulla pensilina, perché è già stata studiata nella fase due, infatti il numero di pannelli è lo stesso: 18.

Questa fase si candida ad essere la soluzione migliore dal punto di vista energetico e anche dal punto di vista economico.

Lo svantaggio di questa torre è data da grandezze strutturali peggiori rispetto alle altre due torri.

7.1 Considerazioni generali

Oltre alle torri già viste, INWIT aveva chiesto di studiare una soluzione innovativa per aumentare l'autosufficienza nei tre siti rispetto alle due fasi precedenti. La soluzione scelta, considera una struttura che massimizza la produzione energetica, perciò si è scelta una torre a sezione esagonale, la cui figura geometrica è equilatera. Le altezze delle torri sono rispettivamente 24 m e 30 m.

I pannelli sono posizionati su tre lati esposti a sudest, sud e sudovest con un angolo di azimut rispettivamente uguale a -60° , 0° , $+60^\circ$. La torre da 24 m ha il lato lungo 1 m, per questo motivo è stato utilizzato il pannello, DE 14 H (II) della Trina Solar da 395 W. La torre da 30 m ha un lato di 1,05 m, per questo motivo è stato usato il pannello X 22 della SunPower da 370 W. I moduli impiegati sono diversi per rispettare i limiti geometrici della struttura, Il pannello della Trina Solar non ha dimensioni standard, avendo un lato di 2 m, ma è stato scelto per massimizzare l'energia annua prodotta, nonostante abbia un rendimento inferiore di più del 2,5% rispetto al modulo del SunPower.

Si può dedurre che la configurazione con i pannelli inclinati avrà un'energia specifica annua maggiore rispetto alla configurazione con i pannelli inclinati perché i pannelli sono posizionati in maniera ottimale.

Affinché lo studio è stato preciso, prima di sviluppare l'ambiente grafico su PVsyst, è stato necessario calcolare la distanza alla quale posizionare i pannelli fotovoltaici. Per questo motivo sono riportati i calcoli astronomici e geometrici nel paragrafo successivo.

Come avvenuto per la fase due anche in questo caso le grandezze energetiche migliori sono riferite alla torre alta 30 m, semplicemente perché sono stati posizionati più pannelli rispetto alla torre alta 24 m.

Seguendo la traccia già utilizzata, si è analizzata prima la torre alta 24 m e poi quella alta 30 m.

7.2 Calcoli astronomici e geometrici

Per evitare il più possibile eventuali ombreggiamenti sui pannelli inclinati, si è calcolato l'angolo di altezza massima, quindi in occasione del solstizio estivo, quando l'azimut è - 60°, 0° e + 60°, ossia quando il sole si trova di fronte ai lati della torre sui quali sono montati i pannelli solari.

Durante lo studio si è determinata la distanza minima alla quale si possono posizionare i pannelli solari sulle torri per i tre siti.

Si prende come riferimento la formula seguente, riferita ai pannelli disposti verticalmente

$$d_{min} = m * \cos \beta * \tan \alpha \quad (7.1)$$

Dove

- d_{min} è la distanza minima tra pannelli;
- m è lunghezza del pannello
- β è l'angolo di tilt del pannello
- α è l'angolo di elevazione del sole
- h è l'altezza del pannello
- Lato minimo è la somma tra h e d_{min} .

Per una migliore comprensione si veda la seguente immagine:

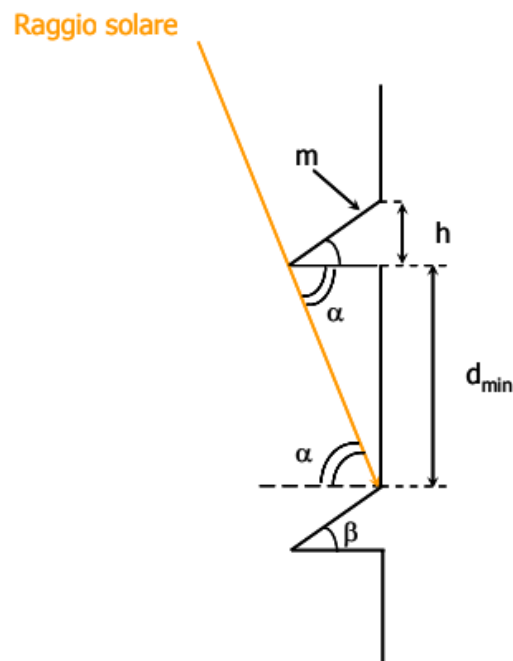


Figura 7.1 Raggio solare su moduli disposti verticalmente

Si è ipotizzato che i pannelli esposti a S abbiano un angolo di tilt di $+35^\circ$, mentre quelli esposti a SE e SO di 25° . L'azimut delle tre orientazioni rispettivamente è: 0° , -60° , $+60^\circ$, perciò l'elevazione del sole a SE e SO è la stessa. Questi valori sono stati calcolati dal sito: <https://www.sunearthtools.com/>

Angoli		Pinerolo	Collecchio	Domodossola
$\beta=35^\circ$	α S	68.55°	68.69°	67.32°
	Orario α S	13:33	13:21	13:29
$\beta=25^\circ$	α SE- α SO	$56,90^\circ$	$57,06^\circ$	$55,50^\circ$
	Orario α SE	11:28	11:17	11:19
	Orario α SO	15:37	15:25	15:38
Latitudine		$44^\circ53'12.9''N$	$44^\circ45'05.9''N$	$46^\circ07'08.0''N$
Longitudine		$7^\circ18'41.1''E$	$10^\circ13'42.6''E$	$8^\circ16'16.2''E$

Tabella 7.1 Elevazioni solari a diversi angoli di azimut e di inclinazione nel solstizio estivo

Si può notare che il sito più a sud è quello di Collecchio, perciò l'elevazione del sole, ossia l'angolo α è il più grande; mentre il sito più nord è quello di Domodossola e di conseguenza α è il minore. Nelle tabelle 7.2, 7.3, 7.4, 7.5 sono riportati i valori per le configurazioni per le torri alte 24 m e 30 m, sulle quali i pannelli sono inclinati.

- Torre alta 24 m, pannelli inclinati

Parametri	Pinerolo	Collecchio	Domodossola
β	35°		
m (m)	2		
h (m)	1,15		
dmin (m)	4,17	4,20	3,92
Lato minimo (m)	5,32	5,35	5,07
Lunghezza disponibile(m)	14		
Numero pannelli	3		
Distanza effettiva (m)	6,43		

Tabella 7.2 Numero di pannelli e distanza alla quale sono disposti per il lato esposto a sud

La distanza effettiva è la distanza alla quale sono stati posizionati i pannelli per minimizzare l'ombreggiamento e massimizzare la produzione energetica. Il ragionamento è stato il seguente: il lato minimo, che è la somma tra il dmin e h, corrisponde alla distanza minima alla quale possono essere posizionati i pannelli. Nel caso di Pinerolo il lato minimo della configurazione a) è 5.32 m, mentre la lunghezza adibita ai pannelli è 14 m, ossia dalla quota di 5 m alla quota di 19 m, avendo lasciato 5 m alle estremità; quindi il numero massimo è 3. Anziché posizionare i due pannelli a 5.32 m, si è deciso di posizzionarli a 6.43 m, ovvero la distanza effettiva; questo per massimizzare la produzione energetica e ridurre l'ombreggiamento.

Indicando con LD la lunghezza disponibile la formula della distanza effettiva è la seguente:

$$Distanza\ effettiva = (LD - h)/(Numero\ pannelli - 1) \quad (7.2)$$

Questa grandezza è sempre maggiore del lato minimo, ma non deve essere più grande del doppio. Si può notare che il sito di Collecchio ha un lato minimo maggiore rispetto agli altri due, mentre per il sito di Domodossola è il minimo. Questo è dovuto al fatto che Collecchio è l'impianto più a sud, mentre Domodossola è quello più a nord.

Parametri	Pinerolo	Collecchio	Domodossola
β	25°		
m (m)	2		
h (m)	0,85		
dmin (m)	2,78	2,80	2,64
Lato minimo (m)	3,63	3,64	3,48
Lunghezza disponibile(m)	14		
Numero pannelli	4		
Distanza effettiva (m)	4,38		

Tabella 7.3 Numero di pannelli e distanza alla quale sono disposti per il lato esposto a sudest e sudovest

Nei tre siti il numero totale dei moduli che si riesce a posizionare è 11.

- Torre alta 30 m, pannelli inclinati

Si applica lo stesso ragionamento della pagina precedente.

Parametri	Pinerolo	Collecchio	Domodossola
β	35°		
m (m)	1,56		
h (m)	0,89		
dmin (m)	3,25	3,28	3,06
Lato minimo (m)	4,15	4,17	3,95
Lunghezza disponibile(m)	20		
Numero pannelli	5		
Distanza effettiva (m)	4,78		

Tabella 7.4 Numero di pannelli e distanza alla quale sono disposti per il lato esposto a sud

Di seguito è presente la stessa tabella per la torre alta 30 m e i pannelli posti sui lati sudest e sudovest.

Parametri	Pinerolo	Collecchio	Domodossola
β	25°		
m (m)	1,56		
h (m)	0,66		
dmin (m)	2,17	2,18	2,06
Lato minimo (m)	2,83	2,84	2,72
Lunghezza disponibile(m)	20		
Numero pannelli	7		
Distanza effettiva (m)	3,22		

Tabella 7.5 Numero di pannelli e distanza alla quale sono disposti per il lato esposto a sudest e sudovest

Nei tre siti il numero totale dei moduli che si riesce a posizionare è 19.

7.3 Descrizione della torre esagonale alta 24 m

I casi possibili sono quattro:

1.a: I pannelli posti hanno un tilt di $+35^\circ$ e $+25^\circ$, e sono solo sulla torre,

2.a: I pannelli posti hanno un tilt di $+90^\circ$, e sono solo sulla torre,

1.b: I pannelli posti hanno un tilt di $+35^\circ$ e $+25^\circ$, e sono sulla pensilina e sulla torre.

2.b: I pannelli posti hanno un tilt di $+90^\circ$, e sono sulla pensilina e sulla torre,

1.a: Pannelli posti hanno un tilt di $+35^\circ$ e $+25^\circ$, e sono solo sulla torre.

Come già visto si possono installare 11 moduli, ossia 4 sui lati a sudest e sudovest, il cui angolo di azimuth è rispettivamente -60° e $+60^\circ$ e 3 sul lato a sud. Il tilt dei moduli rivolti a mezzogiorno è $+35^\circ$, per gli altri moduli è $+25^\circ$. La potenza installata è 4,345 kW.

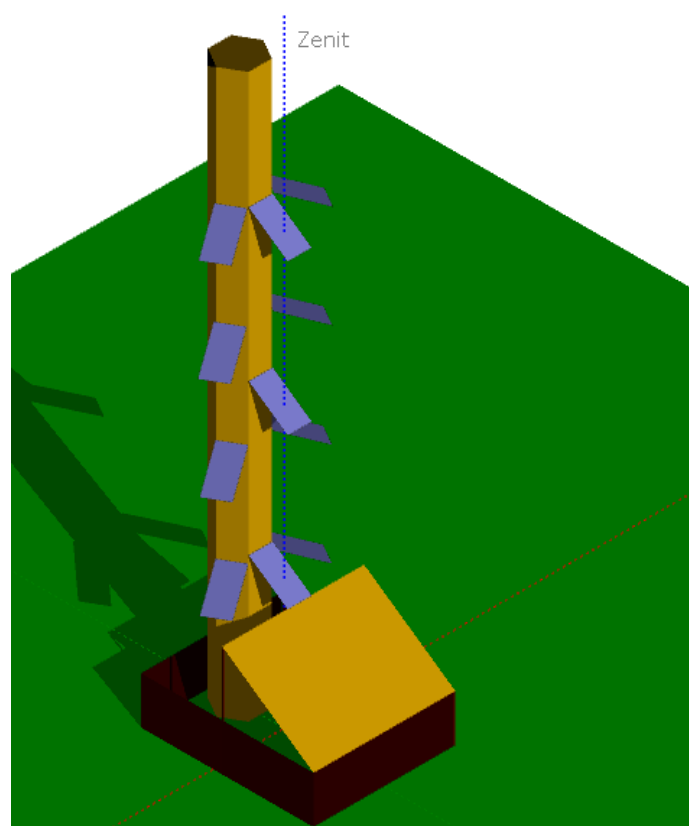


Figura 7.2 Pannelli posti in maniera inclinata solo sulla torre

2.a: I pannelli posti hanno un tilt di $+90^\circ$, e sono posizionati solo sulla torre
 Sulla torre si possono posizionare 21 moduli, con una potenza installata pari a 8,295 kW. L'area occupata è 42 m². Su ogni lato del palo esposto a sud sono installati 7 moduli.

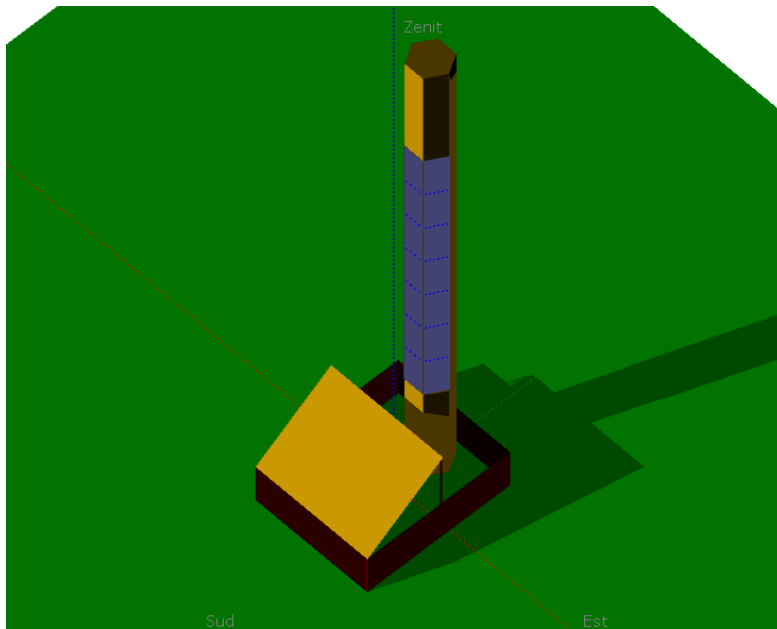


Figura 7.3 Pannelli posti in maniera verticale solo sulla torre

1.b: I pannelli posti, 10 sulla pensilina e sulla torre

La potenza totale installata è 11,455 kW.

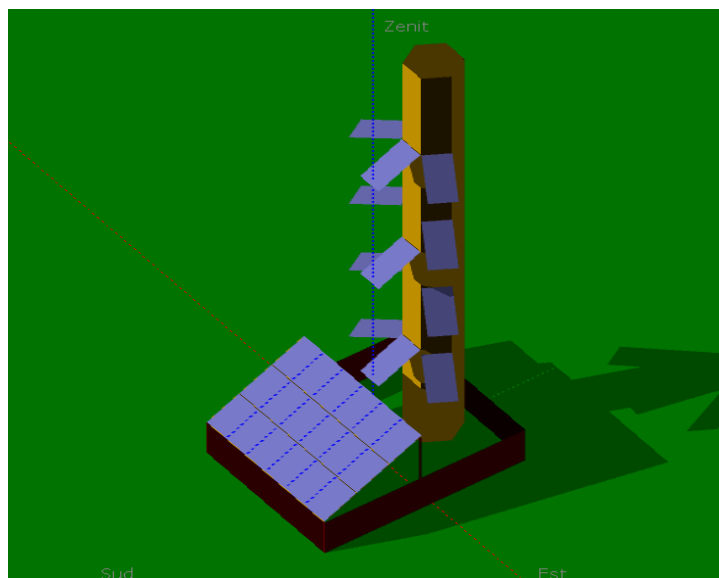


Figura 7.4 Pannelli posti in maniera obliqua sulla torre e sulla pensilina

2.b: I pannelli posti hanno un tilt di $+90^\circ$, e sono sulla pensilina e sulla torre
 160

Sulla pensilina sono posti 18 pannelli che hanno una potenza di 6,66 kW. Le dimensioni della pensilina sono quelle già definite durante la fase 2, quindi 3,12 m e 6,05 m. La potenza totale è 14,43 kW.

