

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

TESI DI LAUREA

in

Tecnologie innovative per la produzione, il trasporto e l'accumulo dell'energia elettrica M

PROGETTAZIONE E ANALISI DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN BASSA TENSIONE E AUTOCONSUMO COLLETTIVO

CANDIDATO
Emanuele Zanella

RELATORE
Prof. Ing. Davide Fabiani

CORRELATORI
Per. Ind. Ernesto Stigliani
Per. Ind. Marco Lazzari

Anno Accademico 2021/2022
Sessione III

Abstract

La tesi si propone di fornire un'analisi degli impianti fotovoltaici in bassa tensione sia dal punto di vista progettuale che economico e analizzare il recente schema di autoconsumo collettivo. Nel capitolo introduttivo viene esaminata l'evoluzione del settore fotovoltaico, con particolare attenzione all'incremento dell'utilizzo dei sistemi di accumulo negli impianti italiani e agli incentivi attualmente previsti al fotovoltaico dalla legislazione italiana. Nei tre capitoli successivi viene analizzato lo stato dell'arte del fotovoltaico e la normativa italiana per la connessione degli impianti. In particolare, viene discusso il funzionamento della tecnologia fotovoltaica e le diverse tipologie di celle, analizzando le tre generazioni del fotovoltaico. Inoltre, vengono esaminati gli altri componenti presenti negli impianti, con una particolare attenzione ai sistemi di accumulo litio-ione, che verranno utilizzati nei progetti successivi. Viene anche discusso il procedimento burocratico necessario per la connessione alla rete e gli schemi di connessione alla rete di bassa tensione previsti dalla CEI 0-21. Successivamente la tesi prevede l'analisi di tre progetti differenti. Il primo riguarda la progettazione di un impianto residenziale di piccola taglia che si trova ad affrontare le problematiche causate dagli ombreggiamenti generati dai camini, comportando l'utilizzo di ottimizzatori. Viene discussa la pratica di connessione in iter semplificato e viene effettuata un'analisi economica riguardante la convenienza dell'installazione dell'impianto, della convenienza del sistema di accumulo e degli ottimizzatori in tre scenari di costo dell'energia differenti. Il secondo riguarda la progettazione di un impianto residenziale di piccola taglia con ridotto ombreggiamento. Viene discussa la pratica di connessione in iter ordinario e viene effettuata un'analisi economica riguardante la convenienza dell'installazione dell'impianto e della convenienza del sistema di accumulo suddividendo i consumi dell'utente nelle fasce di consumo e considerando una tariffa bioraria. L'analisi è stata effettuata considerando il costo dell'energia precrisi e di crisi energetica. L'ultimo progetto riguarda un impianto condominiale nello schema di autoconsumo collettivo. Vengono discussi i risultati della progettazione eseguita con il software SOLergo e in particolare viene mostrato il calcolo del carico vento secondo la normativa NTC 2018 e viene effettuata la verifica a ribaltamento per controllare la stabilità del sistema. Successivamente viene effettuata un'analisi dettagliata degli ombreggiamenti su PVsyst attraverso la realizzazione tridimensionale del condominio. Viene poi analizzato lo schema dell'autoconsumo collettivo per poi effettuare un'analisi economica complessiva con l'obiettivo di analizzare l'influenza degli incentivi presenti, in particolare per l'autoconsumo collettivo e valutare se l'installazione del sistema di accumulo risulti conveniente per i condomini. Gli obiettivi della tesi sono dunque: lo studio della progettazione degli impianti FV in bassa tensione; l'analisi della convenienza economica degli impianti al netto degli attuali incentivi previsti con diversi scenari di costo dell'energia elettrica; i benefici economici dati dall'utilizzo dei sistemi di accumulo e l'analisi economica del recente schema di autoconsumo collettivo.

Indice

1 - Introduzione.....	6
1.1 – Panorama energetico mondiale	6
1.2 – Panorama energetico italiano	8
1.3 – Energia solare	9
1.4 – L’evoluzione del FV in Italia	10
1.5 – Incentivi al fotovoltaico	12
1.6 – Comunità energetiche e autoconsumo collettivo	13
2 - Tecnologia fotovoltaica	15
2.1 - Generalità sulla teoria delle bande.....	15
2.2 - Drogaggio dei semiconduttori	18
2.3 - Fotoassorbimento	18
2.4 - Principio di funzionamento di una cella fotovoltaica.....	20
2.5 – Schema costruttivo cella FV	21
2.6 - Caratteristiche elettriche delle celle fotovoltaiche	22
2.6.1 - La caratteristica corrente – tensione	22
2.6.2 - Fattore di riempimento ed efficienza di conversione.....	24
2.6.3 - Variazione della caratteristica corrente - tensione	25
2.7- Tipologie di celle	26
2.7.1 - Celle a film spesso (celle di I generazione)	27
2.7.1.1 - Silicio monocristallino	27
2.7.1.2 - Silicio policristallino	28
2.7.1.3 - Arseniuro di gallio (GaAs).....	28
2.7.2 - Celle a film sottile (<i>thin film</i>) o di II generazione.....	29
2.7.2.1 - Silicio amorfo (a-Si).....	29
2.7.2.2 – Thin film policristallini.....	29
2.7.2.3 – Celle multigiunzione	30
2.7.2.4 – Celle solari a colorante “ <i>Dye sensitized</i> ”	31
2.7.3 - Celle solari di III generazione in materiale polimerico	32
2.7.3.1 - Principio e meccanismo di funzionamento	33
2.8 – Il campo fotovoltaico	35
2.9 – Diagramma solare	36

2.10 – Dati nominali	37
3- Componenti dei sistemi fotovoltaici.....	38
3.1 - Sistema di accumulo.....	38
3.2 – Inverter.....	41
3.2.1 – Inseguitore del punto di massima potenza (MPPT)	41
3.2.2 – Convertitori DC-DC (<i>chopper</i>)	42
3.2.3 – Convertitori DC-AC (<i>inverter monofase</i>)	43
3.3 – Cavi.....	48
3.4 – Ottimizzatori di potenza.....	49
3.5 – Zavorre.....	51
4 - Aspetti normativi e progettuali	52
4.1 - Iter ordinario ed iter semplificato	52
4.2 – Parallelo con la rete BT	53
4.3 – Gruppi di misura	56
4.4 – Generalità sulle protezioni contro le sovratensioni.....	57
5 - Progettazione impianto fotovoltaico di 3.68 kW	58
5.1 - Analisi preliminare	58
5.2 - Procedura di progettazione	58
5.2.1 - Scelta dei moduli.....	58
5.2.2 - Relazione tecnica	59
5.2.2.1 - Verifica del corretto accoppiamento tra ottimizzatori e moduli	61
5.2.3 – Tavola posizionamento moduli	64
5.2.4 – Tavola dei particolari costruttivi	65
5.2.5 – Schema elettrico unifilare.....	66
5.3 – Pratica legislativa.....	68
Modello unico parte I	68
Regolamento di esercizio e Modello unico parte II	68
5.4 – Analisi con PVsyst.....	69
5.5 – Valutazioni economiche.....	75
6 - Progettazione impianto fotovoltaico di 5 kW	80
6.1 - Analisi preliminare	80
6.2 - Procedura di progettazione	80
6.2.1 - Scelta dei moduli.....	80
6.2.2 – Relazione tecnica.....	81

6.2.2.1 - Verifica del corretto accoppiamento tra inverter e moduli	82
6.2.3 – Tavola posizionamento moduli	85
6.2.4 – Tavola dei particolari costruttivi	85
6.2.5 – Schema elettrico unifilare.....	87
6.3 – Pratica legislativa	89
6.3.1 - Domanda di connessione	89
6.3.2 - Preventivo	89
6.3.3 - Portale Terna (Gaudi)	90
6.3.4 - Procedimento iter autorizzativo	90
6.3.5 - Fine lavori e regolamento di esercizio	90
6.3.6 - GSE	91
6.4 – Analisi con PVsyst.....	91
6.5 – Valutazioni economiche.....	93
7 – Impianto FV condominiale con autoconsumo collettivo	100
7.1 - Analisi preliminare	100
7.2 - Procedura di progettazione	100
7.2.1 - Scelta dei moduli.....	100
7.2.2 – Relazione tecnica.....	101
7.2.2.1 - Verifica del corretto accoppiamento tra ottimizzatori e moduli	104
7.2.3 – Tavola posizionamento moduli	106
7.2.4 – Tavola dei particolari costruttivi	108
7.2.4.1 - Verifica a ribaltamento.....	113
7.2.5 – Schema elettrico unifilare.....	115
7.3 – Analisi con PVsyst.....	117
7.4 – Autoconsumo collettivo	123
7.4.1 – Contributi economici riconosciuti	125
7.5 – Valutazioni economiche.....	126
Conclusioni.....	136
Appendice A	138
Appendice B	139
Bibliografia.....	144

1 - Introduzione

In questo capitolo introduttivo, viene esaminato il fotovoltaico nel contesto energetico globale-nazionale e si approfondiscono i motivi per cui esso si rivela essere una delle principali tecnologie da prendere in considerazione nell'attuale rivoluzione energetica.

1.1 – Panorama energetico mondiale

Nel 2021 il fabbisogno energetico mondiale è stato stimato in circa 595,15 EJ (“Statistical Review of World Energy”), rispetto ai 520,9 EJ del 2011. Secondo le stime delle Nazioni Unite la popolazione mondiale ammontava nel 2021 a 7,84 miliardi di persone, ciò significa che il consumo pro capite di energia primaria è di circa $1,65 \cdot 10^{14} / (7,91 \cdot 10^9)$ MWh/abitante = 20,86 MWh/abitante $\approx 1,79$ tep¹/abitante. Il fabbisogno pro-capite di energia è un indicatore fondamentale del livello di sviluppo di un paese, nonché un importante indicatore dal punto di vista della politica ambientale. Le nazioni più sviluppate industrialmente e con un tenore di vita più elevato presentano un consumo di energia pro-capite più elevato rispetto ai paesi in via di sviluppo. Ma c'è da aspettarsi che il consumo di energia pro-capite dei paesi in via di sviluppo aumenti, aspirando al medesimo livello di benessere. In fig. 1.1 viene illustrata la disparità in termini di consumo di energia pro-capite a livello mondiale.

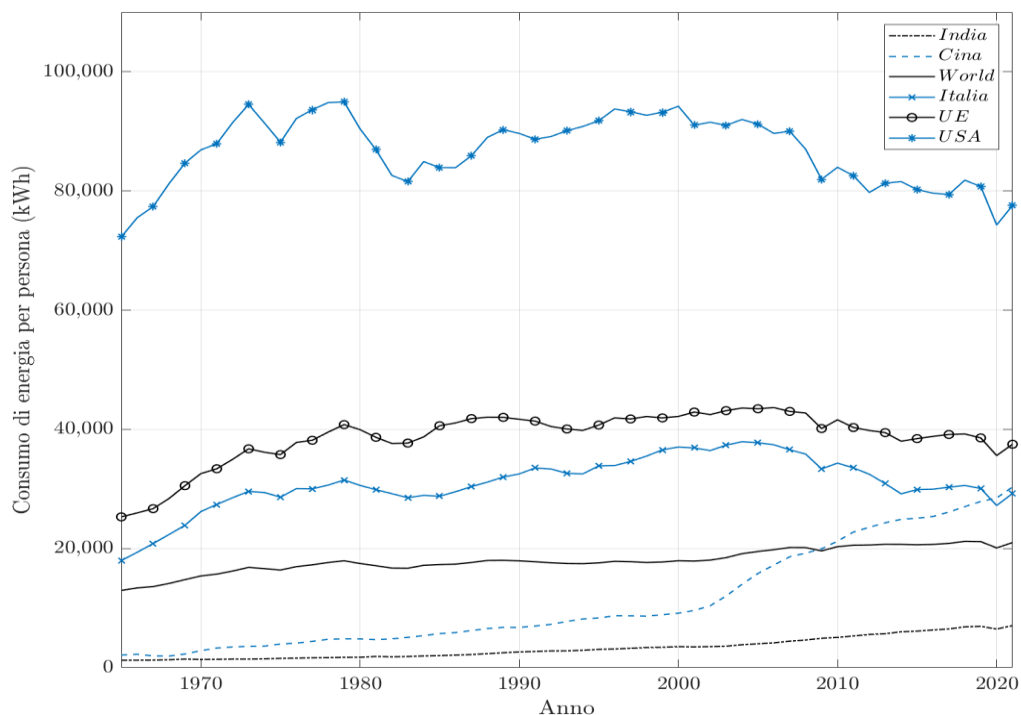


Figura 1.1: Consumo di energia primaria pro capite in kWh/abitante (fonte dei dati: Statistical Review of World Energy).

¹ Tonnellata equivalente di petrolio (tep): $1 \text{ tep} = 10^7 \text{ kcal} = 4,18 \cdot 10^7 \text{ kJ} = 4,18 \cdot 10^7 / 3600 \text{ kWh} = 11,6 \text{ MWh}$.

Il fabbisogno mondiale di energia² nel 2021 è stato soddisfatto utilizzando, come fonti energetiche primarie, i combustibili fossili. Essi sono responsabili di circa i tre quarti delle emissioni globali di gas serra e soddisfano circa l'83 % del fabbisogno energetico complessivo mentre il nucleare e le fonti rinnovabili solamente il restante 17 %. Nel mix energetico globale il solare soddisfa circa l'1,7% del fabbisogno mondiale. In termini di produzione di energia elettrica per fonte, l'energia rinnovabile sta invece crescendo rapidamente a livello globale. La recente crisi dovuta alla pandemia SARS-CoV-2 non ha prodotto significativi rallentamenti della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, fig. 1.2. L'energia rinnovabile e il nucleare hanno permesso di soddisfare nel 2021 il 37,7% del fabbisogno elettrico mondiale. Mentre il restante 62,3% è stato soddisfatto dal carbone, il gas e il petrolio.

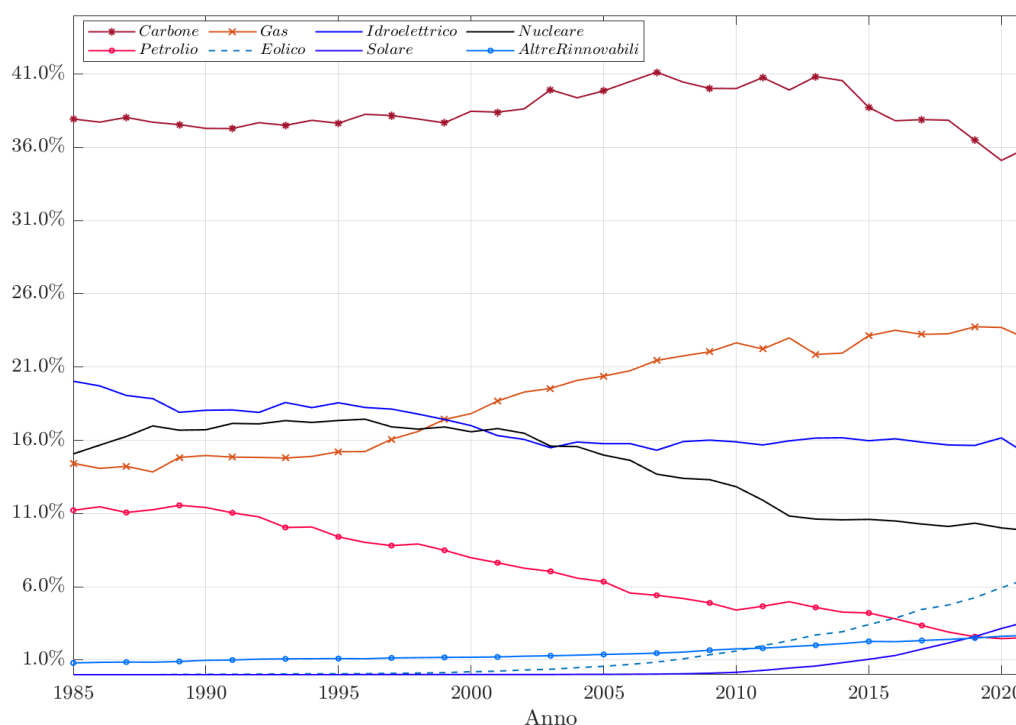


Figura 1.2: Quota di produzione di energia elettrica per fonte nel mondo (fonte: Our World in Data basato su Statistical Review of World Energy).

Nel dicembre 2015, alla Conferenza delle Parti (COP21) è stato raggiunto un traguardo storico con la firma dell'Accordo di Parigi, volto a ridurre le emissioni di gas serra. I governi firmatari hanno assunto l'impegno di mantenere l'aumento della temperatura globale al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali, con sforzi per rimanere entro ad 1,5 °C. Secondo l'IPCC ("Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico") le misure adottate finora sono sufficienti a limitare l'aumento della temperatura di 2,4 °C entro la fine del secolo, il che significa che si devono intensificare gli sforzi per prevenire gli effetti del cambiamento climatico.

² Comprensivo delle tre componenti che costituiscono la produzione di totale di energia: elettricità, trasporto e riscaldamento.

1.2 – Panorama energetico italiano

Nel 2021 il fabbisogno energetico italiano si è attestato a 153,024 Mtep (“Ministero della Transizione Ecologica – Rapporto 2021”) che corrisponde a circa 6,4 EJ, corrispondenti all’1,07 % del dato globale. La fig. 1.3 illustra la distribuzione delle fonti energetiche primarie a livello nazionale. L’Italia è un paese fortemente dipendente dal gas naturale, che è la fonte primaria più utilizzata. Inoltre, l’Italia importa il 91% dei combustibili fossili di cui necessita. A causa della crescente avversione sociale, culminata con il referendum abrogativo del 1987, la produzione di energia nucleare in Italia è giunta a una completa cessazione. Nonostante questo, il 2,4% del fabbisogno energetico italiano è soddisfatto dalle importazioni di energia elettrica dai paesi limitrofi che non possono fermare la produzione delle centrali nucleari. Il fabbisogno di energia elettrica in Italia nel 2021 è stato pari a 319,9 TWh (dati Terna).

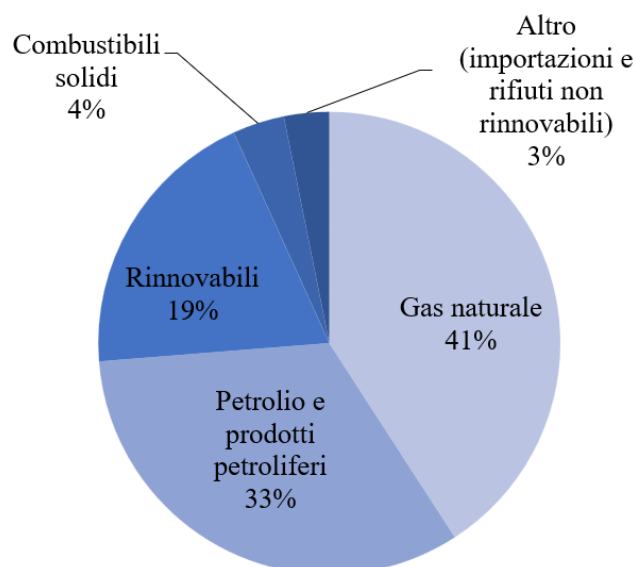


Figura 1.3: Composizione percentuale delle fonti energetiche nel fabbisogno energetico italiano (fonte: Ministero della Transizione Ecologica – Bilancio Energetico Nazionale 2021).

Il recente conflitto russo–ucraino ha ulteriormente evidenziato le vulnerabilità del sistema energetico italiano. Per tutelare l'Italia dalla possibilità di una riduzione della fornitura di gas russo, il Governo italiano ha stretto accordi con altri paesi, in particolare con l'Algeria, che ora rappresenta il primo fornitore di gas della nazione. Nonostante ciò, il paese mantiene una forte dipendenza energetica dall'estero. Vista la complessa situazione attuale, risulta assolutamente necessario incentivare l'installazione di impianti ad energia rinnovabile.

1.3 – Energia solare

L'energia solare può essere sfruttata per due scopi principali, produrre energia elettrica (mediante i pannelli fotovoltaici) e produrre energia termica (mediante il solare termico e il solare termodinamico).

I vantaggi derivanti dallo sfruttamento dell'energia solare attraverso l'effetto fotovoltaico sono:

- il sole rappresenta una fonte d'energia inesauribile nelle scale temporali di nostro interesse;
- nessuna produzione di emissioni chimiche, termiche e acustiche. Inoltre, i materiali che costituiscono i pannelli possono essere riciclati;
- manutenzione dei componenti piuttosto ridotta;
- sicurezza grazie all'assenza di parti in movimento;
- *energy payback time* o EPBT ridotto rispetto ad una vita media dei moduli di 20-25 anni;
- approvvigionamento energetico decentralizzato, quindi indipendenza da crisi energetiche;
- è possibile espandere l'impianto senza apportare grandi modifiche.

Tenendo conto dell'intero ciclo di vita delle tecnologie energetiche, l'energia nucleare si rivela la più efficiente dal punto di vista dell'occupazione del suolo, necessitando di una superficie di soli 0,3 m² anno/MWh. Mentre l'idroelettrico di medio-piccola taglia risulta essere la fonte di energia che occupa più suolo per unità di energia prodotta, con una media di 33 m² anno/ MWh. L'impatto del suolo occupato dalle tecnologie solari varia a seconda del materiale con cui sono costruiti i pannelli. Ad esempio, i pannelli solari a base di cadmio consumano meno energia e materiali rispetto a quelli costruiti con silicio, portando a un'occupazione del suolo inferiore (circa 1,2 m² per MWh) considerando l'intero ciclo di vita. L'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto richiede una minore quantità di terreno aggiuntivo, in quanto si sfruttano aree che già sono state adibite ad uso; come mostrato nella Tabella 1.1. I dati forniti sono medi, poiché l'area di terreno necessaria per produrre un megawattora di energia solare varia a seconda della latitudine.

Tecnologia solare fotovoltaica	Suolo occupato per unità di elettrica (m ² anno/ MWh)
Silicio (installato a terra)	19
Cadmio (installato a terra)	12,6
Silicio (installato su tetto)	3
Cadmio (installato su tetto)	1,2

Tabella 1.1: Suolo occupato dal fotovoltaico per unità di energia elettrica prodotta (fonte: UNECE (2021)).

L'impiego dell'energia solare si configura come la soluzione più sostenibile ed ecologica poiché, a differenza di altri combustibili, emette nell'intero ciclo di vita solamente 5 tonn. CO₂ eq./GWh, inoltre presenta un tasso di mortalità annuale per TWh³ di energia elettrica prodotta pari a 0.02, corrispondente ad un decesso ogni cinquant'anni (Markandya & Wilkinson – 2007). Per confronto il carbone ha emissioni nell'intero ciclo di vita di 820 tonn. CO₂ eq./GWh, nonché un tasso di mortalità annuale di 24,6 per ogni TWh di energia elettrica prodotta.

Per promuovere un passaggio alle energie rinnovabili, è essenziale che il loro costo sia comparabile a quello dei combustibili fossili. Negli ultimi dieci anni, secondo i dati dell'IRENA (2020), il costo dell'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici di grandi dimensioni si è ridotto del 89 %. Mentre la capacità installata è aumentata in modo esponenziale, il prezzo dei moduli solari è diminuito esponenzialmente. L'IEA ha dichiarato che i nuovi progetti di solare fotovoltaico su larga scala, attualmente, costano circa 40 \$/MWh, che equivale a circa la metà del prezzo dei progetti di centrali a carbone e gas naturale.

I principali svantaggi del solare fotovoltaico sono i seguenti:

- l'area occupata per unità di energia elettrica prodotta è elevata, le politiche ambientali incentivano l'installazione sui tetti degli edifici.
- non dispacciabile, la fonte energetica (il sole) è disponibile solo durante il giorno e la quantità di energia prodotta è soggetta alle condizioni meteorologiche.
- i pannelli non risultano l'unico investimento, è necessario un inverter oltre che una batteria di accumulo per rendere l'impianto più competitivo.

L'utilizzo di batterie di accumulo può essere una soluzione ai problemi di intermittenza. Lo stoccaggio dell'energia elettrica è un elemento fondamentale per realizzare comunità energeticamente indipendenti. Il costo delle batterie litio-ione (trattate nel capitolo 3) è diminuito anch'esso del 98% negli ultimi tre decenni, passando da 7.523 \$/kWh nel 1991 a 132 \$/kWh nel 2021 (Micah Ziegler & Jessika Trancik).

1.4 – L'evoluzione del FV in Italia

Nel 2021 la produzione di elettricità dal solare in Italia è stata pari a 25,07 TWh, l'8,73% del fabbisogno elettrico italiano ("World Energy Outlook 2022"). Da come è possibile osservare in fig. 1.4, tra il 2010 e il 2015, la potenza installata in Italia è quintuplicata. L'incremento più significativo della potenza installata si è registrato tra il 2010 e il 2011, con una crescita del 360 %, grazie al "I Conto Energia". Al 31 dicembre 2021 la potenza fotovoltaica complessiva installata era pari a 22.594 MW. Il 36 % della potenza è installata a terra, mentre il restante 64 % si distribuisce su superfici non a terra.

³ Un TWh equivale al consumo annuo di elettricità di 150.000 cittadini dell'Unione Europea.

Nel corso del 2021 gli impianti fotovoltaici in esercizio in Italia hanno prodotto complessivamente 25.039 GWh di energia elettrica (dati GSE).

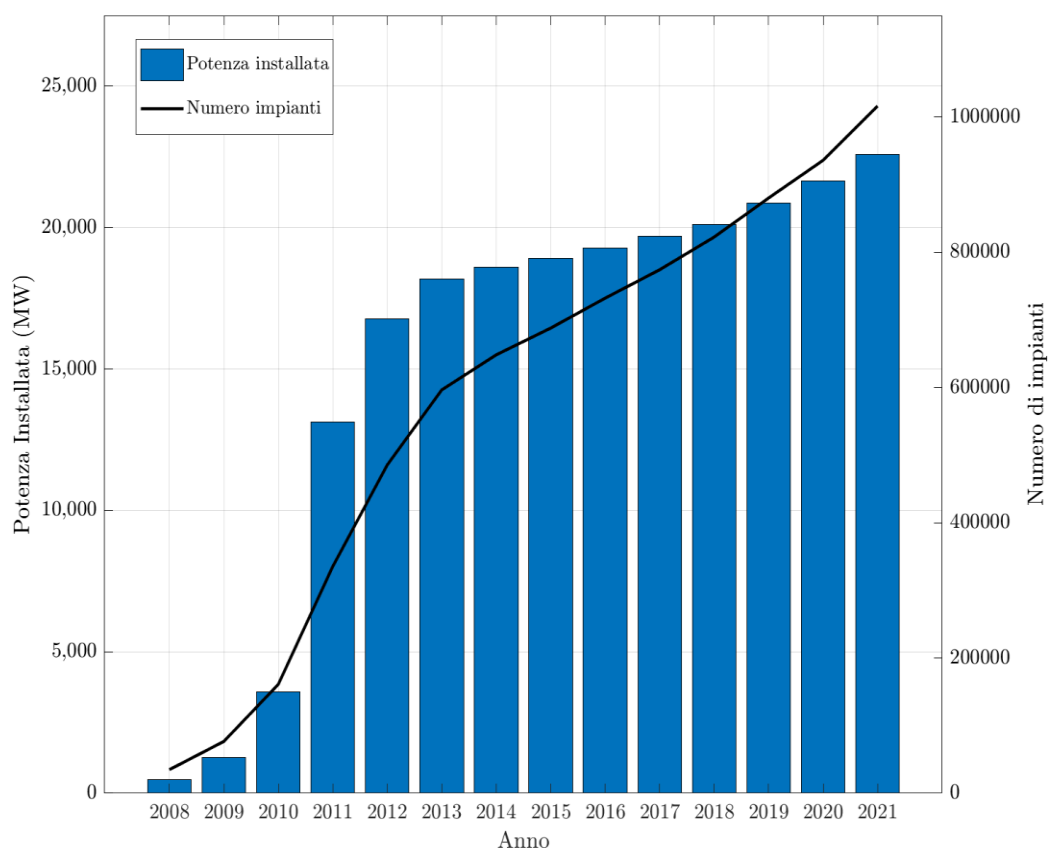


Figura 1.4: Evoluzione della potenza e del numero di impianti in Italia (fonte dati: GSE, Solare Fotovoltaico – Rapporto Statistico 2021).

In fig. 1.5 è stato tracciato l'andamento dei sistemi di accumulo installati in Italia sulla base dei dati forniti da Terna. A fine 2021, risultano installati poco meno di 77.000 sistemi di accumulo, per una potenza nominale di 409 MW. Dal 2015 la tendenza delle installazioni dei sistemi di accumulo ha assunto un andamento esponenziale; nel 2021, il numero e la potenza installata dei sistemi di accumulo sono raddoppiati rispetto all'anno precedente.

L'attuale obiettivo italiano per il 2030 è di incrementare la quota di energie rinnovabili al 30% dei consumi finali e al 55% della generazione elettrica. Il PNIEC ("Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030") riporta un obiettivo di crescita della potenza solare installata al 2030 di 52 GW rispetto ai circa 22.6 GW del 2021 e una produzione di energia elettrica dal solare di 73.1 TWh nel 2030 rispetto ai circa 25 TWh del 2021. Con questi target, se rispettati, il solare nel 2027 diventerebbe la prima fonte rinnovabile di energia elettrica in Italia scalzando l'idroelettrico.

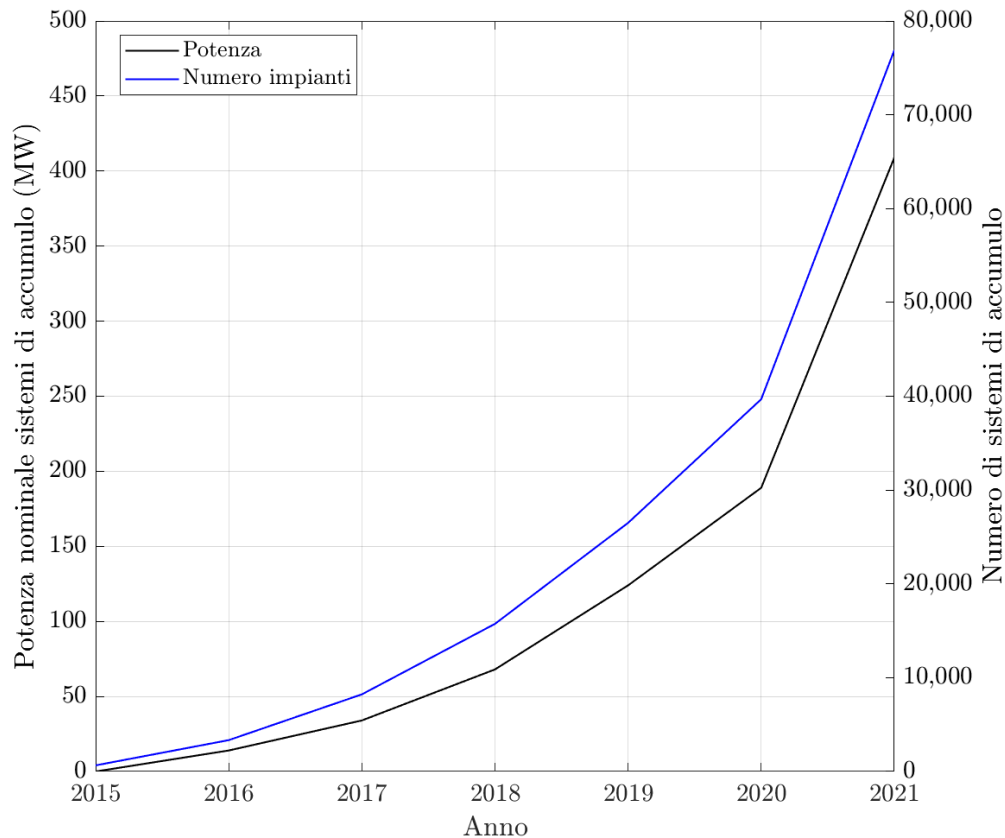


Figura 2.5: Numero di sistemi di accumulo per FV installati e potenza complessiva installata Italia (fonte dati Terna).

Il PNRR (“Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza”) ha previsto lo stanziamento di 23.78 miliardi di euro in “energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile”. Di questi, 1.1 miliardi di euro per lo sviluppo agro-voltaico e 2.2 miliardi per la promozione rinnovabile per le comunità energetiche e l’autoconsumo. Inoltre, vengono previste delle riforme per la semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili *onshore* e *offshore*.

1.5 – Incentivi al fotovoltaico

Il Governo italiano per conseguire gli obiettivi fissati ha messo a disposizione nel 2022 i seguenti incentivi per l’installazione di impianti fotovoltaici su edifici residenziali:

- bonus ristrutturazioni al 50 %;
- *superbonus* 110 %;
- *ecobonus*;
- IVA agevolata.

Bonus ristrutturazioni

Il bonus ristrutturazioni, prorogato fino al 2024, permette di portare in detrazione il 50% di spesa in 10 anni. Il tetto massimo di copertura da parte dell'incentivo è di 96.000 €. Non è concessa la cessione del credito.

Superbonus 110 %

Il *superbonus* 110% consente di portare in detrazione il 110% della spesa in 5 anni, fino al 31 dicembre 2023 ma solo con CILA (“Comunicazione di Inizio Lavori Asservata”) presentata entro il 25 novembre del 2022. L'installazione del solo impianto fotovoltaico non consente di accedere al 110%, poiché l'intento del *superbonus* è quello di favorire un miglioramento della classe energetica degli immobili. Inoltre, l'impianto deve avere una potenza inferiore a 20 kW ed essere installato sul tetto dell'immobile. Tale bonus è stato prorogato, per i condomini e gli edifici plurifamiliari, fino al 2025 ma con una riduzione della quota detraibile al 65%.

Ecobonus

Un vantaggio di questa forma di incentivo è rappresentato dalla possibilità di cessione del credito di imposta corrispondente alla spettante quota di detrazione da parte del soggetto beneficiario al fornitore che ha effettuato gli interventi o ad altri soggetti privati. Il beneficiario in questo caso dovrà versare al fornitore solamente il 50 % del costo dell'intervento. Questa forma di incentivo è quella utilizzata nei progetti riportati nella tesi. La scadenza è prevista per il 31 dicembre 2024.

IVA agevolata

Tutte le opere che consentono un risparmio energetico sono soggette ad una riduzione dell'imposta sul valore aggiunto che passa dal 22 % al 10 % per gli edifici già esistenti. La riduzione è valida anche sui sistemi di accumulo. Inoltre, per l'IVA agevolata non è prevista ad oggi nessuna scadenza, dunque, può essere sfruttata su tutti i componenti dell'impianto per l'intera vita dell'impianto.

Un'ulteriore agevolazione presente nel fotovoltaico italiano è l'opzione scambio sul posto. Lo scambio sul posto consente di vendere al GSE (“Gestore dei Servizi Elettrici”) l'energia non consumata ottenendo dunque un ulteriore guadagno di circa 10-15 c€/kWh. Il pagamento viene versato al produttore tramite acconto o conguaglio semestrale o annuale. Il prezzo dell'energia immessa è determinato dal PUN (“Prezzo Unico Nazionale”).

1.6 – Comunità energetiche e autoconsumo collettivo

Le fonti rinnovabili come l'energia solare sono caratterizzate da una produzione variabile e incerta, che le rende non dispacciabili. La connessione delle fonti rinnovabili alle rete avviene mediante l'impiego di convertitori elettronici di potenza. Viene quindi a mancare, completamente o in parte, il contributo delle masse rotanti all'inerzia complessiva del sistema elettrico, risulta necessario dunque dotarsi di sistemi di accumulo per regolare la frequenza di rete (come, per esempio, sistemi di pompaggio

idroelettrico). La normativa europea e, di conseguenza, quella italiana, mira a incrementare l'autoconsumo incentivando lo sviluppo di comunità energetiche, oltre a evolvere la rete verso la cosiddetta "*Smart Grid*".

Con il Decreto Milleproroghe, entrato in vigore nel febbraio 2020, è stata promossa in Italia la legge sulla costituzione delle comunità energetiche e delle configurazioni di autoconsumo collettivo recependo la Direttiva europea RED II 2001/2018. Una comunità energetica è un soggetto giuridico composto da utenze appartenenti alla stessa rete di bassa tensione che si uniscono per produrre energia rinnovabile e autoconsumarla riducendo l'impatto economico dell'investimento. La comunità energetica può essere composta da persone fisiche, enti territoriale o autorità locali, amministrazioni comunali, piccole e medie imprese. L'autoconsumo collettivo è invece un insieme di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile, che si trovano nello stesso condominio o edificio e che beneficiano dell'energia elettrica prodotta da un impianto ad energia rinnovabile. Per un'iniziativa di autoconsumo collettivo o di comunità energetica il singolo impianto non può avere una potenza superiore ai 200 kW e la potenza complessiva di tutti gli impianti non deve essere superiore ai 200 kW. Gli incentivi sono riconosciuti sia per la potenza immessa nella rete che per l'energia condivisa, ossia l'energia elettrica prodotta e autoconsumata dalla comunità in ogni periodo orario.

L'incentivo per l'energia elettrica condivisa è pari a:

- A.1) 110 €/MWh per 20 anni (comunità Energetiche);
- A.2) 100 €/MWh per 20 anni (autoconsumo Collettivo);
- B) 9 €/MWh per la riduzione dei costi di gestione del sistema elettrico.

Sull'energia invece prodotta e immessa in rete si usufruisce del "Ritiro dedicato GSE" o vendita al mercato, questo incentivo è pari a circa 50 €/MWh attualmente.