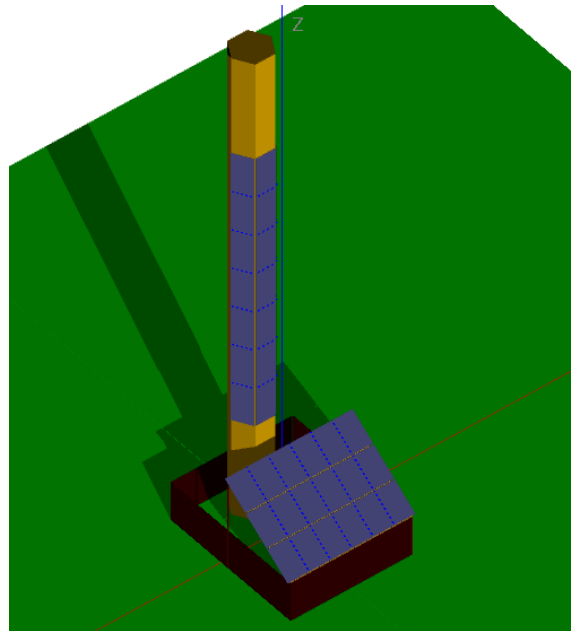


Figura 7.5 Pannelli posti in maniera verticale sulla torre e sulla pensilina

7.4 Risultati energetici ed economici della torre esagonale alta 24 m

I risultati ottenuti sono molto soddisfacenti perché la torre esagonale ha una geometria che permette di massimizzare la produzione energetica, avendo lati esposti a S, SE e SO. Rispetto alle altre due fasi di studio, questa torre ha risultati migliori. La configurazione migliore è quella dove è presente la pensilina, infatti i valori di autosufficienza e IRR sono elevati in entrambi i casi. La scelta tra posizionare i pannelli obliqui o verticali, dipende da problematiche di ingegneria strutturale, ma l'indicazione che si potrebbe seguire è quella di avere un utilizzo migliore dei pannelli, posizionandoli in modo obliqui.

1) Sito di Pinerolo

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Torre 24 m, pannelli obliqui	Torre 24 m, pannelli con tilt di 90°	Torre 24 m, pannelli obliqui più la pensilina	Torre 24 m, pannelli con tilt di 90° più la pensilina
Energetico	Numero pannelli	11	21	29	39
	Potenza installata (kWp)	4,35	8,30	11,01	14,96
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	4885	7393	14742	16812
	Autosufficienza (%)	10	14	27	29
	Indice di prestazione (%)	82	85	79	81
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	1124	891	1340	1124
Economico	CAPEX (€)	6747	12662	18975	23874
	OPEX (€/anni)	76	143	214	270
	LCOE (€/kWh)	0,10	0,12	0,09	0,10
	NPV (€)	6361	6689	20059	19740
	IRR (%)	11,3	7,8	12,2	10,3
	PBT (anni)	9	12	9	10

Tabella 7.6 Tabella dei risultati della torre esagonale alta 24 m a Pinerolo

Per il sito di Pinerolo assumendo che la configurazione migliore sia quella con la pensilina e i pannelli obliqui sul palo, 1b, l'autosufficienza è pari al 27% e l'IRR è il 12.

2) Sito di Collecchio

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Torre 24 m, pannelli obliqui	Torre 24 m, pannelli con tilt 90°	Torre 24 m, pannelli obliqui più la pensilina	Torre 24 m, pannelli con tilt di 90° più la pensilina
Energetico	Numero pannelli	11	21	29	39
	Potenza installata (kWp)	4,35	8,30	11,01	14,96
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	4789	6338	14070	14179
	Autosufficienza (%)	11	14	23	23
	Indice di prestazione (%)	79	83	77	80
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	1102	764	1279	948
Economico	CAPEX (€)	6747	12662	18975	23874
	OPEX (€/anni)	76	143	214	270
	LCOE (€/kWh)	0,10	0,14	0,10	0,12
	NPV (€)	6079	3568	18637	13093
	IRR (%)	10,9	5,7	11,6	8,0
	PBT (anni)	9	14	9	11

Per il sito di Collecchio la configurazione migliore è quella che ha, l'autosufficienza

Tabella 7.7 Tabella dei risultati della torre esagonale alta 24 m a Collecchio

pari al 23% e l'IRR pari al 12, ossia come nel caso di Pinerolo la configurazione 1b.

3) Sito di Domodossola

Campo di studio	Grandezze d'interesse	Torre 24 m, pannelli obliqui	Torre 24 m, pannelli con tilt 90°	Torre 24 m, pannelli obliqui più la pensilina	Torre 24 m, pannelli con tilt 90° più la pensilina
Energetico	Numero pannelli	11	21	29	39
	Potenza installata (kWp)	4,35	8,30	11,01	14,96
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	/
	Energia prodotta (kWh)	4858	7352	13687	12492
	Autosufficienza (%)	8	12	27	25
	Indice di prestazione (%)	75	80	73	79
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	1118	886	1244	835
Economico	CAPEX (€)	6747	12662	18975	23874
	OPEX (€/anni)	76	143	214	270
	LCOE (€/kWh)	0,1	0,12	0,10	0,14
	NPV (€)	6283	6567	16317	7188
	IRR (%)	11,1	7,7	10,6	5,8
	PBT (anni)	9	12	9	14

Tabella 7.8 Tabella dei risultati della torre esagonale alta 24 m a Domodossola

Per il sito di Domodossola la configurazione migliore è quella che ha, l'autosufficienza pari al 27% e l'IRR pari al 11, ossia la configurazione 1b.

7.5 Descrizione della torre esagonale alta 30 m

I casi sono 4 e sono gli stessi della torre esagonale alta 24 m.

1.a: I pannelli installati hanno un tilt di $+35^\circ$ e $+25^\circ$, e sono posti solo sulla torre.

Come già visto si possono installare 19 moduli, ossia 7 sul lato a sudest 7 sul lato e sudovest, il cui angolo di azimut è rispettivamente -60° e $+60^\circ$ e 5 sul lato rivolto a sud. Il tilt dei moduli rivolti a mezzogiorno è $+35^\circ$, per gli altri moduli è $+25^\circ$. La potenza installata è 7,03 kW.

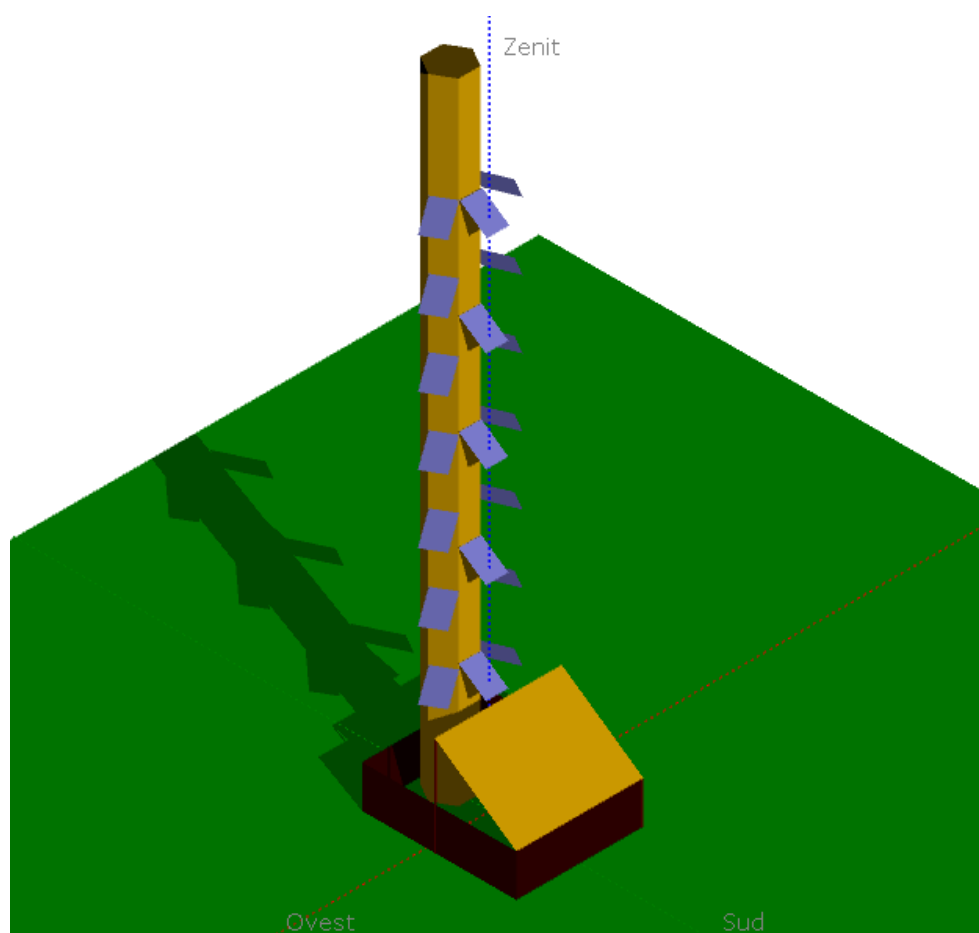


Figura 7.6 Pannelli posti in maniera inclinata solo sulla torre

2.a: I pannelli installati hanno un tilt di $+90^\circ$, e sono posti solo sulla torre.

Sulla torre si possono posizionare 36 moduli, con una potenza installata pari a 13,32 kW. L'area occupata è 59 m^2 . Su ogni lato del palo esposto a sud sono installati 12 moduli.

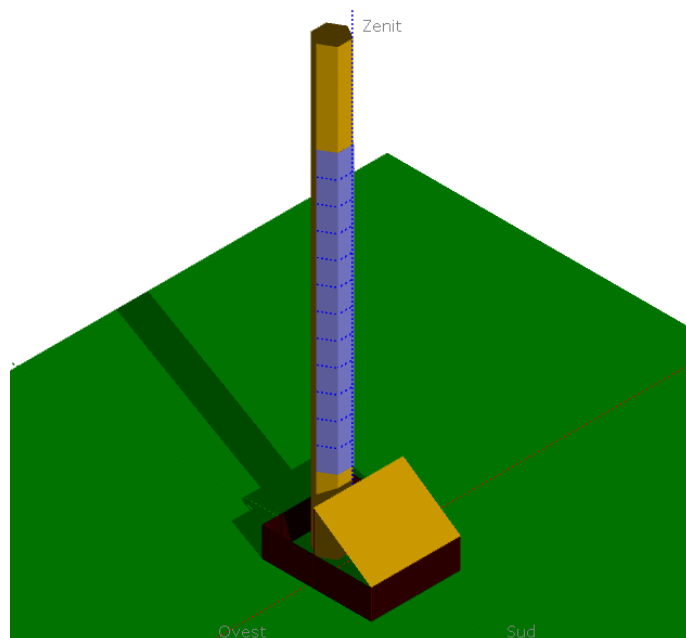


Figura 7.7 Pannelli posti in maniera verticale solo sulla torre

1.b: Pannelli installati hanno un tilt di $+35^\circ$ e $+25^\circ$, e sono posti sulla pensilina e sulla torre

La potenza totale installata è 13,69 kW.

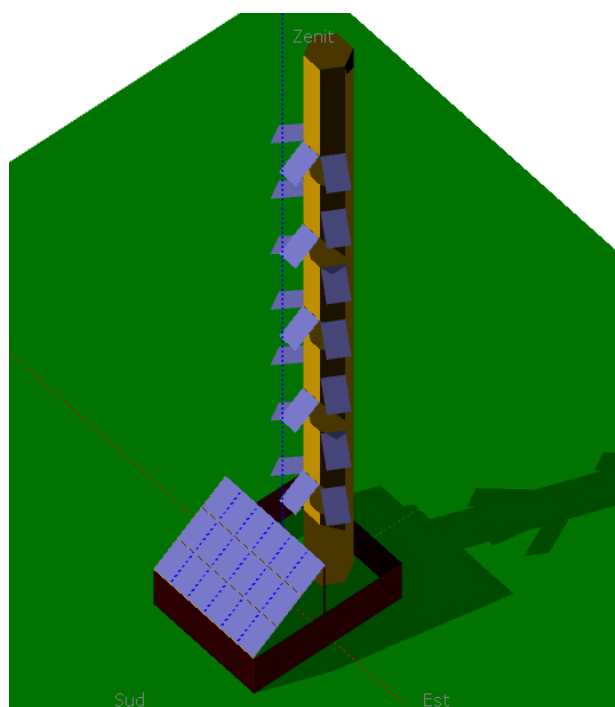


Figura 7.8 Pannelli posti in maniera inclinata sulla torre e sulla pensilina

2.b: Pannelli installati hanno un tilt di 90° , e sono posti sulla pensilina e sulla torre.

Sulla pensilina sono posti 18 pannelli che hanno una potenza di 6,66 kW. Le dimensioni della pensilina sono quelle già definite durante la fase 2. La potenza totale è 19,98 kW.

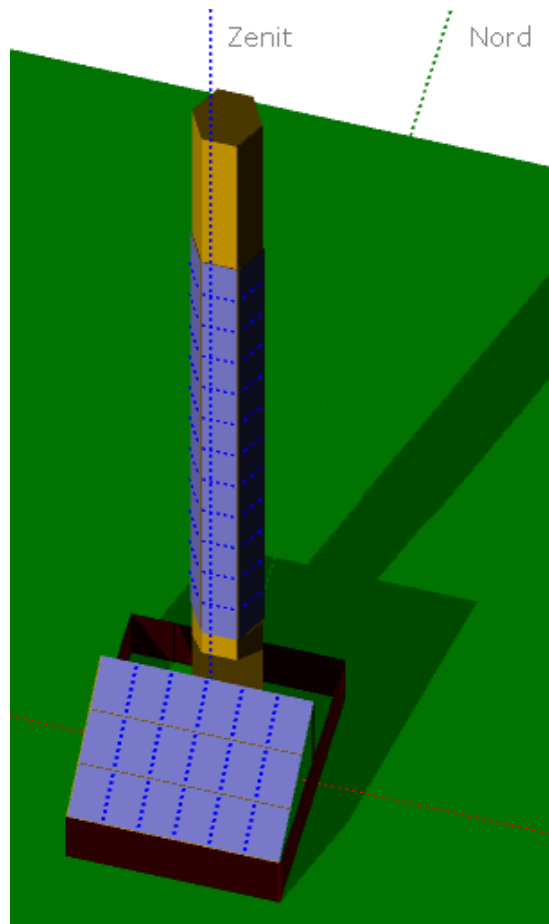


Figura 7.9 Pannelli posti in maniera verticale sulla torre e sulla pensilina

7.6 Risultati energetici ed economici della torre esagonale alta 30 m

Le osservazioni fatte per la torre alta 24 m, sono valide anche per la torre alta 30 m. In quest'ultimo caso, avendo posizionato più pannelli la produzione energetica è maggiore, quindi è stato ipotizzato l'utilizzo di accumulo elettrochimico. Questa soluzione dal punto di vista energetico conviene perché aumenta l'autosufficienza, ma economicamente è meno fruttuoso rispetto alla soluzione senza la batteria. La scelta tra quale configurazione sia migliore, dipende dalla politica dell'azienda, che può privilegiare l'aspetto energetico od economico.

L'accumulo elettrochimico installato è la batteria al litio da 16 o 8 kWh, il cui DOD rispettivamente è di 12,8 e 6,4 kWh. La vita utile in anni è pari a 10. Nel sito le batterie sono posizionate sotto la pensilina.

L'analisi è caratterizzata da massimo 6 casi

- a) I pannelli sono posizionati solo sulla torre in modo obliqui,
- b) I pannelli sono posizionati solo sulla torre con un angolo di tilt pari a 90°,
- c) I pannelli sono posizionati sulla torre in modo obliqui e sulla pensilina,
- d) I pannelli sono posizionati sulla torre in modo obliqui e sulla pensilina in presenza del sistema di accumulo
- e) I pannelli sono posizionati sulla torre con un angolo di tilt pari a 90° e sulla pensilina,
- f) I pannelli sono posizionati sulla torre con un angolo di tilt pari a 90° e sulla pensilina in presenza del sistema di accumulo

Solamente per il sito di Domodossola non è stato studiato il caso f) perché il caso e) non è fruttuoso economicamente e di conseguenza non lo sarà nemmeno f) e sicuramente avrà valori economici peggiori di e).

Come accaduto per le altre due fasi i valori energetici ed economici migliori li ha ottenuti il sito di Pinerolo per la migliore esposizione. Il sito di Collecchio ha i valori di autosufficienza più bassi, a causa del fabbisogno energetico molto elevato, mentre il sito di Domodossola, nonostante abbia l'irraggiamento minore dei tre siti, ha valori di autosufficienza simili con il sito di Pinerolo, a causa del fabbisogno più piccolo.

Nelle pagine seguenti sono presenti le tabelle con i risultati ottenuti per i tre siti.

1) Sito di Pinerolo

Campo di studio	Grandezze d'interesse	a)	b)	c)	d)	e)	f)
Energetico	Numero pannelli	19	36	37		54	
	Potenza installata (kWp)	7,03	13,32	13,69		19,98	
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	16 DOD: 12,8	/	8 DOD: 6,4
	Energia prodotta (kWh)	8550	11651	18145		20850	
	Autosufficienza (%)	17	22	30	34	32	35
	Indice di prestazione (%)	81	84	78	76	80	78
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	1216	875	1325		1044	
Economico	CAPEX (€)	13300	24646	25296	30096	37962	40362
	OPEX (€/anni)	150	278	286	485	429	619
	LCOE (€/kWh)	0,11	0,15	0,10	0,13	0,13	0,15
	NPV (€)	9347	4770	21288	13680	13066	7902
	IRR (%)	9,3	4,8	10,4	7,2	6,2	4,9
	PBT (anni)	10	15	10	12	13	15

I valori dell'autosufficienza raggiunti variano tra il 17% per il caso a) e il 35% per il caso f). **Tabella 7.9 Tabella dei risultati della torre esagonale alta 30 m a Pinerolo**

Le configurazioni migliori sono quelle con la pensilina e i pannelli obliqui con e senza batteria perché l'autosufficienza è del 30% e del 34%, e i parametri economici sono positivi, ossia c) e d). Sicuramente i casi b) ed f) non si dovrebbero fare perché l'investimento è rischioso. L'accumulo installato nel caso f) è minore rispetto a quello del caso d), poiché l'IRR del caso e), quindi senza batteria, è di poco superiore al 6%.