Ad oggi, la condivisione di energia non rappresenta un autoconsumo diretto come lo scambio sul posto su una fornitura singola. Chiunque benefici dell'energia elettrica condivisa da un altro utente non può consumarla senza utilizzare la rete elettrica nazionale: ogni utente deve avere il proprio POD ("Punto di prelievo dell'elettricità"). L'unico utente della comunità energetica che può autoconsumare direttamente l'energia elettrica prodotta dall'impianto FV della comunità energetica è quello che ha l'impianto di produzione sulla propria fornitura. L'unico vantaggio per un consumatore puro a far parte di una comunità energetica o di un gruppo di autoconsumo è quello di ricevere il premio per l'energia condivisa di circa 10 c€/kWh ripartito tra il soggetto che ha prodotto e il soggetto che ha consumato il kWh. Ad oggi può risultare conveniente entrare a far parte di una comunità energetica per un produttore e per il consumatore con un fabbisogno di energia elettrica durante il giorno, quando l'impianto FV produce, andando a consumare i kWh non consumati dal produttore e condivisi. Non risulta invece conveniente per un consumatore che ha il proprio fabbisogno di energia elettrica concentrato di sera e/o di notte.

2 - Tecnologia fotovoltaica

Per poter condurre la progettazione degli impianti risulta opportuno trattare i fondamenti teorici su cui si basa la tecnologia fotovoltaica. Dunque, in questo capitolo viene analizzata la teoria alla base del fotovoltaico per poi passare dai principi di funzionamento alle tipologie di celle presenti nello stato dell'arte. In conclusione, del capitolo vengono trattati alcuni aspetti più tecnici relativi alla connessione tra i moduli.

2.1 - Generalità sulla teoria delle bande

La cella fotovoltaica per funzionare sfrutta l'effetto fotovoltaico, cioè la produzione di una differenza di potenziale alla giunzione tra due materiali diversi in risposta alla radiazione elettromagnetica. Nelle molecole i livelli degli orbitali⁴ sono pochi ed energeticamente ben distinti, nei cristalli i livelli tendono ad essere infinitamente numerosi e la differenza di energia tra loro tende ad essere infinitamente piccola, portando alla formazione delle cosiddette bande di energia. Tutte le celle solari sono composte fondamentalmente da due tipi di materiali: i metalli utilizzati per realizzare gli elettrodi e i semiconduttori, che assorbono la luce e generano elettroni, che vengono poi trasportati fino agli elettrodi.

Nei metalli, la banda elettronica di energia più elevata (banda di valenza) è generalmente semi-riempita o, in alcuni casi, completamente satura ma sovrapposta a un'altra banda ad energia più alta (banda di conduzione). Nei semiconduttori e negli isolanti, la banda di valenza è completamente riempita, con un *gap* energetico di livelli energetici proibiti che separa la banda di valenza piena dalla banda di conduzione libera. La distinzione tra semiconduttori e isolanti dipende dall'entità di questo *band – gap*: che risulta elevato negli isolanti e basso nei semiconduttori, fig. 2.1.

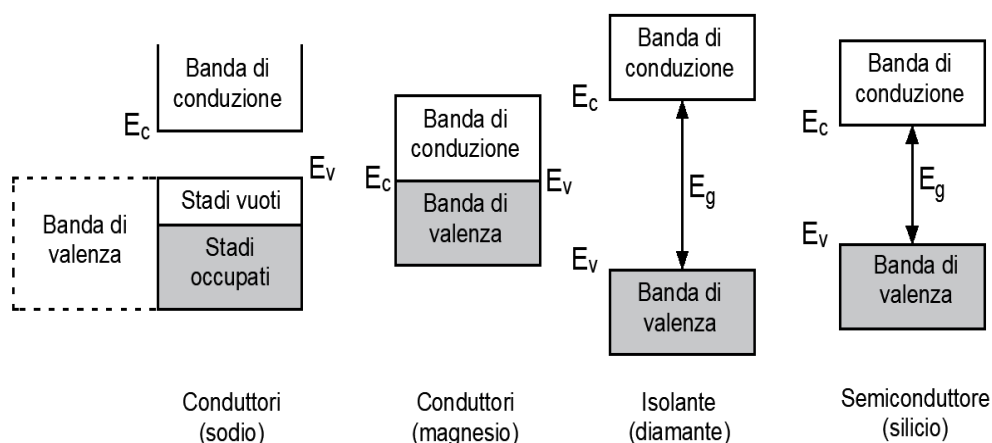


Figura 2.3: Modello a bande di un metallo, un semiconduttore e un isolante.

⁴ Un orbitale rappresenta la regione di spazio in cui vi è la probabilità del 90% di poter trovare un elettrone.

Un importante livello energetico in un solido è il livello di Fermi E_F che è definito come l'energia del più alto livello energetico occupato, nella banda di energia più alta che contiene elettroni, a $T = 0$ K. Il materiale di base per la realizzazione delle celle solari è il silicio. L'atomo di silicio, mostrato in fig. 2.2, è costituito da 14 elettroni, di cui 4 sono elettroni di valenza, quindi disponibili a legarsi in coppia con altri elettroni di valenza di altri atomi.

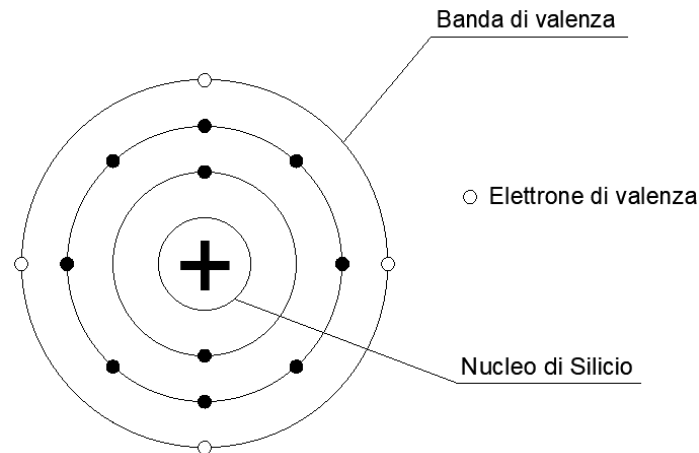


Figura 2.2: Atomo di Silicio.

In un cristallo di silicio gli atomi sono disposti attraverso legami covalenti tra gli elettroni, ogni atomo forma quattro legami con altrettanti atomi di silicio, come mostrato nella fig. 2.3. Il legame covalente è un tipo di legame elettrostatico che può essere spezzato fornendo un'adeguata quantità di energia all'elettrone di legame, di almeno 1,1 eV per il silicio. Gli elettroni nella banda di conduzione hanno sufficiente energia per uscire dai loro atomi o legami. Poiché hanno energia maggiore di E_F possono uscire dal reticolo cristallino (attraverso i contatti) producendo, quindi, un flusso di corrente. Gli elettroni che vengono eccitati dalla banda di valenza a quella di conduzione lasciano dietro di sé livelli semi-vuoti, le lacune, che si comportano come cariche positive.

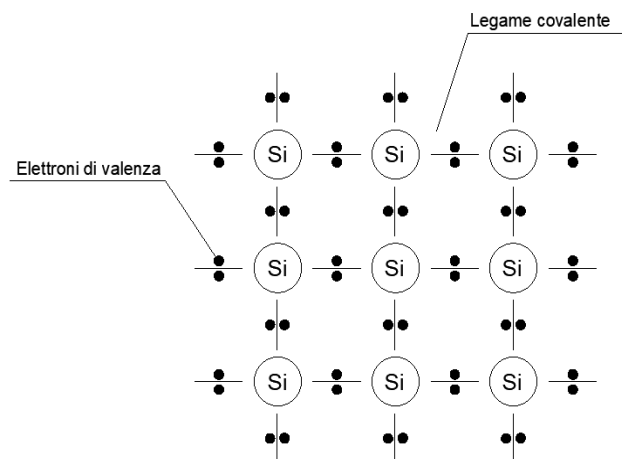


Figura 2.3: Struttura atomica del Silicio.

Quando un elettrone interagisce con un fotone aumenta la sua energia cinetica passando dalla banda di valenza alla banda di conduzione nella quale risulta libero di muoversi tra gli atomi. L'ampiezza energetica del *band gap* ha una dipendenza dalla temperatura⁵: diminuisce all'aumentare della temperatura. La variazione del *band gap* con la temperatura è data dalla relazione:

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad 2.1$$

dove i valori di α e β variano in funzione del tipo di materiale. La costante α è relativa all'espansione del reticolo come funzione delle variazioni di temperatura. Mentre β rappresenta l'interazione degli elettroni all'interno del reticolo. In figura 2.4, utilizzando i dati di tab. 2.1, è stato graficato mediante un codice Matlab l'andamento del *band gap* con la temperatura per il germanio, il silicio e l'arseniuro di gallio.

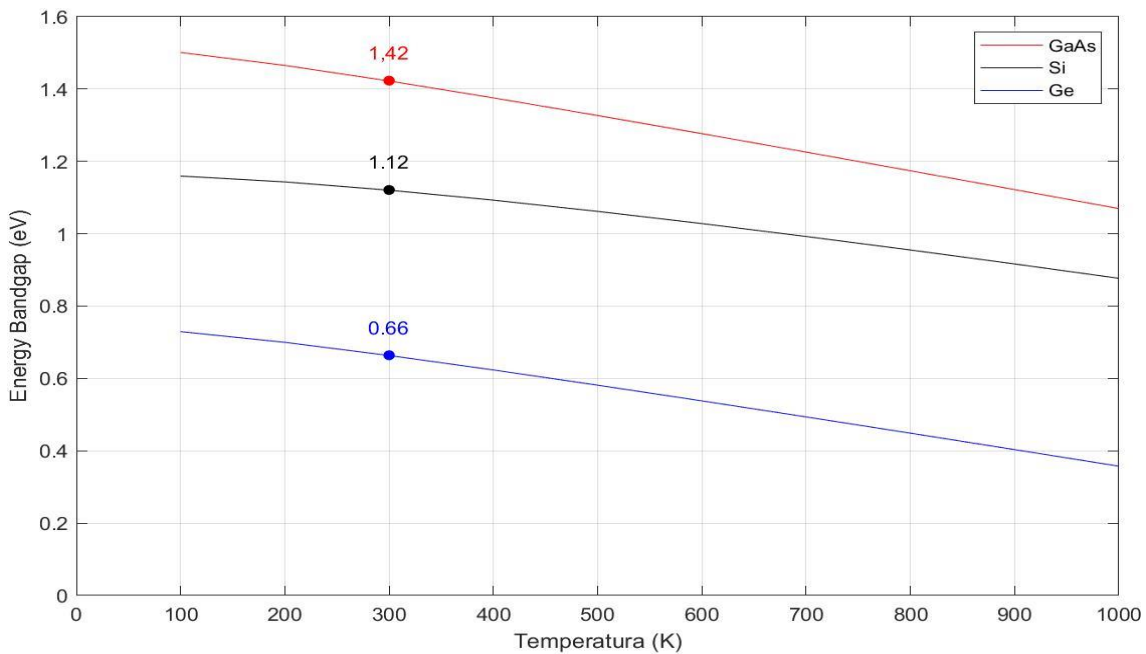


Figura 2.4: Dipendenza dell'energy gap dalla temperatura per l'arseniuro di gallio, il silicio e il germanio.

Materiale	$E_g(0)(eV)$	$\alpha (eV KK^{-1})$	$\beta (K)$
Arseniuro di gallio (GaAs)	1.519	5.8×10^{-4}	204
Silicio (Si)	1.166	7×10^{-4}	636
Germanio (Ge)	0.744	4.77×10^{-4}	235

Tabella 2.1: I valori delle costanti α e β .

⁵ S'intuisce questo comportamento degli elettroni osservando che un aumento di temperatura genera un aumento dell'agitazione degli atomi rispetto alle loro posizioni nel reticolo cristallino. Gli elettroni vedono perciò un potenziale minore.

2.2 - Drogaggio dei semiconduttori

La conducibilità di un semiconduttore intrinseco⁶ può essere aumentata sostituendo, per esempio, alcuni atomi di silicio con atomi contenenti o un elettrone in meno nel guscio di valenza (boro) o un elettrone in più (fosforo).

Nello stato drogato con il fosforo, elemento con cinque elettroni di valenza, ogni atomo si lega con quattro atomi di silicio, ma il quinto elettrone di valenza costituisce una carica negativa debolmente legata quindi per effetto dell'agitazione termica può transire alla banda di conduzione. Nello stato drogato con il boro, elemento con valenza tre, si ha una carica positiva in eccesso dovuta alla lacuna che si ottiene nel legame di ogni atomo di boro con tre di silicio. Ciò porta ad avere un livello energetico intermedio per le lacune che si creano con il drogaggio appena sopra la banda di valenza.

In entrambi i casi il numero di portatori di carica aumenta rispetto a quello dei semiconduttori intrinseci e, conseguentemente, aumenta la conducibilità. Il drogaggio comporta uno spostamento del livello di Fermi verso il basso nel caso dei semiconduttori drogati p e verso l'alto nei semiconduttori di tipo n.

2.3 - Fotoassorbimento

L'energia necessaria a scindere i legami covalenti può venire da una eccitazione termica, ma in questo caso il rendimento è così scarso che non si riesce a produrre un flusso elettronico, oppure può essere fornito dai fotoni. I fotoni si muovono alla velocità della luce, non hanno massa, ma solo energia cinetica determinata dalla loro frequenza:

$$E = h\nu \quad 2.2$$

dove $h = 6.63 \times 10^{-34} \text{ J s}$ è la costante di Plank. La frequenza ν e la lunghezza d'onda λ sono strettamente correlate ($\lambda\nu = c$, c è la velocità della luce), per cui l'energia di un fotone dipende dalla sua lunghezza d'onda. Il salto energetico di 1.1 eV equivale quindi all'energia trasferita da un fotone di luce solare incidente con una lunghezza d'onda pari a 1.12 μm , appartenente quindi al campo del visibile. Qualsiasi materiale è in grado di assorbire fotoni con energia $h\nu$ se questa è maggiore o uguale alla differenza di energia tra il più basso livello energetico non occupato da elettroni e il più alto livello energetico occupato.

Non è sufficiente che venga fornita energia pari all'*energy gap* all'elettrone che si trova nella banda di valenza. Non c'è soltanto una rappresentazione delle bande in energia – spazio ma c'è anche una rappresentazione energetica che deriva dalla meccanica quantistica, che rappresenta l'energia in funzione del momento. Il momento per un elettrone è dato dal prodotto della massa per la velocità.

⁶ Un semiconduttore intrinseco indica un semiconduttore sufficiente puro per cui le impurità non influiscono sul suo comportamento elettrico. Il numero di elettroni liberi e lacune è lo stesso.

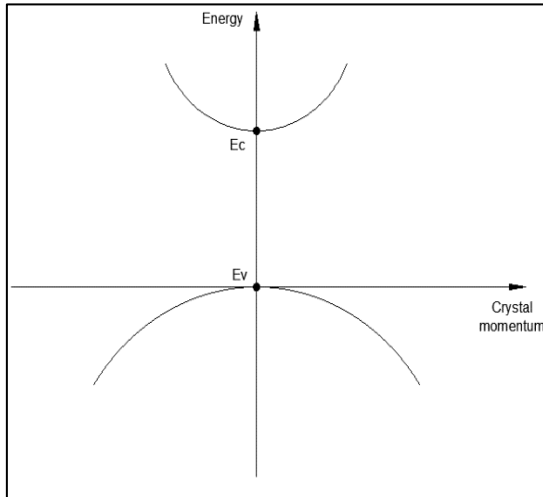


Figura 2.5: Semiconduttore con banda proibita diretta (momento in banda di valenza uguale a quello in banda di conduzione).

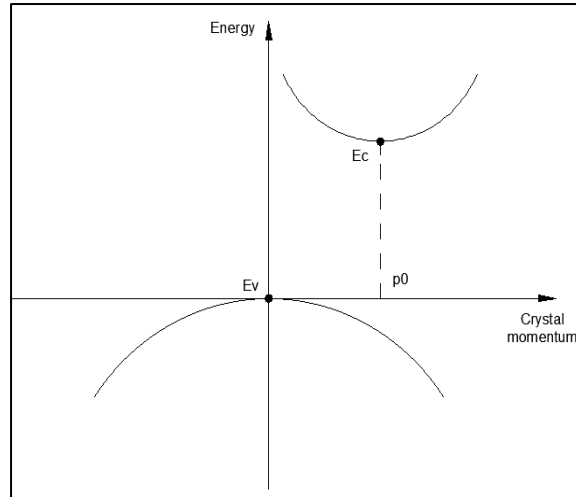


Figura 4.6: Semiconduttore con banda proibita indiretta (momento in banda di valenza diverso da quello in banda di conduzione).

In questa rappresentazione nel punto di minimo della banda di conduzione e di massimo della banda di valenza si ha una distanza pari a $E_g = E_c - E_v$. Se il minimo della banda di conduzione e il massimo della banda di valenza si hanno alla stessa coordinata allora per fare transire un elettrone è necessario fornire un'energia pari all'*energy gap* (transizione diretta, fig. 2.5). Nel caso in cui il massimo della banda di valenza è posizionato ad un momento diverso rispetto al minimo della banda di conduzione, è necessario fornire all'elettrone sia energia che un momento aggiuntivo dunque un fonone⁷, ossia un quanto di energia tale da fare spostare il momento dell'elettrone (transizione indiretta, fig. 2.6).

Nel caso di transizione indiretta è necessaria un'interazione a due particelle per fare transire l'elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione. La transizione diretta risulta essere molto più efficiente della transizione indiretta. La transizione indiretta richiede materiali spessi (perché si possano avere un numero sufficiente di coppie elettrone – lacuna).

Nel passaggio dalla prima alla seconda e alla terza generazione si ha una riduzione dello spessore proprio perché si passa da semiconduttori caratterizzati da una transizione indiretta (il silicio nella I generazione) a semiconduttori caratterizzati da una transizione diretta (il tellurio di cadmio nella II generazione).

⁷ Il fonone è dato dalle vibrazioni del reticolo cristallino. Il reticolo cristallino che vibra consente all'elettrone di acquisire quella variazione di momento che gli serve per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione.

2.4 - Principio di funzionamento di una cella fotovoltaica

A seguito dell'effetto fotoelettrico un semiconduttore diventa conduttore, ma non per questo diventa un generatore elettrico. Per ottenere un generatore elettrico è necessario separare elettroni e lacune per evitare che si ricombinino, questo lo si ottiene ricorrendo ad una giunzione P-N. Come già visto nel paragrafo 2.2 andando ad introdurre atomi di fosforo nel reticolo cristallino del silicio, si forma un eccesso di cariche negative (elettroni); si dice in tale caso che il silicio è drogato negativamente (N). Se invece si droga il silicio con una sostanza che ha nel proprio reticolo cristallino tre elettroni di valenza, ad esempio il boro, viene a mancare un elettrone ed è come se fosse disponibile una carica positiva; si dice quindi che il semiconduttore è drogato positivamente (P).

Se un semiconduttore di tipo P viene messo a contatto con un semiconduttore di tipo N, si crea la nota giunzione P-N.

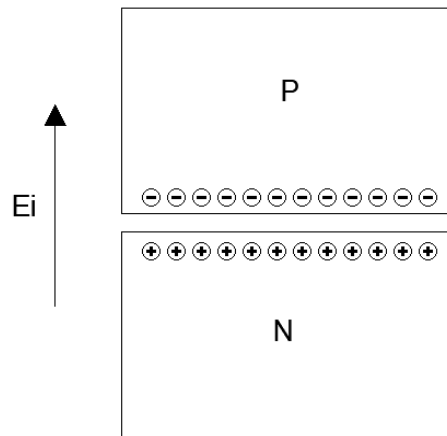


Figura 2.7: Giunzione P-N.

Nella giunzione P-N, gli elettroni tendono a diffondere dalla regione ad alta densità di elettroni (lato N) alla regione a bassa densità di elettroni (lato P), creando un accumulo di carica negativa nella regione P. Un fenomeno simmetrico avviene per le lacune, con un accumulo di carica positiva nella regione N. Raggiunta una situazione di equilibrio a ridosso della giunzione si stabilisce un campo elettrico E_i interno alla giunzione, che si oppone all'ulteriore naturale diffusione delle cariche, fig. 2.7.

Applicando dall'esterno una tensione, la giunzione permette il passaggio di corrente in un solo senso, funziona cioè da diodo, fig. 2.8. Nel momento in cui la giunzione P-N viene investita dalla luce, gli elettroni acquisiscono l'energia necessaria per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione; l'elettrone passando dalla banda di valenza alla banda di conduzione determina una lacuna.

Le cariche elettriche sono messe in movimento dalla differenza di potenziale presente nella giunzione P-N. Questa d.d.p. mette in movimento le cariche elettriche (*corrente*) prodotte nel semiconduttore dall'effetto fotoelettrico.

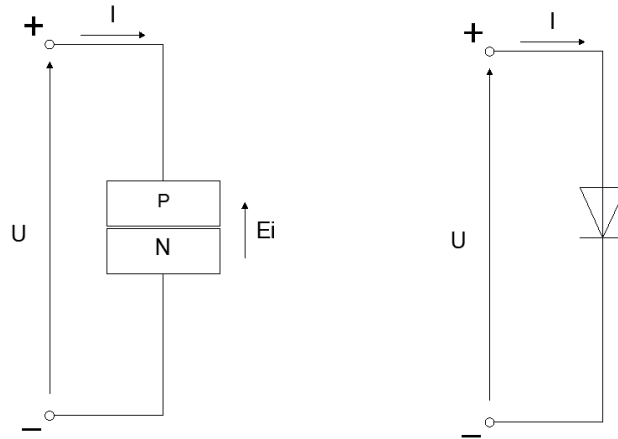


Figura 2.8: Schema elettrico della giunzione P-N e schema elettrico di un diodo.

2.5 – Schema costruttivo cella FV

Fisicamente la cella è costituita da vari strati:

- il contatto anteriore (o griglia) serve per raccogliere gli elettroni liberi ed è una sottile griglia in rame;
- il rivestimento antiriflesso protegge la superficie ed evita che il silicio rifletta la radiazione incidente, riducendo la riflessione al 5%;
- lo strato di silicio drogato P a cui corrisponde il contatto anteriore positivo;
- la giunzione P-N;
- lo strato di silicio drogato N, a cui corrisponde il contatto posteriore negativo;
- il contatto posteriore.

Oltre a questi strati, che sono quelli essenziali per il funzionamento della cella ci sono quelli per la posa delle celle, fig. 2.9. È presente il telaio, il vetro e l'EVA (etilene vinil acetato).

Il vetro serve per evitare che la sporcizia e l'umidità venga a contatto con la cella mentre l'EVA impedisce la penetrazione dell'umidità dentro il silicio ed è comunque trasparente nei confronti della radiazione UV.

Lo strato finestra è sottile perché lì l'energia dei fotoni è elevata, vengono convertiti i fotoni più energetici. Mentre nella zona p vengono convertiti i fotoni con $h\nu$ vicino all'*energy gap*.

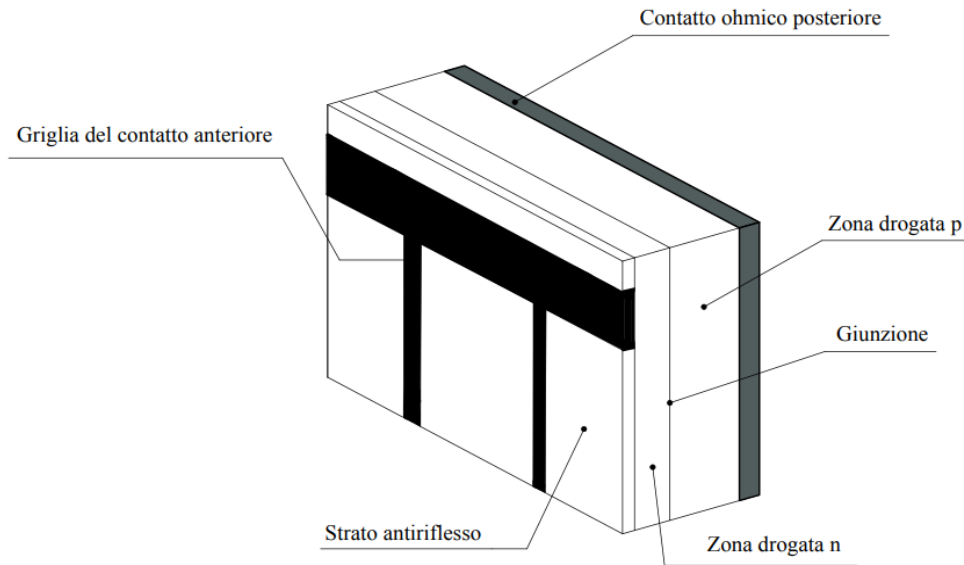


Figura 2.9: Schema costruttiva cella fotovoltaica di I generazione.

2.6 - Caratteristiche elettriche delle celle fotovoltaiche

2.6.1 - La caratteristica corrente – tensione

La maggior parte delle celle si comportano come un diodo in condizioni di buio. La caratteristica corrente – tensione di un diodo a giunzione, corrisponde alla relazione:

$$I_{buio} = I_0(e^{\frac{qV}{kT}} - 1) \quad 2.3$$

dove:

- I_0 corrente di saturazione del diodo;
- q carica elettrica dell'elettrone, in valore assoluto ($1,6 \cdot 10^{-19} C$);
- k costante di Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} J/K$);
- T temperatura assoluta della cella (K).

Se si aggiunge la corrente dovuta all'effetto fotovoltaico I_{sc} e si adotta la convenzione di segno dei generatori⁸, si ottiene la caratteristica corrente – tensione di una cella fotovoltaica:

$$I = I_{sc} - I_{buio} = I_{sc} - I_0(e^{\frac{qV}{kT}} - 1) \quad 2.4$$

La corrente di cortocircuito I_{sc} è un parametro caratteristico della cella FV e aumenta con l'area di giunzione e per una data cella aumenta con l'irraggiamento solare.

⁸ Secondo la convenzione dei generatori è positiva la corrente uscente.

Un altro parametro della cella fotovoltaica è la tensione a vuoto V_{OC} . Ponendo $I = 0$ nella eq. 2.4 si ricava:

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

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right) \quad 2.5$$

La tensione a vuoto dipende essenzialmente dal materiale semiconduttore; per le celle al silicio $V_{OC} = 0,5 \text{ V} \div 0,6 \text{ V}$.

La curva caratteristica V-I di una cella fotovoltaica, fig. 2.10, fornisce informazioni riguardo l'energia elettrica che può essere prodotta da una cella fotovoltaica. In tale grafico sono presenti tre dati importanti che vengono riportati sui *datasheet* dei costruttori:

- punto a circuito aperto: $I = 0$ e $V = V_{OC}$
- punto di cortocircuito: $I = I_{sc}$ e $V = 0$
- punto di massima potenza: $I = I_{max}$ e $V = V_{max}$

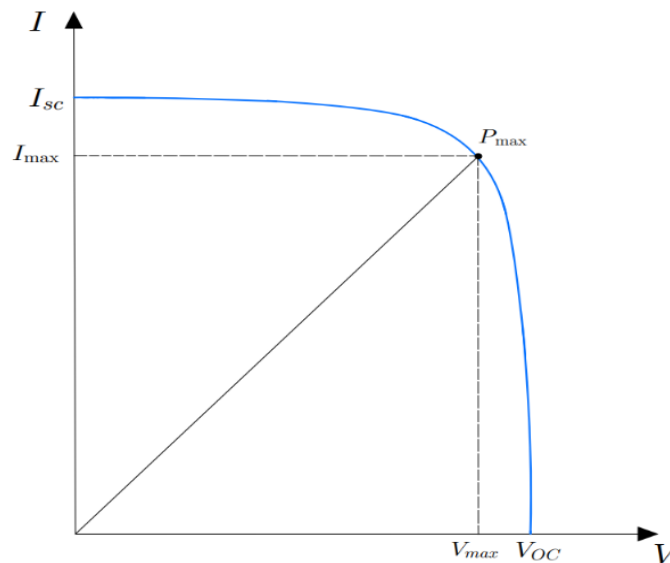


Figura 2.10: Curva caratteristica cella fotovoltaica.

La caratteristica corrente – tensione cambia con l'irraggiamento solare (W/m^2). All'aumentare dell'irraggiamento solare cresce la corrente di cortocircuito I_{sc} , mentre rimane costante la tensione a vuoto V_{OC} . Dunque, nel complesso la potenza erogata dalla cella aumenta con l'irraggiamento solare. All'aumentare della temperatura, la tensione a vuoto V_{OC} diminuisce mentre la corrente di cortocircuito I_{sc} rimane quasi costante. Nel complesso la potenza erogata dalla cella diminuisce al crescere della temperatura.

2.6.2 - Fattore di riempimento ed efficienza di conversione

Un parametro importante delle celle fotovoltaiche è il *fill factor* (fattore di riempimento), definito come rapporto tra la massima potenza disponibile e il prodotto $I_{SC} \cdot V_{OC}$ e che, in genere per le celle in commercio nell'intervallo $0,7 \div 0,85$.

$$FF = \frac{U_{V_{max}} I_{max}}{U_{OC} I_{SC}} \quad 2.6$$

Tanto più è “squadrata” la caratteristica della cella, tanto più elevato è il fattore di riempimento.

Questo comporta che se due celle hanno identica tensione a vuoto e corrente di corto circuito ma un *fill factor* diverso, la cella con il *fill factor* maggiore non ha solo un punto di massimo più alto, ma ha anche una disponibilità di potenza più alta ad ogni tensione.

Il rapporto tra la potenza massima erogata dalla cella e l'irraggiamento incidente sulla superficie della cella rappresenta l'efficienza di conversione:

$$\eta_{cella} = \frac{P_{max}}{1000 \cdot A_{cella}} \quad 2.7$$

Il rendimento delle celle fotovoltaiche ha una forte dipendenza dalle condizioni meteorologiche, per cui per poter confrontare le diverse celle vengono definite delle caratteristiche standard. Le norme fissano la radiazione perpendicolare a 1000 W/m^2 , la temperatura delle celle a 25°C , la massa d'aria⁹ AM 1.5. L'efficienza di conversione media per le celle commerciali al silicio monocristallino oscilla in genere tra il 18% e il 22%. L'efficienza di conversione determina la superficie delle celle necessaria per produrre una determinata potenza.

L'efficienza di conversione è limitata soprattutto a causa di:

1. fotoni di energia eccessiva rispetto a quella necessaria per generare una coppia elettrone – lacuna;
2. fotoni di energia insufficiente a quella necessaria per produrre una coppia elettrone – lacuna;
3. riflessione dei fotoni incidenti sulla superficie della cella;
4. ricombinazioni tra elettroni e lacune, specie in prossimità delle superfici;
5. presenza della griglia superiore (elettrodo superiore) che scherma la cella sottostante;
6. perdite sulla resistenza interna della cella e dei contatti elettrici.

⁹ La massa d'aria rappresenta il percorso compiuto dalla radiazione solare attraverso l'atmosfera terrestre rispetto a questo percorso quando il sole si trova allo zenit.

2.6.3 - Variazione della caratteristica corrente - tensione

Per tenere conto delle perdite vanno aggiunte due resistenze nello schema equivalente della cella: una resistenza in serie ed una in parallelo:

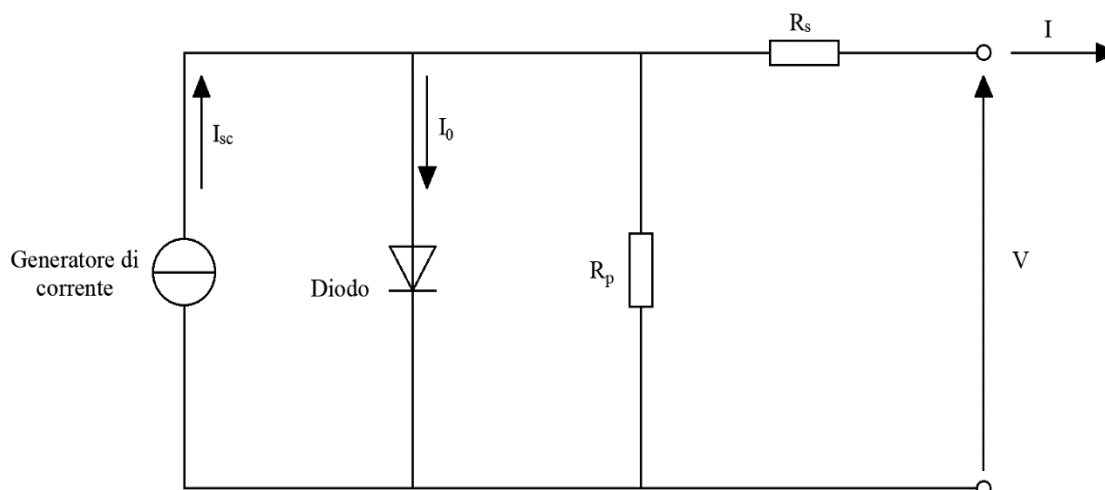


Figura 2.11: Circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica.

Dalla fig. 2.12 si osserva che la resistenza in serie è dovuta ai contatti di collegamento del pannello (che possono ossidarsi aumentando il valore di R_s) e crescendo determina una riduzione della tensione ai morsetti del generatore. La resistenza in parallelo invece è detta anche resistenza di isolamento e al suo diminuire (perdita di ermeticità del pannello) si riduce la corrente fornita dal generatore. Una cella efficiente dispone di un valore della resistenza in serie il più piccolo possibile e di un valore della resistenza di isolamento elevato.

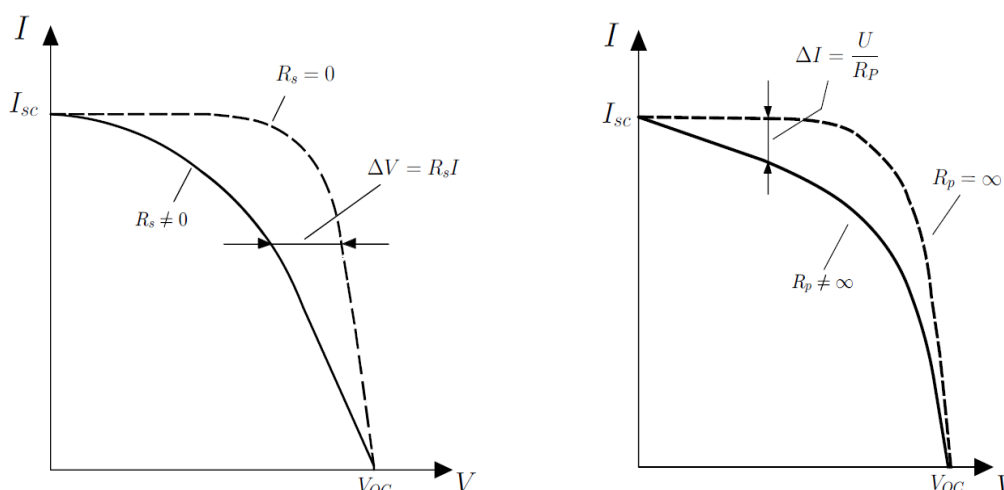


Figura 2.12: Modifica delle caratteristiche corrente – tensione della cella introdotta dalla resistenza in serie e dalla resistenza in parallelo.

2.7- Tipologie di celle

La tecnologia fotovoltaica si trova oggi ad un punto di cambiamento radicale. Tale cambiamento comporta il passaggio dalle celle solari di prima generazione, che stanno ormai giungendo ai propri limiti intrinseci, alle celle di seconda e terza generazione.

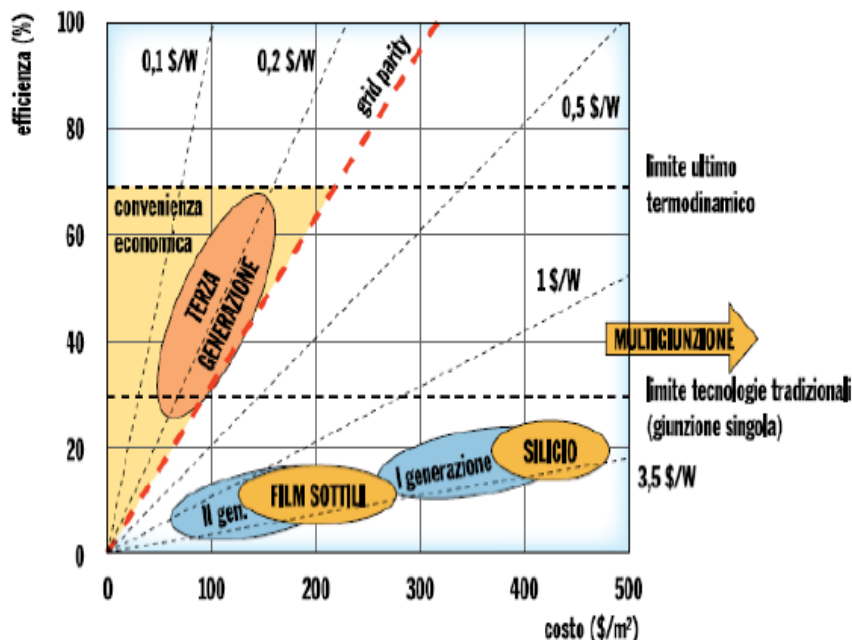


Figura 2.13: Evoluzione nel tempo dell'efficienza delle tecnologie fotovoltaiche.

La figura 2.13 mostra i limiti di efficienza e il costo per ciascuna generazione di fotovoltaico. La tecnologia tradizionale basata sul silicio rimane ancora forte, ma non ha il potenziale di crescita delle tecnologie di seconda e di terza generazione. La tecnologia del silicio cristallino ha buoni rendimenti rispetto alle altre tecnologie esistenti, ma ad un costo abbastanza elevato in termini di €/m².

Le tecnologie di seconda generazione basate su film sottili sono più economiche, ma hanno rendimenti inferiori. Si osserva che i costi per unità di potenza installata sono simili tra le prime due generazioni ciò comporta che si preferiranno moduli ad alto rendimento al silicio nel caso in cui gli spazi siano limitati, mentre è preferibile l'uso dei moduli a film sottile se lo spazio non rappresenta un problema, oppure se è necessario disporre celle solari flessibili o integrate ad elementi architettonici. La prima e la seconda generazione non potranno mai raggiungere l'obiettivo della *grid parity*¹⁰, sono necessari dunque degli incentivi per rendere appetibile agli investitori questa tecnologia.