2) Sito di Collecchio

Campo di studio	Grandezze d'interesse	a)	b)	c)	d)	e)	f)
Energetico	Numero pannelli	19	36	37		54	
	Potenza installata (kWp)	7,03	13,32	13,69		19,98	
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	8 DOD: 6,4	/	8 DOD: 6,4
	Energia prodotta (kWh)	8558	11593	17468		20180	
	Autosufficienza (%)	15	20	27	28	30	32
	Indice di prestazione (%)	79	82	76	74	78	76
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	1217	870	1276		1010	
Economico	CAPEX (€)	13300	24646	25296	27696	37962	40362
	OPEX (€/anni)	150	278	286	385	429	619
	LCOE (€/kWh)	0,11	0,15	0,10	0,12	0,13	0,15
	NPV (€)	9307	4736	20248	16417	12794	7196
	IRR (%)	9,3	4,8	10,1	8,4	6,1	4,7
	PBT (anni)	10	15	10	11	13	15

I valori dell'autosufficienza raggiunti variano tra il 15% per il caso a) e il 32% per

Tabella 7.10 Tabella dei risultati della torre esagonale alta 30 m a Collecchio

il caso f). Le configurazioni migliori sono quelle con la pensilina e i pannelli obliqui con e senza batteria perché l'autosufficienza è del 27% e del 28%, e i parametri economici sono positivi, ossia c) e d). Sicuramente i casi b) ed f) non si dovrebbero fare perché l'investimento è rischioso.

3) Sito di Domodossola

Campo di studio	Grandezze d'interesse	a)	b)	c)	d)	e)
Energetico	Numero pannelli	19	36	37		54
	Potenza installata (kWp)	7,03	13,32	13,69		19,98
	Accumulo installato (kWh)	/	/	/	16 DOD: 12,8	/
	Energia prodotta (kWh)	8443	9953	17031		18228
	Autosufficienza (%)	19	22	30	35	31
	Indice di prestazione (%)	75	78	72	70	74
	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)	1201	747	1244		912
Economico	CAPEX (€)	13300	24646	25296	30096	37962
	OPEX (€/anni)	150	278	286	485	429
	LCOE (€/kWh)	0,11	0,18	0,10	0,14	0,15
	NPV (€)	8980	<0	17081	9712	5012
	IRR (%)	9,0	<3%	9,1	6,0	4,3
	PBT (anni)	11	>25	11	13	16

I valori dell'autosufficienza raggiunti variano tra il 19% per il caso a) e il 35% per

il **Tabella 7.11 Tabella dei risultati della torre esagonale alta 30 m a Domodossola** caso f). Le configurazioni migliori sono quelle con la pensilina e i pannelli obliqui con e senza batteria perché l'autosufficienza è del 30% e del 35%, e i parametri economici sono positivi, ma nel caso d) l'IRR è giusto sul valore limite del 6%. Sicuramente i casi b) ed e) non si devono fare perché l'investimento è infruttuoso, in particolar modo per il caso b). Si ricorda che il caso f) non è stato analizzato perché sicuramente avrà parametri economici negativi.

8 Analisi di sensibilità energetica e analisi economico-ambientale tramite lo strumento "RES tool" riferito agli impianti fotovoltaici

In questo ultimo capitolo si è svolta l'analisi di sensitività e l'analisi ambientale degli impianti fotovoltaici nei tre siti di Pinerolo, Collecchio e Domodossola tramite lo strumento "RES tool". Il modello fotovoltaico utilizzato su "RES tool" è quello del NOCT, perché è quello che viene adoperato su PVsyst. Poiché nel programma "RES tool" si può scegliere solo un'orientazione e un'inclinazione dei pannelli, per ognuno dei tre siti sono state ipotizzate due configurazioni:

- 1) Pannelli posizionati solo sulla pensilina adiacente la torre con l'inclinazione migliore.
- 2) Pannelli posizionati solo sulla torre, con un angolo di tilt pari a 90°.

I casi di studio nell'analisi di sensitività sono 10. I parametri che sono stati variati sono le taglie dell'impianto fotovoltaico. Inoltre, per entrambe le configurazioni, è stata variata, a partire dal sesto caso, anche la taglia dell'accumulo elettrochimico. Dal primo al quinto caso non vi è la necessità della batteria poiché l'energia prodotta dall'impianto è ancora esigua rapportata al carico elettrico della torre. Al decimo caso la taglia dell'impianto è circa pari al fabbisogno elettrico.

In questo studio non è stato considerato il vincolo dell'area occupabile dai pannelli perché si è voluta ricercare qual è la taglia che dia buone prestazioni energetiche e che abbia i parametri economici migliori, utilizzando i dati di input finanziari già elencati nel capitolo 3 a pagina 113 e scegliendo un costo d'investimento medio dell'impianto pari a 2000 €/kWp. Inoltre non è stato considerato nemmeno il vincolo dei 20 kWp necessari per l'iscrizione dell'impianto fotovoltaico come officina elettrica. I grafici descritti in questa analisi sono:

- 1) Autoconsumo
- 2) Autosufficienza
- 3) IRR e NPV

8.1 Sito di Pinerolo

Il carico elettrico del sito di Pinerolo è pari a circa 50 MWh/anno. Per svolgere l'analisi di sensitività si sono considerati 10 casi di taglia dell'impianto: il primo ha una taglia di 5 kWp, il secondo di 10 kWp e così via fino a raggiungere una taglia di 50 kWp per l'ultimo caso. Inoltre a partire dal sesto caso è stato introdotto l'utilizzo di accumulo elettrochimico: quindi al sesto caso la taglia della batteria è di 5 kWh, al settimo la taglia è di 10 kWh e così via fino a raggiungere una taglia di 25 kWh al decimo caso.

Le configurazioni analizzate sono due, come spiegato nella pagina precedente:

- 1) I pannelli sono posizionati solo sulla pensilina adiacente la torre con l'inclinazione migliore, ricavata da "PVGIS", pari a 40° e con l'orientazione del sito, ossia 0° .
- 2) I pannelli sono posizionati solo sulla torre, con un angolo di tilt pari a 90° e con l'orientazione pari a 0° .

Di seguito sono esposte le due configurazioni.

- Angolo di tilt di 40° e angolo di orientazione di 0°

Per ogni caso, sono state calcolate le grandezze energetiche, ossia l'autoconsumo e l'autosufficienza, al primo anno di funzionamento dell'impianto, rappresentato dalla curva blu, e all'ultimo anno di funzionamento, ovvero 25 anni, rappresentato dalla curva arancione.

La figura 8.1 raffigura l'autoconsumo. Entrambe le curve hanno un andamento molto simile: partono dal valore del 100%, subito dopo diminuiscono rapidamente fino al quinto caso e successivamente dal sesto caso il loro decremento rallenta fino al decimo caso, quando l'autoconsumo assume un valore di circa il 40%.

L'andamento delle curve è così spiegato:

- 1) Le curve partono dal 100% perché tutta l'energia prodotta dai pannelli è immediatamente assorbita dal carico elettrico senza vi sia immissione in rete.
- 2) Aumentando la taglia dell'impianto fotovoltaico, inizia a crescere l'energia immessa in rete e ciò è causa del rapido decremento delle curve fino al quinto caso.
- 3) A partire dal sesto caso, il decremento delle curve rallenta a causa della presenza delle batterie, perché parte dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è immagazzinata nell'accumulo elettrochimico, in questo modo la torre di telecomunicazione la può utilizzare successivamente.

Queste considerazioni sono valide per qualsiasi impianto così progettato.

Avendo analizzato l'andamento delle curve si può assumere che i valori più significativi di autoconsumo sono quelli riferiti al quinto, al sesto e al decimo caso, che rispettivamente sono circa 55%, 50% e 40%.

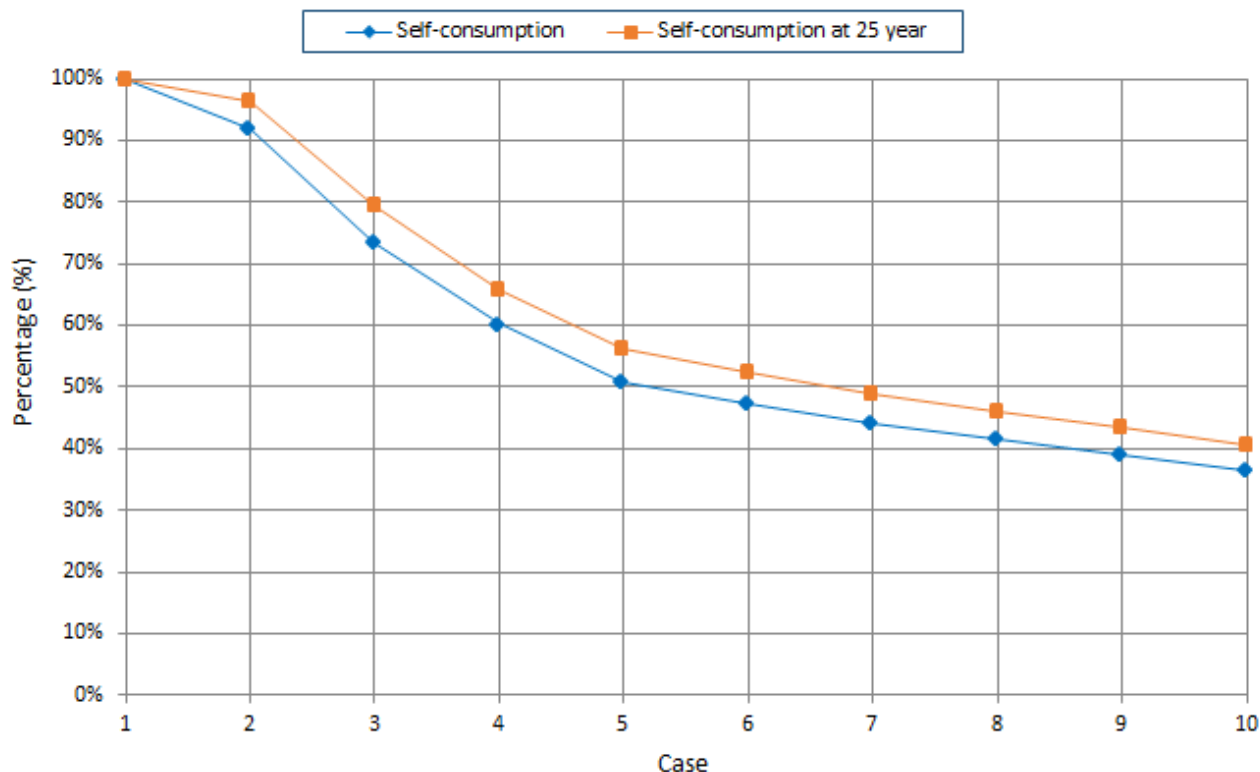


Figura 8.1 Autoconsumo Pinerolo pensilina

La figura 8.2 raffigura l'autosufficienza.

Entrambe le curve, quella riferita a inizio vita dell'impianto e quella riferita a fine vita dell'impianto, hanno un andamento molto simile: partono dal valore del 10%, per poi aumentare subito fino al secondo caso e successivamente l'aumento delle curve è meno repentino fino al quinto caso per poi aumentare quasi in maniera costante fino all'ultimo caso, dove il valore di autosufficienza raggiunto è circa il 50%.

Rispetto all'autoconsumo, la situazione è invertita perché la curva riferita al primo anno, ossia quella blu, ha valori leggermente superiori rispetto alla curva a fine vita dell'impianto, ovvero quella arancione. Il motivo di ciò è sempre dovuto all'invecchiamento del generatore fotovoltaico. La differenza tra le due curve è circa del 2%.

L'andamento delle curve è così spiegato:

- 1) Le curve partono dal 10%, perché quello è il valore di autosufficienza relativo alla taglia dell'impianto fotovoltaico del primo caso.
- 2) L'andamento delle curve all'inizio aumenta rapidamente, perché la taglia dell'impianto aumenta, successivamente fino al quinto caso l'aumento è meno evidente perché l'energia prodotta che è immessa in rete cresce.
- 3) Al sesto caso si verifica un'inclinazione maggiore dovuta alla presenza dell'accumulo elettrochimico e successivamente l'aumento dell'autosufficienza è costante, ma negli ultimi casi si nota un leggero rallentamento. All'ultimo caso il valore dell'autosufficienza è pari a circa il 50%.

Queste considerazioni sono valide per qualsiasi impianto così progettato.

Avendo analizzato l'andamento delle curve si può assumere che i valori più importanti di autosufficienza sono quelli riferiti al quinto, al sesto e al decimo caso, che rispettivamente sono circa 35%, 38% e 50%.

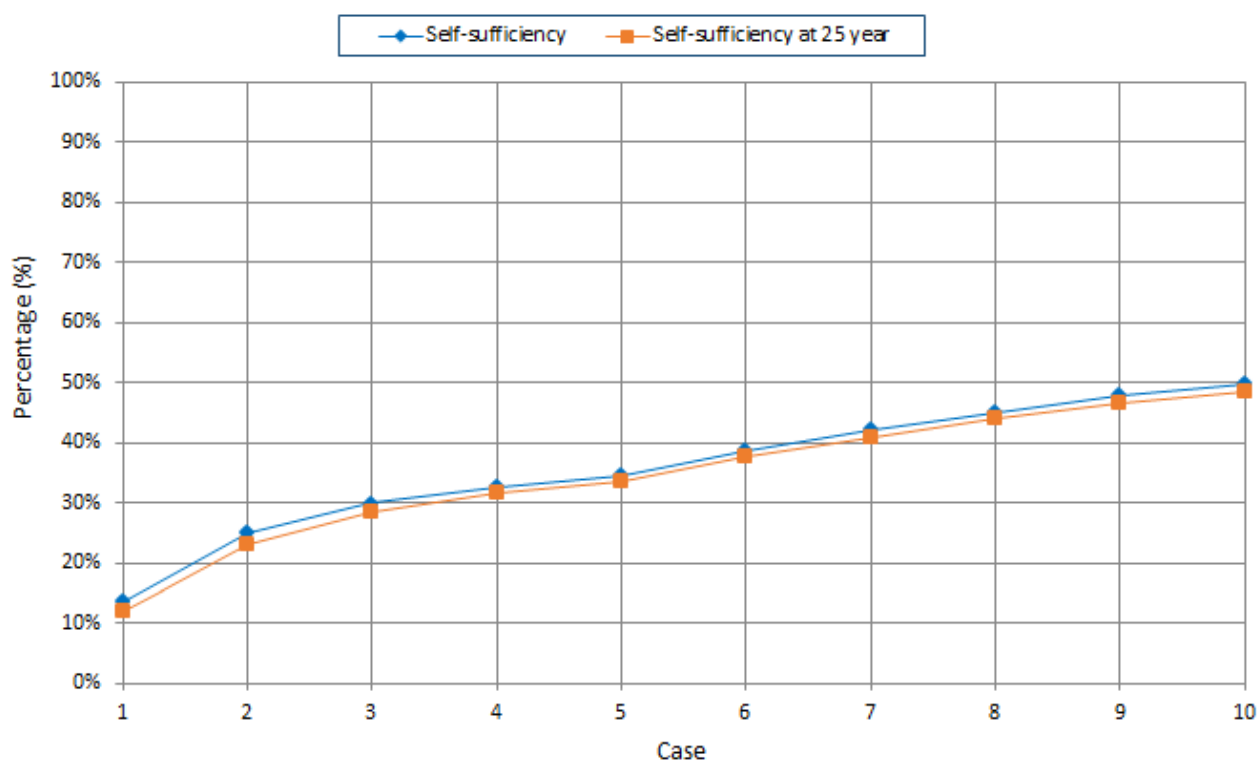


Figura 8.2 Autosufficienza Pinerolo pensilina

Dopo aver analizzato i dati energetici, si è passato a esaminare le grandezze economiche. Nella figura 8.3 sono riportati l'IRR e il NPV.

L'IRR, la curva blu, ha un andamento decrescente, fino al quinto caso diminuisce in maniera quasi costante a causa dell'aumento del costo d'investimento dell'impianto. Successivamente, a partire dal sesto caso decresce in maniera più evidente, ma negli ultimi casi il decremento rallenta. Affinché l'investimento sia fruttuoso e allo stesso

tempo avere un rischio economico basso l'IRR deve essere maggiore del 6%. Dunque si possono eseguire i primi 6 casi.

La curva arancione rappresenta il NPV con la durata dell'impianto di 25 anni. Si nota dalla figura 8.3 che il NPV aumenta fino ad arrivare a un massimo in corrispondenza del quinto e del sesto caso, pari a circa 25.000 € e poi diminuisce.