¹⁰ La retta rossa nel diagramma rappresenta la “*grid parity*”, ovvero il punto di pareggio fra il costo per-watt dell'energia fotovoltaica e dell'energia fornita dalla rete.

L'industria delle celle al silicio si orienta oggi a limitare i costi, andando ad esempio a ridurre lo spessore dei wafer di silicio, visto che l'efficienza è già vicina ai limiti fisici. Le nuove tecnologie basate sulle cosiddette multigiunzioni consentono un salto notevole dell'efficienza, nemmeno questa tecnologia può però portare ad abbattere la barriera della *grid parity*. Le celle di terza generazione, quelle cioè basate su film sottili organici (celle polimeriche) potrebbero avere la possibilità di superare la barriera della *grid parity*.

2.7.1 - Celle a film spesso (celle di I generazione)

2.7.1.1 - Silicio monocristallino

- spessore:	200-300 μm
- salto energetico:	1.12 eV
- rendimento sperimentale:	24 %
- rendimento commerciale:	19,4 %

Il silicio rappresenta il materiale più utilizzato nella fabbricazione delle celle FV commerciali. Ciò è dovuto soprattutto alla sua abbondanza (basso costo di approvvigionamento) e alla sua alta efficienza di conversione. La struttura del silicio monocristallino è uniforme poiché si ricava dalla crescita di un cristallo singolo che viene poi lavorato. L'uniformità della sua struttura permette di trasferire in maniera efficiente gli elettroni attraverso il suo spessore. Ciò influenza il suo rendimento, maggiore delle celle in silicio policristallino o amorfo, ma lo penalizza per via dei costi di produzione dei lingotti costituito da un singolo cristallo.

Si possono definire tre tipi di silicio, in base al campo di applicazione e la relativa purezza:

- metallurgico, purezza del 99,9%;
- fotovoltaico, purezza del 99,9999%;
- elettronico, concentrazione di impurezze di circa 1 parte su 100 milioni.

Per realizzare una cella FV l'industria delle celle solari utilizza sostanzialmente lo scarto delle industrie elettroniche.

I principali metodi produttivi per la fabbricazione delle celle fotovoltaiche sono:

- metodo Czochralsky, permette di ottenere il silicio monocristallino a partire dal silicio policristallino di grado elettronico;
- metodo EFG (Edge-defined Film Growth), consiste nell'ottenere un nastro di silicio monocristallino mediante un processo di trafilatura;
- metodo Float Zone (FZ), tale metodo consiste nel far passare una sbarra di silicio policristallino attraverso una bobina elettromagnetica che riscalda la sbarra;
- metodo Casting, è un processo produttivo di celle fotovoltaiche a partire dal silicio scartato delle industrie elettroniche.

2.7.1.2 - Silicio policristallino

- spessore:	200-300 μm
- salto energetico:	1,12 eV
- rendimento sperimentale:	17,8 %
- rendimento commerciale:	12,3 %

Questo tipo di celle rappresenta il 30% delle celle FV in commercio. Risultano essere meno costose a causa di una lavorazione meno accurata e per questo hanno rendimenti inferiori rispetto alle celle al silicio monocristallino. La cella è composta da molti piccoli cristalli e i confini dei grani¹¹ causano la ricombinazione di elettroni – lacune. Questo causa la riduzione dell'intensità di corrente prodotta e della tensione della cella. Il pannello policristallino si riconosce facilmente per la colorazione blu al contrario della colorazione nera che caratterizza il pannello monocristallino.

2.7.1.3 - Arseniuro di gallio (GaAs)

- salto energetico:	1,43 eV
- rendimento sperimentale:	25,1 %
- rendimento commerciale:	20 %

I vantaggi principali che porta l'utilizzo di questo semiconduttore nella costruzione di celle fotovoltaiche sono:

- il salto energetico (1,43 eV) vicino al valore ideale per le celle mono-giunzione;
- una capacità di assorbimento tale da richiedere una cella dello spessore di pochi micron per catturare la luce solare;
- la ridotta influenza della temperatura sulla potenza prodotta;
- la resistenza ai danni provocati dalle radiazioni;
- rendimenti elevati;
- possibilità di controllare la generazione e la raccolta di elettroni e lacune, unendo strati di diversa composizione.

Il limite del GaAs è l'elevatissimo costo del suo substrato monocristallino. Per questo motivo il GaAs viene utilizzato nei sistemi concentratori o nelle celle multigiunzioni in cui risulta elevato il rendimento. L'uso più importante di questo tipo di celle rimane comunque nel campo spaziale.

¹¹ I confini dei grani rappresentano il luogo dove si incontrano due cristalli.

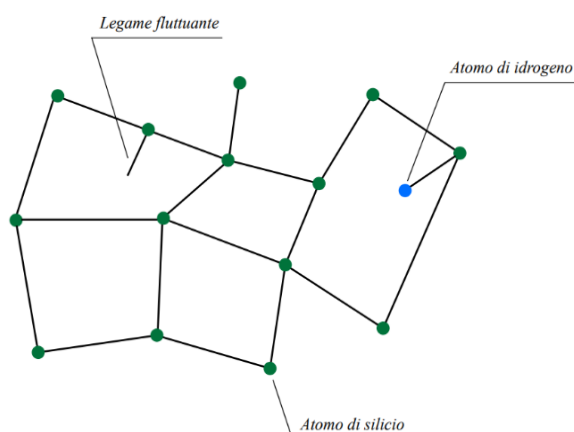
2.7.2 - Celle a film sottile (*thin film*) o di II generazione

Le celle a film sottile permettono di limitare la quantità di materiale utilizzato, ciò permette di limitare i costi. Inoltre, si ha la possibilità di realizzare pannelli flessibili, adatti per ricoprire superfici curve. Di seguito si riportano i principali materiali impiegati per questa tecnologia.

2.7.2.1 - Silicio amorfo (a-Si)

- spessore: 1 μm
- salto energetico: 1.75 eV
- rendimento di laboratorio: 7 % cella, 7-9 % moduli stabili

È una forma non – cristallina di silicio, è un solido amorfo, come il vetro, nel quale gli atomi che lo compongono non si dispongono in alcun modo preferenziale. Il silicio amorfo è fino a 40 volte più efficiente del silicio monocristallino nell'assorbire la radiazione solare, cosicché una pellicola di uno spessore di 1 micron può assorbire fino al 90% dell'energia solare utile.



A causa della sua struttura atomica “casuale”, fig. 2.14, il silicio amorfo presenta alcuni difetti come i legami fluttuanti, dove ad un atomo manca il suo vicino per potersi legare. Gli elettroni trovano lacune dove potersi ricombinare e sottrarsi alla conduzione di elettricità. Per questo motivo il materiale viene depositato in modo da contenere una piccola quantità di idrogeno (processo chiamato idrogenazione).

Figura 2.14: Struttura atomica del silicio amorfo.

2.7.2.2 – Thin film policristallini

Tale tipologia di modulo non utilizza una griglia metallica come contatti elettrici ma uno strato sottile di un ossido conduttore (per esempio ossido di stagno). Questi ossidi sono altamente trasparenti e conducono molto bene l'elettricità. All'interno di questa sottile pellicola fotoconduttiva sono presenti micro-cristalli di materiale semiconduttore. Si utilizzano due diversi semiconduttori andando a formare una interfaccia, chiamata eterogiunzione, formata da uno strato superiore di semiconduttore di solito di tipo n e da uno strato inferiore, di tipo p, di materiale diverso. Lo strato superiore (strato finestra) assorbe la radiazione ad alta energia dello spettro e permette l'attraversamento della maggior parte della radiazione perché venga assorbita dallo strato di tipo p. Lo strato assorbente sottostante è in grado di condurre alte correnti e fornire una tensione adeguata.

CuInSe₂ CuInGaSe₂

- salto energetico:	1.02 eV
- rendimento di laboratorio:	17,8 %

Il $CuInSe_2$ possiede grandi caratteristiche di assorbimento. A questo viene accoppiato, come strato finestra, solitamente il solfuro di cadmio (CdS). Aggiungendo piccole quantità di gallio allo strato di $CuInSe_2$ viene aumentato il salto energetico, in modo tale da migliorare la tensione del dispositivo e il suo rendimento. La difficoltà nel portare questa tecnologia ad un livello di produzione consiste nell'evitare la formazione di difetti durante la deposizione che impedisce l'uniformità degli strati. L'alta temperatura agevola la conduzione e permette dunque rendimenti più elevati.

CdTe

Il CdTe (Tellururo di Cadmio) è capace di convertire l'energia solare in elettrica con un'efficienza (15-17%) molto vicina a quella ottenibile dalle tecnologie basate sul silicio cristallino, ma sfruttando in questo caso solo l'1% del materiale richiesto dall'uso del silicio. Il *band-gap* del tellururo di cadmio, pari a 1,45 eV, si adatta bene allo spettro solare e quindi permette di trasformare più energia dallo spettro solare rispetto al *band-gap* più basso del silicio. Come per il $CuInSe_2$, viene accoppiato al CdS per la formazione dell'interfaccia. Inoltre, presenta un buon rendimento in condizioni di luce diffusa e un rendimento che cresce con la temperatura. Il principale problema è che il cadmio risulta essere tossico e si hanno dunque problemi di smaltimento.

2.7.2.3 – Celle multigiunzione

Le celle multigiunzione permettono di superare il limite che caratterizza le celle FV a singola giunzione che richiedono fotoni con un'energia uguale o maggiore al salto energetico del materiale di cui è costituita la cella stessa per poter liberare elettroni per il circuito elettrico. Infatti, nelle celle multigiunzione si vanno ad inserire due o più celle con salti energetici differenti e una giunzione per generare tensione. Questa tecnologia permette di ottenere un rendimento maggiore, fino al 40%, grazie al contributo di una maggiore porzione di spettro solare.

Celle a tripla giunzione a-Si

Rappresenta la cella più sviluppata della II generazione. In tale cella vengono stratificate tre celle con diverso *band-gap* (che assorbono cioè diverse lunghezze d'onda):

- parte alta: strato che assorbe la frazione blu della radiazione solare, lega di a-Si con *band-gap* di 1,8 eV;
- strato centrale: lega fra silicio e germanio amorfo con *band-gap* di 1,6 eV, ideale per la radiazione verde;
- strato inferiore: lega in a-SiGe con una percentuale di germanio più alta, dà luogo a un *band-gap* di 1,4 eV, ideale per assorbire la radiazione rossa e infrarossa.

Il rendimento delle celle multigiunzione cala dello 0,21% /°C, una riduzione dunque inferiore rispetto al silicio monocristallino che è dello 0,5% /°C. Inoltre, può lavorare in condizioni di luce diffusa e la tecnologia impiega poco materiale, bassi costi.

2.7.2.4 – Celle solari a colorante “Dye sensitized”

La cella in questione rappresenta l’anello di congiunzione tra la II e la III generazione. Queste celle fotochimiche, la cui struttura è mostrata in fig. 2.15, sono state le prime a sfruttare i principi della fotosintesi presente in natura. Il fotoelettrodo è costituito da una pellicola spessa 10-20 μm di particelle nanocristalline (10-30 nm di diametro) di diossido di titanio (TiO_2), ricoperte da un unico strato di molecole di colorante a base di rutenio. I pori della pellicola nanocristallina di TiO_2 sono riempiti con un elettrolita liquido contenente una coppia redox I^- e I_3^- .

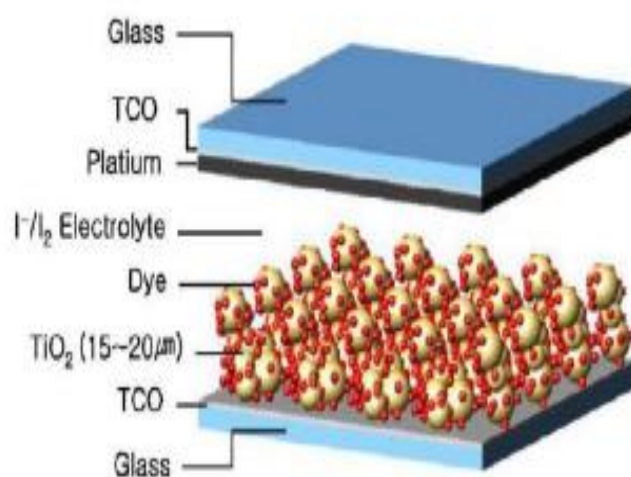


Figura 2.15: Cella dye-sensitized con contatti in vetro conduttore trasparente.

Il colorante è organico e tutto ciò che è organico e amorfo quindi non ha delle bande ma bensì degli stati energetici localizzati. Nel fotovoltaico di II e III generazione gli stati energetici più importanti sono l’HOMO (orbitale molecolare più alto occupato da un elettrone) e il LUMO (il più basso orbitale molecolare non occupato). In fig. 2.16 è mostrato il funzionamento di una cella *dye-sensitized*. Si ha la formazione di un eccitone¹², grazie alla foto-eccitazione sul colorante. Dallo stato eccitato del colorante l’elettrone passa alla banda di conduzione del TiO_2 . Gli elettroni trasferiti nel TiO_2 attraversano il film nanocristallino. Dopo essere passati attraverso il circuito esterno e fornito energia al carico, gli elettroni ritornano nella cella attraverso l’elettrodo opposto e riducono I_3^- a I^- , che poi si diffonde tra i pori del TiO_2 per riportare il foto-ossidato *dye* al suo stato originale.

¹² Un eccitone è un elettrone che passa da uno stato a più bassa energia ad uno stato energetico eccitato. Passa dall’homo al lumo.

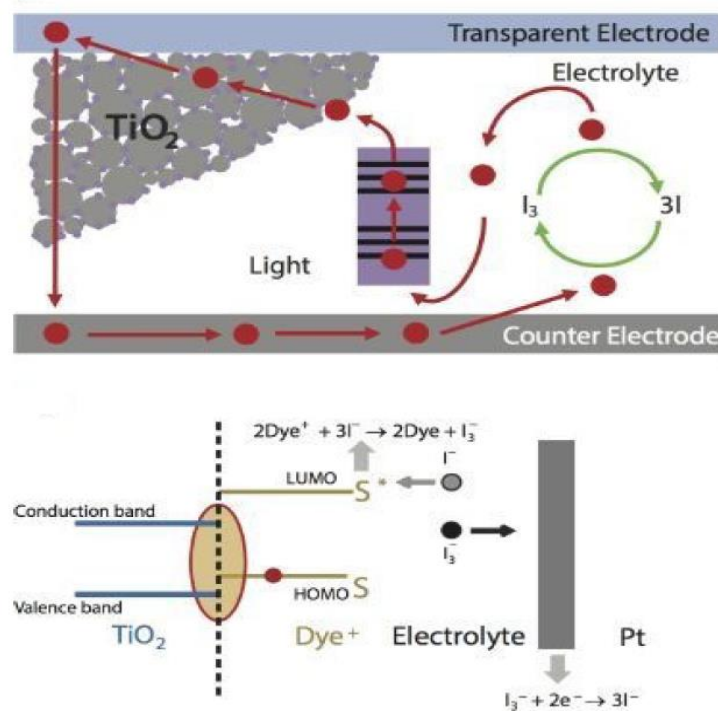


Figura 2.16: Funzionamento di una cella dye-sensitized.

Queste celle possono arrivare a rendimenti superiori al 10% in funzione del tipo di colorante utilizzato.

2.7.3 - Celle solari di III generazione in materiale polimerico

In questa ultima generazione di celle viene utilizzato esclusivamente materiale organico, in particolare polimeri fotosensibili. I vantaggi di questa terza generazione sono:

- la flessibilità meccanica;
- il modulare le proprietà attraverso la chimica;
- la tecnologia molto economica;
- l'integrazione architettonica della tecnologia fotovoltaica.

La ricerca è riuscita ad ottenere alti rendimenti mescolando polimeri elettroni-donatori (N) con polimeri elettrone-accettori (P) appropriati. Il problema comune legato a tutte le applicazioni dei polimeri coniugati è rappresentato dalla scarsa stabilità e dunque la bassa durata di questi materiali. Questa caratteristica è in contrasto con i fondamentali della tecnologia fotovoltaica che richiede di poter vivere per anni e avere tempi di servizio di decine di migliaia di ore. Una soluzione potrebbe essere l'utilizzo di nanoadditivi per incrementare la resistenza nel tempo del materiale polimerico alle sollecitazioni. Le efficienze delle celle fotovoltaiche organiche hanno oggi raggiunto la soglia del 15%.

Nell'appendice A in fondo alla tesi è presente una breve descrizione riguardante i polimeri coniugati, in particolare si analizzano le proprietà ottiche che vengono sfruttate nelle celle di III generazione.

2.7.3.1 - Principio e meccanismo di funzionamento

Le celle polimeriche sono costituite da materiali prevalentemente amorfi in cui dominano gli orbitali localizzati, il *gap* corrisponde alla differenza di energia tra il più basso orbitale molecolare non occupato (LUMO) e il più alto orbitale molecolare occupato (HOMO).

Le molecole organiche contenenti doppi legami coniugati sono in grado di assorbire fotoni e quanto più è esteso il sistema coniugato quanto più è estesa la delocalizzazione elettronica, tanto più il *gap* HOMO-LUMO diminuisce fino ad essere compatibile con l'assorbimento di fotoni nel visibile. L'assorbimento di fotoni genera stati eccitati (eccitoni) attraverso il trasferimento di elettroni dall'HOMO al LUMO.

La cella, mostrata in fig. 2.17, è formata da uno strato donatore di elettroni (D), quello fatto con il polimero coniugato (è come se fosse uno strato N) e uno strato accettore di elettroni (A) (è come se fosse uno strato P), posti tra un anodo semitrasparente e un catodo metallico. La sopravvivenza di un eccitone è ridotta. Il tempo di diseccitazione è molto piccolo, dell'ordine dei pico secondi. Gli eccitoni che hanno buone probabilità di formare coppie elettrone – lacuna sono quelli che si creano nei pressi della giunzione, vicini all'accettore.

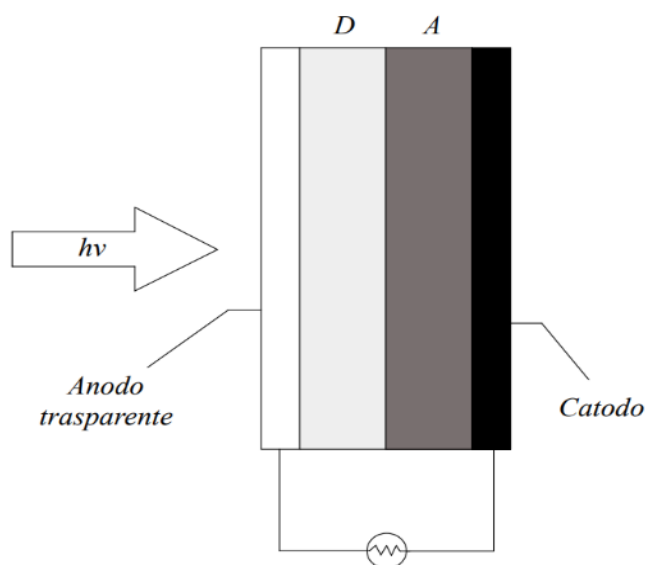


Figura 2.17: Cella fotovoltaica organica bistrato.

Osservando la fig. 2.18 si nota che il materiale donatore è scelto tenendo conto che deve essere in grado di assorbire fotoni creando eccitoni, mentre l'accettore deve essere in grado di dissociare l'eccitone estraendo rapidamente elettroni dal LUMO del donatore (L_D) e trasferendoli al catodo. Al tempo stesso l'HOMO del donatore (H_D) deve avere valori energetici tali da consentire un rapido trasferimento delle buche verso l'anodo.

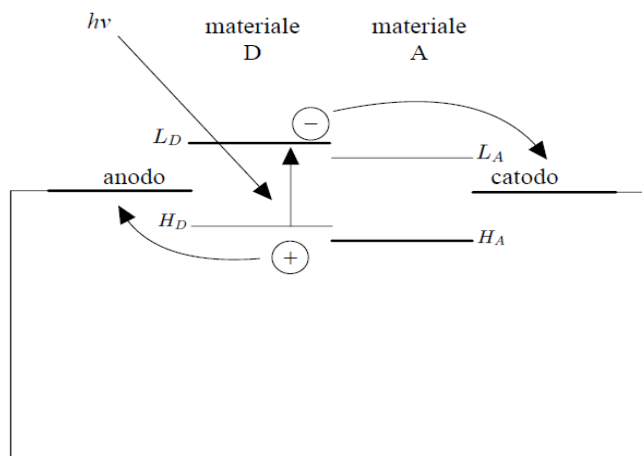


Figura 2.18: Schema di funzionamento di una cella fotovoltaica organica.

Uno dei fattori limitanti delle celle organiche è rappresentato dalla modesta superficie di giunzione D/A dove si creano le coppie lacuna/elettrone. La giunzione è rugosa così da aumentare il rapporto S/V e aumentare il rendimento. Per migliorare ancora di più il sistema si va a compenetrare il materiale A nel materiale D facendo così diventare il materiale un nanocomposito (materiale ibrido tra accettore e donatore) così si aumenta la superficie di confine tra donatore e accettore, cella *bulk-heterojunction*, fig. 2.20.

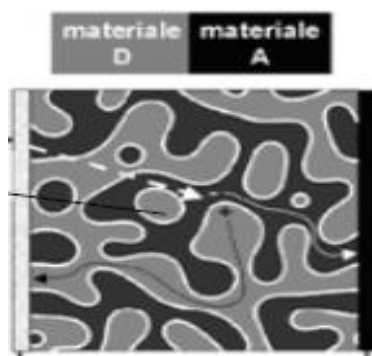


Figura 2.19: Cella *bulk-heterojunction*.

La necessità di trasportare le cariche all'interno del materiale, fa sì che si debbano prevedere dei percorsi di percolazione a livello nanometrico.

2.8 – Il campo fotovoltaico

La tensione complessiva di più collegate in serie è data dalla somma delle tensioni; la corrente è quella della singola cella. Mentre più celle collegate in serie forniscono una corrente data dalla somma delle correnti delle celle e tensione pari a quella della singola cella. Una cella fotovoltaica (fig. 2.20 a) eroga una potenza di qualche watt. I moderni moduli fotovoltaici (fig. 2.20 b) contengono 60, 72, 96 celle che di solito sono tutte collegate in serie per ridurre al minimo le perdite resistive e lavorare alle tensioni necessarie per il funzionamento efficiente dell'inverter, il quale costituisce il componente base per la realizzazione di impianti fotovoltaici.

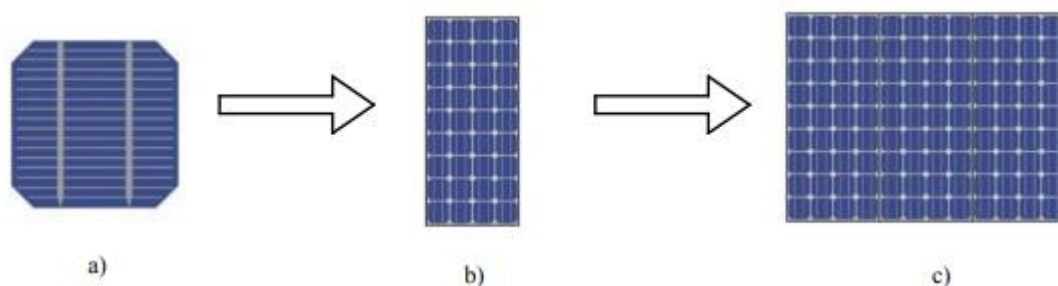


Figura 2.20: a) cella; b) modulo fotovoltaico; c) campo fotovoltaico.

Collegando più moduli in serie si ottiene una stringa. Le stringhe sono collegate in parallelo andando a formare il campo fotovoltaico. Il campo fotovoltaico è un insieme di moduli opportunamente collegati, in modo da ottenere la tensione prestabilita (più moduli in serie) e la potenza richiesta (più stringhe in parallelo).

Nel caso in cui delle celle abbiano un diverso irraggiamento solare poiché per esempio una parte di esse sono in ombra, tali celle si comportano come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle. Il diodo è soggetto alla tensione delle altre celle. La quale può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento locale e danni al modulo. Per ovviare a questo problema ogni modulo fotovoltaico contiene 2-4 diodi *di bypass*, che escludono le celle in ombra o danneggiate per evitare il blocco dell'intero modulo. Si hanno anche dei diodi di blocco che vengono messi uno in ogni stringa e servono ad impedire la circolazione della corrente inversa. Ciò accade se ho uno squilibrio delle tensioni nelle stringhe in parallelo. Con il diodo di blocco obbligo la corrente a circolare solo in un senso. Le correnti inverse portano ad un surriscaldamento.

I sistemi fotovoltaici si suddividono in sistemi *grid connected* (impianti connessi alla rete elettrica) e sistemi *stand-alone* (impianti in isola). Nei sistemi *stand-alone* è sempre necessario un sistema di stoccaggio dell'energia elettrica. Negli ultimi anni anche nei sistemi *grid connected* si punta ad utilizzare un sistema di accumulo poiché inizia ad essere incentivato l'autoconsumo.

2.9 – Diagramma solare

Il diagramma solare è un diagramma circolare che riporta il percorso apparente del sole. Esistono due tipologie di diagrammi solari, quello polare e quello cartesiano. Nel presente lavoro si è fatto riferimento al diagramma solare cartesiano. Esso indica l'altezza solare durante le ore del giorno nel percorso (fittizio) del sole da est a ovest, nel solstizio d'inverno (21 dicembre), d'estate (21 giugno) e agli equinozi (il 20-21 marzo e 22-23 settembre).

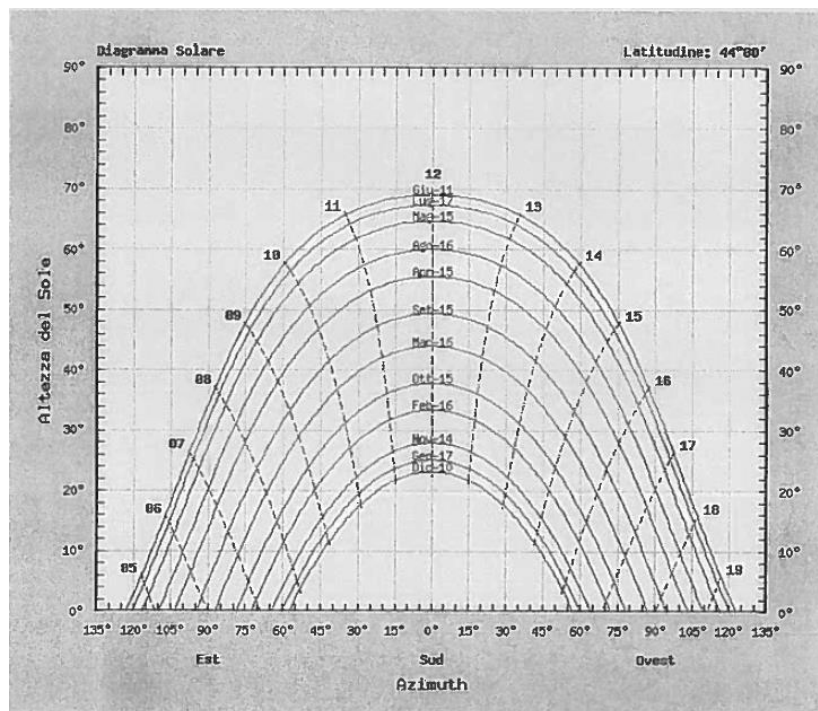


Figura 2.21: Diagramma solare cartesiano Bologna.

In fig. 2.21 è mostrato il diagramma solare di Bologna, tracciato con l'atlante italiano della radiazione fornito dall'ENEA. In ascissa si ha l'azimut mentre sulle ordinate l'altezza solare. La posizione dell'ostacolo riportata sul diagramma solare permette di stabilire se l'ostacolo ombreggia il campo FV, in quale periodo dell'anno e in quali ore.

Una volta individuati i possibili ombreggiamenti, bisogna stabilire la disposizione dei moduli per ridurre al minimo le ombre. Nell'eventualità in cui lo spazio risulti essere limitato e l'ombreggiamento particolarmente impattante si fa uso degli ottimizzatori (approfonditi nel capitolo 3).

2.10 – Dati nominali

Per permettere un confronto tra moduli diversi è risultato necessario definire a livello internazionale di condizioni di prova standard (STC: *Standard Test Conditions*). Le condizioni di prova standard sono:

- irraggiamento solare (sul piano del modulo): 1000 W/m²;
- temperatura delle celle: 25 °C;
- distribuzione spettrale corrispondente ad AM = 1,5.

Nella realtà impiantistica, i moduli funzionano spesso in condizioni ambientali differenti da quelle standard. In particolare, la cella si trova ad una temperatura diversa da 25 °C. Perciò è stata introdotta la temperatura della cella in condizioni operative normali (NOCT: *Nominal Operating Cell Temperature*) per calcolare l'influenza della temperatura sulla potenza.

Tali condizioni operative nominali sono le seguenti:

- irraggiamento solare: 800 W/m²;
- temperatura ambiente (dell'aria): 20 °C;
- velocità dell'aria sul retro del modulo: 1 m/s;
- modulo funzionante a vuoto.

Il costruttore specifica la temperatura NOCT e bassi valori di essa corrispondono a delle celle con buone capacità di smaltimento del calore verso l'esterno.

La variazione percentuale di potenza ΔP_m dovuta ad una temperatura diversa da 25 °C vale:

$$\Delta P_m(\%) = C_T (T_{cella} - 25) \quad 2.8$$

dove C_T è il coefficiente di temperatura per la potenza (variazione percentuale di potenza per ogni grado di differenza da 25°C).

I moduli che sono stati utilizzati nei successivi progetti sono in tutti i casi in silicio monocristallino (moduli ad alta efficienza), tali moduli risultano essere la miglior scelta ogni qual volta si abbia una carenza di spazio.

3- Componenti dei sistemi fotovoltaici

Sebbene i pannelli fotovoltaici rappresentino il componente cardine di un sistema fotovoltaico, sono necessari altri componenti per dotarsi di un sistema funzionante. I più importanti componenti sono:

- il sistema di accumulo, parte vitale dei sistemi stand-alone, assicura che il sistema possa fornire elettricità durante la notte e nei periodi di maltempo. Di solito come sistema di stoccaggio dell'energia si utilizzano delle batterie;
- l'inverter, utilizzati nei sistemi collegati alla rete per convertire l'elettricità CC proveniente dai moduli fotovoltaici in elettricità AC che può essere immessa in rete. Molti inverter hanno un convertitore DC-DC incluso per convertire la tensione variabile dell'array fotovoltaico in una tensione costante;
- i cavi, vengono utilizzati per collegare i diversi componenti del sistema fotovoltaico tra loro e al carico elettrico. È importante scegliere cavi di sezione sufficiente per ridurre al minimo le perdite resistive.

Possono essere presenti anche ulteriori componenti in base alle specifiche dell'impianto, tra cui:

- gli ottimizzatori di potenza, consentono di collegare il singolo modulo fotovoltaico all'inverter, rendendolo indipendente degli altri;
- le zavorre, permettono di installare i pannelli FV su tetti piani e a terra con l'inclinazione desiderata.

3.1 - Sistema di accumulo

Le batterie di accumulo maggiormente utilizzate nei sistemi fotovoltaici sono batterie agli ioni di litio. I sistemi di accumulo utilizzati nei successivi progetti sono batterie Litio – Ferro Fosfato ($LiFePO_4$) che sono accumulatori agli ioni di litio in cui uno degli elettrodi è composto da $LiFePO_4$. Una batteria litio-ione è composta da sottili strati costituenti il catodo, il separatore e l'anodo, immersi in un elettrolita che permette il trasporto degli ioni litio. Vengono utilizzati materiali elettrodici ad intercalazione, che possono accumulare e rilasciare ioni di litio in maniera reversibile. In fig. 3.1 è riportato uno schema di funzionamento (in condizione di scarica) di una batteria litio - ione.

Nelle batterie litio-ione l'anodo è costituito da strati di grafite che possono ospitare gli ioni litio. A differenza delle batterie a litio metallico lo ione litio rimane ione litio sia all'anodo che al catodo. Rinunciando però al litio metallico è necessario adoperare catodi litati. Tali catodi sono tipicamente ossidi di metalli di transizione.

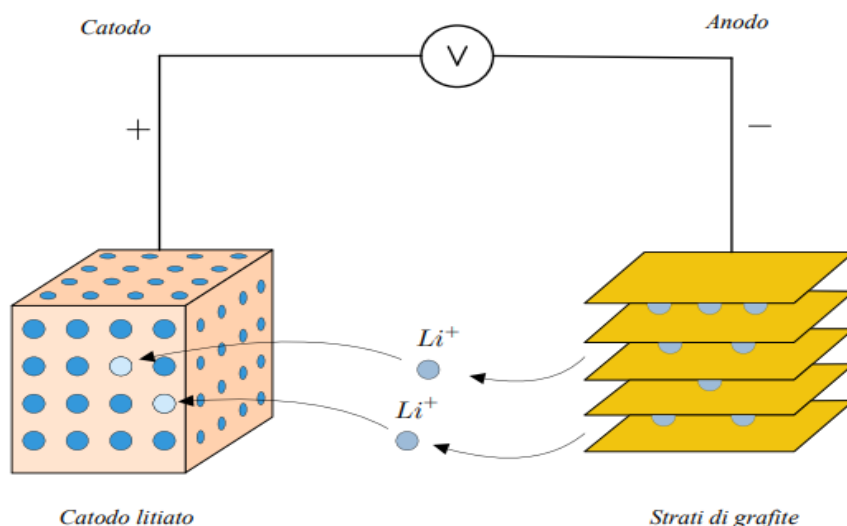


Figura 3.1: Schema di funzionamento di una batteria Li-Ion (adattato da [14]).

Il funzionamento si basa su reazioni di tipo *host-guest*, ossia le strutture elettrodiche accettano temporaneamente ioni litio al proprio interno, per poi cederli al ciclo successivo all'altro elettrodo. I materiali che costituiscono gli elettrodi sono sia buoni conduttori ionici che elettronici. Inoltre, le batterie litio-ione hanno il vantaggio rispetto le batterie litio metallico di non dare luogo alla formazione di dendriti¹³ che possono provocare un cortocircuito interno.

In realtà le dendriti si possono formare anche nelle batterie Li-Ion se si va a danneggiare il film di passivazione, il costruttore fa sì che la batteria non si scarichi del 100 % in modo tale che non si distrugga il SEI (*Solid Electrolyte Interface*). Il SEI è un film di passivazione solido isolante per gli ioni e permeabile agli ioni. Gli elettroliti acquosi non sono utilizzabili a causa della reattività con il litio, si utilizzano dunque sali di litio in un solvente organico.

É presente un separatore che contiene al suo interno l'elettrolita ma separa gli elettrodi. Una configurazione di separatore è formata da un *tri-layer* PP-PE-PP (polipropilene – polietilene -polipropilene). Il PE fonde a 110 °C mentre il PP a 140 °C quindi se la temperatura supera i 110 °C il PE fonde e va a chiudere i pori sul PP, bloccando la conduzione ionica (sistema di spegnimento automatico). L'elettrodo negativo in grafite (trattata con legante per renderla più elastica) ha un basso costo ma a causa dell'intercalazione degli ioni-litio si ha un rigonfiamento dell'elettrodo con conseguente perdita di capacità con i cicli. Altre soluzioni sono leghe metalliche di litio ad intercalazione (soggette anch'esse a rigonfiamento) oppure il Titanato di Litio.

¹³ Le dendriti sono strutture cristalline che vengono prodotte dal litio metallico, crescono in modo irregolare andando a introdursi nell'elettrolita fino a raggiungere il catodo con conseguente cortocircuito.

L'elettrodo positivo come già evidenziato è formato da ossidi di metalli di transizione e solfuri litati. Le prestazioni degli accumulatori agli ioni di litio dipendono dalla tipologia dei materiali elettrodici – elettroliti utilizzati, presentano differenti vantaggi e svantaggi in termini di energia specifica, potenza specifica, vita, costi e sicurezza. Negli impianti progettati e riportati nella presente tesi sono state utilizzate batterie con elettrodo positivo in litio ferro fosfato. Il litio ferro fosfato ($LiFePO_4$) ha una tensione tra 3.3-3.5 V, bassi costi, componenti non tossici ed una capacità di circa 170 mAh/g. Ha lunga vita ciclica (oltre 2000 cicli) sopporta bene le alte temperature.

In figura 3.2 è mostrato un modulo da 5 kWh del sistema di accumulo dell'Huawei con sigla *LUNA2000-5-S0*. Questa batteria è modulabile fino ad arrivare a tre moduli con una capacità dichiarata dal costruttore di 15 kWh.



Figura 3.2: Modulo da 5 kWh batteria LUNA dell'Huawei.

In figura 3.3, viene invece mostrata la batteria della Zucchetti con sigla *ZCS - Pylontech US2000 PLUS* con una capacità nominale del singolo modulo dichiarata dal costruttore di 2,4 kWh.



Figura 3.3: Modulo da 2,4 kWh Pylontech della Zucchetti.

3.2 – Inverter

La corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico deve essere convertita in corrente alternata per essere utilizzata dall'utente o per essere immessa nella rete di distribuzione pubblica. La conversione viene svolta dall'*inverter*. Molto spesso all'interno dell'*inverter* sono presenti diversi dispositivi elettronici con funzioni diverse. Infatti, esso può contenere un inseguitore MPP, un convertitore DC-DC e un convertitore DC-AC.

3.2.1 – Inseguitore del punto di massima potenza (MPPT)

Per massimizzare l'energia ottenibile dall'impianto fotovoltaico, è necessario adeguare il generatore al carico, in modo tale che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal fine viene impiegato all'interno dell'*inverter* stesso, un convertitore DC-DC adeguatamente controllato, che prende il nome di inseguitore del punto di massima potenza (MPPT: *Maximum Power Point Tracking*).