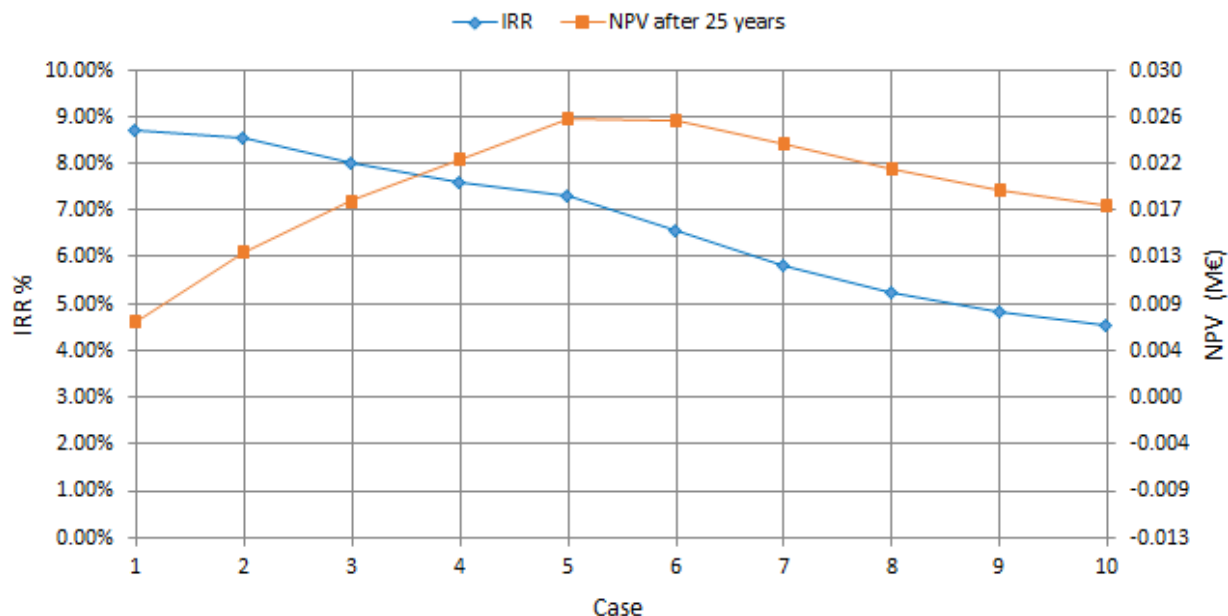


Figura 8.3 IRR e NPV Pinerolo pensilina

Riepilogando i casi migliori sono il quinto e il sesto che rispettivamente hanno una taglia di 25 kWp e di 30 kWp e il sesto ha anche un accumulo di 5 kWh. Inoltre su "RES tool" è stato calcolato che il quinto caso ha un PBT di 14 anni, mentre il sesto di 15 anni.

Infine è stata condotta anche un'analisi ambientale tramite il programma "RES tool", utilizzando i dati riportati a pagina 113. Come risulta dalla tabella 8.1 della pagina successiva le tonnellate annue evitate di anidride carbonica per il caso 5 e per il caso 6 sono rispettivamente 17 e 20.

Nella tabella 8.1 sono riportati tutti i dati più importanti dell'impianto fotovoltaico costruito sulla pensilina per i casi migliori trovati con il programma "RES tool" ossia il quinto e il sesto. I dati energetici sono riferiti al primo anno. Non sono stati riportati i valori dell'ultimo anno perché si era notato precedentemente che i valori dell'autoconsumo del venticinquesimo anno sono maggiori di circa il 5% rispetto al primo anno, e che i valori dell'autosufficienza del venticinquesimo anno sono minori di circa il 2% rispetto al primo anno.

Grandezze	Caso	
	Quinto	Sesto
Potenza (kWp)	25	30
Accumulo (kWh)	0	5
Energia prodotta (kWh/anno)	34.964	41.956
Energia specifica (kWh/kW/anno)	1.399	
Autoconsumo (%)	50	47
Autosufficienza (%)	35	39
Capex (€)	50.000	61.250
IRR (%)	7,30	6,57
NPV (€)	25.580	25.443
PBT (anni)	14	15
Emissioni annue CO2 evitate (tons/anno)	16,7	20,1

Tabella 8.1 Pinerolo pensilina

- Angolo di tilt di 90° e angolo di orientazione di 0°

Per ogni caso, sono state calcolate le grandezze energetiche, ossia l'autoconsumo e l'autosufficienza, al primo anno di funzionamento dell'impianto, rappresentato dalla curva blu, e all'ultimo anno di funzionamento, ovvero 25 anni, rappresentato dalla curva arancione.

La figura 8.4 raffigura l'autoconsumo. Entrambe le curve hanno un andamento molto simile: partono dal valore di 100%, subito dopo diminuiscono rapidamente fino al quinto caso e successivamente dal sesto caso il loro decremento rallenta fino al decimo caso, quando l'autoconsumo assume un valore di circa il 45%.

L'andamento delle curve è così spiegato:

- 1) Le curve partono dal 100% perché tutta l'energia prodotta dai pannelli è immediatamente assorbita dal carico elettrico senza vi sia immissione in rete.
- 2) Aumentando la taglia dell'impianto fotovoltaico, inizia a crescere l'energia immessa in rete e ciò è causa del rapido decremento delle curve fino al quinto caso.
- 3) A partire dal sesto caso, il decremento delle curve rallenta a causa della presenza delle batterie, perché parte dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è immagazzinata nell'accumulo elettrochimico affinché la torre di telecomunicazione la possa utilizzare successivamente.

La curva riferita al primo anno, ossia quella blu, ha valori leggermente inferiori rispetto alla curva a fine vita dell'impianto, ovvero quella rossa, ciò è dovuto all'invecchiamento del generatore fotovoltaico. La differenza tra le due curve è circa del 5%, come nel caso precedente.

Avendo analizzato l'andamento delle curve si può assumere che i valori importanti di autoconsumo sono quelli riferiti al quinto, sesto e decimo caso, che rispettivamente sono circa 60%, 55% e 45%. Sono più elevati del precedente caso perché l'esposizione e l'inclinazione dei pannelli è peggiore essendo posizionati verticalmente.

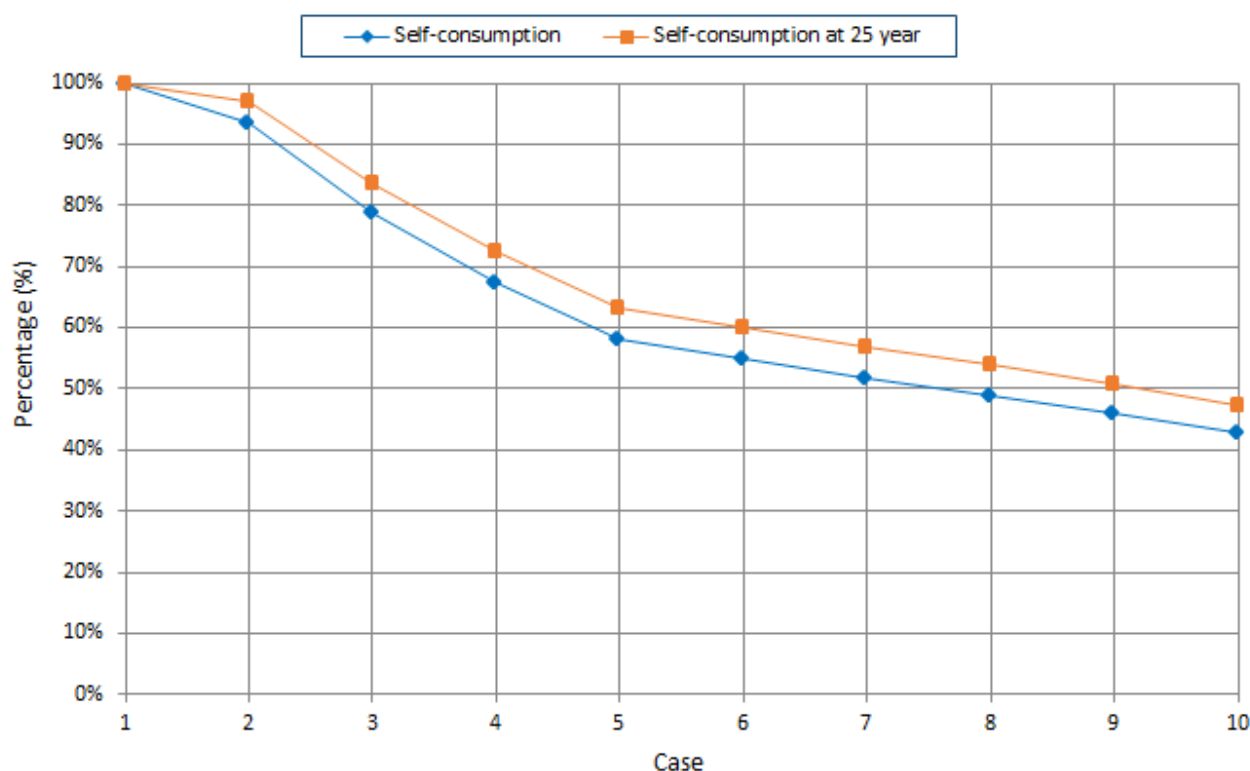


Figura 8.4 Autoconsumo Pinerolo torre

La figura 8.5 raffigura l'autosufficienza. Entrambe le curve, quella riferita a inizio vita dell'impianto e quella riferita a fine vita dell'impianto, hanno un andamento molto simile: partono dal valore del 10%, per poi aumentare subito fino al secondo caso e successivamente l'aumento delle curve è meno repentino fino al quinto caso per poi aumentare quasi in maniera costante fino all'ultimo caso, dove il valore di autosufficienza raggiunto è circa il 40%.

Rispetto all'autoconsumo, la situazione è invertita perché la curva riferita al primo anno, ossia quella blu, ha valori leggermente superiori rispetto alla curva a fine vita dell'impianto, ovvero quella arancione. Il motivo di ciò è sempre dovuto all'invecchiamento del generatore fotovoltaico, come accadeva nel caso precedente. La differenza tra le due curve è circa del 2%.

L'andamento delle curve è così spiegato:

- 1) Le curve partono dal 10%, perché quello è il valore di autosufficienza relativo alla taglia dell'impianto fotovoltaico del primo caso.
- 2) L'andamento delle curve all'inizio aumenta rapidamente, perché la taglia dell'impianto aumenta, successivamente fino al quinto caso l'aumento è meno evidente perché l'energia prodotta che è immessa in rete cresce.
- 3) Al sesto caso si verifica un'inclinazione maggiore dovuta alla presenza dell'accumulo elettrochimico e successivamente l'aumento dell'autosufficienza è costante e negli ultimi casi ha un leggero rallentamento. All'ultimo caso il valore dell'autosufficienza è pari a circa il 40%.

Avendo analizzato l'andamento delle curve si può assumere che i valori importanti di autosufficienza sono quelli riferiti al quinto, al sesto e al decimo caso, che rispettivamente sono circa 28%, 31% e 40%.

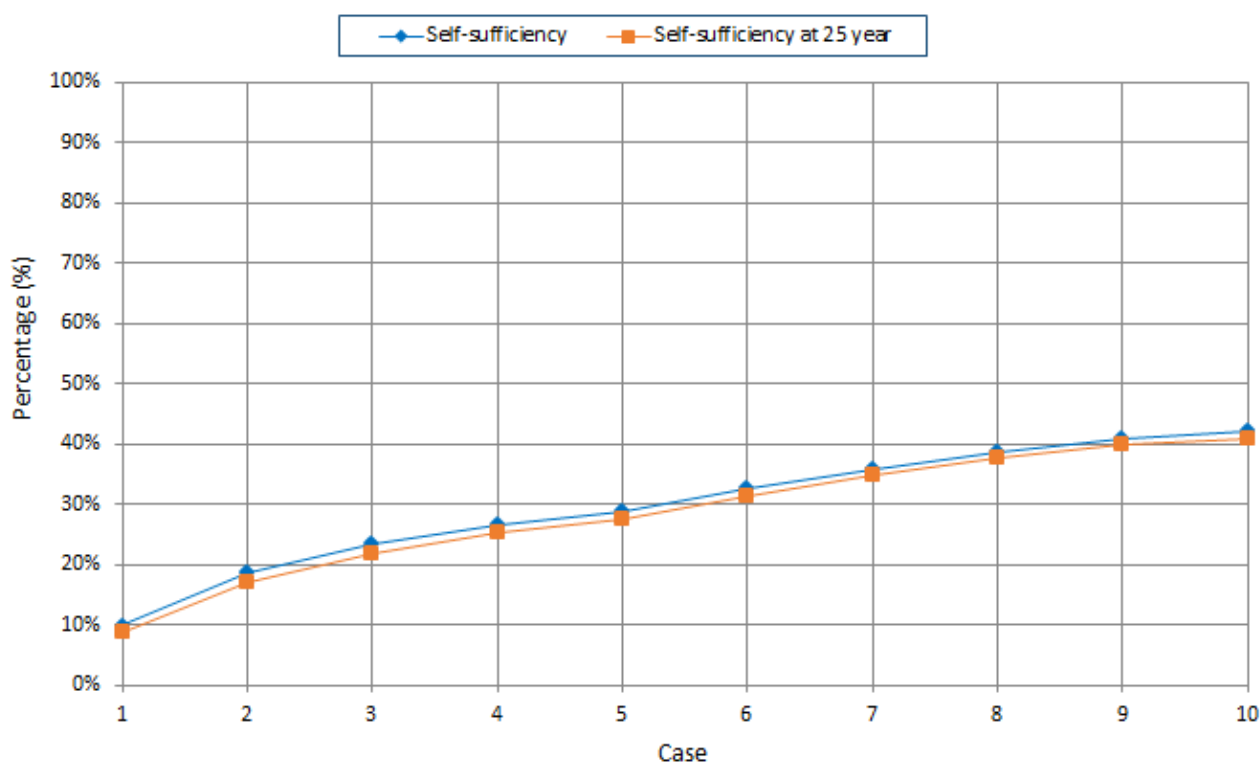


Figura 8.5 Autosufficienza Pinerolo torre

Dopo aver analizzato i dati energetici, si è passato a esaminare le grandezze economiche. Nella figura 8.6 sono riportati l'IRR e il NPV.

L'IRR, la curva blu, ha un andamento decrescente, fino al quinto caso diminuisce in maniera quasi costante a causa dell'aumento del costo d'investimento dell'impianto. Successivamente, a partire dal sesto caso decresce in maniera più evidente, ma negli ultimi casi il decremento rallenta, come avveniva nel caso precedente. Per ogni caso,

purtroppo l'IRR è minore del 6%, ciò indica che fin quando l'IRR è maggiore o uguale al 3% l'investimento ha un guadagno, ma l'investimento è molto rischioso, infatti il NPV, ossia la curva arancione, è positivo e raggiunge un massimo di circa 3.500 €, in corrispondenza del terzo e del quarto caso. A partire dal sesto caso l'IRR è minore del 3% e il NPV è negativo, quindi l'investimento sarebbe una perdita economica.

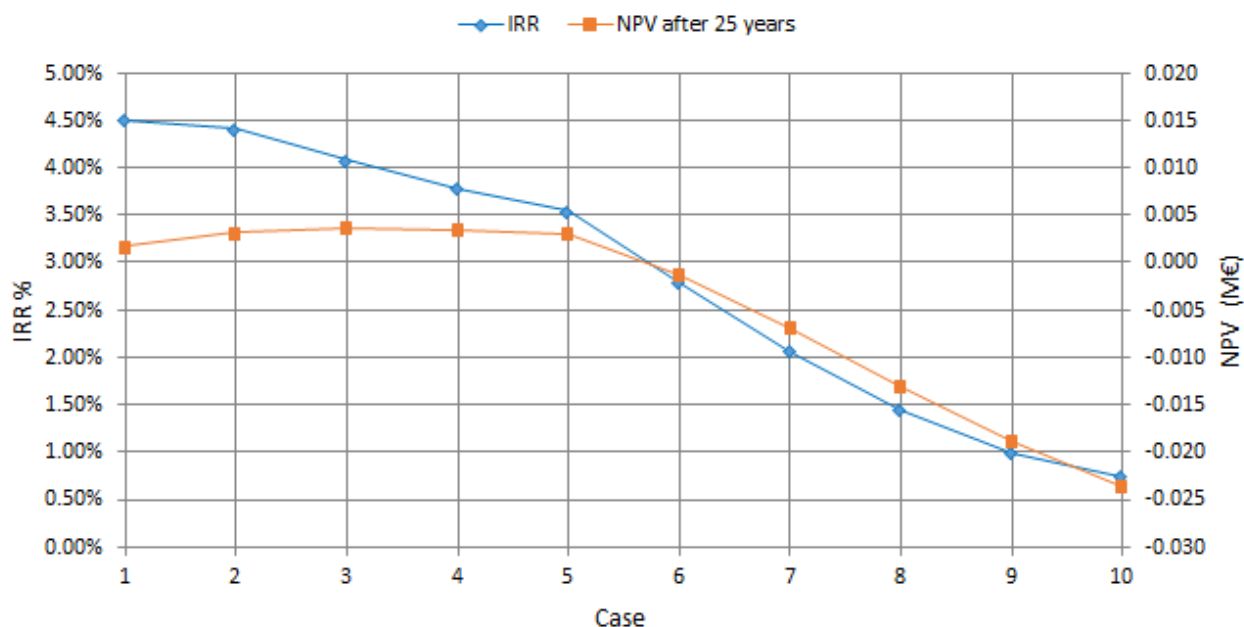


Figura 8.6 IRR e NPV Pinerolo torre

Poiché l'IRR è sempre minore del 6% si è assunto che l'azienda non ha intenzione a realizzare l'investimento, per questo fatto non si è svolta l'analisi ambientale e non è stata riportata la tabella riepilogativa con i casi migliori su cui l'azienda poteva investire.

In conclusione questi dati confermano quello che era già stato notato con lo studio di PVsyst, ossia è più conveniente posizionare i pannelli sulla pensilina ed eventualmente in numero minore anche sulla torre. Per i prossimi siti sono riportati i dati e i grafici più importanti senza descrivere l'andamento delle curve, perché è già stato fatto per il sito di Pinerolo.

8.2 Sito di Collecchio

Il carico elettrico del sito di Collecchio è pari a circa 60 MWh/anno. Per svolgere l'analisi di sensitività si sono considerati 10 casi di taglia dell'impianto: il primo ha una taglia di 6 kWp, il secondo di 12 kWp e così via fino a raggiungere una taglia di 60 kWp per l'ultimo caso. Inoltre a partire dal sesto caso è stato introdotto l'utilizzo di accumulo elettrochimico: quindi al sesto caso la taglia della batteria è di 6 kWh, al settimo la taglia è di 12 kWh e così via fino a raggiungere una taglia di 30 kWh al decimo caso.

Le configurazioni analizzate sono due:

- 1) I pannelli sono posizionati solo sulla pensilina adiacente la torre con l'inclinazione migliore, ricavata da "PVGIS", pari a 32° e con l'orientazione del sito, ossia 45° .
- 2) I pannelli sono posizionati solo sulla torre, con un angolo di tilt pari a 90° e con l'orientazione pari a 0° .

Di seguito sono esposte le due configurazioni.

- Angolo di tilt di 32° e angolo di orientazione di 45°

Per ogni caso, sono state calcolate le grandezze energetiche, ossia l'autoconsumo e l'autosufficienza, al primo anno di funzionamento dell'impianto e all'ultimo anno di funzionamento, ovvero 25 anni.

La figura 8.7 raffigura l'autoconsumo nella pagina seguente e vi sono due curve, una riferita al primo anno, ossia la curva blu, l'altra al venticinquesimo anno, ossia la curva arancione. Entrambe le curve hanno un andamento molto simile: partono dal valore di 100%, subito dopo diminuiscono rapidamente fino al quinto caso e successivamente dal sesto caso il loro decremento rallenta fino al decimo caso, quando l'autoconsumo assume un valore di circa il 40%.

I valori sono circa uguali a quelli di Pinerolo, ciò non è un errore perché le taglie dell'impianto fotovoltaico di Collecchio sono leggermente maggiori rispetto alle taglie dell'impianto di Pinerolo. Difatti il rapporto della taglia del caso ennesimo sul fabbisogno energetico della torre di telecomunicazione è circa costante per i tre siti.

Come per la torre di Pinerolo si assume che i valori più importanti di autoconsumo sono quelli riferiti al quinto, sesto e decimo caso, che rispettivamente sono circa 55%, 50% e 40%.

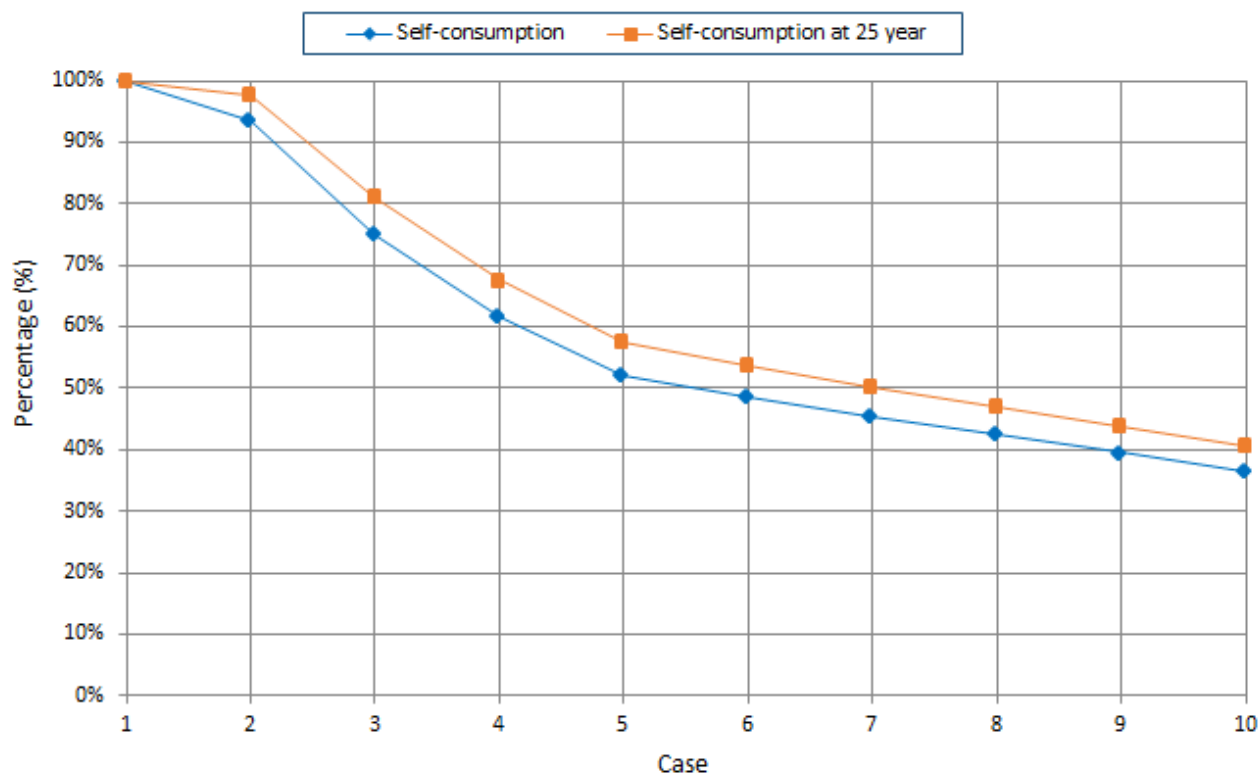


Figura 8.7 Autoconsumo Collecchio pensilina

La figura 8.8 raffigura l'autosufficienza, come per lo schema fin qui seguito sono presenti due curve. Entrambe le curve, quella riferita a inizio vita dell'impianto e quella riferita a fine vita dell'impianto, hanno un andamento molto simile: partono dal valore del 10%, per poi aumentare subito fino al secondo caso e successivamente l'aumento delle curve è meno repentino fino al quinto caso, per poi aumentare quasi in maniera costante fino all'ultimo caso, dove il valore di autosufficienza raggiunto è circa il 50%.

Rispetto all'autoconsumo, la situazione è invertita perché la curva riferita al primo anno, ossia quella blu, ha valori leggermente superiori rispetto alla curva a fine vita dell'impianto, ovvero quella arancione. Il motivo di ciò è sempre dovuto all'invecchiamento del generatore fotovoltaico. La differenza tra le due curve è circa del 2%.

Si ricorda che il coefficiente di invecchiamento dell'impianto fotovoltaico è stato assunto pari a -0,5%, come affermato a pagina 112.

Anche in questo caso si può assumere che i valori più importanti di autosufficienza sono quelli riferiti al quinto, al sesto e al decimo caso, che rispettivamente sono circa 35%, 38% e 50%.

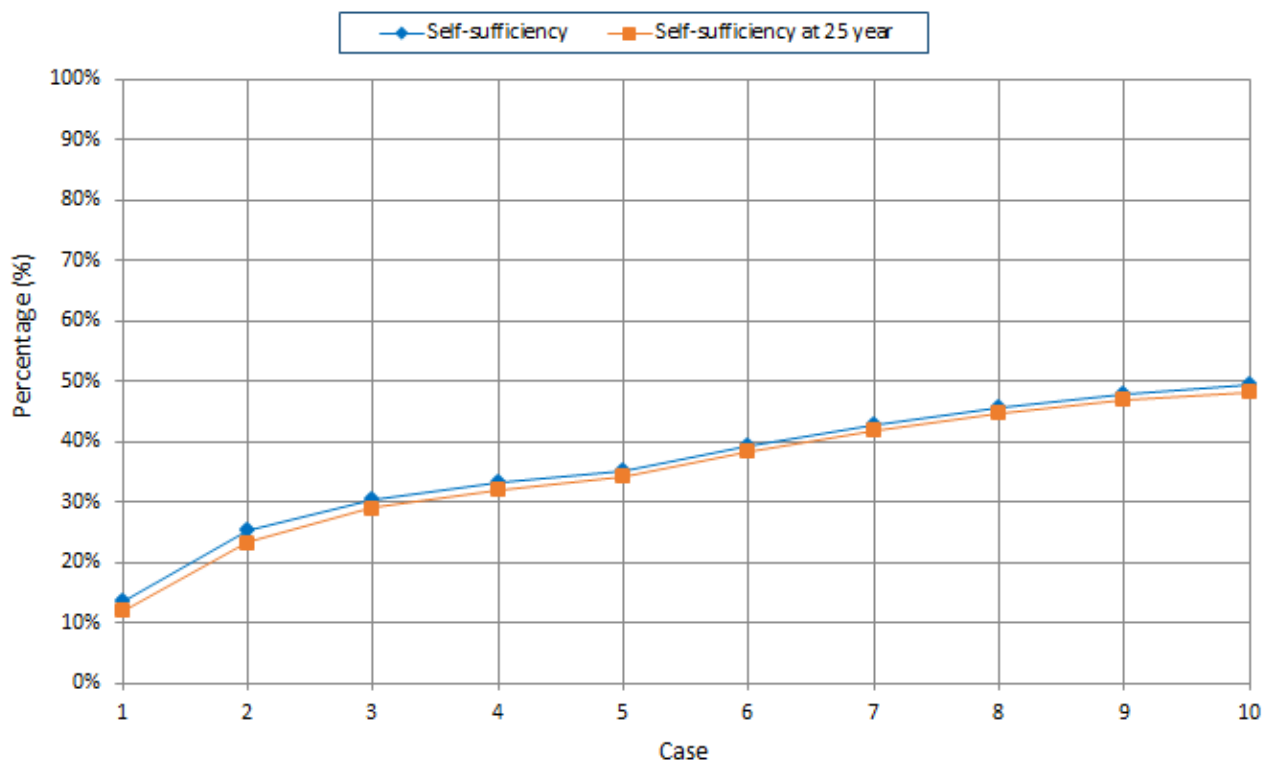


Figura 8.8 Autoconsumo Collecchio pensilina

Nella figura 8.9 sono riportati l'IRR e il NPV.

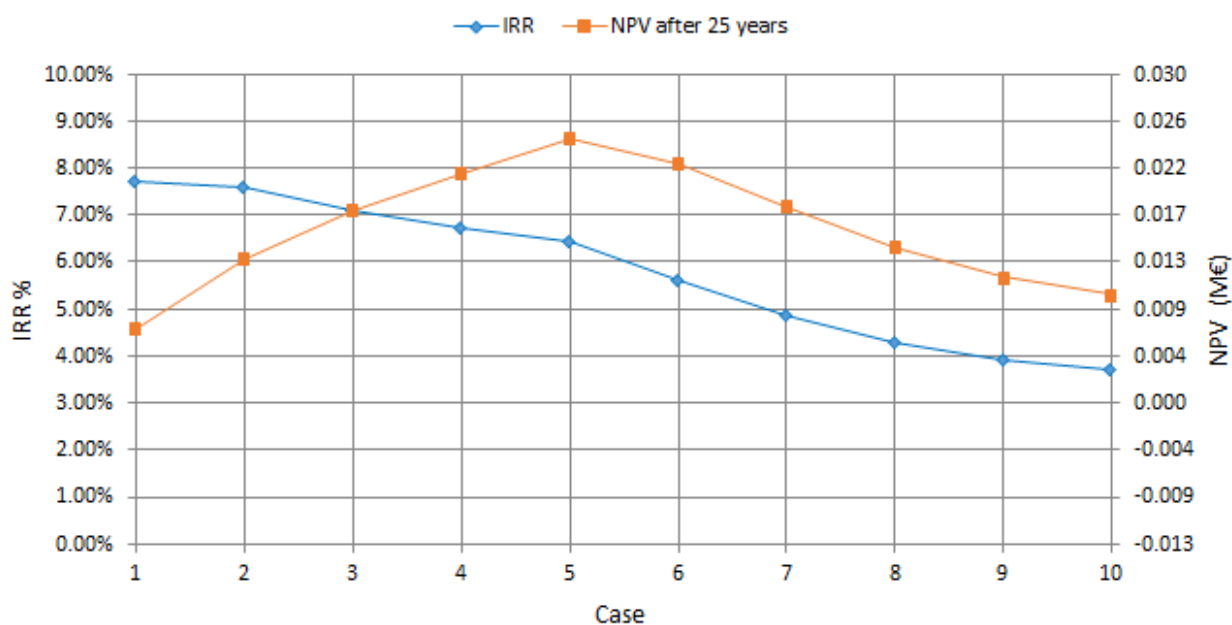


Figura 8.9 Autosufficienza Collecchio pensilina

L'IRR, la curva blu, ha un andamento decrescente, come accadeva anche per i casi precedenti. Affinché l'investimento sia fruttuoso e allo stesso tempo avere un rischio economico basso l'IRR deve essere maggiore del 6%. Dunque si possono eseguire i primi cinque casi. C'è un peggioramento rispetto al sito di Pinerolo dovuto a un

orientamento del sito di Collecchio più sfavorevole. Quindi è lecito aspettarsi un piccolo peggioramento degli altri parametri economici quali il NPV e il PBT.

La curva arancione rappresenta il NPV con la durata dell'impianto di 25 anni. Si nota dalla figura 8.3 che il NPV aumenta fino ad arrivare a un massimo in corrispondenza del quinto caso, pari a circa 24.000 € e poi diminuisce.

Riepilogando i casi migliori sono il quarto e il quinto che rispettivamente hanno una taglia di 24 kWp e di 30 kWp. A differenza del sito di Pinerolo tra questi casi migliori non vi è nessuno che prevede la presenza dell'accumulo elettrochimico. Inoltre su "RES tool" è stato calcolato che il quinto caso ha un PBT di 15 anni, mentre il sesto di 16 anni.

Infine è stata condotta anche un'analisi ambientale tramite il programma "RES tool". Come risulta dalla tabella 8.2 le tonnellate annue evitate di anidride carbonica per il quarto caso e per il quinto caso sono rispettivamente circa 15 e 19.

Nella tabella 8.2 sono riportati tutti i dati più importanti dell'impianto fotovoltaico costruito sulla pensilina per i casi migliori trovati con il programma "RES tool" ossia il quinto. I dati energetici sono riferiti al primo anno. Non sono stati riportati i valori dell'ultimo anno perché si era notato precedentemente che i valori dell'autoconsumo del venticinquesimo anno sono maggiori di circa il 5% rispetto al primo anno, e che i valori dell'autosufficienza del venticinquesimo anno sono minori di circa il 2% rispetto al primo anno.

Grandezze	Caso	
	Quarto	Quinto
Potenza (kWp)	24	30
Accumulo (kWh)	0	0
Energia prodotta (kWh/anno)	31.921	39.902
Energia specifica (kWh/kW/anno)	1.330	
Autoconsumo (%)	62	52
Autosufficienza (%)	33	35
Capex (€)	48.000	60.000
IRR (%)	6,7	6,4
NPV (€)	21.060	24.160
PBT (anni)	15	16
Emissioni annue CO2 evitate (tons/anno)	15,3	19,1

Tabella 8.2 Collecchio pensilina

- Angolo di tilt di 90° e angolo di orientazione di 0°

Per ogni caso, sono state calcolate le grandezze energetiche, ossia l'autoconsumo e l'autosufficienza, al primo anno di funzionamento dell'impianto, rappresentato dalla curva blu, e all'ultimo anno di funzionamento, ovvero 25 anni, rappresentato dalla curva arancione.

La figura 8.10 raffigura l'autoconsumo. La curva blu, ha valori leggermente inferiori rispetto alla curva rossa, ciò è dovuto all'invecchiamento del generatore fotovoltaico. La differenza tra le due curve è circa del 5%, come avveniva già precedentemente.

Si può assumere che i valori più importanti di autoconsumo sono quelli riferiti al quinto, sesto e decimo caso, che rispettivamente sono circa 63%, 58% e 46%. Sono più elevati del precedente caso perché l'esposizione e l'inclinazione dei pannelli è peggiore essendo posizionati verticalmente.