Come già osservato la curva I-V dipende dalla temperatura del modulo e dall'irraggiamento. Ad esempio, un aumento dell'irraggiamento comporta un aumento della corrente e un leggero aumento della tensione. Mentre un aumento della temperatura produce un calo della tensione.

Viene definito punto operativo il particolare valore di tensione e corrente a cui opera il modulo fotovoltaico in un dato momento. Per una data coppia di irraggiamento e temperatura, il punto di lavoro corrisponde ad un unico (I, V), coppia che giace sulla curva I-V. La potenza erogata in questo punto operativo è data da $P = I \times V$. Il punto di funzionamento (I, V) corrisponde ad un punto sulla curva potenza-tensione (P-V), come illustrato in fig. 3.4.

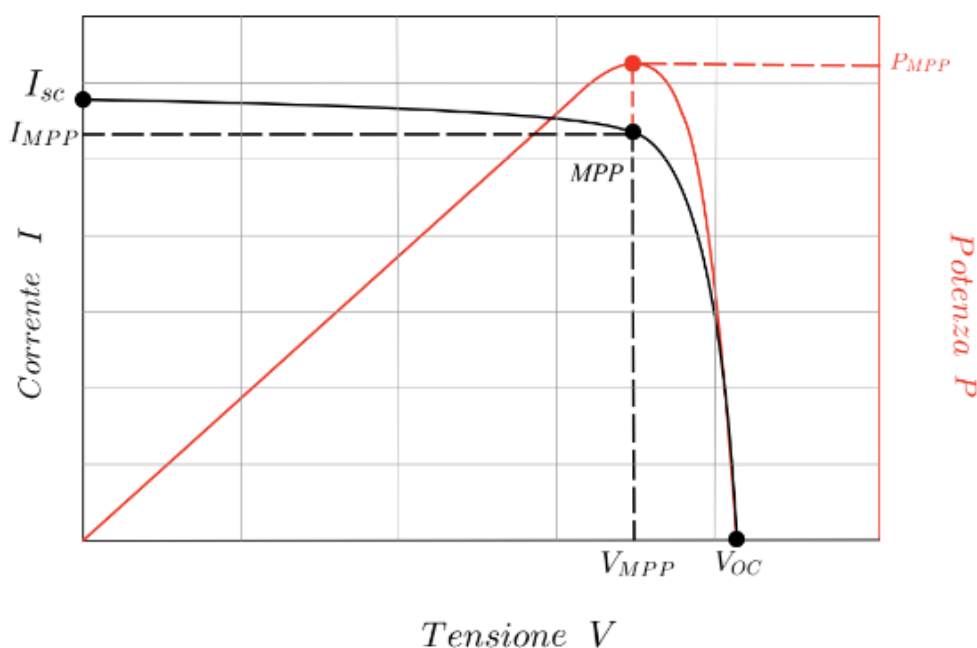


Figura 3.4: Una curva I-V generica e la curva P-V associata. (riproduzione da [17]).

Per generare la massima potenza per una data temperatura e irraggiamento, il punto di lavoro deve corrispondere al massimo della curva P-V, che è detto punto di massima potenza (MPP).

Il modo più semplice per far funzionare il modulo al MPP è forzare la tensione del modulo fotovoltaico ad essere quella del MPP (chiamato V_{MPP}). È importante notare che i cambiamenti della curva I-V devono essere monitorati continuamente cosicché il punto operativo possa essere regolato in modo che sia al MPP dopo i cambiamenti delle condizioni ambientali. Questo processo è chiamato inseguimento del punto di massima potenza (MPPT).

Sono presenti due categorie di MPPT:

- MPPT indiretto, in cui la posizione dell'MPP viene stimata tramite un algoritmo codificato;
- MPPT diretto, in cui i dati I-V effettivi vengono utilizzati per determinare la posizione dell'MPP.

Nei moderni sistemi fotovoltaici, l'MPPT è spesso implementato all'interno di altri componenti del sistema come gli *inverter*. Nel caso si abbia un sistema parzialmente ombreggiato, la curva P-V avrà dei massimi locali differenti. Per affrontare questo problema ciascuna stringa può essere collegata a un dispositivo MPPT separato. Gli *inverter* utilizzati nei successivi progetti hanno due ingressi per i cavi provenienti dai moduli. Ciascun ingresso è dotato di un inseguitore MPPT.

3.2.2 – Convertitori DC-DC (*chopper*)

La tensione di ingresso CC dell'inverter è spesso costante mentre la tensione di uscita dei moduli al MPP non lo è. Pertanto, viene utilizzato un convertitore DC-DC per trasformare la tensione variabile proveniente dai pannelli in una tensione costante utilizzata dall'inverter. Inoltre, l'inseguitore MPP controlla il punto di lavoro dei moduli, ma non può impostarlo. Anche questo viene fatto dal convertitore DC-DC.

In figura 3.5 viene mostrato, a titolo di esempio, lo schema elettrico di uno *step down converter* (abbassa la tensione ad un valore $U_2 < U_1$). Esso è costituito dal convertitore e un filtro passa basso che ha il compito di filtrare tutte le armoniche maggiori di un certo ordine. Dunque, si ha una sorgente di tensione continua U_1 e si vuole controllare la tensione in uscita U_2 , si utilizza un transistor che nella fig. 3.5 è schematizzato come un interruttore.

Durante il periodo di interdizione $i_1 = 0$ ma i_2 non è uguale a zero, il diodo permette di richiudere la corrente attraverso di esso quando lo *switch* è aperto.

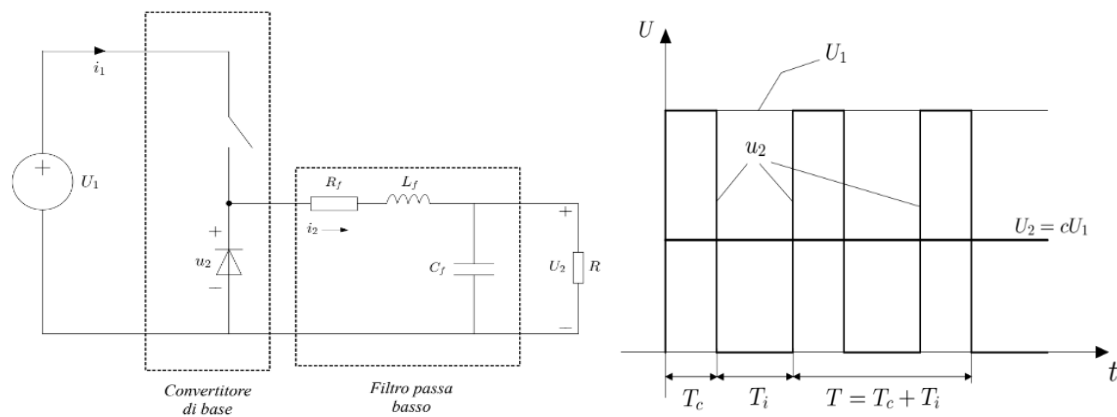


Figura 3.5: Schema elettrico e grafico tensione-tempo di uno step down converter (riproduzione da [22]).

Quando l'interruttore è aperto, viene applicata la tensione di ingresso U_1 in uscita dal convertitore. Quando l'interruttore è spento, la tensione in uscita dal convertitore è nulla. La tensione di uscita media (fig. 3.6) è data da:

$$U_2 = \frac{1}{T} \int_0^T u_2 dt = \frac{1}{T} T_c U_1 = c U_1 \quad 3.1$$

dove:

- T_c = tempo di conduzione
- T_i = tempo di interdizione
- $T = T_c + T_i$ = periodo
- $c = T_c/T$ = indice di conduzione

3.2.3 – Convertitori DC-AC (*inverter monofase*)

Poiché al giorno d'oggi in gran parte i dispositivi sono progettati per le reti in alternata, la maggior parte dei sistemi fotovoltaici necessita di un convertitore DC-AC. Risulta importante notare che il termine *inverter* viene utilizzato sia per il convertitore DC-AC che per la combinazione di tutti i componenti che formano il convertitore di potenza vero e proprio.

Configurazione a ramo singolo

Questa configurazione, il cui schema elettrico è riportato in fig. 3.6, permette di generare una corrente alternata $i_0(t)$ non sinusoidale. Infatti, la risposta di un circuito RL se l'alimentazione è continua è data da un esponenziale (la corrente aumenta o diminuisce esponenzialmente). Su e Sd sono degli IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) che hanno un diodo in antiparallelo per protezione e per fornire la possibilità di circolazione della corrente anche quando la polarizzazione dei transistor si inverte e la corrente non ha ancora cambiato direzione.

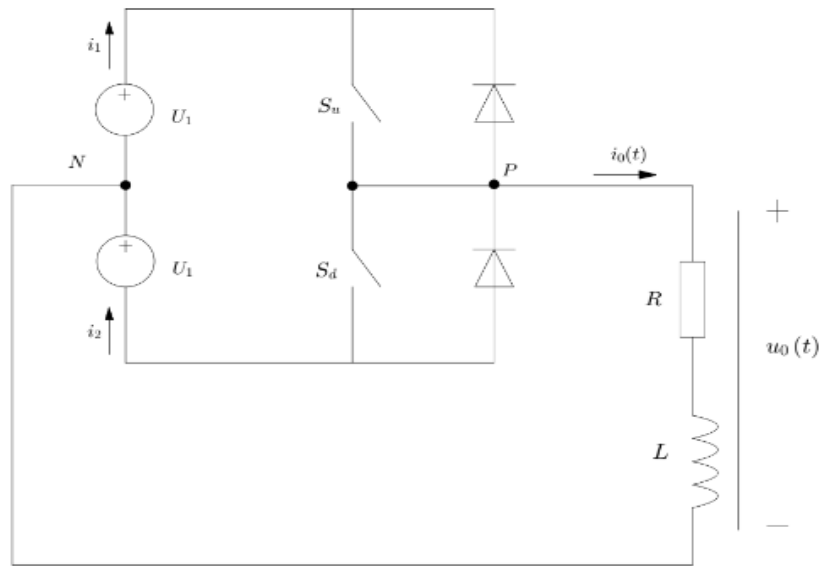


Figura 3.6: Schema elettrico convertitore DC-AC (Inverter monofase) a ramo singolo (riproduzione da [22]).

Lo stato di S_u è sempre l'opposto di quello di S_d . Viene dato un impulso al *gate* del transistor superiore S_u in maniera tale da mandarlo in ON, fig. 3.7. In questo modo a semiperiodi alternati si alterna la tensione sul carico. Si osservi che tra gli istanti $t_2 - t_3$ la corrente ha una sua inerzia nel cambiare di segno (costante di tempo $\tau = L/R$), si ha quindi il bisogno dei diodi per consentire alla corrente di richiudersi.

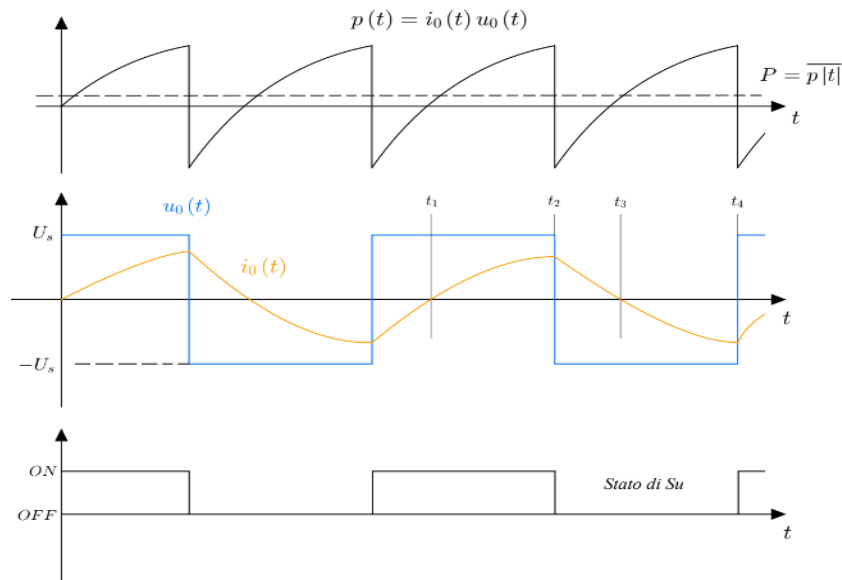


Figura 3.7: Dal basso verso l'alto: stato del transistor S_u , tensione e corrente sul carico in funzione del tempo, andamento della potenza nel tempo (riproduzione da [22]).

Lo stato dei transistor viene controllata da un microcontrollore che si occupa di inviare un segnale ai *gate* dei transistor in modo da invertire lo stato di S_u e S_d ogni semiperiodo. Il difetto di questa configurazione è che si ha la necessità di avere accesso al punto N di fig. 3.6, in modo tale da avere accesso alla tensione mediana dei due generatori in serie e questo non sempre risulta accessibile.

Modulazione PWM (modulazione di larghezza dell'impulso)

La tecnica più sofisticata per ottenere un'onda sinusoidale si basa sulla modulazione di larghezza dell'impulso (PMW: *Pulse Width Modulation*), la quale permette di variare anche il valore della tensione e della frequenza.

La logica, fig. 3.8, si basa sul generare un'onda triangolare (portante) ad un'alta frequenza (f_c) e periodo T_c (segnale a denta di sega). Il segnale modulante invece corrisponde alla senoide che si vuole generare in uscita.

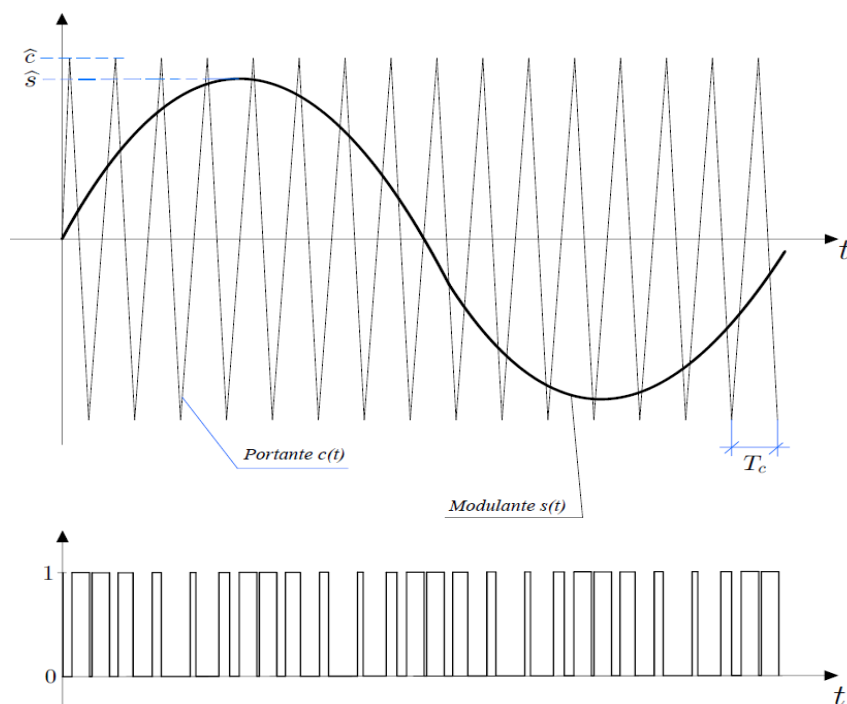


Figura 3.8: In basso è rappresentato lo stato del transistor S_u mentre in alto l'andamento del segnale portante e del segnale modulante (riproduzione da [22]).

La frequenza f_s del segnale modulante è pari alla frequenza di rete di 50 Hz. La figura superiore di fig. 3.8 rappresenta ciò che si ha dal lato del microcontrollore mentre la figura inferiore rappresenta l'uscita data da impulsi digitali di 0 e 1. La logica di commutazione dell'uscita digitale del microcontrollore è:

- quando $s(t) > c(t)$: S_u ON
- quando $s(t) < c(t)$: S_u OFF

Viene definito rapporto di modulazione d'ampiezza il rapporto tra il picco del segnale modulante e il picco del segnale portante, $m_a = \hat{s}/\hat{c}$. La tensione u_0 di fig. 3.6 in questo modo “vede un treno di impulsi” dove la tensione sul carico è U_s e $-U_s$. La corrente è data da una sequenza di curve esponenziali che, avendo durata molto breve, possono essere approssimate con linee rette. Quindi la logica della modulazione PWM è nel generare una sinusoide variando la larghezza degli impulsi.

Una configurazione più sofisticata di inverter monofase, che prende il nome di *Full bridge Inverter*, è rappresentata in fig. 3.9.

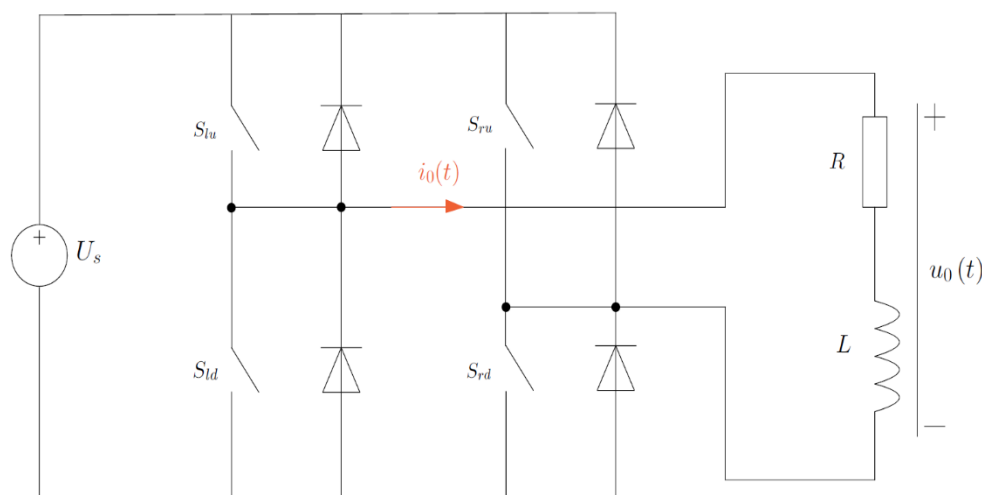


Figura 3.9: Schema Full bridge Inverter (riproduzione da [22]).

La logica di controllo è la stessa utilizzata per l'inverter a singolo ramo. Ma il costo è maggiore e non risulta necessario l'accesso al punto centrale della sorgente DC.

Scelta dell'inverter

La tensione delle stringhe risulta essere massima quando la temperatura del modulo è minima, ed è minima quando la temperatura del modulo è massima. Bisogna dunque scegliere un inverter tale che la tensione massima e la tensione minima delle stringhe rientrino nella finestra di tensioni accettate dall'inverter con un buon margine di sicurezza. La tensione dell'inverter deve essere dunque coordinata con il sistema FV, fig. 3.10.

Il punto di massima potenza dipende dalle condizioni alle quali l'impianto lavora, in particolare dipende dalla temperatura. La tensione a vuoto cala all'aumentare della temperatura. Bisogna controllare anche quale è la tensione minima e massima che il mio inverter può regolare mantenendo la massima potenza.

Vanno dunque seguiti i seguenti criteri:

- 1) L'*inverter* deve avere una corrente tollerata maggiore della massima corrente di cortocircuito dell'impianto fotovoltaico.
- 2) La massima tensione dell'*inverter* deve essere maggiore o uguale alla massima tensione a vuoto del generatore fotovoltaico (quella a minima temperatura);
- 3) La minima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'*inverter* deve essere inferiore alla minima tensione dell'impianto FV;
- 4) La massima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'*inverter* deve essere maggiore della massima tensione dell'impianto FV.

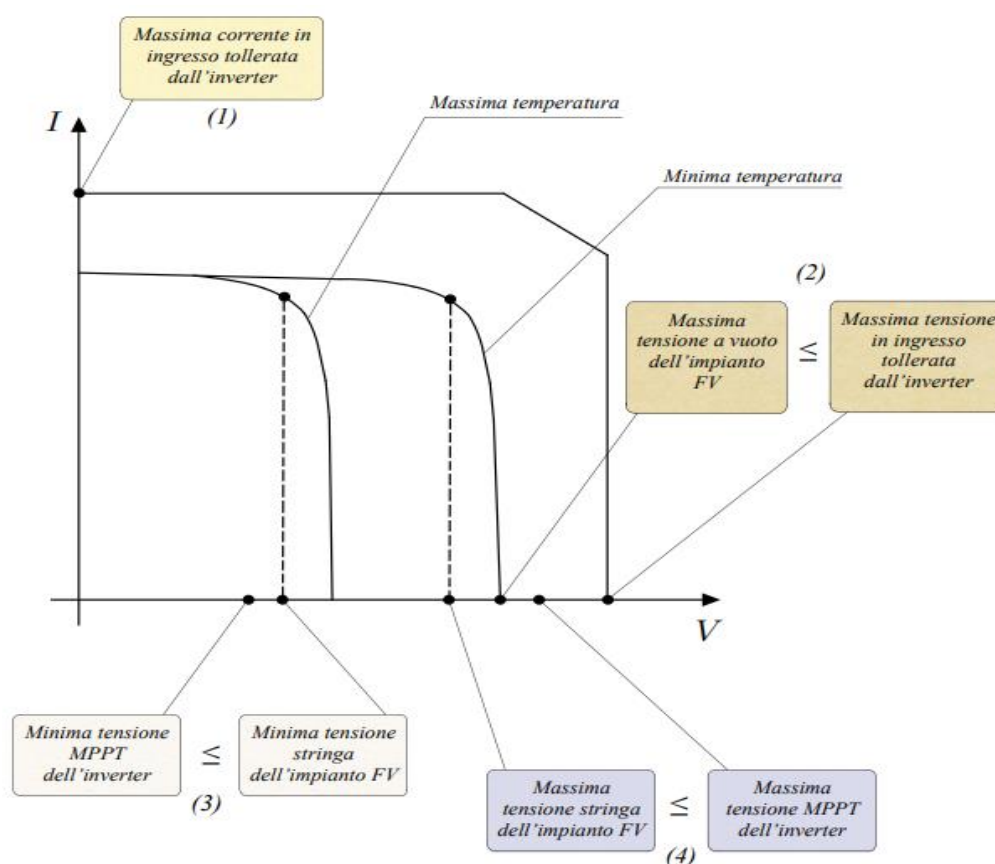


Figura 3.10: Coordinamento tra le tensioni e le correnti dell'*inverter* e dell'impianto fotovoltaico (riproduzione da [16]).

Inoltre, gli *inverter* devono essere installati, per quanto possibile, in ambienti con temperature basse, perché il loro rendimento diminuisce con l'aumento della temperatura. Inoltre, deve essere garantito un certo grado di ventilazione nell'ambiente in cui è installato l'*inverter* per consentire lo smaltimento del calore dissipato.

3.3 – Cavi

In corrente continua, la tensione del sistema elettrico non deve superare 1,5 volte la tensione nominale dei cavi. Per la scelta di un impianto fotovoltaico, in particolare dei cavi, si assume prudenzialmente una tensione dell'impianto fotovoltaico pari a $1,2 V_{OC}$.

La tensione nominale dei cavi si riferisce al loro impiego in corrente alternata ed è espressa come combinazione di due valori (V_0 / V) dove:

- V_0 è il valore efficace della tensione tra ogni conduttore e terra;
- V è il valore efficace della tensione tra due conduttori attivi qualsiasi di un cavo multipolare o di un circuito costituito da cavi unipolari.

Nei sistemi isolati da terra, o con un polo a terra, la tensione verso terra è uguale alla tensione nominale, sicché:

- i cavi con tensione nominale 450/750 V sono idonei per impianti fino a $1,5 \times 450 \text{ V} = 675 \text{ V c.c.}$;
- i cavi con tensione nominale 0,6/1 kV sono adatti per impianti fino a $1,5 \times 600 \text{ V} = 900 \text{ V c.c.}$

I cavi sul lato c.c. dell'impianto fotovoltaico devono essere scelti ed installati in modo da rendere minimo il rischio di guasto a terra e cortocircuito, le condutture devono avere cioè un isolamento doppio o rinforzato.

Cavi di stringa (solari)

I cavi di stringa (detti anche *Solar Cable*) collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadro. Come cavi di stringa si utilizzano cavi unipolari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale 0,6/1 kV, con temperatura massima di funzionamento maggiore di 90 °C e con un'elevata resistenza ai raggi ultravioletti.

Cavi non solari

A valle del primo quadro, possono essere utilizzati cavi non solari, poiché sono lontani dai moduli e si trovano a temperatura ambiente. Per la posa esterna, sia in tubo che in canale, dovrebbero essere impiegati cavi rivestiti con guaina adatta all'uso esterno. Mentre per la posa all'interno degli edifici valgono le regole generali per gli impianti elettrici.

3.3.1 – Sezione dei cavi

La sezione di un cavo deve essere tale per cui:

- la portata (I_z) del cavo sia almeno uguale alla *corrente di impiego* (I_B) del circuito ($I_z \geq I_B$);
- la caduta di tensione rientri nei limiti prestabiliti.

Corrente di impiego

Il cavo di stringa è attraversato dalla corrente dei moduli in serie che formano la stringa. Nel funzionamento ordinario, ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di cortocircuito. Per il circuito di stringa si assume, prudenzialmente, una corrente di impiego $I_B = 1,25 I_{sc}$.

Quando m stringhe costituiscono un sottocampo, il cavo che collega il quadro di sottocampo all'inverter deve portare la corrente di impiego $I_B = m 1,25 I_{sc}$.

Portata dei cavi

La portata è il valore massimo di corrente che un cavo può sostenere, senza superare la temperatura massima di funzionamento. La portata dei cavi solari viene indicata dal costruttore. I cavi solari con una sezione di almeno $2,5 \text{ mm}^2$ hanno una portata nettamente maggiore rispetto alla corrente di impiego del circuito di stringa (in genere $I_{sc} \leq 10 \text{ A}$); il ricorso a tali cavi nelle stringhe evita quindi ogni preoccupazione in merito alla loro portata.

Caduta di tensione

Negli impianti utilizzatori la caduta di tensione viene in genere limitata al 4 % soprattutto per permettere un corretto funzionamento degli apparecchi utilizzatori. Negli impianti FV connessi in rete (lato c.c.) questa esigenza viene meno, perché l'inverter compensa automaticamente la caduta di tensione a monte per rimanere in parallelo con la rete. Ma in questo caso la caduta di tensione rappresenta anche la perdita di potenza, e dunque economica, per effetto Joule nei cavi.

Negli impianti FV l'attenzione agli aspetti economici è maggiore e si limita in genere la caduta di tensione a valori non superiori al 2 %. Ciò comporta che la sezione dei cavi è in genere maggiore rispetto a quella necessaria per portare la corrente di impiego.

3.4 – Ottimizzatori di potenza

L'architettura più semplice impiegata nei sistemi fotovoltaici è costituita da moduli FV collegati in serie a formare delle stringhe, collegate a loro volta in parallelo, collegate ad un inverter centrale. L'inverter esegue l'inseguimento del MPP e la conversione della potenza come mostrato in fig. 3.11a, dove è raffigurato un sistema con un inverter monofase. Quest'ultima configurazione con un inverter centrale risulta la più utilizzata ma esiste una configurazione tra le tante esistenti che è stata utilizzata in alcuni progetti riportati nella tesi ed è la configurazione inverter centrale con ottimizzatori, rappresentata in fig. 3.11b.

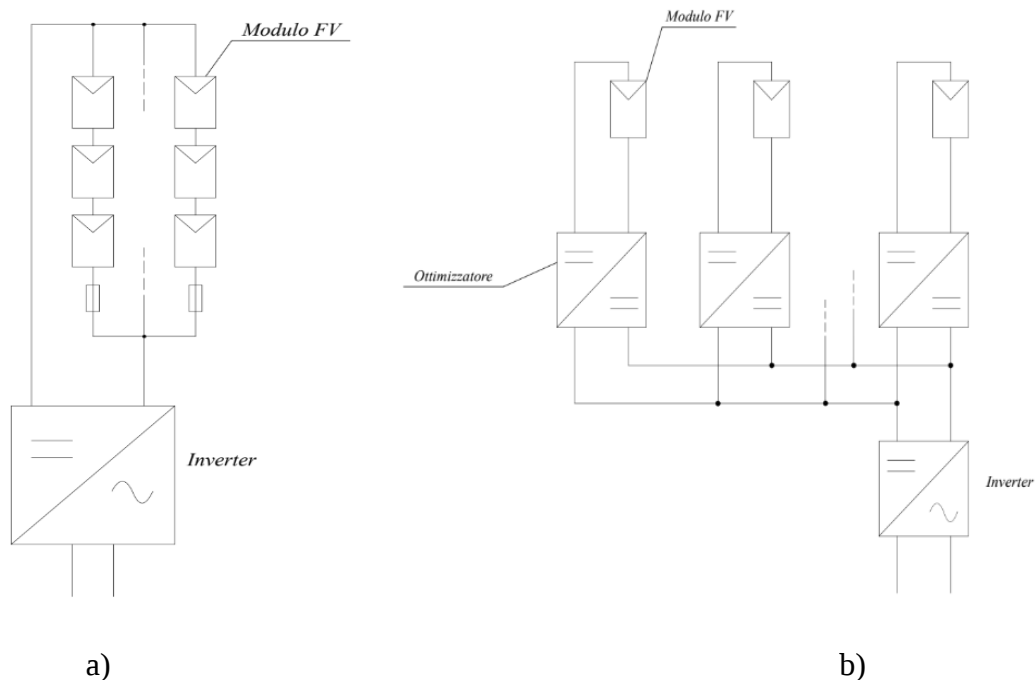


Figura 3.11: Configurazione con inverter centrale (a) e configurazione con inverter centrale e ottimizzatori (b) (riprodotta da [17]).

Gli ottimizzatori sono dei dispositivi di plastica che vengono installati sul retro di ciascun pannello. Al loro interno sono presenti dei circuiti integrati che contengono un inseguitore MPPT e un convertitore DC – DC. Gli ottimizzatori sono collegati in serie tra loro e all’inverter centrale.

La funzione di MPPT non viene svolta dall’inverter ma dagli ottimizzatori stessi. In questo modo ogni singolo modulo, collegato ad un ottimizzatore, lavora in modo indipendente. Per cui se un modulo a causa di ombreggiamenti, sporcizia o guasto dovesse diminuire la sua resa viene escluso e gli altri continuano a funzionare al massimo della resa. L’ottimizzatore permette di recuperare una parte delle perdite di mismatch dovute alle ombre su ogni stringa.

L’inverter in questa configurazione svolge solo la funzione di convertire la corrente continua in alternata. In termini di sicurezza gli ottimizzatori consentono ad inverter spento di ridurre ad 1 V la tensione applicata a ciascun pannello assicurando uno standard di sicurezza molto elevato. Senza gli ottimizzatori se il pannello risultasse soleggiato la tensione sarebbe pari a centinaia di Volt. Gli ottimizzatori consentono anche un preciso monitoraggio di ogni singolo pannello, in questo modo se si verificasse un guasto ad un singolo pannello sarebbe immediato sapere quale pannello presenta dei problemi. Il costo medio di un singolo ottimizzatore è intorno ai 60 €, dunque per un impianto di 6 kWp corrisponde ad una spesa complessiva di circa 800 €.

3.5 – Zavorre

Le zavorre sono delle strutture in calcestruzzo che consentono la realizzazione di impianti FV su superfici piane quali terrazzi, tetti piani o a terra. La loro funzione è di garantire un ancoraggio dei pannelli. Inoltre, permettono di inclinare i pannelli per garantire migliori prestazioni.



Figura 3.12: Zavorra Sun Ballast con inclinazione di 8°.

L'utilizzo di sistemi zavorrati comporta delle variazioni nella progettazione dei sistemi fotovoltaici e nelle pratiche legislative. In particolare, nella progettazione è necessario produrre una tavola in cui si analizza la stabilità del sistema, in questa tavola vengono fatte delle analisi di stabilità del sistema zavorrato ai carichi di vento previsti nella zona di installazione, in modo da verificare che il sistema non sia soggetto a ribaltamento. Mentre dal punto di vista delle pratiche legislative, come si vedrà nel capitolo 4, uno dei requisiti per rientrare nell'iter semplificato è il non avere installato un sistema zavorrato.

4 - Aspetti normativi e progettuali

Nel presente capitolo vengono discussi gli aspetti burocratici relativi alla procedura di connessione degli impianti fotovoltaici in bassa tensione e gli aspetti progettuali utili nelle successive progettazioni d'impianto basandosi sulla normativa CEI 0-21 ("Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica").

4.1 - Iter ordinario ed iter semplificato

Dal 22 novembre 2015 per la connessione della maggior parte degli impianti fotovoltaici domestici è possibile effettuare la "procedura semplificata", un iter autorizzativo più semplice, veloce ed economico, che permette di snellire le procedure.

Da e-distribuzione vengono dichiarate le caratteristiche degli impianti fotovoltaici che possono sfruttare l'iter semplificato per le domande di connessione, sono le seguenti:

1. realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa tensione
2. aventi potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo;
3. aventi potenza nominale minore o uguale a 50 kW¹⁴. Ai fini dell'accesso all'iter semplificato per gli impianti fotovoltaici, con il termine potenza nominale si intende il valore della potenza di picco, cioè la somma delle potenze dei singoli pannelli;
4. per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto o cessione parziale;
5. realizzati sui tetti degli edifici con le modalità di cui all'articolo 7-bis , comma 5, del decreto legislativo n. 28 del 2011;
6. assenza di ulteriori impianti di produzione sullo stesso punto di prelievo.

Il punto cinque consiste nelle due seguenti caratteristiche:

- impianti aderenti o integrati nei tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi (complanare alla copertura, quindi non devono essere utilizzate zavorre);
- la superficie dell'impianto non sia superiore a quella del tetto in cui viene realizzato.

Con la procedura semplificata è necessario compilare, da parte dell'utente o da chi ne fa le veci, solamente il Modello Unico. Nel caso della procedura semplificata il numero di enti con cui deve interfacciarsi chi segue la pratica di connessione si riduce ad uno, che è il gestore di rete (nella maggior parte dei casi e-distribuzione). Sarà poi il gestore di rete a comunicare al comune, a TERNA e al GSE i dati necessari per l'esercizio dell'impianto.

¹⁴ Inizialmente la potenza nominale non doveva essere superiore ai 20 kW dall'8 settembre del 2022 è fissata a 200 kW la potenza nominale massima.

4.2 – Parallelo con la rete BT

L'utente che intende collegare un generatore FV in parallelo alla rete pubblica di distribuzione di energia elettrica deve rispettare precise regole per evitare di introdurre disturbi in rete e ridurre la qualità del servizio elettrico oltre che alimentare la rete se questa è fuori tensione. Per la connessione degli impianti fotovoltaici alla rete di bassa tensione valgono le disposizioni del Distributore di energia elettrica e la norma CEI 0-21. Gli impianti fotovoltaici con potenza fino a 100 kW possono essere collegati solamente alla rete di bassa tensione. Mentre alla rete di media tensione possono essere collegati impianti fotovoltaici fino a 6 MW.

La connessione degli impianti FV alla rete (pubblica) BT può essere monofase per potenze fino a 6 kW (in accordo con il gestore di rete si può arrivare fino a 10 kW) e deve essere in trifase per potenze superiori ai 6 kW.

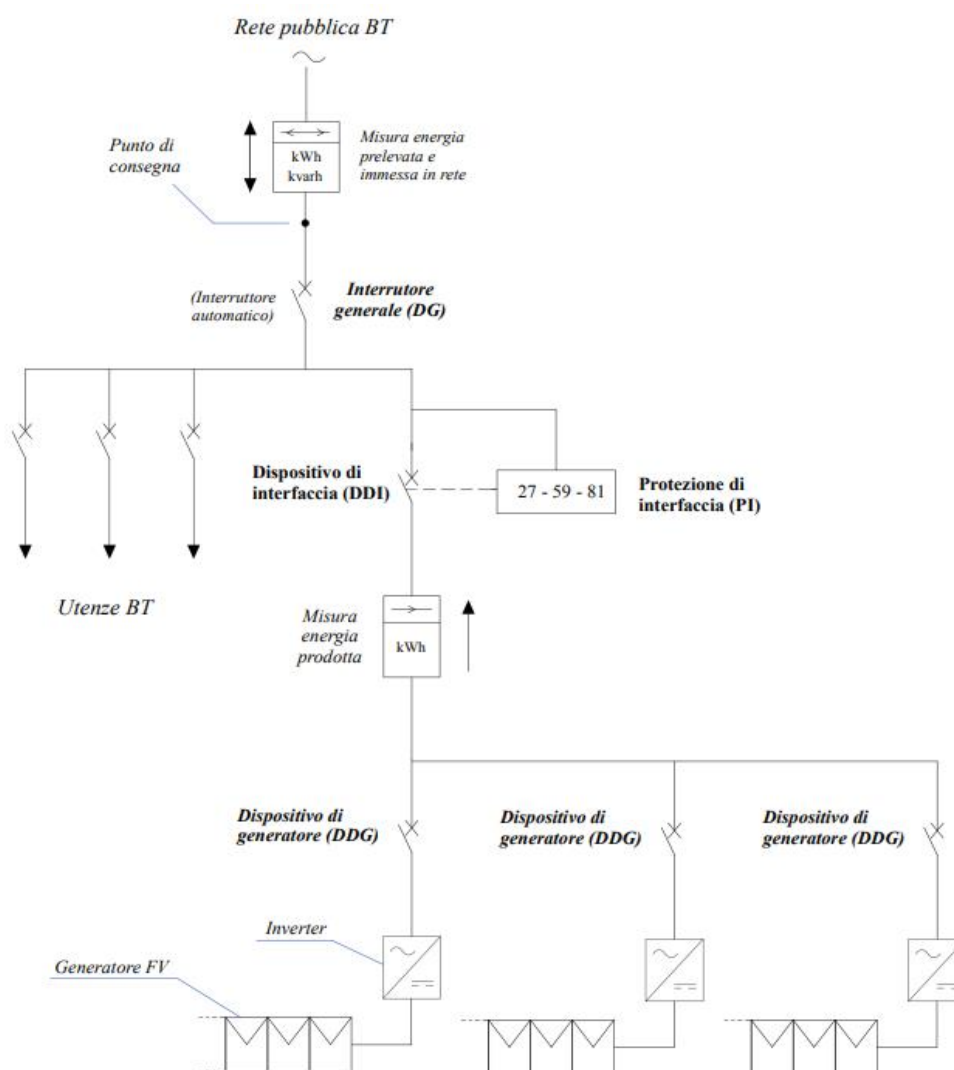


Figura 4.1: Impianto FV connesso con la rete: caso generale (riproduzione da [16]).