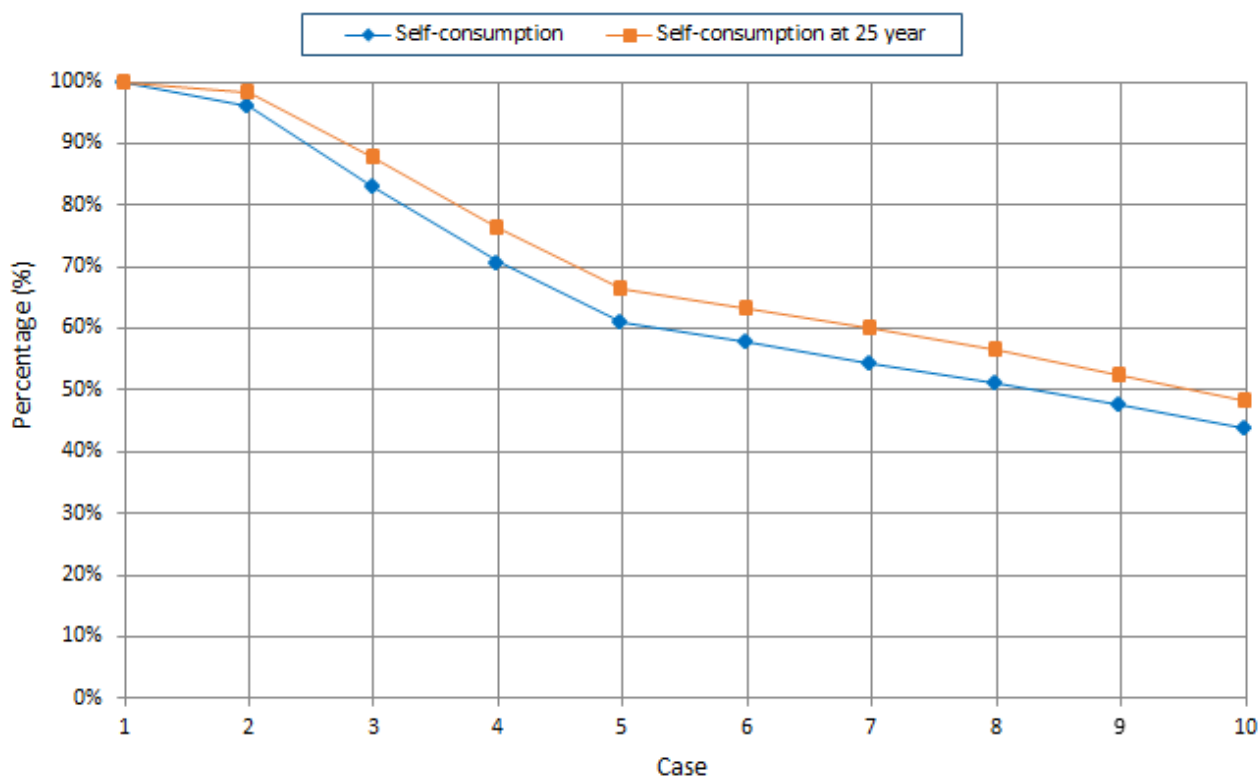


Figura 8.10 Autoconsumo Collecchio torre

La figura 8.11 raffigura l'autosufficienza. Entrambe le curve, quella riferita a inizio vita dell'impianto e quella riferita a fine vita dell'impianto, hanno un andamento molto simile: partono dal valore del 10%, per poi aumentare subito fino al secondo caso e successivamente l'aumento delle curve è meno repentino fino al quinto caso per poi aumentare quasi in maniera costante fino all'ultimo caso, dove il valore di autosufficienza raggiunto è circa il 40%.

Ripetendo lo schema già visto si assume che i valori più importanti di autosufficienza sono quelli riferiti al quinto, sesto e decimo caso, che rispettivamente sono circa 28%, 31% e 40%.

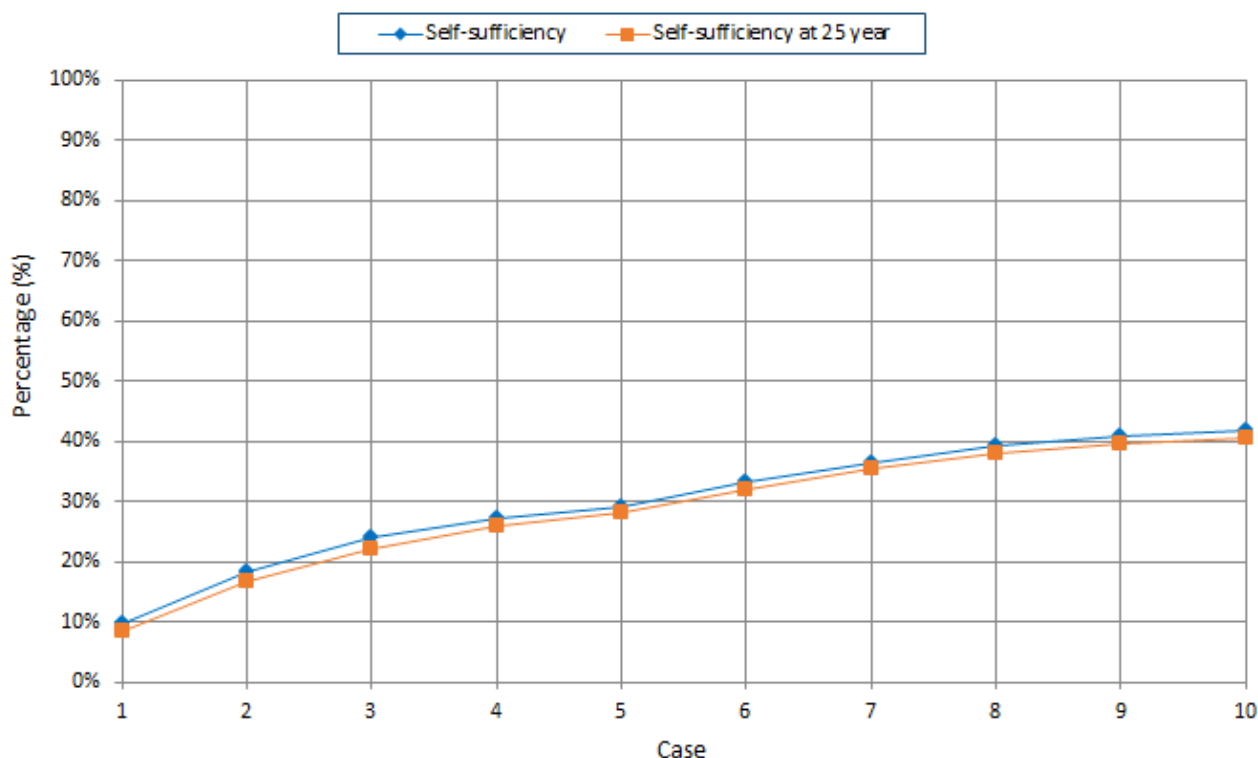


Figura 8.11 Autosufficienza Collecchio torre

Dopo aver analizzato i dati energetici, si è passato a esaminare le grandezze economiche. Nella pagina successiva è presente la figura 8.12, dove sono riportati l'IRR e il NPV .

L'IRR, la curva blu, ha un andamento decrescente, fino al quinto caso diminuisce in maniera quasi costante a causa dell'aumento del costo d'investimento dell'impianto. Successivamente, a partire dal sesto caso decresce in maniera più evidente, ma negli ultimi casi il decremento rallenta, come avveniva nel caso precedente. Per ogni caso, purtroppo l'IRR è minore del 6%, ciò indica che fin quando l'IRR è maggiore o uguale al 3% l'investimento ha un guadagno, ma l'investimento è molto rischioso, infatti il NPV, ossia la curva arancione, è positivo e raggiunge un massimo di circa 2.000 €, in corrispondenza del secondo e del terzo caso. A partire dal quinto caso l'IRR è minore del 3% e il NPV è negativo, quindi l'investimento sarebbe una perdita economica. Poiché l'IRR è sempre minore del 6% si è assunto che l'azienda non ha intenzione a realizzare l'investimento, per questo fatto non si è svolta l'analisi ambientale e non è stata riportata la tabella riepilogativa con i casi migliori su cui l'azienda poteva investire, come fatto già per il sito di Pinerolo.

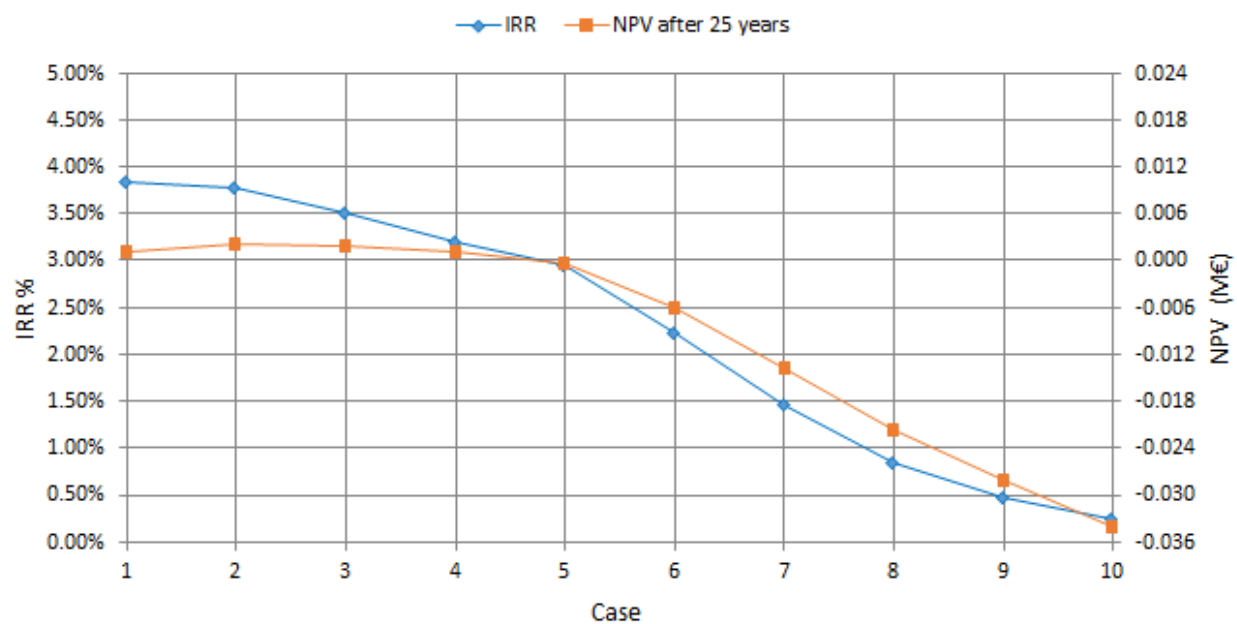


Figura 8.12 IRR e NPV Collecchio torre

In conclusione questi dati confermano quello che era già stato notato con lo studio di PVsyst, ossia è più conveniente posizionare i pannelli sulla pensilina ed eventualmente in numero minore anche sulla torre.

8.3 Sito di Domodossola

Il carico elettrico del sito di Pinerolo è pari a circa 44 MWh/anno. Per svolgere l'analisi di sensitività si sono considerati 10 casi di taglia dell'impianto: il primo ha una taglia di 4,4 kWp, il secondo di 8,8 kWp e così via fino a raggiungere una taglia di 44 kWp per l'ultimo caso. Inoltre a partire dal sesto caso è stato introdotto l'utilizzo di accumulo elettrochimico: quindi al sesto caso la taglia della batteria è di 4,4 kWh, al settimo la taglia è di 8,8 kWh e così via fino a raggiungere una taglia di 22 kWh al decimo caso.

Le configurazioni analizzate sono due come spiegato nella pagina precedente:

- 1) I pannelli sono posizionati solo sulla pensilina adiacente la torre con l'inclinazione migliore, ricavata da "PVGIS", pari a 40° e con l'orientazione del sito, ossia 40°.
- 2) I pannelli sono posizionati solo sulla torre, con un angolo di tilt pari a 90° e con l'orientazione pari a 0°.

Di seguito sono esposte le due configurazioni.

- Angolo di tilt di 40° e angolo di orientazione di 40°

Per ogni caso, sono state calcolate le grandezze energetiche, ossia l'autoconsumo e l'autosufficienza, al primo anno di funzionamento dell'impianto e all'ultimo anno di funzionamento, ovvero 25 anni.

Nella pagina seguente la figura 8.13 riporta l'autoconsumo. Sono presenti due curve, quella blu riferita al primo anno, mentre quella arancione all'ultimo anno. Entrambe le curve hanno un andamento molto simile: partono dal valore di 100%, subito dopo diminuiscono rapidamente fino al quinto caso e successivamente dal sesto caso il loro decremento rallenta fino al decimo caso, quando l'autoconsumo assume un valore di circa il 40%.

La curva riferita al primo anno, ossia quella blu, ha valori leggermente inferiori rispetto alla curva a fine vita dell'impianto, ovvero quella arancione, ciò è dovuto all'invecchiamento del generatore fotovoltaico. La differenza tra le due curve è circa del 5%.

Come fatto in precedenza, si assume che i valori più importanti di autoconsumo sono quelli riferiti al quinto, al sesto e al decimo caso, che rispettivamente sono circa 56%, 52% e 39%.

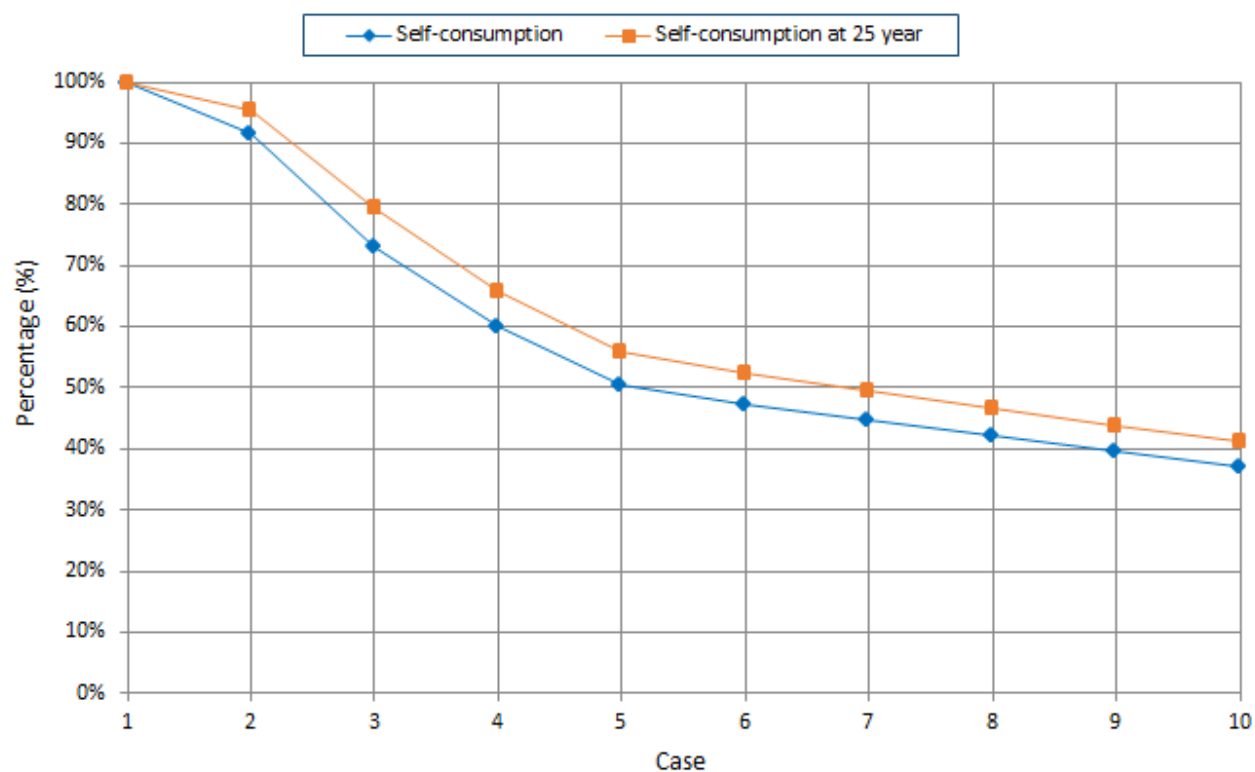


Figura 8.13 Autoconsumo Domodossola pensilina

La figura 8.14 raffigura l'autosufficienza.

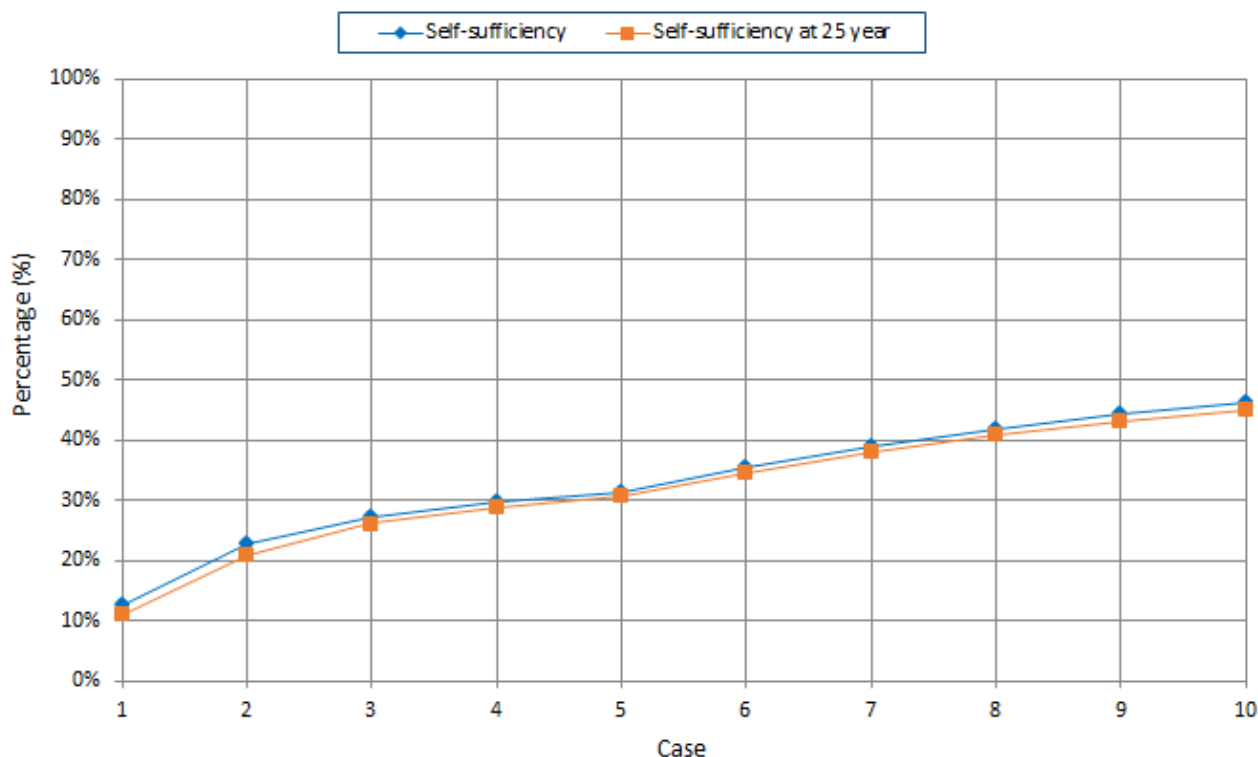


Figura 8.14 Autosufficienza Domodossola pensilina

Entrambe le curve, quella riferita a inizio vita dell'impianto e quella riferita a fine vita dell'impianto, hanno un andamento molto simile: partono dal valore del 10%, per

poi aumentare subito fino al secondo caso e successivamente l'aumento delle curve è meno repentino fino al quinto caso per poi aumentare quasi in maniera costante fino all'ultimo caso, dove il valore di autosufficienza raggiunto è circa il 45%.

La differenza tra le due curve è circa del 2%.

I valori più importanti di autosufficienza sono quelli riferiti al quinto, al sesto e al decimo caso, che rispettivamente sono circa 30%, 35% e 45%.

Dopo aver analizzato i dati energetici, si sono esaminate le grandezze economiche. Nella figura 8.15 sono riportati l'IRR e il NPV.

L'IRR, la curva blu, ha un andamento decrescente, fino al quinto caso diminuisce in maniera quasi costante a causa dell'aumento del costo d'investimento dell'impianto. Successivamente, a partire dal sesto caso decresce in maniera più evidente, ma negli ultimi casi il decremento rallenta. Affinché l'investimento sia fruttuoso e allo stesso tempo avere un rischio economico basso l'IRR deve essere maggiore del 6%. Dunque si possono eseguire i primi 2 casi. Rispetto agli altri due siti vi è un cospicuo peggioramento causato sia dal fatto che Domodossola è circondata da montagne e sia dalla non ottimale orientazione dell'impianto fotovoltaico.

La curva arancione rappresenta il NPV con la durata dell'impianto di 25 anni. Si nota dalla figura 8.15 che il NPV aumenta fino ad arrivare a un massimo in corrispondenza del quinto caso, pari a circa 10.000 € e poi diminuisce. Se l'azienda vuole fare l'investimento, in questo caso, potrebbe scegliere il quinto caso, ma esiste un rischio abbastanza elevato perché l'IRR è pari al 5%.

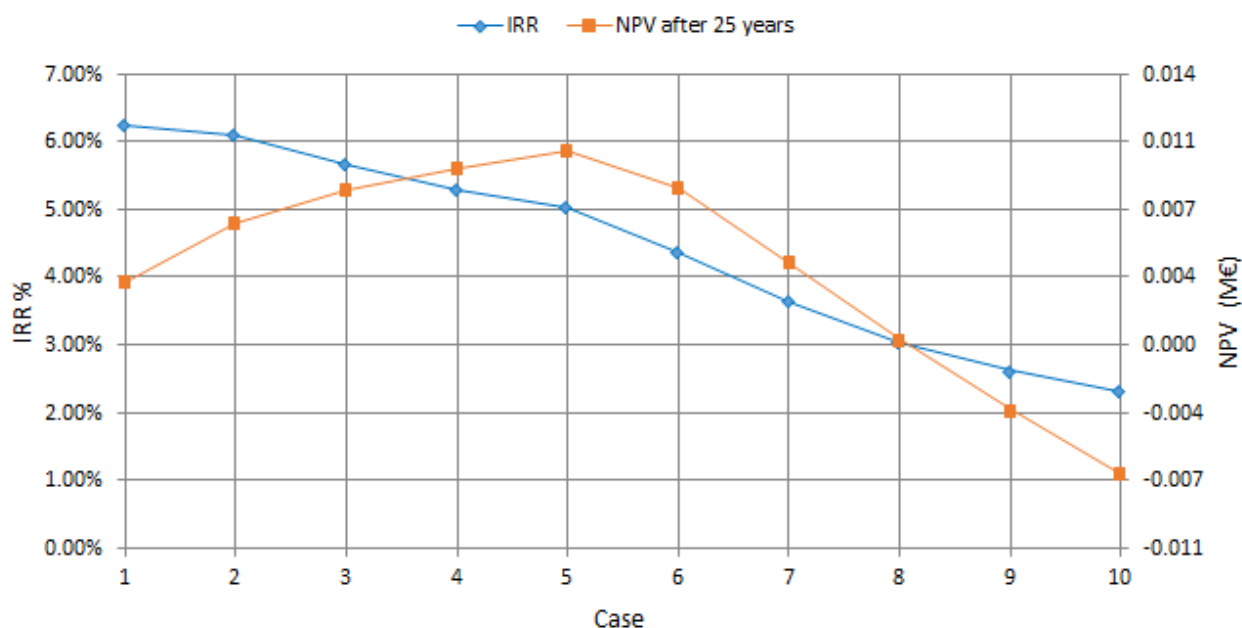


Figura 8.15 IRR e NPV Domodossola pensilina

Avendo scartato tutti i casi che hanno un IRR minore del 3%, gli unici casi che si possono considerare sono il primo e il secondo, che rispettivamente, hanno una taglia di 4,4 kWp e di 8,8 kWp. In entrambi i casi, l'accumulo elettrochimico non è previsto, come accadeva per il sito di Collecchio. Tramite il programma "RES tool" è stato calcolato che sia il primo caso sia il secondo caso ha un PBT di 16 anni,

Come risulta dalla tabella 8.3 le tonnellate annue evitate di anidride carbonica per il caso 1 e per il caso 2 sono rispettivamente 2,6 e 5,2.

Nella tabella 8.3 sono riportati tutti i dati più importanti dell'impianto fotovoltaico costruito sulla pensilina per i casi migliori trovati con il programma "RES tool". L'autosufficienza nei rispettivi casi è pari al 12% e al 23%.

Grandezze	Caso	
	Primo	Secondo
Potenza (kWp)	4,4	8,8
Accumulo (kWh)	0	0
Energia prodotta (kWh/anno)	5.470	10.940
Energia specifica (kWh/kW/anno)	1.243	
Autoconsumo (%)	100	92
Autosufficienza (%)	12	23
Capex (€)	8.800	17.600
IRR (%)	6,2	6,1
NPV (€)	3.286	6.272
PBT (anni)	16	16
Emissioni annue CO2 evitate (tons/anno)	2,6	5,2

Tabella 8.3 Domodossola pensilina

- Angolo di tilt di 90° e angolo di orientazione di 0°

Per ogni caso, sono state calcolate le grandezze energetiche, ossia l'autoconsumo e l'autosufficienza, al primo anno di funzionamento dell'impianto, rappresentato dalla curva blu, e all'ultimo anno di funzionamento, ovvero 25 anni, rappresentato dalla curva arancione.

La figura 8.16 raffigura l'autoconsumo. Entrambe le curve hanno un andamento molto simile: partono dal valore di 100%, subito dopo diminuiscono rapidamente fino al quinto caso e successivamente dal sesto caso il loro decremento rallenta fino al decimo caso, quando l'autoconsumo assume un valore di circa il 45%.

La curva riferita al primo anno, ha valori leggermente inferiori rispetto alla curva a fine vita dell'impianto, come avveniva precedentemente.

I valori più significativi di autoconsumo sono quelli riferiti al quinto, al sesto e al decimo caso, che rispettivamente sono circa 58%, 55% e 45%. Sono più elevati del precedente caso perché l'esposizione e l'inclinazione dei pannelli è peggiore essendo posizionati verticalmente.

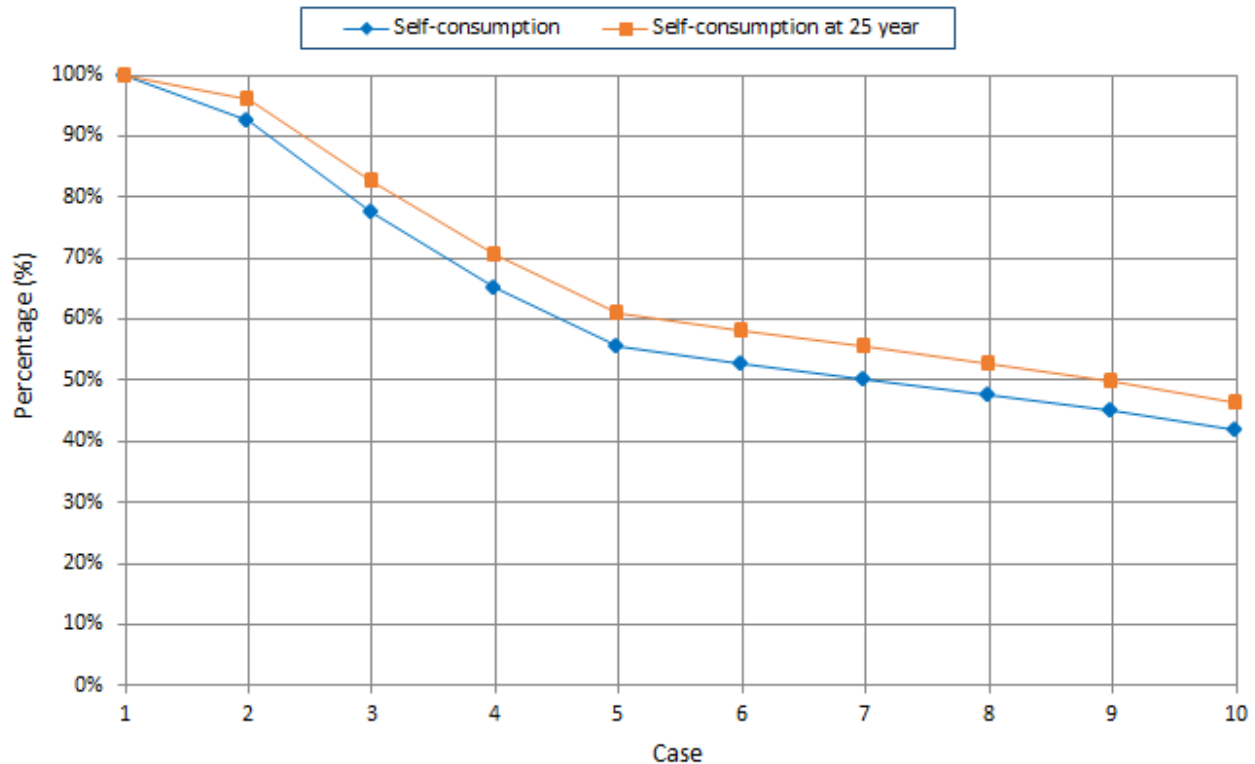


Figura 8.16 Autoconsumo Domodossola torre

La figura 8.17 raffigura l'autosufficienza. Entrambe le curve, quella riferita a inizio vita dell'impianto e quella riferita a fine vita dell'impianto, hanno un andamento molto simile: partono dal valore del 10%, per poi aumentare subito fino al secondo caso e successivamente l'aumento delle curve è meno repentino fino al quinto caso per poi aumentare quasi in maniera costante fino all'ultimo caso, dove il valore di autosufficienza raggiunto è circa il 40%.

Le considerazioni già fatte sull'andamento delle curve restano valide.

Seguendo il solito schema, si assume che i valori più significativi di autosufficienza sono quelli riferiti al quinto, al sesto e al decimo caso, che rispettivamente sono circa 28%, 31% e 40%.

Sono stati scelti questi casi perché

- 1) Il quinto corrisponde all'ultimo caso senza accumulo,
- 2) Il sesto corrisponde al primo caso con accumulo,
- 3) Il decimo è l'ultimo caso e vi è ancora l'accumulo.

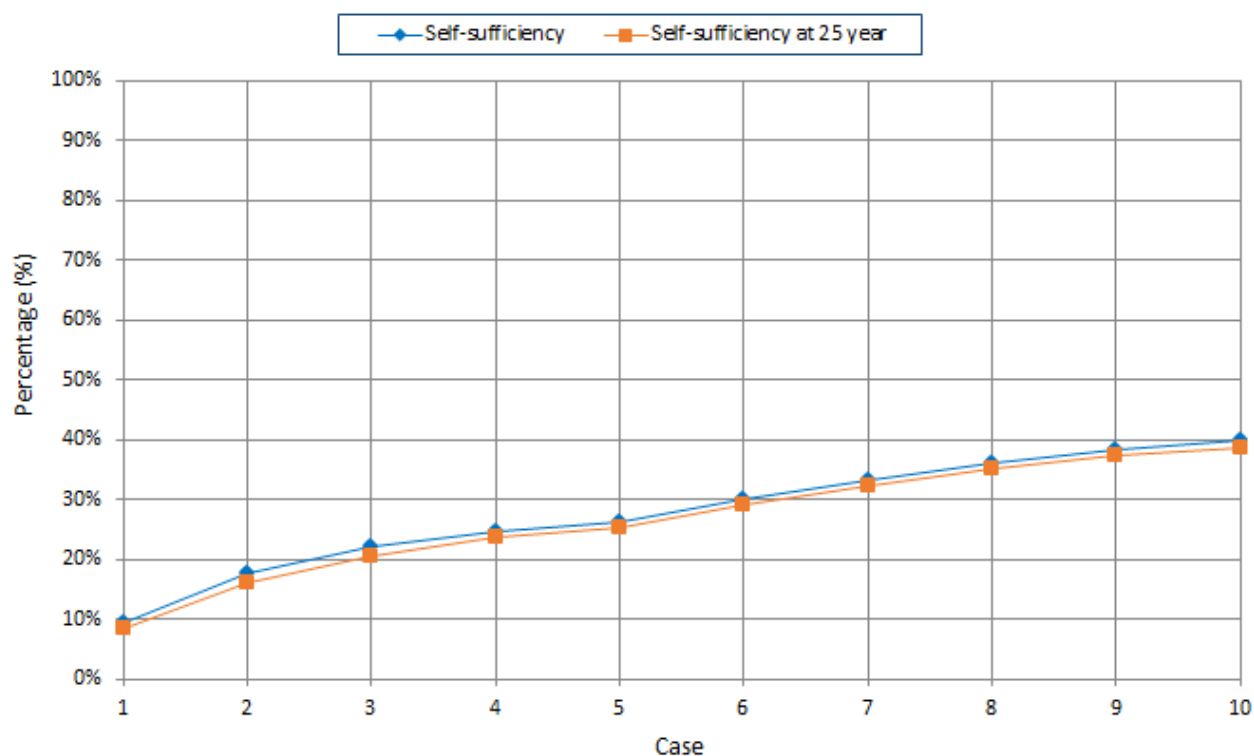


Figura 8.17 Autosufficienza Domodossola torre

Nella figura 8.18 sono riportati l'IRR e il NPV.