Come mostrato in fig. 4.1 i tre elementi basilari dello schema di connessione di un impianto FV alla rete di bassa tensione sono:

- interruttore (dispositivo) generale (DG);
- dispositivo di interfaccia (DDI);
- interruttore (dispositivo) di generatore (DDG).

In un impianto fotovoltaico monoinverter (fig. 4.2) il dispositivo di generatore è unico e può svolgere anche la funzione di dispositivo di protezione di interfaccia.

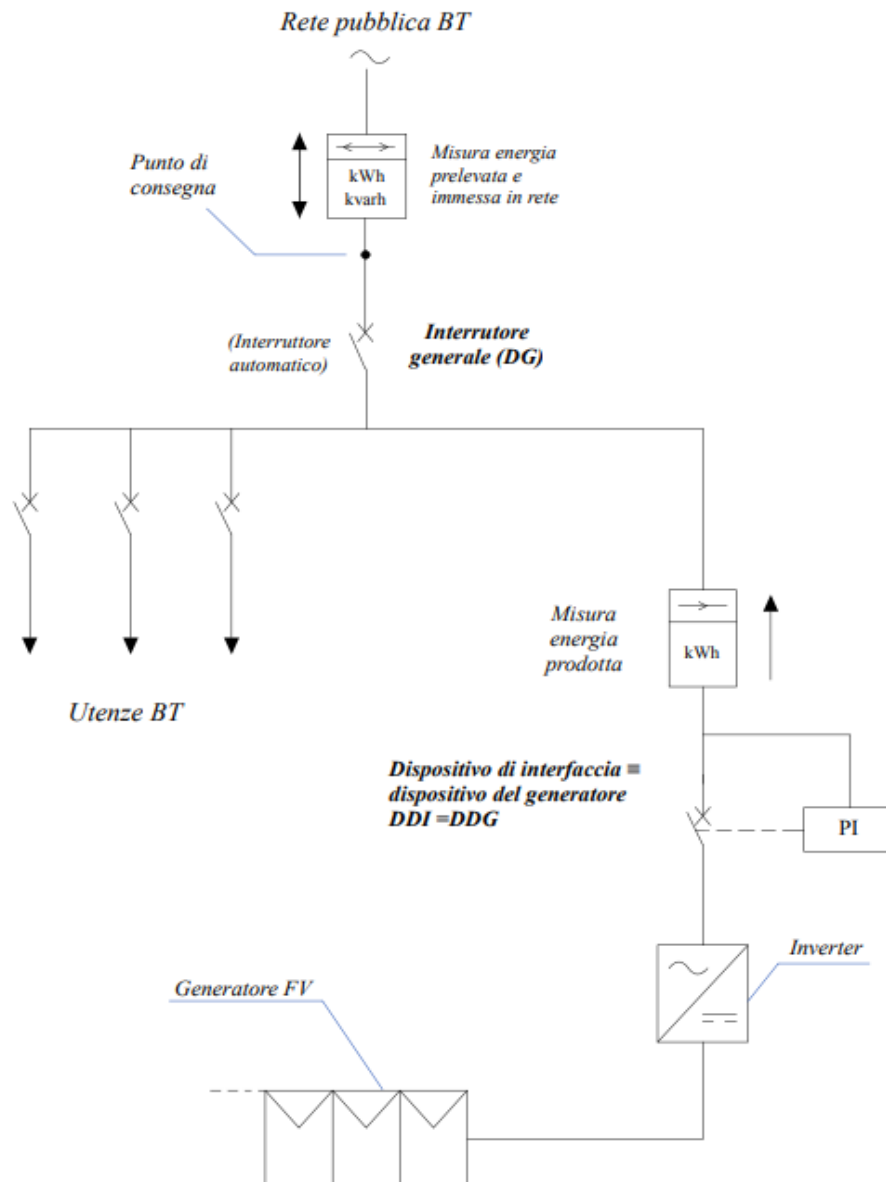


Figura 4.2: Impianto FV connesso con la rete: impianto monoinverter (riproduzione da [16]).

Dispositivo Generale (DG)

Tale dispositivo separa l'impianto utilizzatore dalla rete di bassa tensione in caso di guasto sull'impianto dell'utente. È posto a valle del gruppo di misura dell'energia; è un interruttore automatico (eventualmente differenziale) idoneo al sezionamento. In alternativa al DG unico, è consentito installare fino al massimo di tre DGL (dispositivo generale di linea).

Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Separa l'impianto fotovoltaico dal resto dell'impianto utilizzatore, è controllato da un insieme di relè, denominato sistema di protezione di interfaccia (SPI). Il sistema di protezione di interfaccia ha la funzione di aprire il DDI quando i valori di tensione e frequenza escono dall'intervallo di tolleranza. Le regolazioni del SPI definiscono il tempo di intervento in seguito ad una condizione anomala rilevata dalla protezione sono fissate dalla CEI 0-21, i valori previsti dalla norma sono riportati nella tabella 4.1.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento
Massima tensione (59.S1 - massima tensione in media mobile prima soglia)	1.10 Vn	Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al
Massima tensione (59.S2 - massima tensione istantanea seconda soglia)	1.15 Vn	0.2 s
Minima tensione (27.S1 - minima tensione istantanea prima soglia)	0.85 Vn	1.5 s
Minima tensione (27.S2 - minima tensione istantanea seconda soglia)	0.15 Vn	0.2 s
Massima frequenza (81>.S1 - massima frequenza prima soglia)	50.2 Hz	0.1 s
Minima frequenza (81<.S1 - minima frequenza prima soglia)	49.8 Hz	0.1 s
Massima frequenza (81>.S2 - massima frequenza seconda soglia)	51.5 Hz	0.1 s
Minima frequenza (81<.S2 - minima frequenza seconda soglia)	47.5 Hz	0.1 s

Tabella 4.1: Regolazione del SPI [23].

Il dispositivo di interfaccia deve essere costituito da un interruttore automatico idoneo al sezionamento, oppure un contattore combinato con fusibili. Il dispositivo di interfaccia si deve aprire in caso di mancanza di tensione in rete, oppure a seguito dell'apertura dell'interruttore generale dell'impianto utilizzatore. Per potenze d'impianto superiori agli 11,08 kW è necessario installare una protezione d'interfaccia SPI esterna. Il DDI può coincidere con il DDG se non ci sono carichi privilegiati. Per potenze dell'impianto superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di ricalzo al DDI.

Dispositivo di Generatore (DDG)

Assicura il sezionamento dell'impianto fotovoltaico o della parte di competenza (sottocampo) in caso di guasto; può essere un interruttore automatico, oppure un contattore (idoneo al sezionamento) protetto da fusibili. Il generatore è costituito dall'inverter.

Tali dispositivi hanno una corrente nominale (I_n) fino a 125 A. In genere, si utilizzano interruttori con caratteristica di intervento di tipo C (soglia di intervento magnetico compresa tra 5 I_n e 10 I_n). Gli interruttori automatici sono caratterizzati dal potere di cortocircuito (I_{cn}), inteso come la massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è capace di stabile, portare e interrompere. Un interruttore automatico deve avere un potere di cortocircuito o di interruzione almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta sul punto di installazione.

4.3 – Gruppi di misura

In un impianto FV collegato in parallelo alla rete è necessario misurare:

- l'energia fotovoltaica prodotta;
- l'energia fotovoltaica immessa in rete;
- l'energia prelevata dalla rete.

In genere, i gruppi di misura in un impianto FV allacciato alla rete BT sono due:

- un contatore elettronico bidirezionale che misura l'energia scambiata con la rete (prelevata ed immessa);
- un contatore di produzione che misura la corrente elettrica prodotta dall'impianto FV ed è installato il più vicino possibile all'*inverter*.

Il distributore è responsabile, nel caso della cessione parziale dell'energia, dell'installazione e della manutenzione del contatore di scambio. Mentre l'installazione e la manutenzione del contatore di produzione sono di competenza del gestore di rete per gli impianti con potenze inferiori ai 20 kW mentre è di competenza dell'utente produttore per impianti con potenze maggiori a 20 kW. Nel caso di cessione totale dell'energia non è necessario il contatore di produzione ma nel caso di cessione parziale con il meccanismo del ritiro dedicato o di scambio sul posto devono essere installati entrambi i gruppi di misura.

Gli impianti FV di potenza superiore ai 20 kW, che consumano anche solo in parte l'energia prodotta, devono essere denunciati all'Ufficio dell'Agenzia delle dogane competente per territorio, per ottenere l'autorizzazione a produrre energia (licenza d'esercizio d'officina elettrica) e per pagare l'imposta erariale di consumo sull'energia elettrica autoconsumata. Gli impianti con potenza minore uguale ai 20 kW non necessitano della licenza di esercizio d'officina elettrica e non devono essere quindi denunciati.

4.4 – Generalità sulle protezioni contro le sovratensioni

Per proteggere le apparecchiature bisogna scaricare verso terra la sovratensione mediante SPD (*“Surge Protection Device”*). Questo dispositivo è collegato in parallelo al circuito che deve proteggere e permette di limitare le sovratensioni transitorie scaricando a terra le sovratensioni in modo che non danneggino le apparecchiature.

Un SPD è un dispositivo ad impedenza variabile con la tensione applicata. In condizioni di riposo ha un'impedenza molto elevata mentre in presenza di una sovratensione riduce la sua impedenza, scarica la corrente associata alla sovratensione e mantiene la tensione ai suoi capi entro valori prefissati.

Nel lato in corrente continua dell'impianto gli scaricatori di tensione permettono di proteggere l'impianto se soggetto a sovratensioni indotte da fulmini a terra in prossimità della struttura. L'installazione di adeguati SPD tra i conduttori attivi e terra ai morsetti dell'*inverter* consentono una protezione ottimale dell'*inverter* stesso. Gli SPD ai morsetti dell'*inverter*, tra i conduttori attivi e terra devono essere di classe II (classe di prova secondo le quali i dispositivi sono provati) e avere una corrente massima di scarica maggiore di 5 kA. Gli SPD posti a protezione dell'*inverter* consentono di proteggere anche i moduli se sono posti ad una distanza dagli SPD inferiore a certi valori.

Un impianto FV collegato in parallelo alla rete è soggetto anche a sovratensioni provenienti dalla linea. Viene dunque installato un SPD nel lato corrente alternata per ridurre il rischio dovuto ad eventuali scariche pericolose in seguito alla fulminazione diretta della linea.

5 - Progettazione impianto fotovoltaico di 3.68 kW

In questo capitolo viene discussa la progettazione di un impianto fotovoltaico residenziale e la relativa pratica legislativa. Inoltre, a fine capitolo vengono effettuate alcune valutazioni economiche sul vantaggio che porta l'installazione di questo impianto ad energia rinnovabile.

5.1 - Analisi preliminare

L'impianto in questione si trova nei pressi di Ronchi dei Legionari, in provincia di Gorizia. È un impianto residenziale installato sul tetto di un'abitazione privata. L'impianto prevedeva l'installazione di dieci pannelli complanari al tetto, *inverter* e sistema di accumulo. L'impianto fotovoltaico è in parallelo con la rete pubblica BT, in regime di scambio sul posto. L'abitazione era già allacciata alla rete BT, potenza disponibile (monofase) di 5 kW e consumo annuale medio di 4.500 kWh. Si è convenuto con il committente di installare i moduli sopra le tegole (integrazione parziale) e di realizzare un impianto di potenza nominale pari a 3,68 kW.

5.2 - Procedura di progettazione

La procedura di progettazione è costituita da quattro fasi, che sono le seguenti:

1. relazione tecnica;
2. tavola FV01-A: posizionamento dei pannelli;
3. tavola FV01-B: particolare costruttivo;
4. tavola FV02: schema elettrico unifilare.

Nell'impianto descritto i pannelli vengono posizionati complanari al tetto dell'edificio; dunque, l'inclinazione dei pannelli è pari all'inclinazione del tetto. Il sole alle nostre latitudini sorge a sud-est e tramonta a sud-ovest, quindi, per massimizzare l'efficienza, i pannelli dovrebbero avere un'inclinazione di una trentina di gradi con orientamento verso sud. Ma nel caso di impianti FV su tetti inclinati si utilizza appoggiare i pannelli sulla copertura oppure integrarli alla copertura. Risulta invece indispensabile supportare i pannelli nel caso in cui ci si trovi davanti ad un tetto piano, per esempio quello di un *garage* oppure condomini con tetto terrazzato. In quest'ultimo caso viene previsto l'utilizzo di zavorre, par. 3.5.

5.2.1 - Scelta dei moduli

Sono stati scelti 10 moduli in silicio monocristallino della LongiSolar (LR4-72 HPH 450M) con potenza unitaria di 450 W.

Le principali caratteristiche del modulo, dichiarate dal costruttore sono:

- Potenza nominale (massima) P_{max} : 450 Wp $\pm$ 3%
- Efficienza: 20,7%
- Numero di celle in serie: 144

• Tensione a vuoto (V_{oc}):	49,3 V
• Corrente di cortocircuito (I_{sc}):	11,6 A
• Tensione MPP (V_{mp}):	41,5 V
• Corrente MPP (I_{mp}):	10,85 A
• Coefficiente termico della tensione:	-0,131 V/°C
• Coefficiente termico della potenza (C_T):	-0.34 %/°C
• Tensione massima:	1.500 V
• Temperatura NOCT:	45 °C ± 2%
• Dimensioni:	(2094 x 1038 x 35) mm

5.2.2 - Relazione tecnica

La prima fase della progettazione è rappresentata dalla stesura della relazione tecnica, documento che contiene i risultati della progettazione. Attraverso essa si vanno a comunicare i risultati dell'analisi effettuata e le soluzioni da adottare. Per progettare l'impianto e scrivere la relazione tecnica è stato utilizzato il software SOLergo. SOLergo è un software della Electro Graphics che permette di effettuare la progettazione di impianti fotovoltaici connessi alla rete o in isola e permette di sviluppare la documentazione necessaria secondo quanto previsto dal GSE per l'attivazione dell'impianto. Il primo passo per andare a redigere la relazione tecnica è stato effettuato mediante l'utilizzo di Google Earth Pro. Si è valutato dalla documentazione fornita il luogo in cui vive il cliente e si è inserito tale indirizzo in Google Earth. Si è attivata la funzione righello, nel sottomenu linea si è inserito come grandezza di misura i gradi e si è tracciata una linea con lo stesso orientamento del tetto in cui vanno installati i pannelli, in questo modo si determina l'orientamento della copertura dell'edificio. La misura fornita era di 250° poiché Google Earth nella misura degli angoli considera l'angolo giro. L'orientamento, detto anche Azimut, viene indicato con l'angolo (γ) di deviazione rispetto alla direzione ideale sud: con il segno meno verso est e il segno + verso ovest. Ad esempio, un modulo esposto a sud ha orientamento 0°; ad est ha orientamento -90° ed a ovest orientamento +90°. Dunque, per ricavare dalla misura prelevata l'orientamento si sottrae 180°, ottenendo quindi +70°. Si desume da ciò che il tetto ha un orientamento in direzione sud-ovest.

Prima di procedere con SOLergo è stata disegnata la planimetria del tetto con i pannelli e gli ostacoli presenti in CAD. Questo file dwg è servito a SOLergo per poter fare i calcoli degli ombreggiamenti. Come è fatto il tetto lo si è valutato dal rapporto intervento tecnico fornito dall'elettricista durante il sopralluogo. Nell'area di tetto in cui vanno installati i pannelli sono presenti due camini di dimensioni (0.4 x 0.4 x 1) m e un lucernaio di dimensione (0.8 x 0.8) m.

Si è previsto di disporre i 10 moduli su due stringhe di 5 moduli, che occupano un'area di 21.74 m². I pannelli sono distanziati tra loro di 20 mm, poiché i pannelli sono soggetti a dilatazioni e contrazioni a causa della temperatura e possono essere soggetti a torsione e flessione a causa di carichi eccessivi come per esempio il carico neve.

In fig. 5.1 viene mostrata la disposizione dei pannelli sulla copertura, il disegno è stato ruotato di un angolo pari all'orientamento sud-ovest che caratterizza la copertura in cui è installato l'impianto, la superficie disponibile è $(7.6 \times 5.8) \text{ m}^2$.

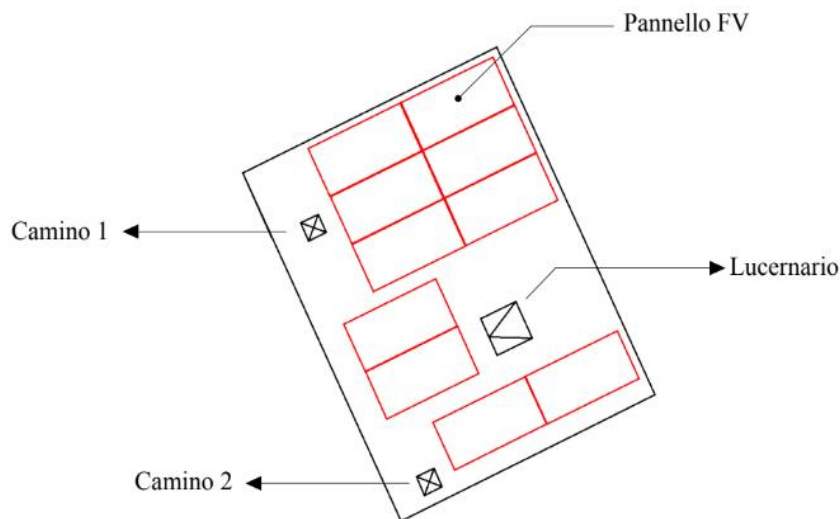


Figura 5.1: Layout impianto.

Sono state ipotizzate temperature minima e massima dei moduli di -10°C e $+70^{\circ}\text{C}$. Tenuto conto che la temperatura relativa alle condizioni di prova standard (STC) è di 25°C , si ottiene:

- tensione massima a vuoto del modulo: $49.3 + 0,131 \cdot (25 + 10) = 53,89 \text{ V}$;
- tensione MPP¹⁵ minima del modulo: $41.5 + 0,131 \cdot (25 - 70) = 35,6 \text{ V}$;
- tensione MPP massima del modulo: $41.5 + 0,131 \cdot (25 + 10) = 46,1 \text{ V}$.

Il progetto prevede l'installazione di un sistema di accumulo di energia in configurazione lato produzione DC monodirezionale. Si è scelto un accumulo dell'Huawei, il LUNA2000-5-S0. Con capacità di accumulo pari a 5 kWh, potenza nominale di 2.5 kW ed efficienza del 80%.

Si è osservato durante la progettazione che gli ombreggiamenti causati dalla presenza dei camini comportavano una perdita di produzione media annuale maggiore del 7 %. Dunque, è stata prevista la connessione di un ottimizzatore di potenza a ciascun modulo.

¹⁵ Con la sigla MPP (Maximum Power Point) si indica che i valori di tensione o di corrente si riferiscono al punto di massima potenza.

Gli ottimizzatori sono anch'essi del costruttore Huawei (SUN2000-450W-P) e hanno le seguenti caratteristiche elettriche:

- potenza nominale in ingresso CC: 450 W;
- tensione MPP minima: 10 V;
- tensione MPP massima: 80 V;
- corrente massima in ingresso CC: 13 A;
- tensione massima di uscita: 80 V;
- corrente massima di uscita: 15 A.

Tenuto conto della modesta potenza e ridotta estensione del campo fotovoltaico, con un'unica esposizione, si è optato per un impianto *monoinverter* con ottimizzatori.

L'*inverter* è del costruttore Huawei ed è il SUN2000-3.68KTL-L1, con i seguenti dati di targa:

- potenza di uscita nominale: 3,68 kWac;
- tensione di ingresso massima: 600 V;
- range di tensione in ingresso MPPT: 90 ÷ 560 V;
- corrente massima per MPPT: 12,5 A.

Si noti che gli *inverter* hanno valori nominale di ingresso e uscita diversi. L'*inverter* scelto ha una potenza nominale AC in uscita di 3,68 kW, ma può gestire in sicurezza 5,52 kW di potenza DC in ingresso. È abbastanza comune che la potenza CC sia maggiore dell'uscita dell'*inverter*. I moduli di solito non producono alla massima potenza a causa delle perdite. Il sovradimensionamento del campo FV rispetto all'*inverter* permette di utilizzare al meglio l'*inverter* riducendo i costi di sistema.

5.2.2.1 - Verifica del corretto accoppiamento tra ottimizzatori e moduli

La Tensione MPP minima del modulo deve essere maggiore della tensione MPP minima degli ottimizzatori:

$$35,6 \text{ V} > 10 \text{ V} \text{ (condizione rispettata)}$$

La tensione MPP massima del modulo deve essere inferiore della tensione MPP massima degli ottimizzatori:

$$46,1 \text{ V} < 80 \text{ V} \text{ (condizione rispettata)}$$

La tensione a vuoto del modulo deve essere inferiore alla tensione massima in ingresso all'ottimizzatore:

$$53,89 \text{ V} < 80 \text{ V} \text{ (condizione rispettata)}$$

La corrente di cortocircuito del modulo è essere inferiore alla corrente massima in ingresso all'ottimizzatore:

$$11,6 \text{ A} < 13 \text{ A} \text{ (condizione rispettata)}$$

Infine, il dimensionamento in potenza¹⁶ (119,1 %) è compreso tra l'80% e il 120%.

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} \cdot N^{\circ} \text{ moduli} = 450 \cdot 10 = 4,5 \text{ kWp} \quad 5.1$$

Per l'analisi di producibilità è stato utilizzato il valore di radiazione globale media annuale su superficie orizzontale, relativo alla località Ronchi dei Legionari, pari a $1.357,68 \text{ kWh/m}^2$. Tale dato rappresenta la quantità di energia prodotta da un impianto fotovoltaico della potenza di 1 kW. Per il campo fotovoltaico di potenza nominale 4,5 kW si ottiene una produzione annua lorda di energia di:

$$E_L = 4,5 \cdot 1357,68 = 6109,57 \text{ kWh} \quad 5.2$$

Considerando le perdite:

- perdite per ombreggiamento: 1 %;
- perdite per aumento di temperatura: 4,3 %;
- perdite di mismatching: 0 %;
- perdite in corrente continua: 1,5 %;
- altre perdite (sporcizia, tolleranze): 5 %;
- perdite per conversione: 3,7 %;
- perdite totali: 14,5 %.

Dall'analisi degli ombreggiamenti, tenuto conto dell'utilizzo degli ottimizzatori, sono risultati i seguenti valori di perdita percentuale sulla produzione a causa degli ombreggiamenti (tab. 5.1). Si noti che la produzione annuale di 5.223,7 kWh è relativa ai 4,5 kW di picco.

Mese	Senza ostacoli (kWh)	Produzione reale (kWh)	Perdita (%)
Gennaio	182,3	178	-2,3%
Febbraio	248,1	243,9	-1,7%
Marzo	432,9	426,9	-1,4%
Aprile	532,2	529	-0,6%
Maggio	670,3	667	-0,5%
Giugno	700,6	696,8	-0,5%
Luglio	735,8	731,3	-0,6%
Agosto	631,8	627,3	-0,7%
Settembre	460,3	455,7	-1,0%
Ottobre	332,6	326,2	-1,2%
Novembre	199,1	194,7	-2,0%
Dicembre	146,1	143,7	-1,7%
Anno	5272	5223,7	-1,2%

Tabella 5.1: Perdita percentuale a causa degli ombreggiamenti.

¹⁶ Rappresenta il rapporto tra la potenza di picco dei pannelli e la potenza AC in uscita dall'inverter.

Perdite per aumento di temperatura: come già visto nel Capitolo 2 all'aumentare della temperatura, la tensione a vuoto V_{OC} diminuisce e dunque la potenza erogata dalla cella diminuisce al crescere della temperatura.

Perdite per mismatching: con mismatching si definisce un degradamento delle prestazioni di un gruppo di celle FV dovuto ad una non uniformità di prestazioni tra le celle. In una stringa di celle in serie il problema di una cella si ripercuote sulle altre. In presenza di pannelli con prestazioni differenti i circuiti di ottimizzazione del rendimento degli *inverter* (MPPT) non svolgono correttamente il loro lavoro e penalizzano il rendimento dell'intero sistema.

L'utilizzo degli ottimizzatori ha permesso di ridurre fortemente le perdite per ombreggiamento e per mismatching, aumentando la producibilità dei moduli.

L'energia prodotta ogni anno si riduce a:

$$E_N = E_L \cdot (1 - \text{perdite totali}) = 5.223,7 \text{ kWh} \quad 5.3$$

dove:

E_N = produzione netta;

E_L = produzione lorda (non tiene conto delle perdite).

In forma di grafico viene mostrata nella successiva figura (fig. 5.2) l'energia prodotta mensilmente e le perdite mensili dovute agli ombreggiamenti.

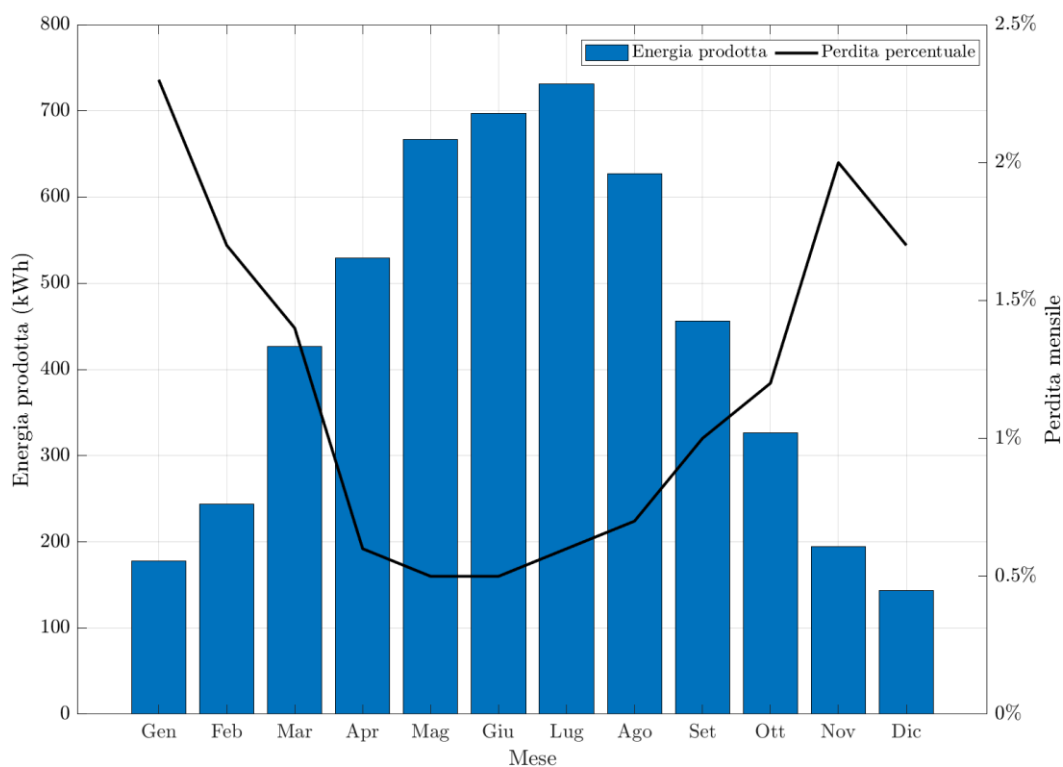


Figura 5.2: Energia netta mensile prodotta e perdita percentuale mensile per gli ombreggiamenti.

5.2.3 – Tavola posizionamento moduli

In questa prima tavola, mostrata in fig. 5.3, viene indicato il posizionamento dei pannelli sopra la copertura e i pannelli che formano le due stringhe. In particolare, i moduli dall'uno al cinque fanno parte della prima stringa mentre i moduli dal sei al dieci fanno parte della seconda stringa. Si osservi che la struttura è stata ruotata considerando l'azimut di $+70^\circ$. La copertura è realizzata con tegole portoghesi e dunque è stata inserita la matrice che rappresenta questa tipologia di manto di copertura.

La tavola è accompagnata da una serie di informazioni, in particolare:

- dati del committente e del progettista;
- le coordinate geografiche in cui è sito l'impianto;
- la vista satellitare e l'area di tetto in cui è installato l'impianto;
- il tipo di iter autorizzativo;
- le caratteristiche dei pannelli;
- le caratteristiche dell'inverter;
- le caratteristiche generali dell'impianto.

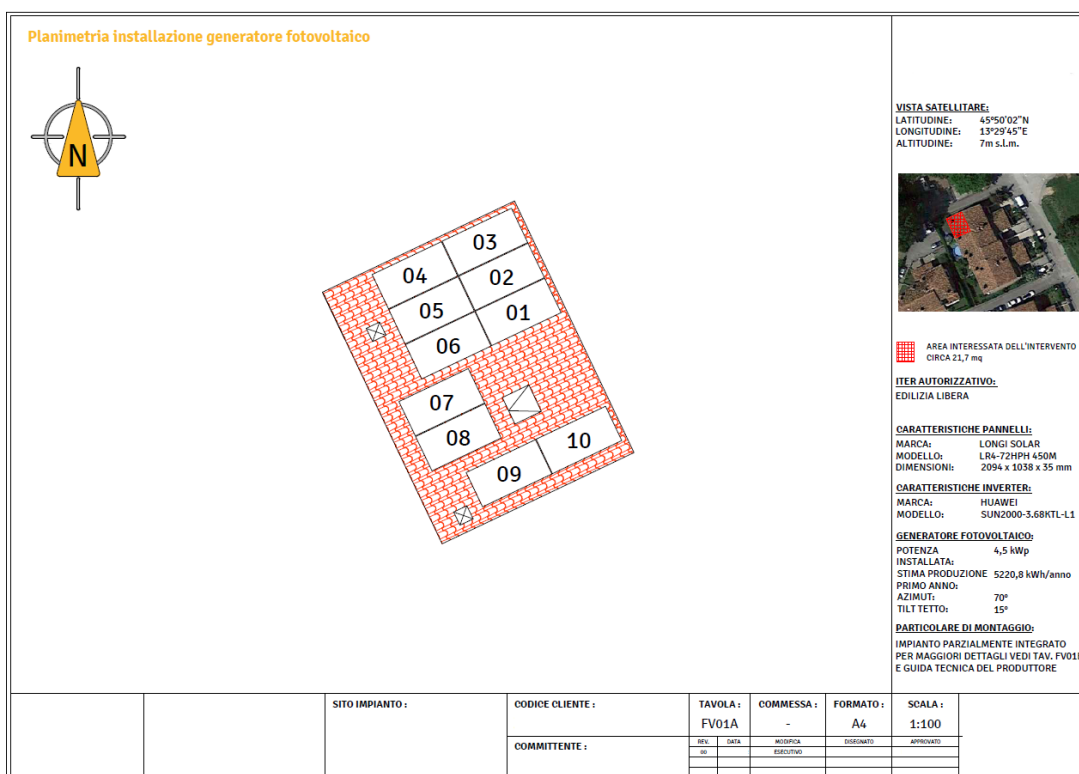


Figura 5.3: Tavola posizionamento dei moduli.

5.2.4 – Tavola dei particolari costruttivi

Nella presente tavola vengono fornite informazioni relative al tipo di fissaggio da utilizzare nella messa in posa dei pannelli. Inoltre, vengono mostrati il carico vento e il carico neve per definire l'interasse massimo tra profili.

Il calcolo del carico vento e del carico neve viene fatto in accordo con il D.M. 14 febbraio 2018, "Nuove norme tecniche sulle costruzioni". Nell'allegato B è stata riportata la procedura di calcolo e le tabelle utilizzate.

Per calcolare il carico vento si procede osservando che la provincia di Gorizia è nella zona 1 dunque dalla tab. B.1 si hanno i seguenti valori della velocità di riferimento del vento $v_{b,0}$, dell'altitudine di riferimento a_0 e del fattore k_s :

$$\begin{aligned} v_{b,0} &= 25 \text{ m/s} \\ a_0 &= 1000 \text{ m} \\ k_s &= 0,4 \text{ s}^{-1} \end{aligned} \quad 5.4$$

L'impianto è situato ad un'altitudine (a_s) di 7 m s.l.m dunque $a_s \leq a_0$, il che comporta $v_b = v_{b,0} = 25 \text{ m/s}$.

Tenuto conto dei dati riportati in 5.4, il carico del vento risulta essere pari a:

$$q_b = \frac{1}{2} \rho v_b^2 = \frac{1}{2} \cdot 1,25 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \left(25 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2 = 390,6 \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}} = 0,391 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \quad 5.5$$

Per calcolare il carico neve si utilizza la relazione:

$$q_s = \mu_i \cdot q_{sk} \cdot C_E \cdot C_t \quad 5.6$$

Il primo dato necessario per calcolare il carico neve è il coefficiente di forma della copertura, esso viene calcolato in funzione dell'inclinazione della copertura (15°) e della tipologia di copertura (copertura ad una falda). Si ottiene dunque, dalla tabella B.2, un coefficiente di forma $\mu_i = 0,8$.

Per determinare il carico neve al suolo q_{sk} si osserva che la provincia di Gorizia è in zona II e che l'edificio è sito ad un altitudine (a_s) di 7 m s.l.m quindi dalla tab. B.3 si ricava un $q_{sk} = 1 \text{ kN/m}^2$.

Il coefficiente di esposizione C_E è pari a 1 dalla tab. B.4 (avendo considerato una topografia normale) e anche il coefficiente termico C_T ha valore unitario.

Dunque, il carico neve risulta essere pari a:

$$q_s = 0,8 \cdot 1 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \cdot 1 \cdot 1 = 0,8 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \quad 5.7$$

Infine, dalle tabelle B.5 considerando il carico vento in 5.5 e il carico neve in 5.7 si ricava l'interasse massimo tra profili.

La distanza tra i profili di base è data da:

$$d = \frac{\text{Lunghezza pannello}}{2} = \frac{2.094 \text{ m}}{2} = 1,047 \text{ m} \quad 5.8$$

Mediante un'interpolazione lineare tra un carico neve di $0,65 \text{ kN/m}^2$ e di $0,85 \text{ kN/m}^2$ si è ottenuto un interasse massimo tra profili pari a 1,31 m.

In figura 5.4 è mostrata la tavola dei particolari costruttivi. Come fissaggio sono state utilizzate delle staffe, nella tavola è presente una descrizione di come l'installatore dovrà procedere nella messa in posa dei pannelli.

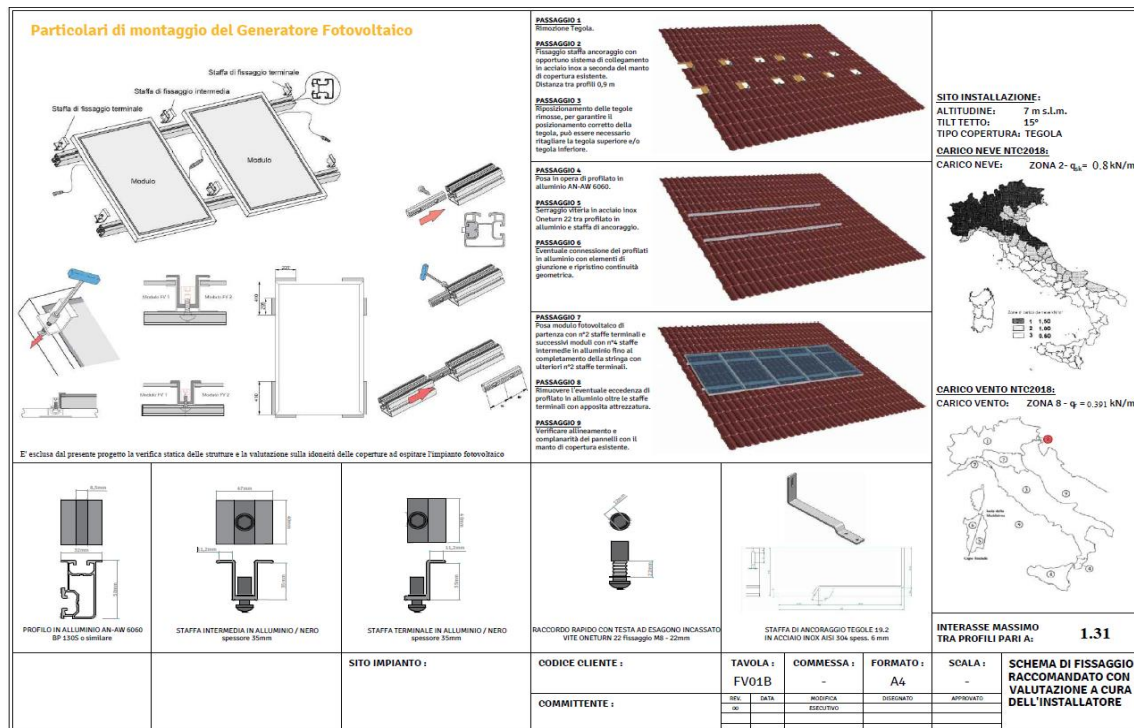


Figura 5.4: Tavola dei particolari costruttivi.