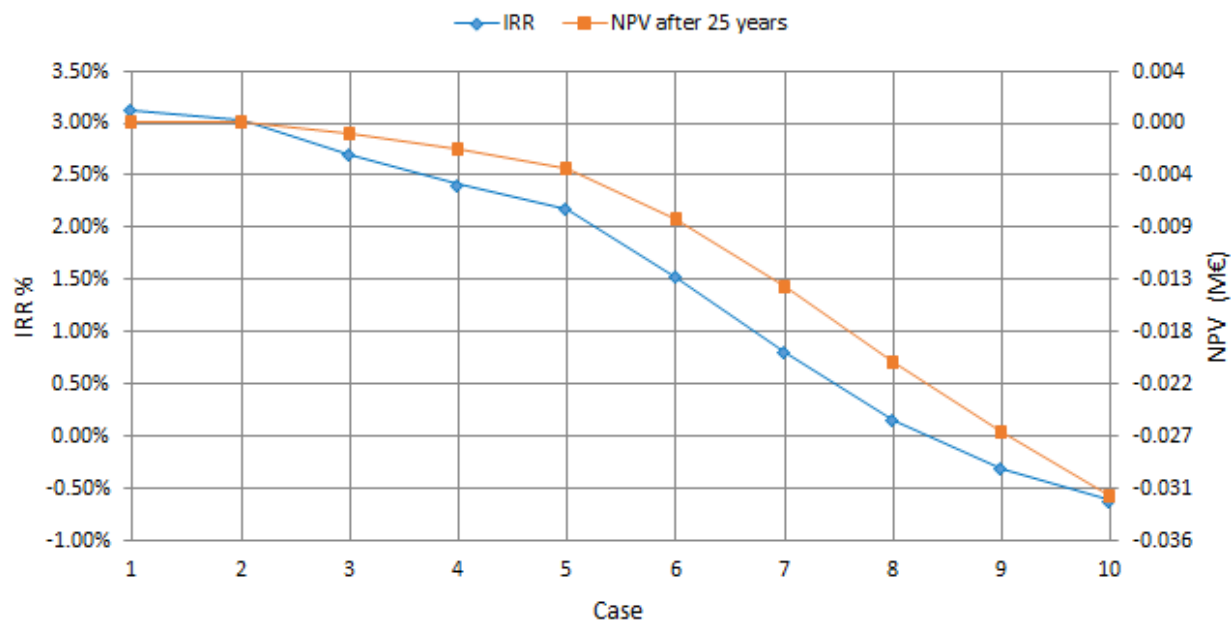


Figura 8.18 IRR e NPV Domodossola torre

L'IRR, la curva blu, ha un andamento decrescente, fino al quinto caso diminuisce in maniera quasi costante a causa dell'aumento del costo d'investimento dell'impianto. Successivamente, a partire dal sesto caso decresce in maniera più evidente, ma negli ultimi casi il decremento rallenta, come avveniva nel caso precedente.

Per ogni caso, purtroppo l'IRR è minore del 6% e solamente nei primi due casi, è maggiore del 3%. Di conseguenza il NPV è ancora positivo, ma a partire dal terzo caso è negativo. Il massimo del NPV è in corrispondenza dei primi due casi, poi il calo è sempre più cospicuo, fino all'ultimo caso.

Come fatto per il sito di Pinerolo e di Collecchio, non è stata svolta l'analisi ambientale e non è stata riportata la tabella con i casi migliori perché l'investimento si trasformerebbe in una perdita.

Con il passare del tempo le prestazioni energetiche diventano peggiori, dovute all'invecchiamento dell'impianto fotovoltaico. Per questo motivo la produzione energetica annua diminuisce negli anni, ciò influenza l'autosufficienza e l'autoconsumo. Difatti nei tre siti si è osservato che la differenza tra l'autosufficienza calcolata al primo anno e quella calcolata a fine vita dell'impianto fotovoltaico è del 2%; mentre la differenza dell'autoconsumo calcolato al primo anno e calcolato all'ultimo anno, è pari al 5%. I due dati sono diversi a causa della definizione di autosufficienza e di autoconsumo, ossia rispettivamente la 2.1 e la 2.2 di pagina 36.

Infatti nella definizione di autosufficienza la produzione energetica non compare in maniera implicita, ma al numeratore c'è una grandezza energetica che dipende da essa ossia, la produzione energetica che effettivamente è utilizzata dalla torre di telecomunicazione. Questa quantità diminuisce con il passare degli anni, perciò anche l'autosufficienza diminuisce. Il discorso cambia nel caso della definizione di autoconsumo, perché la produzione energetica compare ed è al denominatore. Essa diminuisce con il passare del tempo, perciò l'autoconsumo aumenta.

9 Conclusioni

Con questo lavoro di tesi si sono volute analizzare diverse soluzioni per rendere il più autosufficienti possibili tre torri di telecomunicazioni situate nel nord Italia. Il risultato specifico, dovuto alla località e al carico, consiste nel fatto che il sito di Pinerolo

ha un'autosufficienza più elevata rispetto agli altri due siti, per la migliore esposizione e un fabbisogno elettrico intermedio. Il risultato generale, ossia valido per qualsiasi torre di telecomunicazione nel mondo, è che i pannelli che danno il maggior contributo, sono quelli posti sulla pensilina, la quale deve avere un azimut e un'inclinazione ottimale; inoltre i moduli posizionati sulla torre con un angolo di tilt prossimo ai 90° danno un contributo molto minore. Per aumentarne il contributo, l'unica strada percorribile, compatibilmente con i vincoli strutturali, è quella di posizionare i pannelli con un'inclinazione ottimale riferita all'azimut. Dal punto di vista energetico ed economico questa è la soluzione migliore in assoluto. Nell'analisi economica si è notato che non sempre è conveniente utilizzare i moduli con le prestazioni migliori, ma può essere più opportuno acquistare pannelli più grandi di quelli standard e con costo e prestazioni leggermente inferiori. Sempre in questa analisi è stato notato che l'accumulo elettrochimico, pur aumentando l'autosufficienza, ha valori economici peggiori rispetto al caso senza batteria. Ciò è dovuto all'elevato prezzo dell'accumulo. Nel futuro prossimo si prevede che il costo diminuirà rendendo questa tecnologia più vantaggiosa.

Gli studi nel settore energetico stanno avanzando spinti soprattutto dalla transizione energetica di questi anni, quindi ci si potrebbe aspettare un ulteriore aumento di rendimento dei moduli, riuscendo a produrre più energia elettrica a parità di area occupata dai pannelli. Una soluzione innovativa potrebbe essere la progettazione di una torre di telecomunicazione provvista già di moduli fotovoltaici con un'inclinazione ottimale per coprire parte del fabbisogno energetico dell'impianto. In parallelo si potrebbe eseguire uno studio per determinate località, allo scopo di costruire un database nel quale sono disponibili valori di energia elettrica prodotta nel caso di presenza di pensilina orientate nelle condizioni migliori. Inoltre nel caso di un sito ventoso e posto in aperta campagna, si potrebbe pensare di sfruttare l'energia eolica del vento tramite il micro-eolico, costruito nelle vicinanze dell'impianto, a patto che la torre con i pannelli non influenzi tanto la velocità del vento.

Nel breve termine l'autosufficienza completa non è raggiungibile, volendo avere un guadagno economico (i valori attuali dell'autosufficienza sono circa il 30-35%), ma nel lungo termine valori molto più elevati o addirittura il 100% sono raggiungibili, tramite soluzioni intelligenti e sfruttando più fonti energetiche.

Un aspetto che non è stato analizzato poiché non rientrava negli obiettivi della tesi è la sicurezza degli impianti fotovoltaici sulle torri di telecomunicazioni. Una problematica, legata a queste strutture metalliche molto alte, è rappresentata dalle scariche elettriche durante i temporali. Esiste una norma del comitato elettrotecnico

italiano (CEI), la CEI EN 62305, che tratta la valutazione del rischio dovuto ai fulmini, la progettazione delle misure di protezione e la loro realizzazione.

In conclusione si può reputare che l'utilizzo dei pannelli fotovoltaici per la generazione di elettricità per rendere parzialmente indipendenti le torri di telecomunicazioni è una valida soluzione, in particolar modo in quelle località che hanno un irraggiamento annuale elevato.

Si ricorda che il modello usato in "RES tool" è lo stesso di PVsyst, ossia il modello NOCT. La differenza che si ha confrontando i risultati ottenuti dai due software è sostanzialmente causata dai dati immessi e dal funzionamento non proprio uguale. Per esempio, alcuni valori economici calcolati da PVsyst, come il PBT, sono ottenuti non considerando il tasso d'interesse, ovvero sono ottenuti utilizzando la formula semplificata.

È necessario considerare che questi software, nonostante non siano perfetti, possono dare una stima abbastanza giusta sulle prestazioni energetiche ed economiche. Questo sta a significare che, durante la fase di progettazione di qualsiasi impianto, l'ingegnere non si debba affidare solamente ai programmi di calcolo, ma debba interpretare i risultati ottenuti, grazie alle sue conoscenze e all'esperienza maturata sul campo. In questo modo l'ingegnere può stabilire se la stima ottenuta è giusta oppure se è sbagliata.

Di seguito sono esposte alcune conclusioni, prima sui risultati ottenuti tramite PVsyst e successivamente sui risultati ottenuti tramite "RES tool".

9.1 Conclusioni sui risultati ottenuti da PVsyst

Considerando solo le tre fasi di studio, quindi trascurando la fase zero, generalmente la torre migliore dal punto di vista energetico ed economico è quella a sezione esagonale in tutti e tre i siti. La soluzione da privilegiare è quella che prevede il posizionamento dei moduli fotovoltaici sia sulla pensilina e sia sulla torre con un angolo di tilt di 35° per il lato della torre esposto a sud e con un angolo di 25° per i lati esposti a sudest e sudovest. Se si vuole privilegiare l'aspetto energetico questa soluzione deve prevedere l'utilizzo di accumulo elettrochimico, altrimenti si privilegia l'aspetto economico che non prevede l'uso di batterie. Sarà l'azienda a decidere quale aspetto privilegiare. Di seguito sono riportati i valori più rappresentativi, ossia l'autosufficienza e l'IRR, delle due opzioni.

- Opzione senza batteria

L'autosufficienza ottenuta nei tre siti è pari a:

- 1) A Pinerolo è: 30%
- 2) A Collecchio è: 27%
- 3) A Domodossola è: 30%

L'IRR nei tre siti è pari a:

- 1) A Pinerolo è: 10,4%
- 2) A Collecchio è: 10,1%
- 3) A Domodossola è: 9,1%

- Opzione con batteria

L'autosufficienza ottenuta nei tre siti è pari a:

- 1) A Pinerolo è: 34%
- 2) A Collecchio è: 28%
- 3) A Domodossola è: 35%

L'IRR nei tre siti è pari a:

- 1) A Pinerolo è: 7,2%
- 2) A Collecchio è: 8,4%
- 3) A Domodossola è: 6,0%

Questi dati sono riferiti alla torre alta 30 m. Non sono stati riportati i dati riferiti alla torre alta 24 m perché sono leggermente inferiori.

Per eseguire un confronto più equo tra i tre tipi di torre, ossia torre a sezione triangolare, torre a sezione esadecagonale e torre a sezione esagonale, si deve considerare lo stesso posizionamento dei moduli fotovoltaici. Perciò si prende in esame la soluzione che prevede di posizionare i pannelli fotovoltaici sulla torre con un angolo di tilt di 90° e sulla pensilina di un angolo di tilt di circa 30°. Confrontando i dati delle tre soluzioni si può concludere che la torre a sezione esagonale ha risultati sempre migliori delle altre due torri. Ciò è vero perché il costo dei pannelli è minore, per esempio rispetto alla fase due e anche perché la geometria della torre a sezione esagonale è più adatta rispetto alla geometria delle altre due torri.

Buoni risultati si sono ottenuti con la fase zero, comunque sono risultati leggermente peggiori rispetto alla fase tre, ma considerando il fatto che la fase zero non prevede la sostituzione della torre, sarebbe da preferire. Quindi l'azienda potrebbe procedere con l'installazione della pensilina su cui posizionare i pannelli fotovoltaici

Nel caso in cui l'azienda abbia l'intenzione di ampliare la propria rete di torri di telecomunicazioni, una valida opzione è la torre a sezione esadecagonale.

Sono riportati i dati più significativi della fase zero:

L'autosufficienza ottenuta nei tre siti è pari a:

- 1) A Pinerolo è: 21%
- 2) A Collecchio è: 24%
- 3) A Domodossola è: 29%. Questo è l'opzione senza batteria, perché l'opzione che prevede l'utilizzo dell'accumulo elettrochimico è un investimento molto rischioso, infatti l'autosufficienza ottenuta sarebbe pari al 35%, ma l'IRR è uguale al 3,2%.

L'IRR nei tre siti è pari a:

- 1) A Pinerolo è: 9,6%
- 2) A Collecchio è: 6,2%
- 3) A Domodossola è: 6,4%

9.2 Conclusioni sui risultati ottenuti da “RES tool”

Dallo studio effettuato tramite “RES tool” si possono trarre le seguenti conclusioni a cui si era giunti già precedentemente con PVsyst:

- 1) Pinerolo è il sito che ha i risultati migliori rispetto agli altri tre siti, a causa della sua migliore orientazione.
- 2) Posizionare i pannelli fotovoltaici sulla pensilina è molto conveniente rispetto alla torre. Ciò non esclude la possibilità di installare i pannelli sulla torre. Per eventuali e futuri progetti lo studio dovrebbe partire dal dimensionamento dell'impianto fotovoltaico installato sulla pensilina e nel caso in cui i valori di autosufficienza non sono soddisfacenti, ma i risultati economici sono positivi, si dovrebbe considerare la soluzione di posizionare altri pannelli sulla torre di telecomunicazione. L'installazione dei pannelli sulla torre ha come requisito fondamentale quello di rispettare i vincoli economici. Infine è preferibile posizionare i pannelli sulla torre in maniera inclinata.

Come fatto precedentemente per PVsyst, anche per il programma “RES tool” sono riportati i dati energetici ed economici più importanti, ossia l'autosufficienza e l'IRR, dei casi migliori. Quindi si riportano i dati della soluzione che considera di posizionare i pannelli solo sulla pensilina.

Si ricorda che i casi migliori per Pinerolo sono il quinto ed il sesto, mentre per Collecchio sono il quarto ed il quinto e infine per Domodossola sono il primo ed il secondo. A Collecchio e a Domodossola questi casi non prevedono l'utilizzo dell'accumulo elettrochimico.

I valori di autosufficienza sono:

- Per Pinerolo
 - 1) 35%, raggiunta nel quinto caso, si ricorda che non vi è la batteria
 - 2) 39%, raggiunta nel sesto caso, si ricorda che vi è la batteria
- Per il sito di Collecchio:
 - 1) 33%, raggiunta nel quarto caso.
 - 2) 35%, raggiunta nel quinto caso.

- Per il sito di Domodossola:
 - 1) 12%, raggiunta nel primo caso.
 - 2) 23%, raggiunta nel secondo caso.

I valori dell'IRR sono:

- Per Pinerolo
 - 1) 7,3%, nel quinto caso.
 - 2) 6,6%, nel sesto caso.
- Per il sito di Collecchio:
 - 1) 6,7%, nel quarto caso.
 - 2) 6,4%, nel quinto caso.
- Per il sito di Domodossola:
 - 1) 6,2%, nel primo caso.
 - 2) 6,1%, nel secondo caso.

Bibliografia

1. Sito internet [online]: http://www.icsanfrancescodassisibiella.it/wp-content/uploads/2015/02/la_pila_di_alessandro_volta.pdf
2. Sito internet [online]: <https://www.isprambiente.gov.it/it/archivio/notizie-e-novita-normative/notizie-ispra/2020/08/earth-overshoot-day-2020>
3. Sito internet [online]:
https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it
4. Sito internet [online]: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it
5. Sito internet [online]:
<https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>
6. Spertino, Lezioni di "Sistemi per la produzione dell'energia elettrica" - Politecnico di Torino, A.A.2011-2012
7. F. Spertino, R. Carelli, "Impianti fotovoltaici di piccola taglia", CLUT, 2008
8. F. Spertino, A. Abete, "Generatori e Impianti Fotovoltaici", Dip. Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, CELID, 2001.
9. F. Spertino, "Conversione Fotovoltaica dell'Energia", Dip. Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, Dispensa 2010.
10. Albert Einstein "Relazione scientifica" del 17 marzo 1905
11. "Westinghouse silicon controlled rectifier designers' handbook" 1^a edizione anno 1963

12. Alessandro Ciocia, Angela Amato, Paolo Di Leo, Stefania Fichera, Gabriele Malgaroli, Filippo Spertino, Slavka Tzanova: "Self-Consumption and Self-Sufficiency in Photovoltaic Systems: Effect of Grid Limitation and Storage Installation" 2021
13. Sito internet [online]
http://corsiadistanza.polito.it/corsi/pdf/01ARJDK/lezioni_analisi_investimenti.pdf
14. Sito internet [online]
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213016044>
15. F. Spertino, A. Ciocia, P. Di Leo, R. Tommasini e I. Berardone, M. Corrado, A. Infuso, M. Paggi, «A power and energy procedure in operating photovoltaic systems to quantify the losses according to the causes,» Solar Energy, vol. 118, 2015.
16. A. Miller, E. Muljadi, D.S. Zinger, "A variable speed wind turbine power control," Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 12, no. 2, pp. 181-186, 1997.
17. M. Cacciato, G. Nobile, G. Scarcella and G. Scelba, «Real-Time Model-Based Estimation of SOC and SOH for Energy Storage Systems», IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, n. 1, pp. 794-803, 2016.
18. D. Guasch, S. Silvestre, «Dynamic battery model for photovoltaic applications,» Prog PVs: Res Appl, vol. 11, pp. 193-206, 2003.
19. Roberts, Justo José, Mendiburu Zevallos, Andrés A, and Cassula, Agnelo Marotta. "Assessment of Photovoltaic Performance Models for System Simulation." Renewable & Sustainable Energy Reviews 72 (2017): 1104-123. Web

20. Malamaki, Kyriaki-Nefeli D, and Demoulias, Charis S. "Minimization of Electrical Losses in Two-Axis Tracking PV Systems." IEEE Transactions on Power Delivery 28.4 (2013): 2445-455. Web
21. Sito internet [online]
https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2020.pdf