5.2.5 – Schema elettrico unifilare

Lo schema unifilare rappresenta la tavola più importante del processo di progettazione ed è la tavola che l'installatore dovrà seguire nel modo più rigoroso possibile. Partendo da sinistra, si hanno due stringhe di cinque moduli per stringa, collegato a ciascun modulo è collegato un ottimizzatore di potenza. I cavi di stringa saranno costituiti dal cavo unipolare flessibile H1Z2Z2-K di lunghezza 10 metri (tale misura è stata riportata dal sopralluogo fornito dal progettista). I cavi di stringa giungono al quadro di campo installato nel sottotetto. Nel quadro di campo per ogni stringa è presente uno scaricatore di sovratensioni (SPD1 e SPD2) idoneo a funzionare in corrente continua e il sezionamento in DC effettuato tramite un interruttore automatico magnetotermico anch'esso idoneo a funzionare in corrente continua. Inserendo un dispositivo di sezionamento su ciascuna stringa, sarà possibile eseguire interventi di manutenzione su una specifica stringa, senza porre fuori tensione le altre stringhe. Dal quadro di

campo quattro cavi solari H1Z2Z2-K, due per ogni stringa (polo positivo e polo negativo), collegano il quadro di campo ai due MPPT dell’inverter Huawei, installato nel sottotetto della casa. Dall’inverter si predisporrà il collegamento al sistema di accumulo Luna installato sotto l’inverter. Il dispositivo di interfaccia (DDI) è interno all’inverter. In uscita dall’inverter si ha il quadro alternata in cui è presente il dispositivo di generatore (DDG) e il dispositivo generale fotovoltaico (DGFV) costituiti da interruttori automatici magnetotermici differenziali e uno scaricatore di sovratensioni. Il contatore di produzione sarà successivamente installato dal distributore. I Dispositivi DDG e DGFV, oltre ad assicurare la protezione dell’impianto elettrico, svolgono anche la funzione di sezionamento a monte e a valle del contatore di produzione, conformemente a quanto richiesto dall'Ente Distributore. Collegato al quadro alternata si è prevista l’installazione di un avanquadro in cui è presente un dispositivo generale di linea (DGL2) costituito da interruttore automatico magnetotermico la cui apertura assicura la separazione della linea dell’impianto fotovoltaico dalla rete. Anche la posa del contatore bidirezionale sarà cura del distributore nel caso in cui ritenesse opportuno sostituire quello già esistente. All’inverter viene collegato uno *smart power sensor* (trasformatore amperometrico) installato subito a valle del contatore bidirezionale. Tale dispositivo consente la misurazione dei flussi di energia elettrica, calcola e registra sia l’energia prelevata, sia quella immessa in rete, al fine di attivare o meno il sistema di accumulo. Il dispositivo generale di linea (DGL1) costituito da un interruttore automatico magnetotermico differenziale serve a rialimentare la porzione di impianto elettrico esistente, non oggetto dell’intervento di installazione del nuovo impianto fotovoltaico.

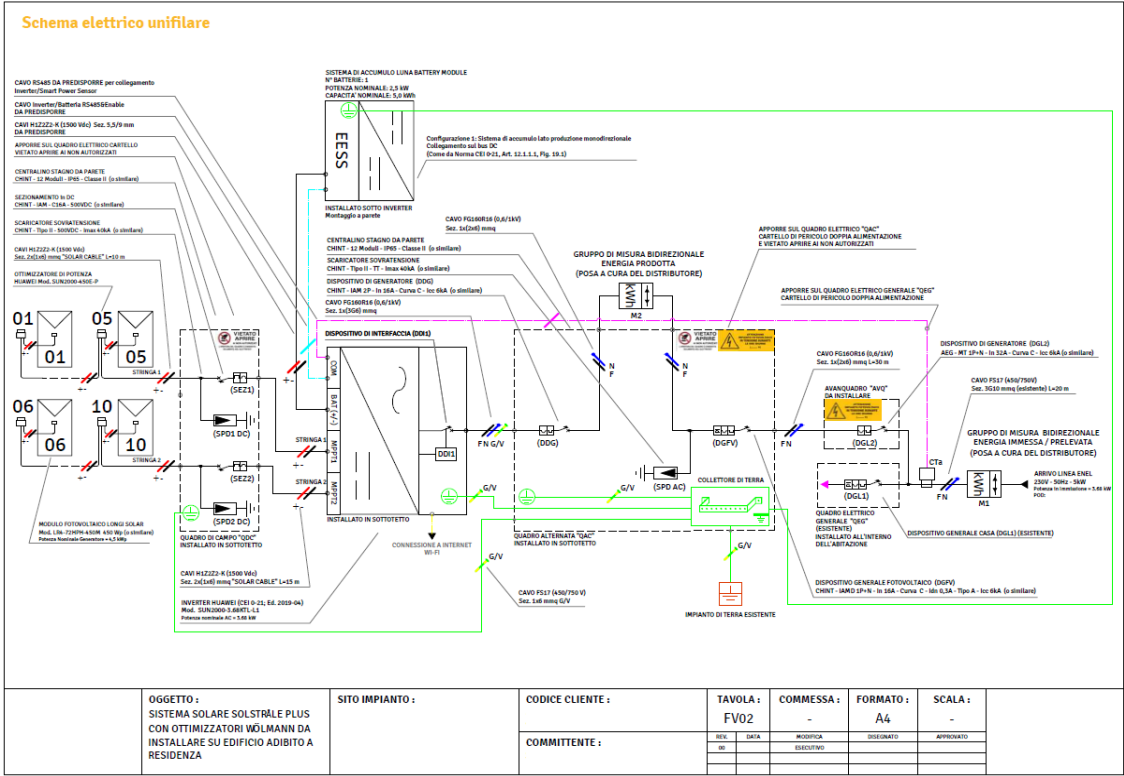


Figura 5.5: Schema elettrico unifilare .

5.3 – Pratica legislativa

L'impianto in questione ha le caratteristiche per procedere con l'iter semplificato, infatti:

- il cliente è già dotato di punto di prelievo attivo in bassa tensione;
- la potenza in immissione è inferiore a quella in prelievo ($3.68 \text{ kW} < 5 \text{ kW}$);
- potenza nominale ($4.5 \text{ kW} < 50 \text{ kW}$);
- accesso al regime scambio sul posto;
- realizzato sul tetto in modo compianare e non presenza di zavorre.

La pratica di connessione è costituita dal modello unico per la pratica semplificata, esso è diviso in due parti.

Modello unico parte I

La compilazione del modello unico è stata fatta sul portale del gestore di rete, e-distribuzione attraverso il Portale Produttori. Nella prima parte viene chiesto di inserire il POD per verificare che si possa accedere all'iter di connessione semplificato. Viene successivamente chiesta la tipologia di connessione (fotovoltaico), il regime commerciale (scambio sul posto) e la potenza nominale dell'impianto di produzione (3.68 kW).

La domanda di connessione si divide in:

- sezione Richiesta: divisa in due differenti sezioni: generalità e dati bancari;
- sezione Titolare Connessione: vengono chiesti i dati anagrafici e di residenza del titolare della connessione;
- sezione Dati Impianto: vengono chiesti dati riguardanti l'ubicazione dell'Impianto di Produzione, Dati Tecnici e dati relativi alla Tipologia di Sistema Semplice di Produzione e Consumo;
- sezione Allegati.

Nella sezione allegati è stato necessario inserire i seguenti documenti:

- modello Unico Parte I: prodotto dal Portale Produttori, tale documento viene firmato dal tecnico responsabile e vengono allegati i documenti del cliente e del tecnico responsabile;
- modulo di adesione;
- schema elettrico unifilare;
- mandato con rappresentanza.

Entro venti giorni lavorativi dall'invio del Modello Unico Parte I il gestore è tenuto a fare tutte le verifiche. L'utente con questa prima parte viene sollevato dalle altre formalità e comunicazioni che sarà il gestore a provvedere.

Regolamento di esercizio e Modello unico parte II

Il regolamento di esercizio è un documento che in gran parte risulta essere già precompilato in cui vengono chieste informazioni inerenti alle caratteristiche dell'impianto FV come effettivamente realizzato.

Gli allegati da inserire in questa fase sono i seguenti:

1. modello unico parte II;
2. regolamento di esercizio;
3. allegato B, rappresenta lo schema elettrico unifilare;
4. conformità delle apparecchiature CEI 0-21;
5. dichiarazione di conformità impianto;
6. dichiarazione di verifica SPI;
7. conformità delle apparecchiature accumulo CEI 0-21;
8. allegato e schema elettrico

Il gestore di rete verificati i documenti, se non riscontra anomalie in dieci giorni lavorativi massimo procede all'attivazione dell'impianto. Il vantaggio principale dell'iter semplificato è quello di avere un unico interlocutore con cui interfacciarsi, il che comporta un risparmio di tempo e di denaro. Complessivamente da quando viene avviata la pratica mediamente ci vogliono 45 giorni per avere l'impianto allacciato.

5.4 – Analisi con PVsyst

L'inclinazione del tetto di 15° e l'azimut di 70° comportano una perdita annuale rispetto all'ottimo del 12.4% e un fattore di trasposizione pari a 1.04.

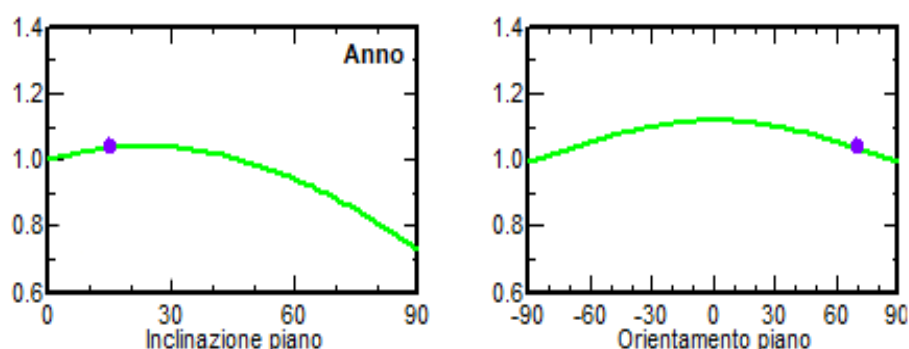


Figura 5.6: Fattore di trasposizione annuale.

Il fattore di trasposizione (fig. 5.6) è un indice adimensionale dato dal rapporto tra l'irraggiamento incidente su un piano inclinato e orientato e l'irraggiamento incidente sul piano orizzontale:

$$TF = \frac{Y_r}{Y_{rg}} \quad 5.9$$

Tale fattore indica la maggior quantità di energia captabile inclinando e orientando i moduli rispetto a quella captabile con i moduli sul piano orizzontale.

Nelle figure 5.7 è mostrato lo scenario tridimensionale disegnato su PVsyst per il calcolo degli ombreggiamenti, il lucernaio è stato escluso poiché non causa ombreggiamenti. Mediante un'analisi degli ombreggiamenti giornalieri è risultato che il camino due causa ombreggiamenti nelle prime ore della giornata (fig. 5.7a) mentre il camino uno causa ombreggiamenti a partire dal tardo pomeriggio (fig. 5.7b).

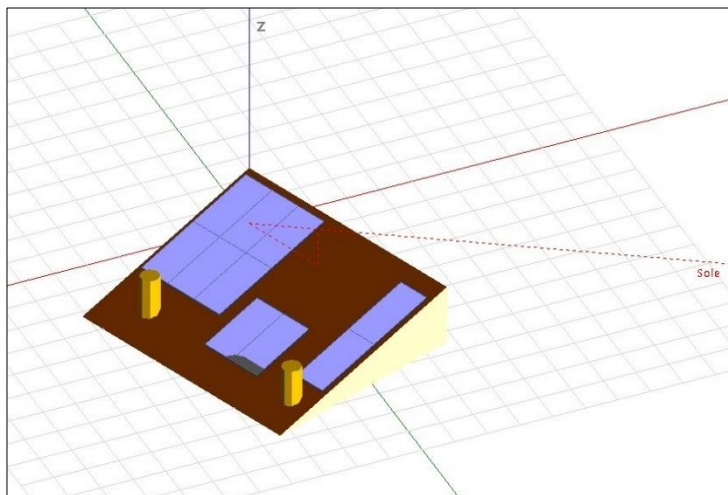


Figura 5.7a: Ombreggiamenti il 21/01 alle ore 11:00 ($h = 22^\circ$ e $\gamma = -20^\circ$).

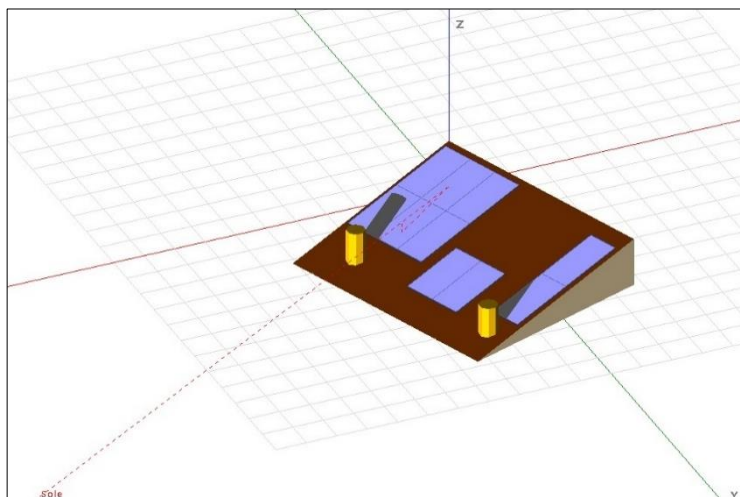


Figura 5.7b: Ombreggiamenti il 21/07 alle ore 11:00 ($h = 61^\circ$ e $\gamma = -36^\circ$).

Si osserva anche che i camini causano un minore ombreggiamento nelle giornate estive, il motivo risulta essere la posizione del sole che nei mesi estivi presenta un'altezza solare maggiore e una variazione giornaliera dell'azimut maggiore (fig. 5.7c e fig. 5.7d).

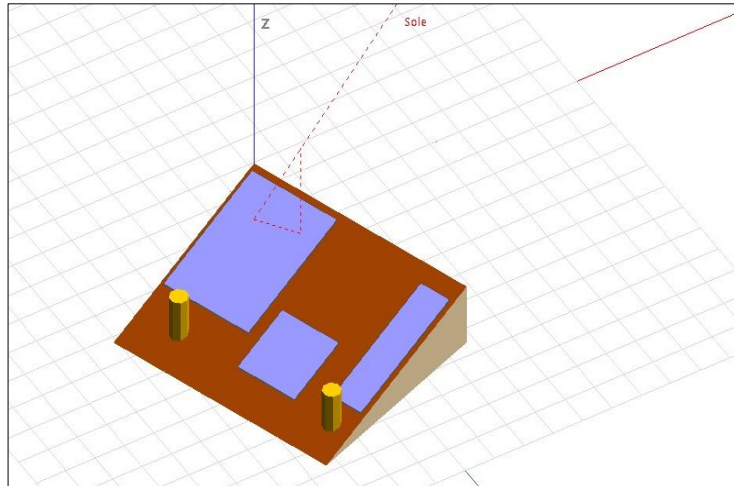


Figura 5.7c: Ombreggiamenti il 21/07 alle ore 11:00 ($h = 61^\circ$ e $\gamma = -36^\circ$).

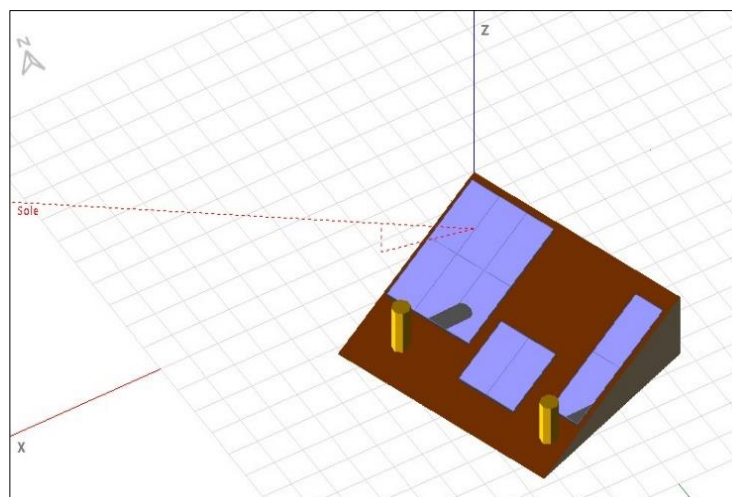


Figura 5.7d: Ombreggiamenti il 21/07 alle ore 18:00 ($h = 16^\circ$ e $\gamma = 102^\circ$).

In figura 5.8 è stato riprodotto il diagramma solare nella località di Ronchi dei Legionari. Gli ombreggiamenti non sono particolarmente significativi alla mattina, durante tutto l'anno. Nei mesi invernali sono presenti ombreggiamenti nella tarda mattinata a causa dei camini. In estate non si ha alcun ombreggiamento alla mattina. Al contrario, nelle ore conclusivi della giornata, sia in estate che in inverno, si hanno degli ombreggiamenti a causa della bassa altezza solare e la posizione sud-ovest del sole.

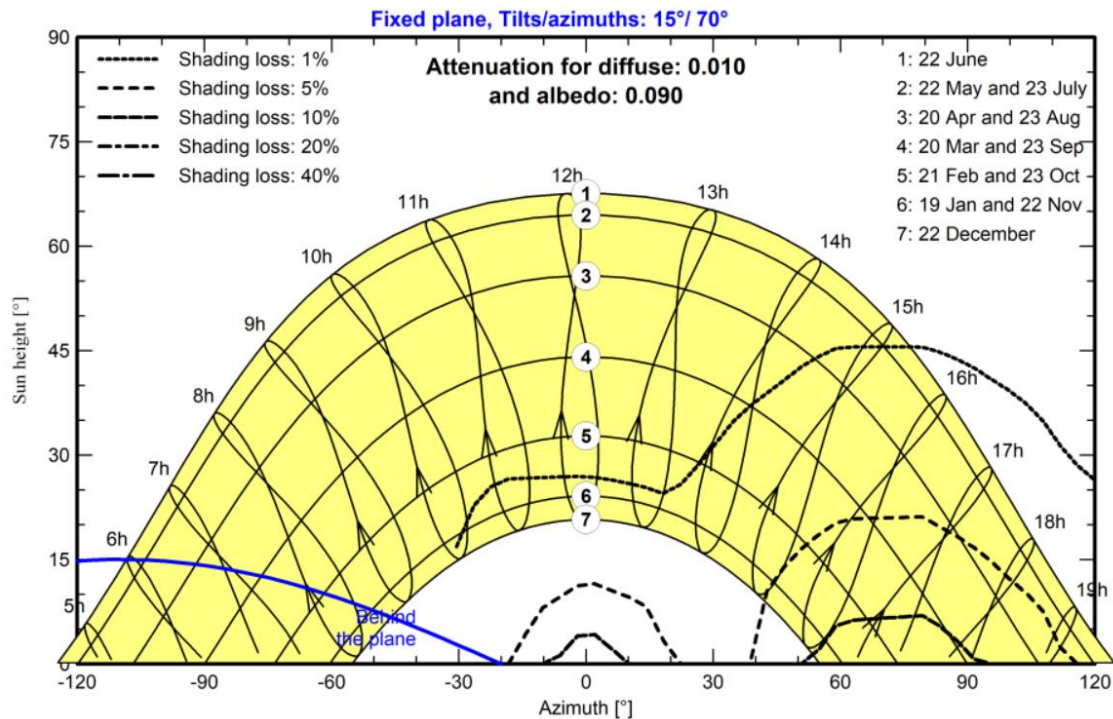


Figura 5.8: Diagramma solare progetto 1.

Mediante l'analisi con PVsyst è risultata una produzione annuale di 4.715 kWh/y. È stato impostato un fabbisogno dell'utente fisso annuale pari a 4.500 kWh. La successiva figura (fig. 5.9) chiarisce approssimativamente di come l'utente andrà a soddisfare il proprio fabbisogno energetico domestico nei mesi dell'anno. Nei mesi invernali, la produzione solare è ridotta dunque ci sarà un maggior prelievo dalla rete. Nei mesi estivi l'energia non autoconsumata verrà immessa in rete.

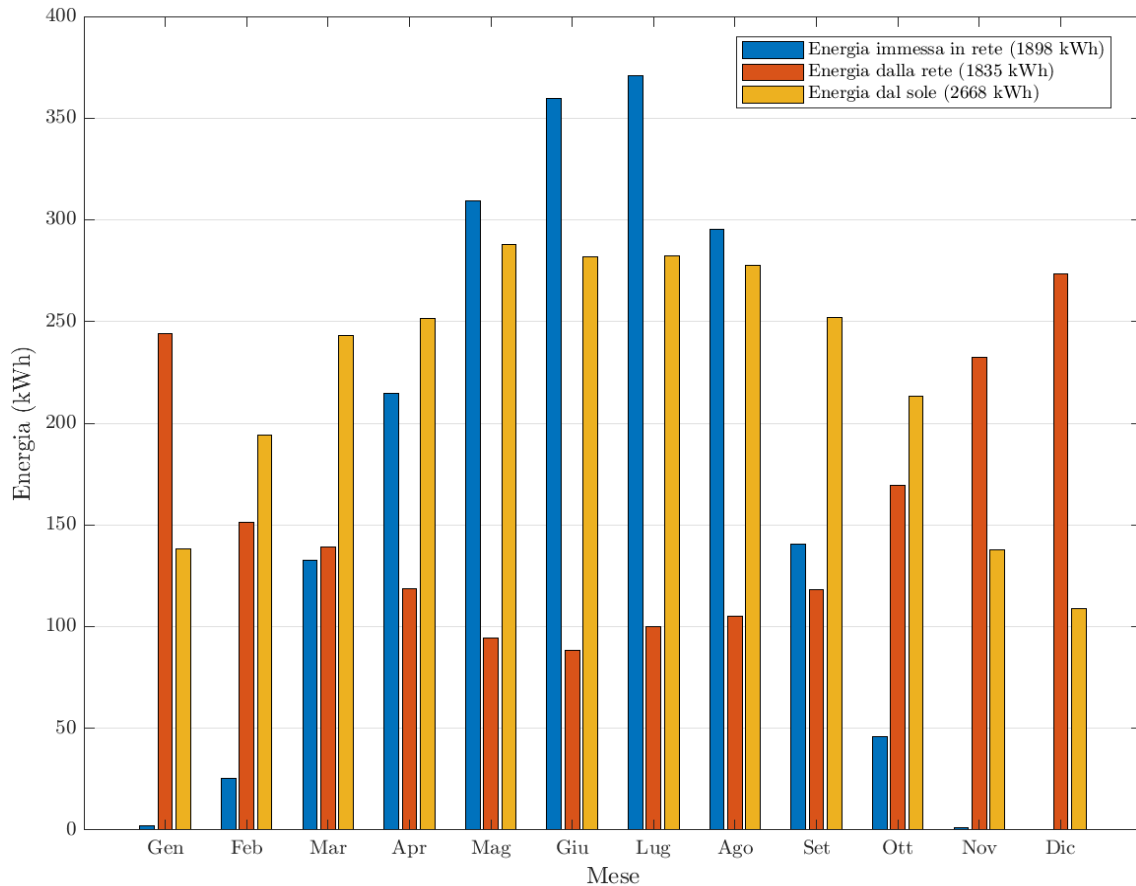


Figura 5.9: Grafico annuale dell'energia autoconsumata, dell'energia prelevata dalla rete e dell'energia immessa in rete.

Un parametro utile per misurare la resa effettiva di un impianto fotovoltaico è l'indice di rendimento PR (*Performance Ratio*), esso descrive il rapporto tra la produzione energetica effettiva e quella teorica dell'impianto FV. Il valore del PR di un impianto per un periodo è dato:

$$PR = \frac{E_{prod}}{I_{rr} \cdot A \cdot \eta} \quad 5.10$$

dove:

- E_{prod} energia prodotta dall'impianto (kWh)
- I_{rr} irraggiamento sul pannello (kWh/m²)
- A area occupata dai moduli fotovoltaici (m²)
- η efficienza del modulo FV

In PVsyst il *Performance Ratio* è definito come rapporto tra la produzione normalizzata del sistema Y_f (*system yield*) e l'energia incidente di riferimento sul piano dei collettori Y_r (*reference system yield*). L'unità di misura delle due grandezze è kWh/m² giorno.

Il valore del PR è indipendente dall'orientamento e dalla radiazione solare incidente questo permette di poter confrontare sistemi con dati di ingresso molto diversi. La temperatura dei moduli FV influenza il valore del PR, a bassa temperatura i moduli fotovoltaici sono più efficienti. Un altro fattore che influenza il PR è l'irraggiamento solare che in inverno, quando il sole è basso nel cielo, ha valori che si avvicinano alla dissipazione di potenza. Per questo motivo il PR tende ad essere più basso. Anche gli ombreggiamenti riducono il *Performance Ratio*.

Nella fig. 5.10 è stato graficato il PR medio mensile, il valore medio annuale è pari a 0.763. Ciò significa che il 23.7 % dell'energia solare incidente nel periodo di analisi non è convertita in energia elettrica. Solitamente il valore del PR risulta essere minore d'estate rispetto all'inverno a causa delle alte temperature che raggiungono i moduli. Questo andamento standard non sembra seguito dall'impianto in questione in quanto al contrario si vede un leggero picco del PR nei mesi primaverili e poche variazioni annuali ma con valori minimi nei mesi invernali.

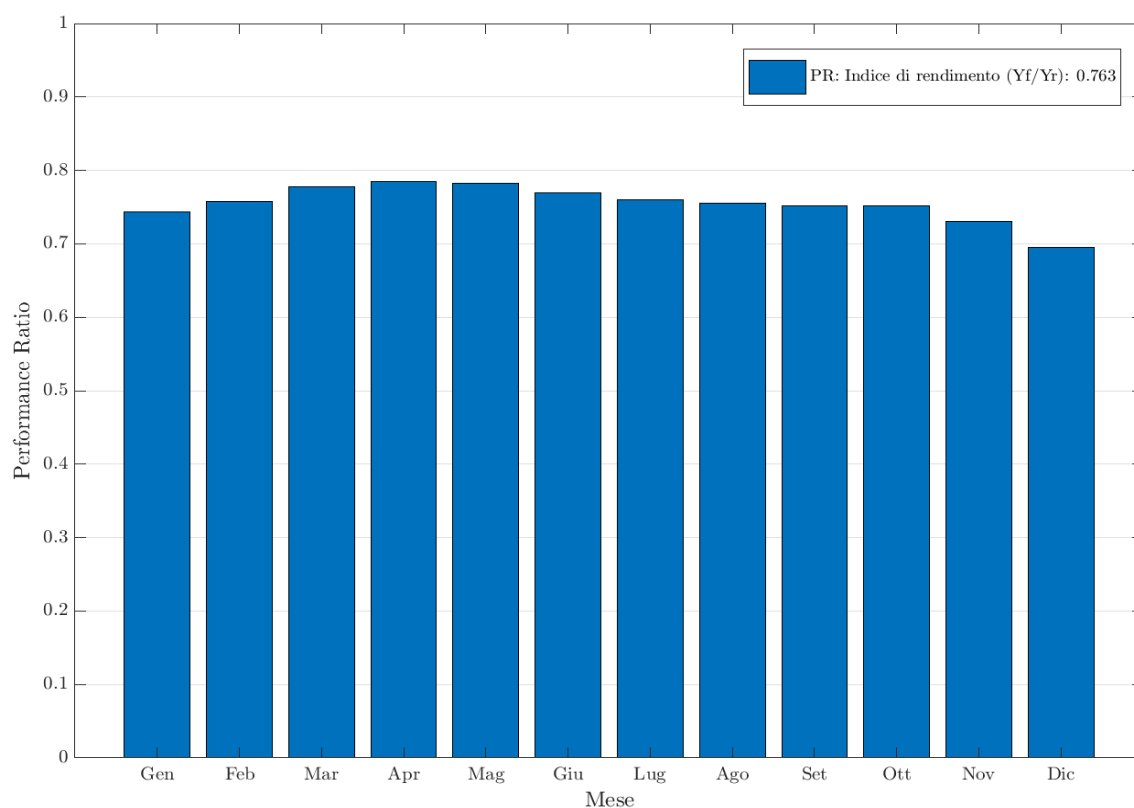


Figura 5.10: Valori mensili del performance ratio.

5.5 – Valutazioni economiche

Le valutazioni economiche sono state eseguite mediante un foglio Excel e il software PVsyst. Il costo dell'impianto è costituito dalle seguenti voci principali:

- fornitura dei componenti;
- installazione;
- sviluppo progetto e pratiche.

I costi sono i seguenti:

- 10 pannelli FV Longi Solar 450 W:	2.700 €
- 10 ottimizzatori di potenza SUN2000P 450 W:	980 €
- inverter monofase Huawei 3.68 KTL:	1.100 €
- batteria Huawei Luna 5 kWh:	5.900 €
- sopralluogo, progettazione, installazione, pratiche, allaccio:	5.510 €
- altro (quadro elettrico, cavi impianto...):	1.030 €

Il costo complessivo dell'impianto è di 17.220 €, il cliente ha usufruito dell'incentivo ECOBONUS (50%) con cessione del credito. Pertanto, l'investimento iniziale del cliente è pari a 8.610 €. Come mostrato nella Fig. 5.11, la batteria è la voce più importante dei costi; quindi, è importante valutare se sia conveniente usarla. Gli ottimizzatori rappresentano il 6 % del costo complessivo.

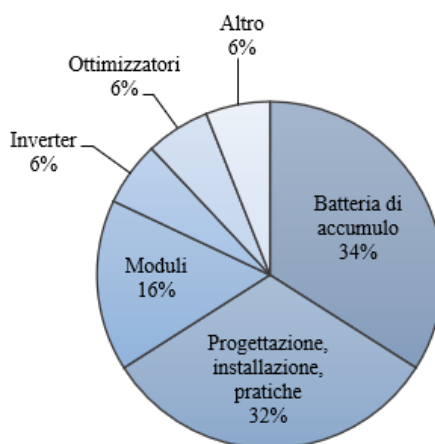


Figura 5.11: Ripartizione dei costi impianto fotovoltaico di 3.68 kW.

È stata eseguita una valutazione economica che comprende tre configurazioni differenti:

1. configurazione reale con accumulo e ottimizzatori;
2. configurazione senza accumulo e con gli ottimizzatori;
3. configurazione con accumulo e senza ottimizzatori.

Per mezzo di queste tre valutazioni si vuole cercare di stabilire se l'accumulo e gli ottimizzatori risultano un vantaggio economico per il cliente.

Configurazione reale con accumulo e ottimizzatori

L'iniziativa è caratterizzata dai seguenti parametri:

potenza di picco:	4,5 kW
potenza in immissione:	3,68 kW
produzione di energia elettrica:	4600 kWh/anno
consumi elettrici dell'utenza:	4500 kWh/anno
vita utile dell'impianto:	25 anni
modalità di esercizio:	scambio sul posto
decremento produzione:	0.8 %/anno (lineare)
costo dell'impianto:	8.610 € (IVA 10% inclusa)
costo di manutenzione:	200 €/anno
percentuale di autoconsumo:	70 %
contributo da scambio sul posto:	12 c€/kWh
copertura finanziaria:	100 % capitale proprio
anno di messa in funzione:	1° gennaio 2023

La produzione annuale di energia elettrica da parte dell'impianto FV è stata diminuita rispetto al dato fornito da SOLergo, per tenere conto di eventuali inefficienze aggiuntive come le condizioni climatiche avverse. Il costo medio annuale di manutenzione è stato stimato intorno al 2 % del costo dell'impianto. Tale costo comprende la sostituzione dell'*inverter* e della batteria di accumulo.

Un elemento fondamentale per valutare la convenienza dell'impianto fotovoltaico è il costo dell'energia elettrica. Negli ultimi due anni, le tariffe dell'energia elettrica per i consumatori domestici sono aumentate in maniera esponenziale come dimostra la fig. 5.12.

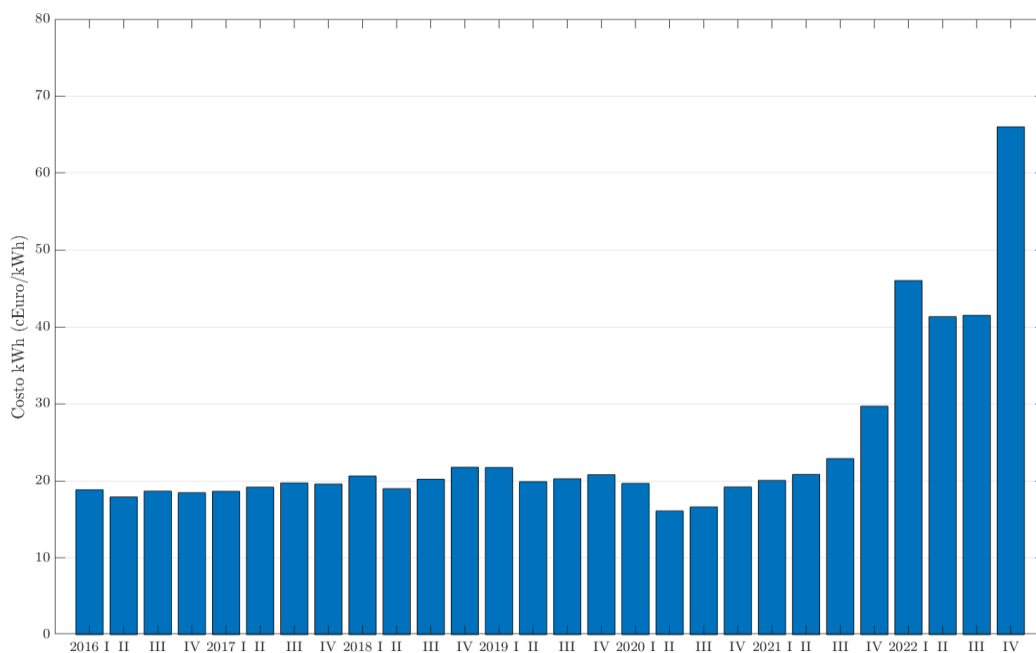


Figura 5.12: Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore domestico in maggior tutela (fonte dei dati ARERA).

Per tener conto della drastica variazione del costo del kWh, vengono presi in considerazione tre scenari:

1. scenario pre-aumento, 0,25 €/kWh;
2. scenario intermedio, 0,35 €/kWh;
3. scenario peggiore; 0,55 €/kWh.

Per tutti i tre scenari, è stato applicato un tasso di inflazione dello 0.5 % annuo sul costo del kWh.

I risultati dell'analisi sono stati i seguenti:

	Pre-aumento	Intermedio	Peggior
Tempo di ritorno non attualizzato (anni)	11	7	4
Capitale complessivamente investito (€)	13.610	13.610	13.610
Utile netto non attualizzato (€)	9.586	17.349	32.875
ROI	0,70	1,27	2,42
Ritorno percentuale dell'investimento (%)	70,44	127,48	241,55

Tabella 5.2: Risultati analisi progetto 1.

L'analisi mostra che, se si installa un impianto fotovoltaico con accumulo, un aumento del costo dell'energia elettrica comporta un maggiore risparmio per il cliente, dato che non sarà più necessario acquistare l'energia dalla rete, ma si potrà autoconsumare quella prodotta. Si evidenzia il flusso di cassa cumulato dello scenario intermedio in fig. 5.13.

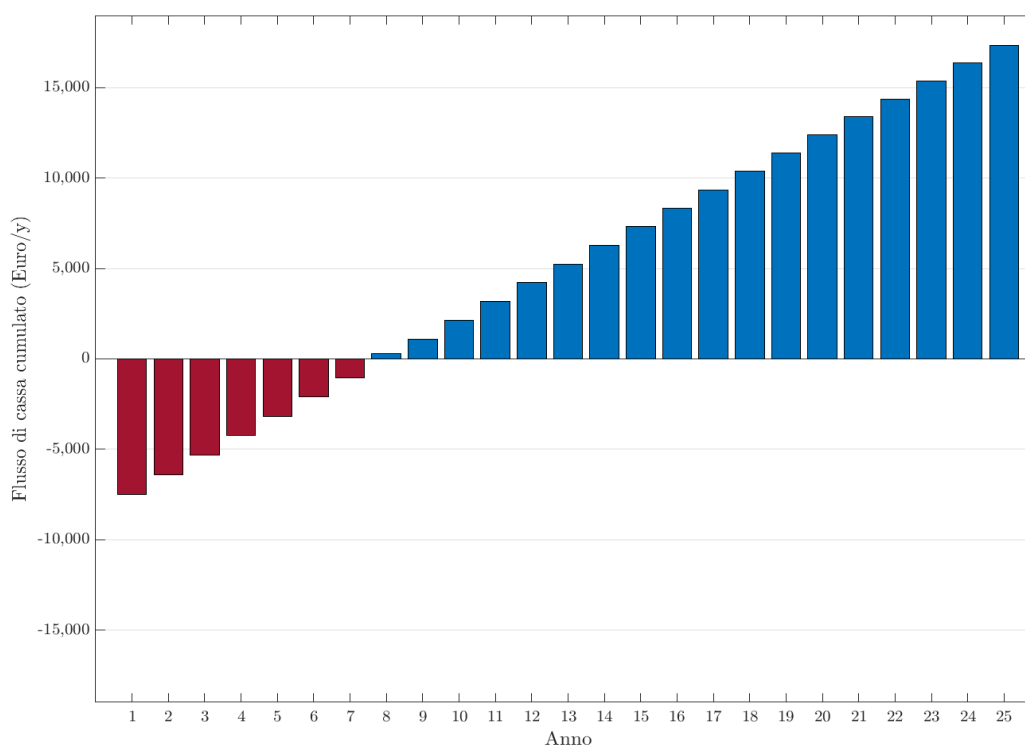


Figura 5.13: Flusso di cassa cumulato scenario intermedio configurazione reale.

Configurazione senza accumulo e con gli ottimizzatori

Per questa valutazione è stato utilizzato il costo del kWh corrispondente allo scenario intermedio. I dati di ingresso sono gli stessi della configurazione precedente, ciò che cambia sono i seguenti parametri che hanno i seguenti valori (tra parentesi la variazione percentuale rispetto al caso precedente):

- costo dell'impianto:	5660 €	(-34,26 %)
- costo di manutenzione:	100 €/y	(-50 %)
- percentuale di autoconsumo:	30 %	

Con questa configurazione, il periodo di recupero dell'investimento risulta essere maggiore (fig. 5.14). Ulteriori risultati dell'analisi sono:

- tempo di ritorno sull'investimento:	8 anni
- utile netto non attualizzato:	10.981
- ROI:	1.35
- ritorno percentuale dell'investimento:	134,58 %
- ritorno percentuale annuo:	4,15 %

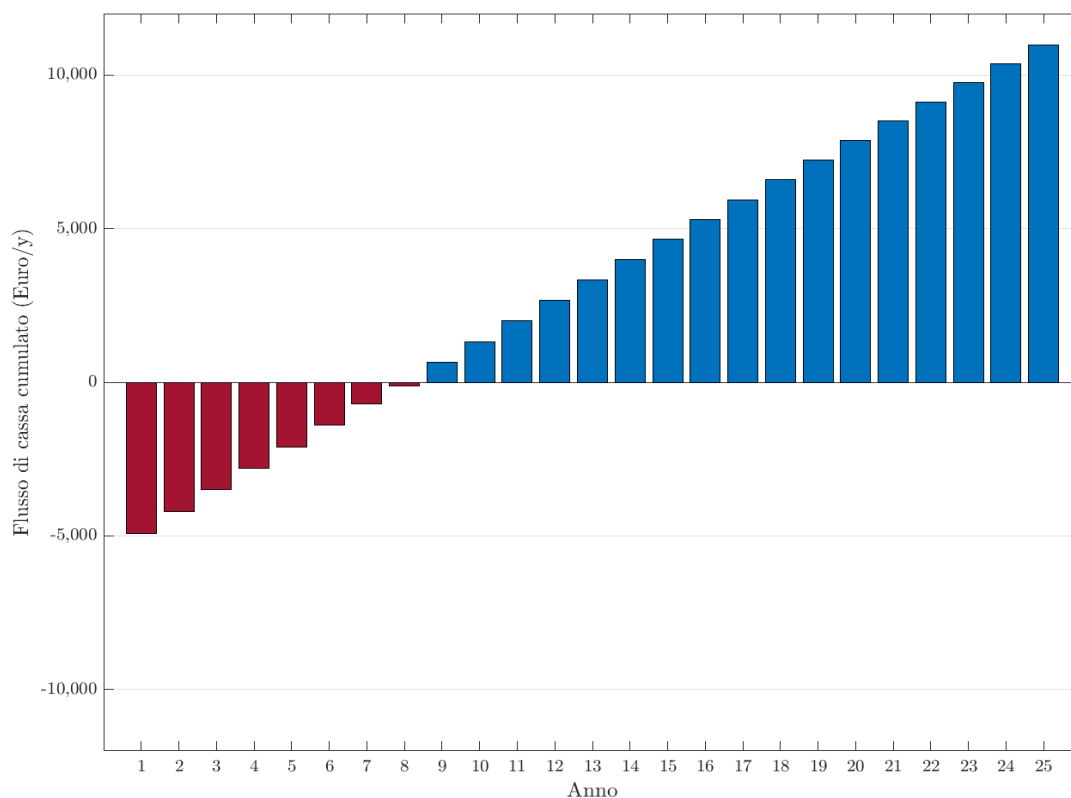


Figura 5.14: Flusso di cassa cumulato configurazione senza sistema di accumulo.

L'installazione del sistema di accumulo risulta conveniente secondo quanto emerso dall'analisi, al netto di un investimento complessivo del 40 % maggiore si ottiene un ritorno economico circa del 58 % maggiore rispetto alla configurazione senza accumulo. La percentuale di ritorno dell'investimento è più alta nella configurazione senza accumulo, grazie allo scambio sul posto che ricompensa l'energia immessa. Nonostante ciò, un impianto FV dotato di accumulo risulta un investimento ancora più promettente per il futuro in quanto potrebbero esserci maggior incentivi all'autoconsumo.

Configurazione con accumulo e senza ottimizzatori

Il non utilizzo degli ottimizzatori comporta una riduzione dell'energia annualmente prodotta dai pannelli FV nel caso analizzato del 15%, dunque l'energia annualmente prodotta risulta pari a 3.910 kWh/y. Inoltre, l'investimento iniziale si riduce del 6 % rispetto alla configurazione reale; quindi, il costo dell'impianto sarebbe in questo caso di 8.120 €.

Dall'analisi economica risulta che il tempo di ritorno sull'investimento aumenta senza ottimizzatori, infatti, risulta essere pari a nove anni. L'utile netto si riduce del 24 % rispetto alla configurazione reale, il ROI è uguale a 1.01. In conclusione, l'utilizzo degli ottimizzatori si rivela enormemente vantaggioso dall'analisi.

6 - Progettazione impianto fotovoltaico di 5 kW

Nel presente capitolo viene discussa la progettazione di un impianto fotovoltaico residenziale e la relativa pratica legislativa. Inoltre, a fine capitolo vengono effettuate alcune valutazioni economiche sul vantaggio che porta l'installazione di questo impianto ad energia rinnovabile.

6.1 - Analisi preliminare

L'impianto in questione si trova nei pressi di Castelfidardo, in provincia di Ancona. È un impianto residenziale installato sul tetto di un'abitazione. L'impianto prevedeva l'installazione di tredici pannelli complanari al tetto, *inverter* e accumulo. L'impianto fotovoltaico è in parallelo con la rete pubblica BT, in regime di scambio sul posto. L'abitazione era già allacciata alla rete BT, potenza disponibile (monofase) di 3.3 kW e consumo annuale medio di 5.100 kWh. Si è convenuto con il committente di installare i moduli sopra le tegole (integrazione parziale) e di realizzare un impianto con potenza nominale di 5 kW.

6.2 - Procedura di progettazione

La procedura di progettazione è costituita da quattro fasi, che sono le seguenti:

1. relazione tecnica;
2. tavola FV01-A: posizionamento dei pannelli;
3. tavola FV01-B: particolare costruttivo;
4. tavola FV02: schema elettrico unifilare.

Nell'impianto descritto i pannelli vengono posizionati complanari al tetto dell'edificio; dunque, l'inclinazione dei pannelli è pari all'inclinazione del tetto.

6.2.1 - Scelta dei moduli

Sono stati scelti 13 moduli in silicio monocristallino della LongiSolar (LR4-72 HPH 450M) con potenza unitaria di 450 W. Le principali caratteristiche del modulo, dichiarate dal costruttore sono:

- potenza nominale (massima) P_{max} : 450 Wp $\pm$ 3%;
- efficienza: 20,7%;
- numero di celle in serie: 144;
- tensione a vuoto (V_{oc}): 49,3 V;
- corrente di cortocircuito (I_{sc}): 11,6 A;
- tensione MPP (V_{mp}): 41,5 V;
- corrente MPP (I_{mp}): 10,85 A;
- coefficiente termico della tensione: -0,131 V/°C;
- coefficiente termico della potenza (C_T): -0,34 %/°C;
- tensione massima: 1.500 V;
- temperatura NOCT: 45 °C $\pm$ 2%;
- dimensioni: (2094 x 1038 x 35) mm.

6.2.2 – Relazione tecnica

Utilizzando Google Earth, è stato rilevato un angolo di 202° , corrispondente a un orientamento (azimut) di 22° . Di conseguenza, l'edificio ha un orientamento sud-ovest con un'inclinazione del tetto, come specificato nel rapporto intervento tecnico, di 15° . Nell'area di tetto in cui sono stati installati i pannelli è presente un piccolo camino di dimensioni (0,5 x 0,5) m. Si è previsto di disporre i 13 moduli su due stringhe, una stringa di 7 moduli e l'altra di 6 moduli. L'area di tetto occupata dai moduli è di 28.26 m^2 ed è stata prevista una distanza di 20 mm tra i pannelli.

La fig. 6.1 mostra la disposizione dei pannelli sulla copertura, con la planimetria ruotata di un angolo pari all'orientamento sud-ovest che caratterizza la copertura in cui è installato l'impianto, la superficie disponibile è $(7.8 \times 9.2) \text{ m}^2$.

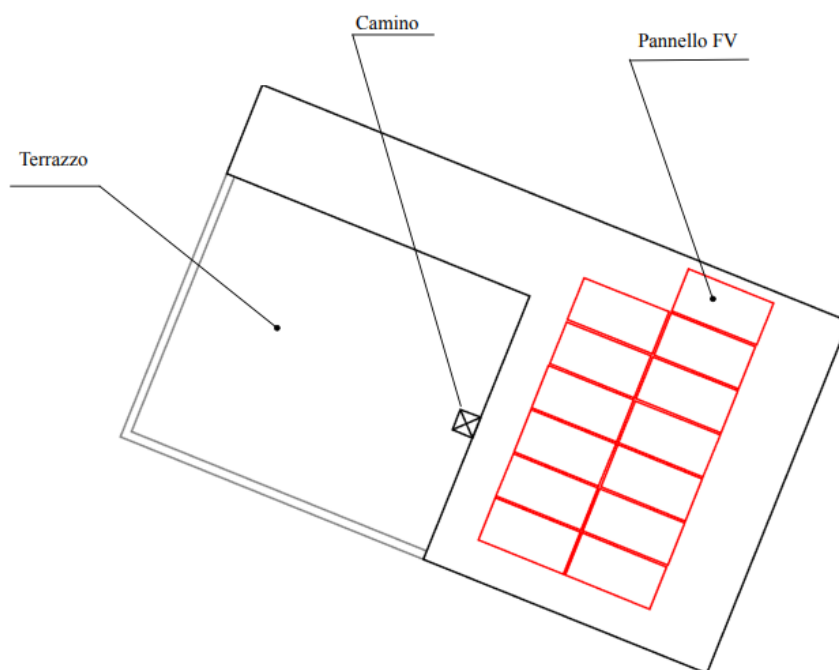


Figura 6.1: Layout impianto.

Le temperature minima e massima ipotizzate per i moduli sono di -10°C e $+70^\circ\text{C}$ rispetto alla temperatura relativa alle condizioni di prova standard (STC) di 25°C . Si ottiene:

- tensione massima a vuoto del modulo: $49.3 + 0,131 \cdot (25 + 10) = 53,89 \text{ V}$
- tensione MPP minima del modulo: $41.5 + 0,131 \cdot (25 - 70) = 35,6 \text{ V}$
- tensione MPP massima del modulo: $41.5 + 0,131 \cdot (25 + 10) = 46,1 \text{ V}$

Il progetto prevede l'installazione di un sistema di accumulo di energia in configurazione lato produzione DC monodirezionale. Si è scelto un accumulo dell'Huawei, il LUNA2000-5-S0. Con capacità di accumulo pari a 5 kWh, potenza nominale di 2.5 kW ed efficienza del 80%.

Considerando la modesta potenza e la ridotta estensione del campo fotovoltaico, con un'unica esposizione, si è scelto di installare un impianto *monoinverter*. L'*inverter* è del costruttore Huawei ed è il SUN2000-5KTL-L1, con i seguenti dati di targa:

- potenza di uscita nominale: 5 kWac
- tensione di ingresso massima: 600 V
- range di tensione in ingresso MPPT: 90 ÷ 560 V
- corrente massima per MPPT: 12.5 A

È importante sottolineare che gli *inverter* hanno valori nominali di ingresso e uscita differenti. Nel caso specifico, l'*inverter* scelto ha una potenza nominale AC in uscita di 5 kW, ma può gestire in sicurezza 7.5 kW di potenza DC in ingresso, una potenza CC maggiore rispetto a quella AC in uscita. Inoltre, i moduli non producono spesso alla massima potenza a causa delle perdite. Sovradimensionare il campo FV rispetto all'*inverter* consente di sfruttare al meglio l'*inverter* riducendo i costi di sistema.

6.2.2.1 - Verifica del corretto accoppiamento tra inverter e moduli

La massima tensione a vuoto (quindi alla minima temperatura) non deve superare la massima tensione tollerata dall'*inverter*, par. 3.2:

$$377,2 \text{ V} < 600 \text{ V (condizione rispettata)}$$

La tensione MPP minima di stringa (della stringa con sei moduli) non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'*inverter*:

$$213.6 \text{ V} > 90 \text{ V (condizione rispettata)}$$

La tensione MPP massima di stringa (della stringa con sette moduli) deve essere minore della massima tensione dell'MPPT dell'*inverter*:

$$322,7 \text{ V} < 560 \text{ V (condizione rispettata)}$$

La corrente massima di ingresso riferita a I_{sc} deve essere inferiore alla corrente massima tollerata dall'*inverter*:

$$11,6 \text{ A} < 12,5 \text{ A (condizione rispettata)}$$

Infine, il dimensionamento in potenza (114.6 %) è compreso tra l'80% e il 120%.

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{modulo} \cdot N^{\circ} \text{ moduli} = 450 \cdot 13 = 5,85 \text{ kWp} \quad 6.1$$

Per l'analisi di producibilità è stato utilizzato il valore di radiazione globale media annuale su superficie orizzontale, relativo alla località Castelfidardo, pari a $1.563,2 \text{ kWh/m}^2$. Tale dato è relativo alla quantità di energia prodotta da un impianto fotovoltaico della potenza di 1 kW. Per il campo fotovoltaico di potenza nominale 5,85 kW si ottiene una produzione annua lorda di energia di:

$$E_L = 5,85 \cdot 1.563,2 = 9144,72 \text{ kWh} \quad 6.2$$

Considerando le perdite:

- perdite per ombreggiamento: 0,5 %;
- perdite per aumento di temperatura: 4,6 %;
- perdite di *mismatching*: 5,5 %;
- perdite in corrente continua: 2,5 %;
- altre perdite (sporcizia, tolleranze): 5 %;
- perdite per conversione: 3,7 %;
- perdite totali: 17,5 %.

Dall'analisi degli ombreggiamenti sono risultati i seguenti valori di perdita percentuale sulla produzione a causa degli ombreggiamenti (tab. 6.1). Si noti che la produzione annuale di 7.547,2 kWh è relativa ai 5,85 kW di picco.

Mese	Senza ostacoli (kWh)	Produzione reale (kWh)	Perdita (%)
Gennaio	309.20	308.7	-0.2%
Febbraio	373.70	372.9	-0.2%
Marzo	644.50	641.3	-0.5%
Aprile	749.80	745.3	-0.6%
Maggio	910.20	904.5	-0.6%
Giugno	942.50	937	-0.6%
Luglio	985.80	980.4	-0.5%
Agosto	866.90	862.2	-0.5%
Settembre	682.40	678.6	-0.6%
Ottobre	518.30	516.2	-0.4%
Novembre	328.60	328.1	-0.2%
Dicembre	272.30	272	-0.1%
Anno	7584.20	7547.2	-0.5%

Tabella 6.1: Perdita percentuale a causa degli ombreggiamenti.

I dati sulle perdite indicano chiaramente che le perdite per mismatching sono una componente significativa in questo progetto, a differenza della precedente progettazione in cui gli ottimizzatori erano in grado di annullarle.

L'energia prodotta annualmente, tenendo conto delle perdite, si riduce a:

$$E_N = E_L \cdot (1 - \text{perdite totali}) = 7547,2 \text{ kWh} \quad 6.3$$

dove:

E_N = produzione netta;

E_L = produzione lorda (non tiene conto delle perdite).

In forma di grafico viene mostrata nella successiva figura (fig. 6.2) l'energia prodotta mensilmente e le perdite complessive mensili a causa degli ombreggiamenti.

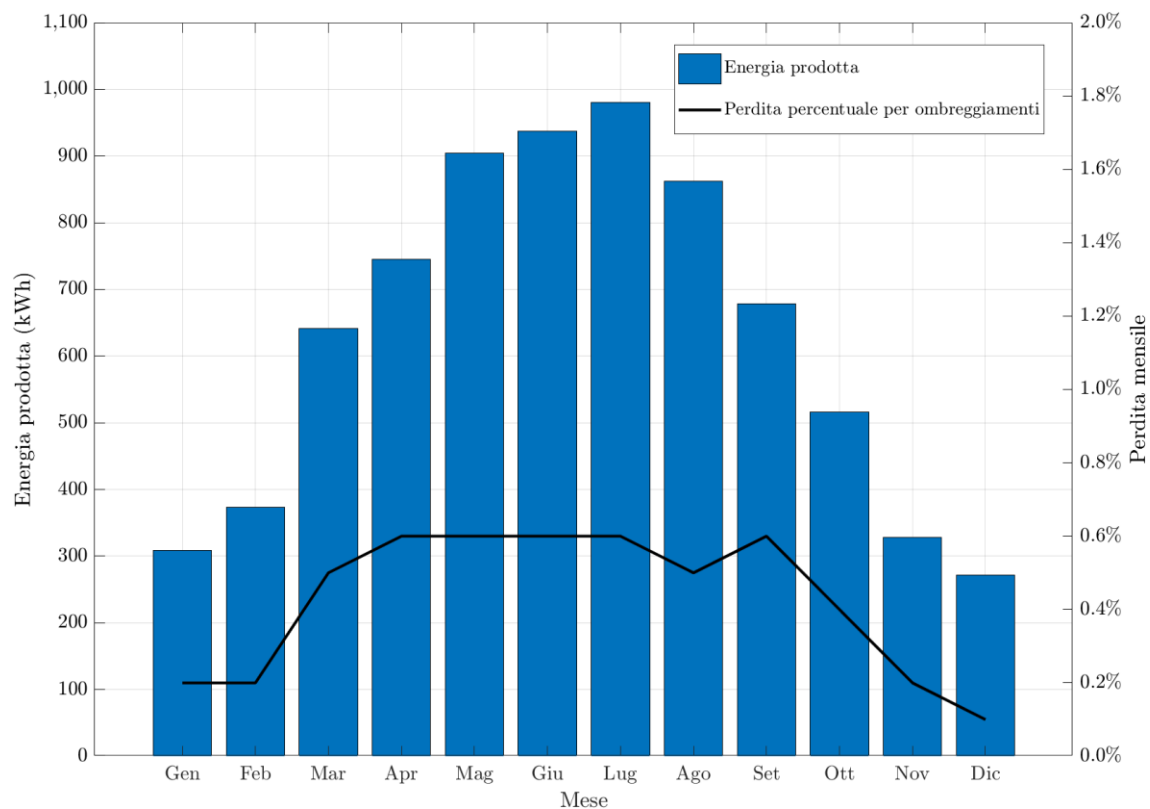


Figura 6.2: Energia netta mensile prodotta e perdita percentuale mensile per gli ombreggiamenti.

6.2.3 – Tavola posizionamento moduli

Nella Figura 6.3 viene presentata la prima tavola che mostra la posizione dei pannelli sulla copertura e i pannelli che formano le due stringhe. In particolare, i moduli dall'uno al sette fanno parte della prima stringa mentre i moduli dall'otto al tredici fanno parte della seconda stringa. Si osservi che la struttura è stata ruotata considerando l'azimut di +22°. La copertura è realizzata con tegole portoghesi e dunque è stata inserita la matrice che rappresenta questa tipologia di manto di copertura.

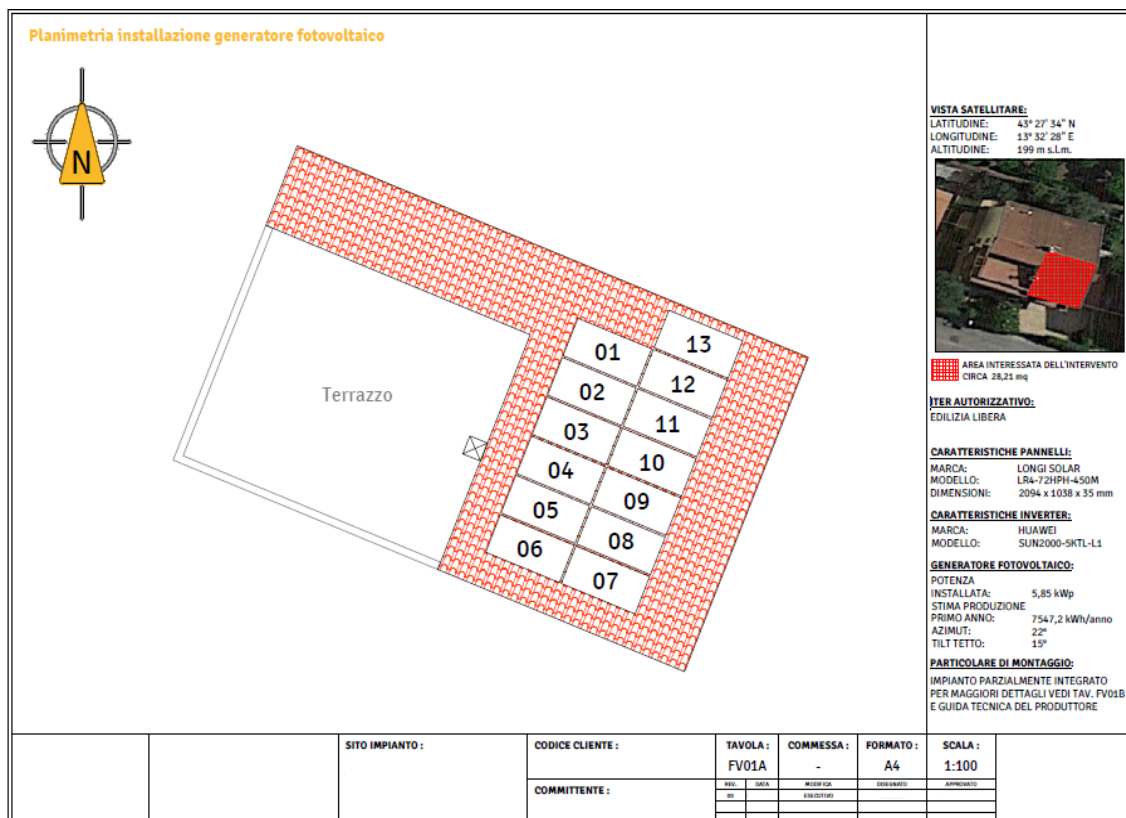


Figura 6.3: Tavola posizionamento dei moduli.

6.2.4 – Tavola dei particolari costruttivi

Nella presente tavola sono riportate le informazioni relative al tipo di fissaggio da utilizzare per installare i pannelli. Inoltre, vengono mostrati i carichi di vento e neve, al fine di definire l'interasse massimo tra i profili.

Il calcolo del carico vento e del carico neve è conforme a quanto stabilito dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2018, "Nuove norme tecniche sulle costruzioni". Nell'allegato B sono riportate sia la procedura di calcolo che le tabelle utilizzate.

Per calcolare il carico vento, si procede osservando che la provincia di Ancona è situata nelle Marche, quindi è in zona 3.

Di conseguenza, dalla tab. B.1 si hanno i seguenti valori della velocità di riferimento del vento $v_{b,0}$, dell'altitudine di riferimento a_0 e del fattore k_s :

$$\begin{aligned} v_{b,0} &= 27 \text{ m/s} \\ a_0 &= 500 \text{ m} \\ k_s &= 0,37 \text{ s}^{-1} \end{aligned} \quad 6.4$$

L'impianto è situato a un'altitudine (a_s) di 199 m s.l.m dunque $a_s \leq a_0$, il che comporta $v_b = v_{b,0} = 27 \text{ m/s}$.

Tenuto conto dei dati riportati in 6.4, il carico del vento risulta essere pari a:

$$q_b = \frac{1}{2} \rho v_b^2 = \frac{1}{2} \cdot 1,25 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \left(27 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2 = 455,63 \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}} = 0,456 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \quad 6.5$$

Per calcolare il carico neve, viene utilizzata la relazione:

$$q_s = \mu_i \cdot q_{sk} \cdot C_E \cdot C_t \quad 6.6$$

Il coefficiente di forma della copertura necessario per calcolare il carico neve è stato calcolato in funzione dell'inclinazione della copertura (15°) e della tipologia di copertura (copertura ad una falda). Pertanto, come indicato in tabella B.2, il coefficiente di forma risulta essere $\mu_i = 0,8$.

Per determinare il carico neve al suolo q_{sk} si osserva che la provincia di Ancona è in zona I - Mediterranea e che l'edificio è sito ad un altitudine (a_s) di 199 m s.l.m quindi dalla tab. B.3 si ricava un $q_{sk} = 1,5 \text{ kN/m}^2$.

Il coefficiente di esposizione C_E è pari a 0,9 dalla tab. B.4 (avendo considerato una topografia battuta dai venti) e anche il coefficiente termico C_T ha valore unitario.

Dunque, il carico neve risulta essere pari a:

$$q_s = 0,8 \cdot 1,5 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \cdot 0,9 \cdot 1 = 1,08 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \quad 6.7$$

Infine, dalle tabelle B.5 considerando il carico vento in 6.5 e il carico neve in 6.7 si ricava l'interasse massimo tra profili.

La distanza tra i profili di base è data da:

$$d = \frac{\text{Lunghezza pannello}}{2} = \frac{2,094 \text{ m}}{2} = 1,047 \text{ m} \quad 6.8$$

Mediante un'interpolazione lineare tra un carico neve di $0,85 \text{ kN/m}^2$ e di $1,10 \text{ kN/m}^2$, si è ottenuto un interasse massimo tra profili pari a 1,18 m. La figura 6.4 rappresenta la tavola dei particolari costruttivi, che presenta una descrizione dettagliata riguardo a come l'installatore dovrà procedere nella messa in posa dei pannelli, utilizzando delle staffe come fissaggio.

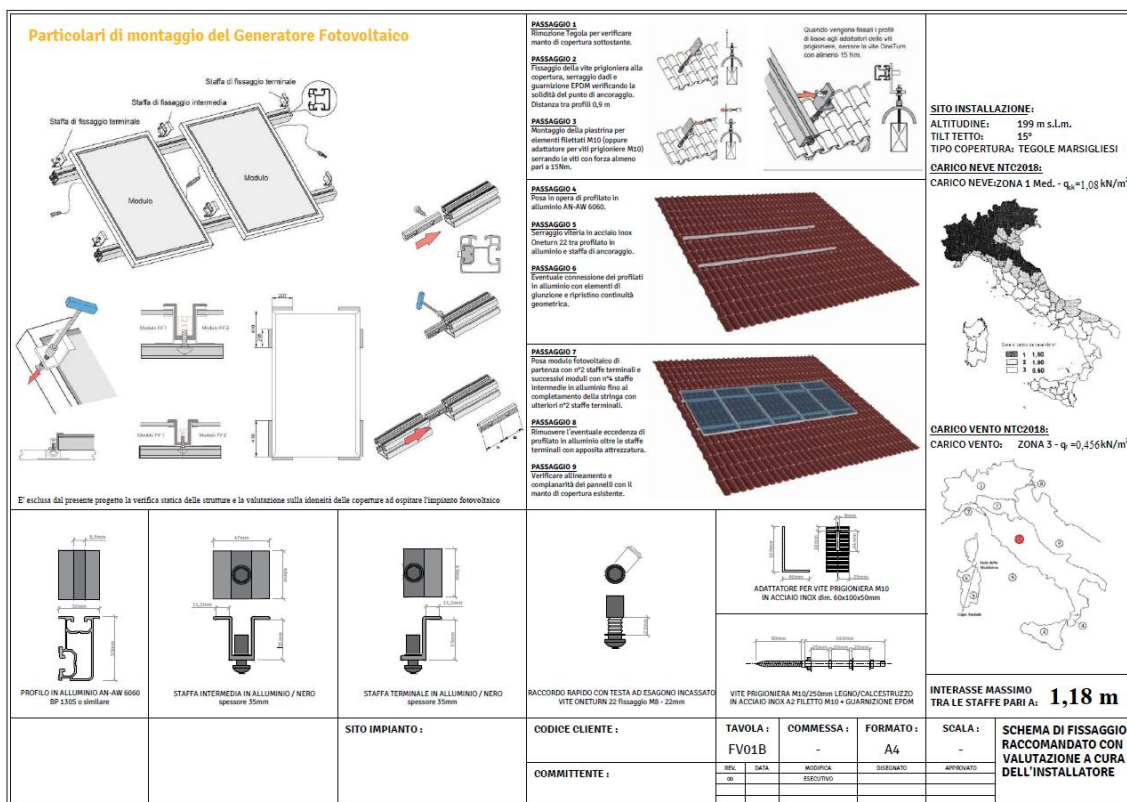


Figura 6.4: Tavola dei particolari costruttivi.

6.2.5 – Schema elettrico unifilare

Lo schema unifilare rappresenta la tavola più importante del processo di progettazione ed è fondamentale che l'installatore segua scrupolosamente le sue indicazioni. Partendo da sinistra, ci sono due stringhe: la prima stringa composta da sette moduli in serie e la seconda da sei. I cavi di stringa sono costituiti da un cavo unipolare flessibile H1Z2Z2-K di 15 metri come riportato dal sopralluogo fornito al progettista dall'installatore. I cavi di stringa giungono al quadro di campo installato nel sottotetto. Nel quadro di campo per ogni stringa è presente uno scaricatore di sovratensioni (SPD1 e SPD2) idoneo a funzionare in corrente continua e il sezionamento in DC effettuato tramite un interruttore automatico magnetotermico anch'esso idoneo a funzionare in corrente continua. Inserendo un dispositivo di sezionamento su ciascuna stringa, sarà possibile eseguire interventi di manutenzione su una specifica stringa, senza porre fuori tensione le altre stringhe. Dal quadro di campo quattro cavi solari H1Z2Z2-K, due per ogni stringa (polo positivo e polo negativo), collegano il quadro di campo ai due MPPT dell'inverter Huawei, installato nel sottotetto della casa. Dall'inverter si predisporrà il collegamento al sistema di accumulo Luna installato sotto l'inverter. Il dispositivo di interfaccia (DDI) è interno all'inverter. In uscita dall'inverter si ha il quadro alternata in cui è presente il dispositivo di generatore (DDG) e il dispositivo generale fotovoltaico (DGFV) costituiti da interruttori automatici magnetotermici differenziali e uno scaricatore di sovratensioni. Il contatore di produzione sarà successivamente installato dal distributore. I Dispositivi DDG e DGFV, oltre ad assicurare la protezione

6.3 – Pratica legislativa

L'impianto in oggetto non è idoneo per procedere con l'iter semplificato, poiché già in prima istanza la potenza in immissione è superiore di quella in prelievo ($5 \text{ kW} < 3,3 \text{ kW}$).

La pratica di connessione in iter ordinario è suddivisa secondo i seguenti step:

1. domanda di connessione;
2. preventivo;
3. portale Terna (Gaudì);
4. procedimento iter autorizzativo;
5. fine lavori;
6. regolamento di esercizio;
7. GSE.

6.3.1 - Domanda di connessione

La domanda di connessione alla rete dell'impianto è stata fatta sul portale di e-distribuzione. Nella prima fase vengono chieste informazioni di carattere generale riguardanti, per esempio, chi sta compilando il portale. Il tecnico dichiara di essere "mandatario con rappresentanza" e vengono inseriti i contatti del tecnico responsabile. Nella sezione "Titolare Connessione" vengono inseriti i dati del cliente, in "Dati Impianto" viene definito il regime commerciale (Scambio sul Posto), il POD, i dati tecnici della fornitura in prelievo esistente e le caratteristiche dell'impianto che si intende installare. Inoltre, sono richiesti dal portale i seguenti allegati in formato PDF:

- modello unico parte I, generato automaticamente dal portale al termine della compilazione, deve essere sottoscritto e accompagnato da documenti di identità del Responsabile Tecnico;
- modulo di adesione, sottoscrizione regolamento per l'accesso e l'utilizzo del portale;
- schema elettrico unifilare;
- mappa catastale;
- mandato con rappresentanza, documento in cui il cliente delega al tecnico la compilazione della domanda di connessione;
- attestato di versamento del corrispettivo, rappresenta il corrispettivo per l'ottenimento del preventivo, pari a 36,6 € (corrispettivo per potenza in immissione inferiore ai 6 kW).

6.3.2 - Preventivo

Terminata la prima fase sempre sul portale del distributore, si procede all'accettazione del preventivo. Il costo viene calcolato considerando la potenza in immissione e la distanza tra il punto di connessione e la cabina di trasformazione più vicina.

L'importo del preventivo di connessione alla rete BT è il valore minimo tra A e B:

$$A = 35 \text{ €} \cdot P + 90 \text{ €} \cdot P \cdot DA + 100 \text{ €} = 35 \cdot 1,7 + 90 \cdot 1,7 \cdot 0,09 + 100 = 173,27 \text{ €} \quad 6.1$$

$$B = 4 \text{ €} \cdot P + 7,5 \text{ €} \cdot P \cdot DB + 6000 \text{ €} = 4 \cdot 1,7 + 7,5 \cdot 1,7 \cdot 4,05 + 6000 = 6.058 \text{ €} \quad 6.2$$

dove:

- P = potenza ai fini della connessione, rappresenta la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione (1,7 kW);
- DA = distanza, in chilometri, tra il punto di connessione e la cabina di trasformazione MT/BT del gestore di rete più vicina (0,09 km);
- DB = distanza, in chilometri, tra il punto di connessione e la cabina di trasformazione AT/MT del gestore di rete più vicina (4,05 km);

Complessivamente l'importo del preventivo è il valore in 6.1 a cui va aggiunta l'IVA per un corrispettivo complessivo pari a 211.39 €.

Pagato il preventivo, sul portale si procede alla compilazione e vengono successivamente richiesti i seguenti due allegati:

- lettera accettazione preventivo;
- attestato di versamento del preventivo.

6.3.3 - Portale Terna (Gaudì)

In questo portale viene eseguito un censimento dell'impianto, seguendo una procedura che prevede l'inserimento dei dati tecnici e della posizione geografica dello stesso. Terminata la procedura, si ottiene il codice CENSIMP, che identifica in modo univoco l'impianto FV nella rete di trasmissione nazionale.

6.3.4 - Procedimento iter autorizzativo

Nel procedimento dell'iter autorizzativo si dichiara se l'impianto ha dei vincoli paesaggistici, si hanno tre iter autorizzativi:

- edilizia libera;
- edilizia paesaggistica;
- CILA (*"Comunicazione di Inizio Lavori Asservata"*).

Il presente progetto è in edilizia libera, viene inviata una comunicazione preventiva di inizio lavori al comune. Essendo in edilizia libera si è soggetti al principio di silenzio assenso. Nel procedimento dell'iter autorizzativo, sul portale del distributore, si hanno tre fasi:

- dichiarazione di avvio iter autorizzativo;
- avanzamento dell'iter autorizzativo;
- fine iter autorizzativo (documento che dichiara se le autorizzazioni per l'impianto sono state ottenute).

6.3.5 - Fine lavori e regolamento di esercizio

Una volta ultimata l'installazione dell'impianto, si comunica al distributore la fine dei lavori (e-distribuzione) ed in seguito si procede con il regolamento di esercizio. In questa fase, al distributore vengono trasmessi i dati relativi alle dichiarazioni di conformità, i dati dei componenti dell'impianto FV e documenti tecnici. Inoltre, vengono comunicati al distributore i tempi di intervento delle protezioni determinati

dalla funzione di autotest dell'inverter. Per garantire che l'inverter sia impostato in conformità alle normative vigenti.

Gli allegati richiesti nel portale di e-distribuzione sono i seguenti:

- regolamento di esercizio, documento generato automaticamente al termine della compilazione e firmato dal tecnico responsabile;
- allegato E, rappresenta lo schema elettrico unifilare in formato png;
- allegato B, rappresenta lo schema elettrico unifilare in formato PDF;
- dichiarazione di conformità inverter;
- dichiarazione conformità impianto elettrico;
- conformità sistema di accumulo;
- dichiarazione verifica SPI.

6.3.6 - GSE

L'ultimo passaggio dell'iter ordinario prevede di stipulare una convenzione con il GSE ("Gestore dei servizi energetici") per recuperare parte del valore dell'energia immessa in rete. Nel nostro caso, è stato applicato lo scambio sul posto (SSP).

Mediante la pratica di connessione in iter ordinario dura tra i 45 e i 75 giorni.

6.4 – Analisi con PVSyst

L'inclinazione del tetto di 15° e l'azimut di 22° comportano una perdita annuale rispetto all'ottimo del 5.9 % e un fattore di trasposizione pari ad 1.11.

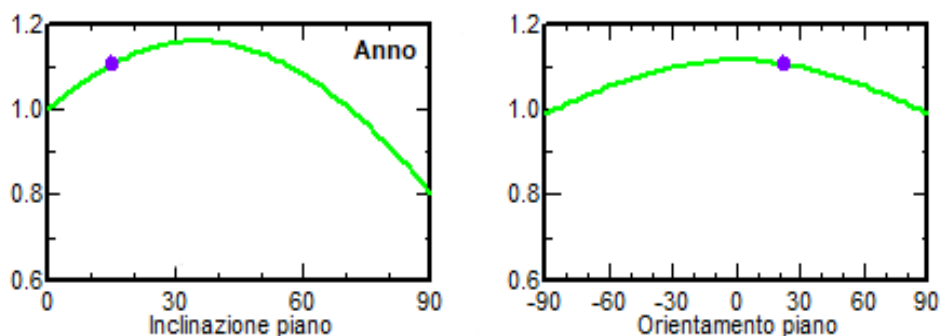


Figura 6.6: Fattore di trasposizione annuale.

L'impianto non presenta particolari ombreggiamenti, come indicato nel diagramma solare riportato in Figura 6.7. Il camino presente causa ombreggiamento solamente nel tardo pomeriggio, quando il sole è in posizione sud – ovest.

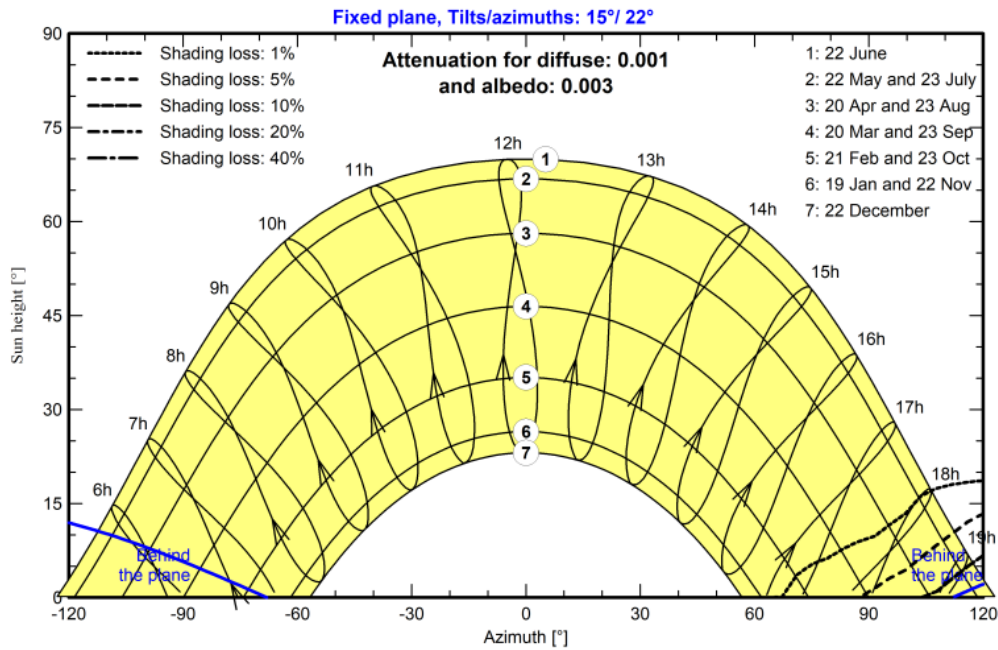


Figura 6.7: Diagramma solare.

L'analisi effettuata con PVsyst ha rilevato una produzione annua di 7379 kWh. Il fabbisogno annuo dell'utente è stato impostato a 5000 kWh. La successiva figura (fig. 6.8) chiarisce approssimativamente di come l'utente andrà a soddisfare il proprio fabbisogno energetico domestico nei mesi dell'anno. Nei mesi invernali, la produzione solare è ridotta dunque ci sarà un maggior prelievo dalla rete. Nei mesi estivi l'energia non autoconsumata verrà immessa in rete.

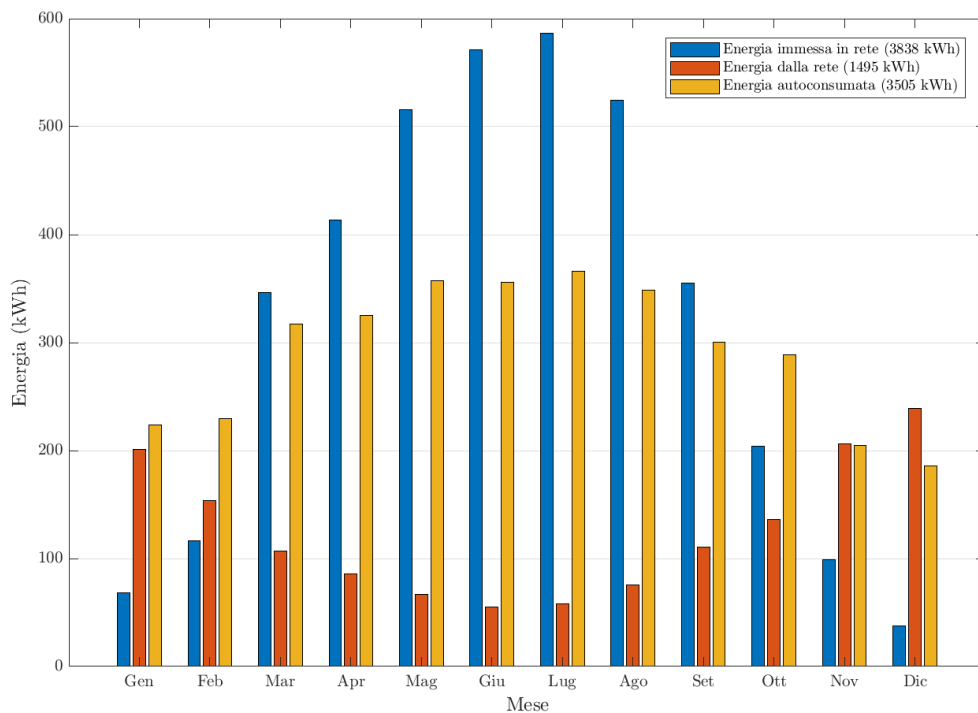


Figura 6.8: Grafico annuale dell'energia autoconsumata, dell'energia prelevata dalla rete e dell'energia immessa in rete.

In fig. 6.9 è stato graficato il PR medio mensile, il valore medio annuale è pari a 0.749. Ciò significa che il 25,1 % dell'energia solare incidente nel periodo di analisi non è convertita in energia elettrica. Il valore del PR è minore d'estate rispetto all'inverno, a causa delle alte temperature che raggiungono i moduli fotovoltaici.

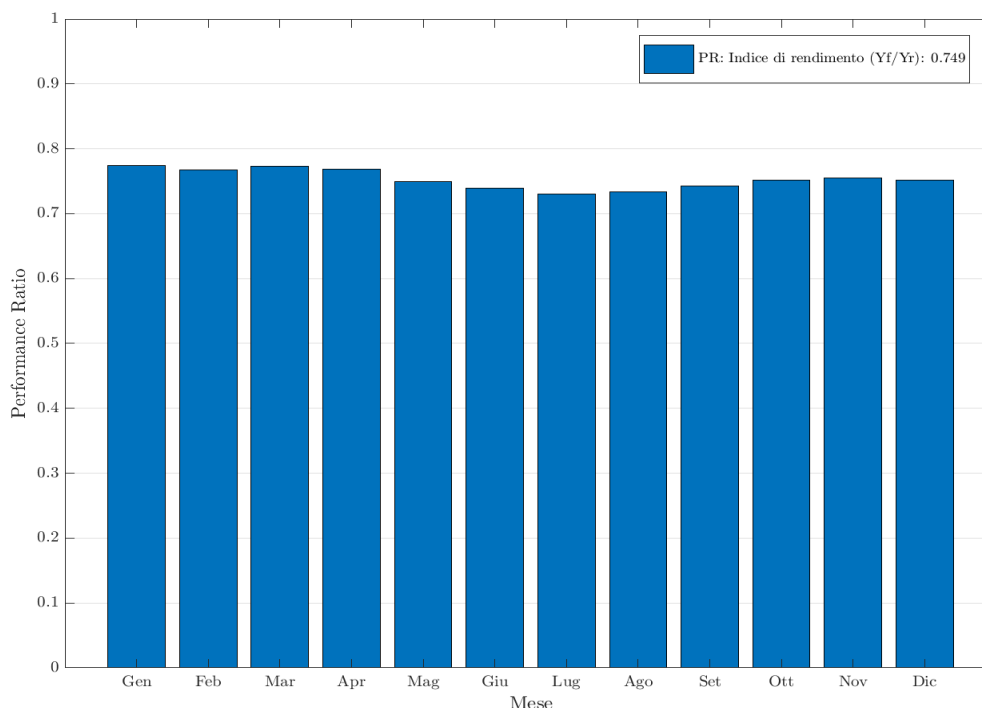


Figura 6.9: Valori mensili del performance ratio.

6.5 – Valutazioni economiche

Le valutazioni economiche sono state eseguite mediante un foglio di calcolo Excel e il software PVsyst. Il costo dell'impianto è costituito dalle seguenti voci principali:

- fornitura dei componenti;
- installazione;
- sviluppo progetto e pratiche.

I costi sono i seguenti:

- 13 pannelli FV Longi Solar 450 W:	3510 €
- inverter monofase Huawei 5 KTL:	1.400 €
- batteria Huawei Luna 5 kWh:	5.900 €
- sopralluogo, progettazione, installazione, pratiche, allaccio:	5.580 €
- altro (quadro elettrico, integrazione sollevamento materiali...):	680 €

Il costo complessivo dell'impianto è di 17.070 €, il cliente ha usufruito dell'incentivo ECOBONUS (50%) con cessione del credito. Pertanto, l'investimento iniziale del

cliente è pari a 8.535 €. Come mostrato nella Fig. 6.11, la batteria è la voce più importante dei costi; quindi, è importante valutarne la convenienza economica.

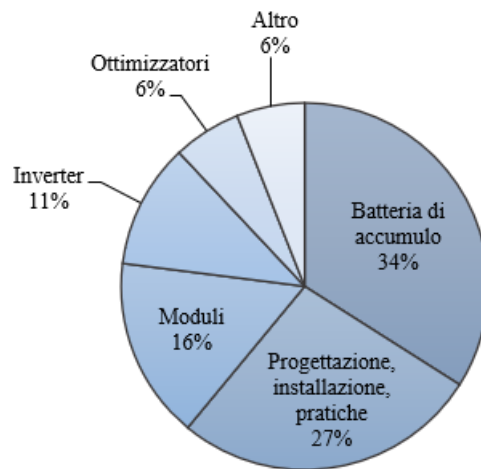


Figura 6.10: Ripartizione dei costi impianto fotovoltaico di 5 kW.

È stata eseguita una valutazione economica che comprende tre configurazioni differenti:

1. configurazione reale con accumulo;
2. configurazione senza accumulo;

Per mezzo di queste due valutazioni si vuole cercare di stabilire se il sistema di accumulo rappresenti un vantaggio economico.

Configurazione reale con accumulo

L'iniziativa è caratterizzata dai seguenti parametri:

potenza di picco:	5,85 kW
potenza in immissione:	5 kW
produzione di energia elettrica:	6900 kWh/anno
consumi elettrici dell'utenza:	5175 kWh/anno
vita utile dell'impianto:	25 anni
modalità di esercizio:	scambio sul posto
decremento produzione:	0.8 %/anno (lineare)
costo dell'impianto:	8535 € (IVA 10% inclusa)
costo di manutenzione:	200 €/anno
percentuale di autoconsumo:	70 %
contributo da scambio sul posto:	12 c€/kWh
copertura finanziaria:	100 % capitale proprio
anno di messa in funzione:	1° gennaio 2023

La produzione annuale di energia elettrica da parte dell'impianto FV è stata diminuita rispetto al dato calcolato da SOLergo, per tenere conto di eventuali inefficienze aggiuntive come le condizioni climatiche avverse. Il costo medio annuale di

manutenzione è stato stimato intorno al 2 % del costo dell'impianto. Tale costo comprende la sostituzione dell'*inverter* e della batteria di accumulo.

La bolletta del 2021 del cliente include la suddivisione dei consumi di energia elettrica in base alle fasce di consumo, fornendo così una rappresentazione accurata dei consumi del cliente. Nella presente analisi economica viene preso in considerazione il seguente modello dei consumi del cliente. Nel mercato elettrico italiano sono presenti tre fasce orarie di consumo dell'energia elettrica:

- fascia F1: dal lunedì al venerdì dalle ore 8:00 alle ore 19:00;
- fascia F2: dal lunedì al venerdì dalle ore 7:00 alle ore 8:00 e dalle ore 19:00 alle ore 23:00, il sabato dalle ore 7:00 alle ore 23:00 (escluse le festività nazionali);
- fascia F3: dal lunedì al sabato dalle ore 23:00 alle ore 7:00 e tutte le ore della domenica e dei giorni festivi;

Il contratto del cliente prevede una tariffa bioraria, tale tariffa prevede due fasce: la fascia F1 e la fascia F23, che comprende le ore incluse nelle fasce F2 e F3. Nel 2021 il cliente ha consumato i seguenti kWh nelle tre fasce orarie di consumo (tra parentesi il valore percentuale in rapporto al fabbisogno complessivo):

• fascia F1:	1656 kWh	(32 %)
• fascia F2:	1824 kWh	(35,2 %)
• fascia F3:	1695 kWh	(32,8 %)
• fascia F23:	3519 kWh	(68 %)
• consumo complessivo:	5175 kWh	

Il contratto del cliente è nel servizio di maggior tutela¹⁷, le tariffe fornite da ARERA variano trimestralmente. In fig. 6.11 è stato graficato l'andamento del costo del kWh nelle due fasce F1 e F23 per un consumatore aderente al servizio di maggior tutela. Da come si osserva dalla figura nel biennio 2017 – 2018 il costo del kWh si attestava al di sotto dei 10 c€/kWh. Nel primo trimestre del 2020, è stato notevolmente ridotto a causa della pandemia SARS-CoV-2, ma è tornato ai livelli pre-pandemici nell'ultimo trimestre del 2020. L'inflazione post pandemica, aggravata dal conflitto russo – ucraino ha portato ad un aumento esponenziale nel terzo trimestre del 2021. La successiva analisi economica è stata eseguita con i costi del kWh relativi all'anno 2022. È già chiaro quanto un alto costo dell'energia possa rendere questi investimenti estremamente vantaggiosi dal punto di vista economico. Infine, si osserva una differenza media nel costo del kWh tra le due fasce dell'11 %. Tale differenza è andata a ridursi negli anni a causa della produzione degli impianti rinnovabili che concentrano la loro produzione negli orari della fascia F1 (in particolare il solare).

¹⁷ Il servizio di maggior tutela terminerà ad inizio del 2024 con il passaggio al mercato libero.

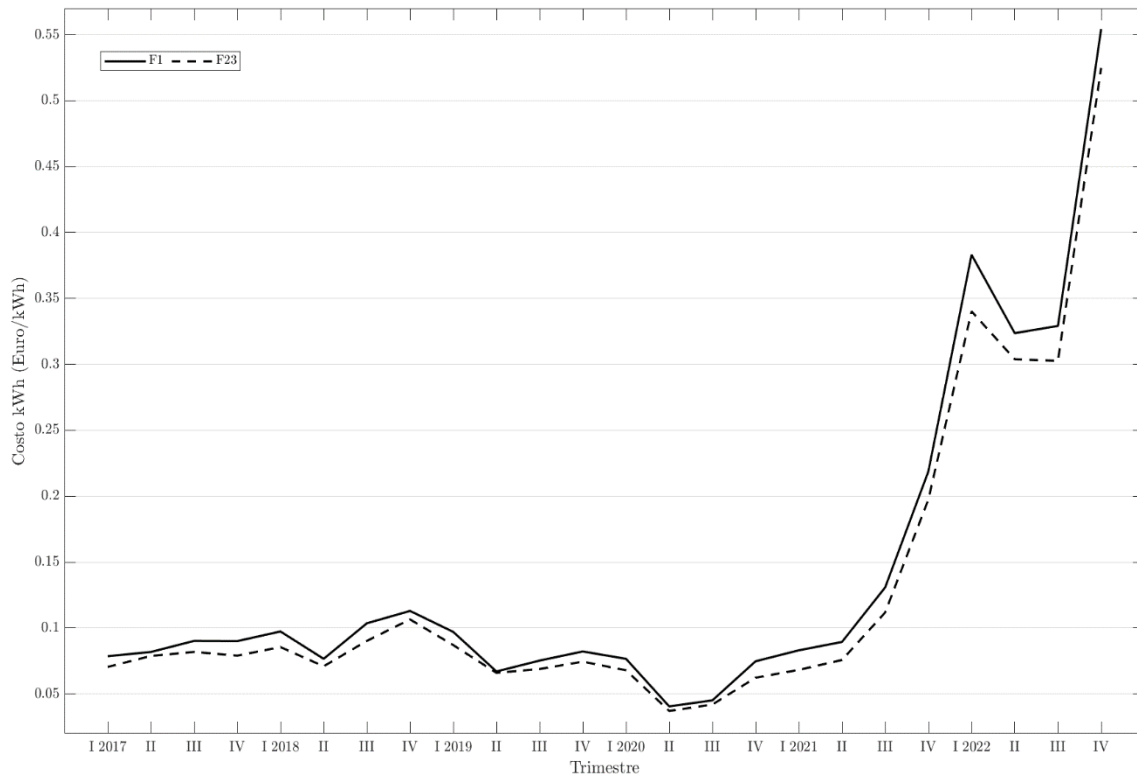


Figura 5.11: Andamento costo kWh nelle fasce F1 e F23 (dati ARERA).

In tabella 6.2 viene riportato il costo dell'energia elettrica nei quattro trimestri del 2022 per le due fasce di consumo relative alla tariffa bioraria.

Periodo	Fascia F1 (€/kWh)	Fascia F23 (€/kWh)
I trimestre 2022	0.383	0.340
II trimestre 2022	0.324	0.304
III trimestre 2022	0.324	0.304
IV trimestre 2022	0.554	0.525

Tabella 6.2: Costo kWh nel 2022 servizio di maggior tutela (dati ARERA).

Utilizzando un foglio di calcolo di Excel (tab. 6.3), è stato stimato che l'importo della bolletta del cliente del 2022 sia di 2198 €/anno, mentre, con i costi dell'energia del 2021, la bolletta annuale sarebbe stata di 812 €/anno. Sono state eseguite due valutazioni per questa prima configurazione: una considerando il costo dell'energia del 2022 e una relativa al 2021.

2022	Periodo	Costo in F1 (€/kWh)	Costo in F23 (€/kWh)	Consumo in F1 (kWh)	Consumo in F23 (kWh)	Costo totale	Costo trasporto e gestione del contatore (€/kWh)	0.00873
	Gen - Mar	0.383	0.340	496.8	1055.7	549.21	Fabbisogno complessivo (kWh/y)	5175
	Apr - Giu	0.324	0.304	331.2	703.8	321.26	Costo trasporto e gestione del contatore (€/y)	45.18
	Lug - Set	0.324	0.304	331.2	703.8	321.26	Costi fissi (€/y)	65
	Ott-Dic	0.554	0.525	496.8	1055.7	829.47	Quota potenza (euro/kW/y)	20.28
					Totale costo materia energia (€/y)	2021	Potenza disponibile (kW)	3.3
					TOTALE (€/y)	2198	Quota potenza (euro/y)	66.92
							Totale altri costi (€/y)	177

2021	Periodo	Costo in F1 (€/kWh)	Costo in F23 (€/kWh)	Consumo in F1 (kWh)	Consumo in F23 (kWh)	Costo totale
	Gen - Mar	0.083	0.068	496.8	1055.7	113.07
	Apr - Giu	0.089	0.076	331.2	703.8	82.97
	Lug - Set	0.131	0.112	331.2	703.8	122.21
	Ott-Dic	0.219	0.197	496.8	1055.7	316.77
					Totale costo materia energia (€/y)	635
					TOTALE (€/y)	812

Tabella 6.3: Previsione importi bolletta cliente relativa al 2022 e al 2021 (dati ARERA).

L'analisi economica evidenzia i risultati riportati in tabella 6.4. L'aumento del costo dell'energia comporta un aumento degli utili netti complessivi (compresi dei ricavi dallo scambio sul posto e del risparmio in bolletta) del 340 %. In fig. 6.12 e fig. 6.13 vengono riportati i flussi di cassa cumulativi rispettivamente del caso con i dati del 2021 e del caso 2022.

Indicatore economico	Costo Energia 2021	Costo energia 2022
Tempo di ritorno investimento	10 anni	5 anni
Capitale complessivo investito	13.375 €	13.375 €
Utile netto	8.666 €	38.080 €
ROI	0,65	2,84
Ritorno percentuale investimento	64,8 %	284,71 %

Tabella 6.4: Risultati analisi economica.

Il tempo di ritorno sull'investimento risulta essere doppio con il costo dell'energia relativo all'anno 2021 rispetto al caso 2022. L'analisi, dunque, evidenzia di quanto un elevato costo dell'energia elettrica vada a favorire economicamente gli impianti caratterizzati da un autoconsumo elevato. L'autoconsumo impostato è stato del 70 % dato che l'utente è dotato di un sistema di accumulo. Nell'analisi non è stato impostato nessun aumento annuale del costo dell'energia elettrica.

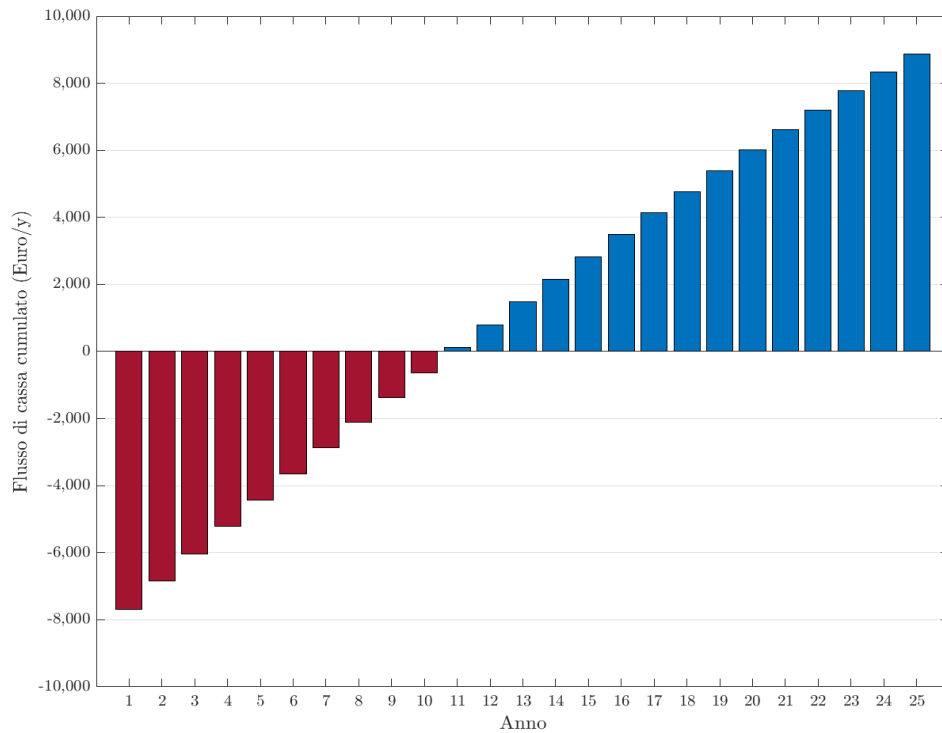


Figura 6.12: Flusso di cassa cumulato non attualizzato con costo energia elettrica 2021.

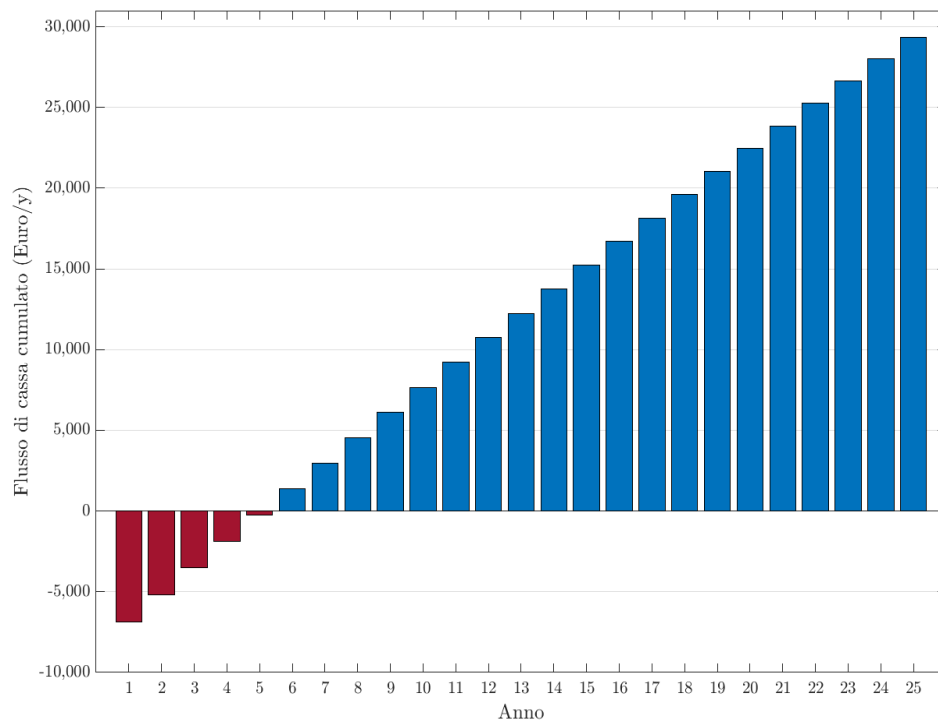


Figura 6.13: Flusso di cassa cumulato non attualizzato con costo energia elettrica 2022.

Configurazione senza accumulo

Per questa valutazione è stato utilizzato il costo del kWh relativo al 2022. I restanti dati sono gli stessi della configurazione precedente, ciò che cambia sono i seguenti parametri che hanno i seguenti valori (tra parentesi la variazione percentuale rispetto al caso precedente):

- costo dell'impianto:	5745 €	(-32,68 %)
- costo di manutenzione:	100 €/y	(-50 %)
- percentuale di autoconsumo:	30 %	

Con questa configurazione, il periodo di recupero dell'investimento risulta essere maggiore (fig. 6.14). I risultati dell'analisi sono:

- tempo di ritorno sull'investimento:	7 anni
- utile netto non attualizzato:	10.804
- ROI:	1.29
- ritorno percentuale dell'investimento:	129,47 %

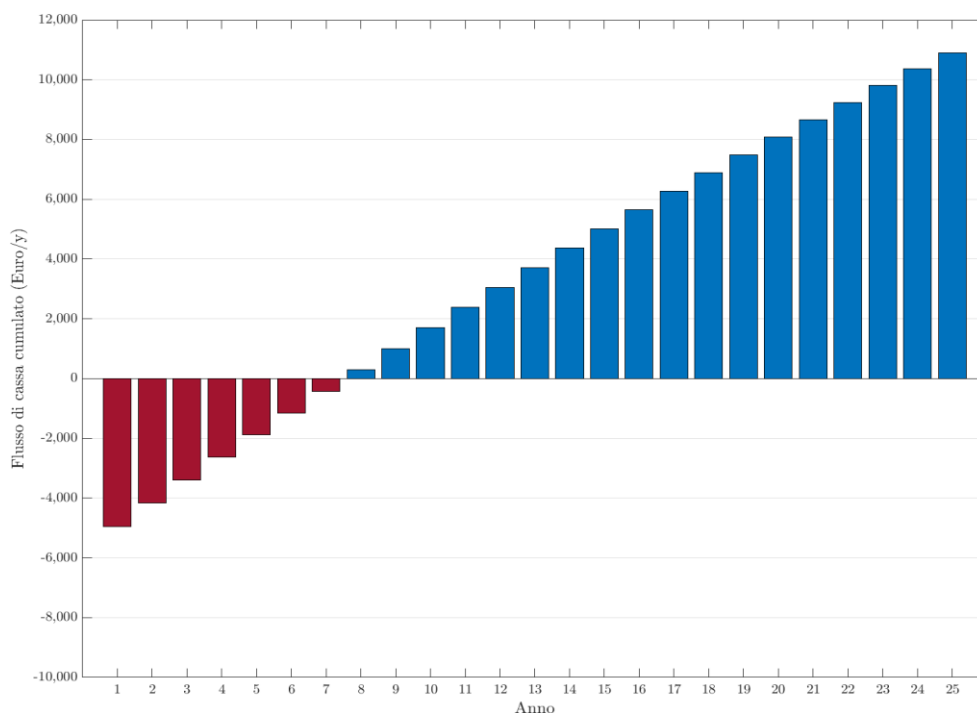


Figura 6.14: Flusso di cassa cumulato non attualizzato configurazione senza sistema di accumulo.

L'installazione del sistema di accumulo risulta conveniente secondo quanto emerso dall'analisi, al netto di un investimento complessivo del 38 % maggiore si ottiene un ritorno economico circa del 250 % maggiore rispetto alla configurazione senza accumulo.

7 – Impianto FV condominiale con autoconsumo collettivo

Nel presente capitolo viene discussa la progettazione di un impianto fotovoltaico condominiale. L'impianto in questione rappresenta il primo esempio di autoconsumo collettivo di energia elettrica in un condominio a Bologna. Inoltre, a fine capitolo vengono effettuate alcune valutazioni economiche sul vantaggio che porta l'installazione di questo impianto ad energia rinnovabile.

7.1 - Analisi preliminare

L'impianto in questione si trova nei pressi di Bologna, nel quartiere Lama. È un impianto condominiale installato sui lastrici condominiali. L'impianto prevede l'installazione di quarantaquattro pannelli, *inverter* e accumulo. L'impianto fotovoltaico è in parallelo con la rete pubblica BT, in regime di ritiro dedicato GSE. Il condominio era già allacciato alla rete BT, potenza disponibile (trifase) di 16.5 kW e consumo annuale medio di 6000 kWh. Si è convenuto con il committente di installare i moduli sui lastrici condominiali mediante l'utilizzo di zavorre e di realizzare un impianto con potenza nominale di 15 kW.

7.2 - Procedura di progettazione

La procedura di progettazione è costituita da quattro fasi, che sono le seguenti:

1. relazione tecnica;
2. tavola FV01-A: posizionamento dei pannelli;
3. tavola FV01-B: particolare costruttivo;
4. tavola FV02: schema elettrico unifilare.

Nell'impianto descritto i pannelli vengono posizionati sui parapetti dei palazzi del condominio attraverso un sistema zavorrato con inclinazione di 0°.

7.2.1 - Scelta dei moduli

Sono stati scelti 44 moduli in silicio monocristallino della LongiSolar (LR4-72 HPH 450M) con potenza unitaria di 450 W.

Le principali caratteristiche del modulo, dichiarate dal costruttore sono:

- potenza nominale (massima) P_{max} : 450 Wp $\pm$ 3%;
- efficienza: 20,7%;
- numero di celle in serie: 144;
- tensione a vuoto (V_{oc}): 49,3 V;
- corrente di cortocircuito (I_{sc}): 11,6 A;
- tensione MPP (V_{mp}): 41,5 V;
- corrente MPP (I_{mp}): 10,85 A;
- coefficiente termico della tensione: -0,131 V/°C;

- coefficiente termico della potenza (C_T): $-0,34 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$;
- tensione massima: 1.500 V ;
- temperatura NOCT: $45 \text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\%$;
- dimensioni: $2094 \times 1038 \times 35 \text{ mm}$.

7.2.2 – Relazione tecnica

Utilizzando Google Earth, è stato rilevato un angolo di 190° , corrispondente ad un orientamento (azimut) di 10° . Di conseguenza l'edificio ha un orientamento in direzione sud con un'inclinazione del tetto, come specificato nel rapporto intervento tecnico, di 0° . Il condominio consiste di tre palazzi di altezze diverse (fig. 7.1): il più alto ha nove piani, l'intermedio otto e il più basso sei.

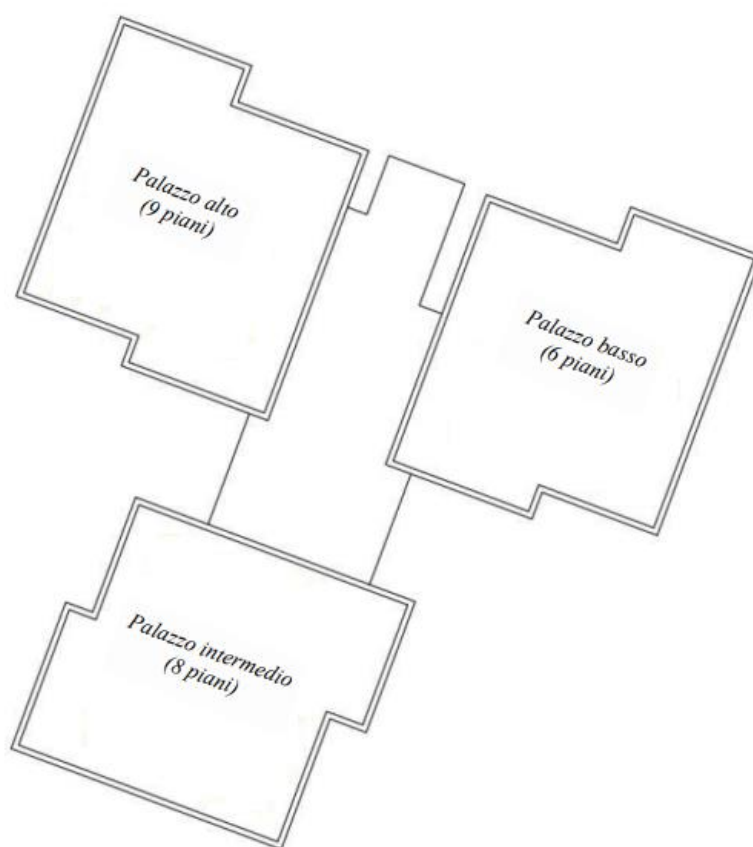


Figura 7.1: Planimetria preliminare tetti condominio.

In fig. 7.2 viene mostrata la planimetria disegnata in AutoCAD con riferimento agli ostacoli presenti. Dal sopralluogo effettuato risulta che i tre palazzi hanno un lastrico con un'altezza $0,95 \text{ m}$ ai bordi. Nel palazzo alto è presente l'accesso al locale dell'ascensore, che ha un'altezza complessiva di $3,4 \text{ m}$ rispetto al piano del palazzo alto.

Nel lastrico del palazzo alto è presente un camino, nominato camino 1 in fig. 7.2, di dimensioni (0,5 x 0,7 x 1,25) m. Nel lastrico del palazzo intermedio è presente un camino, nominato camino 2, di dimensioni (0,5 x 0,65 x 1,25) m. Inoltre, è presente uno sfiato con un diametro di 20 cm ed un'altezza di 1,1 m. Nel lastrico del palazzo basso è installato un camino, nominato camino 3, di dimensioni (0,5 x 0,6 x 1,25) m. Inoltre, è presente un parapetto di altezza 0,95 m costante ai bordi dei lastrici dei palazzi.

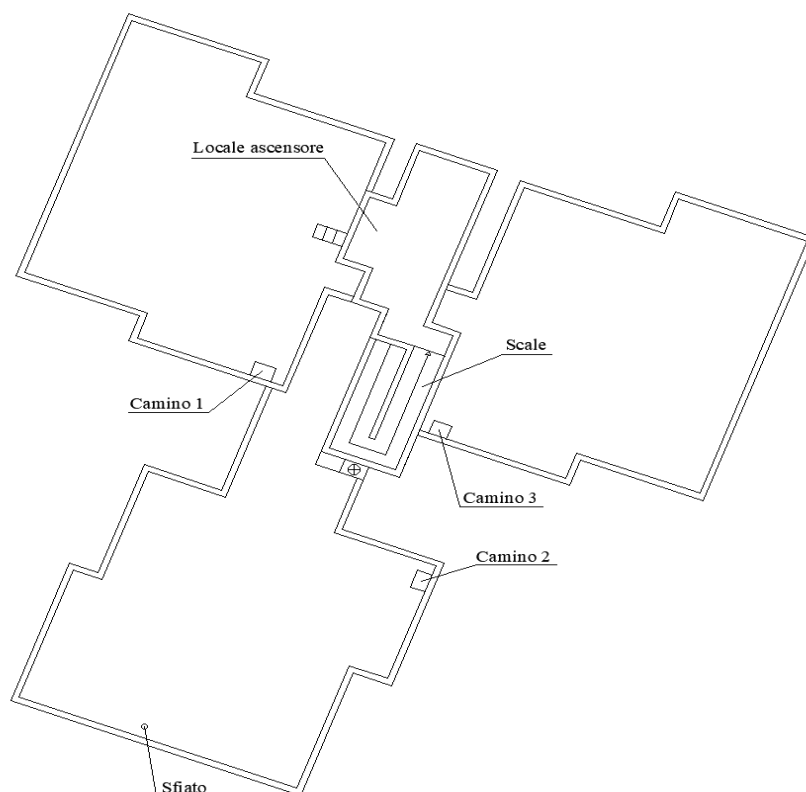


Figura 7.2: Planimetria tetti condominio.

Le temperature minima e massima ipotizzate per i moduli sono di -10°C e $+70^{\circ}\text{C}$ rispetto alla temperatura relativa alle condizioni di prova standard (STC) di 25°C . Si ottiene:

- tensione massima a vuoto del modulo: $49.3 + 0,131 \cdot (25 + 10) = 53,89 \text{ V}$;
- tensione MPP minima del modulo: $41.5 + 0,131 \cdot (25 - 70) = 35,6 \text{ V}$;
- tensione MPP massima del modulo: $41.5 + 0,131 \cdot (25 + 10) = 46,1 \text{ V}$.

Il progetto prevede l'installazione di un sistema di accumulo dell'energia in configurazione lato produzione DC monodirezionale. Si è scelto un sistema di accumulo della Zucchetti, il ZCS PYLONTECH US2000 PLUS, batteria agli ioni di litio con l'elettrodo positivo in Litio Ferro Fosfato. La capacità nominale del singolo modulo è di 2,4 kWh. È prevista l'installazione di sei moduli in parallelo per una capacità nominale complessiva di 14,4 kWh.

Ulteriori dati di targa sono:

- tensione nominale: 48 V;
- corrente carica massima: 25 A;
- corrente scarica massima: 25 A;
- capacità utile singolo modulo: 1,9 kWh;
- profondità di scarica (DOD): 80 %;
- potenza nominale: 5 kW.

In fig. 7.3 viene mostrata la disposizione dei pannelli sulla copertura, il disegno è stato ruotato di un angolo pari all'orientamento sud che caratterizza la copertura in cui è installato l'impianto, la superficie disponibile è di 250 m². Si è previsto di disporre i moduli su un sistema zavorrato con inclinazione di 0°. L'impianto è formato da quattro stringhe: la prima e seconda stringa sono formate da 10 pannelli e sono installate nel palazzo intermedio, la terza stringa formata da 12 moduli è installata nel palazzo basso mentre la quarta stringa di 12 moduli è installata nel palazzo alto. Complessivamente i moduli occupano un'area di 95,48 m².

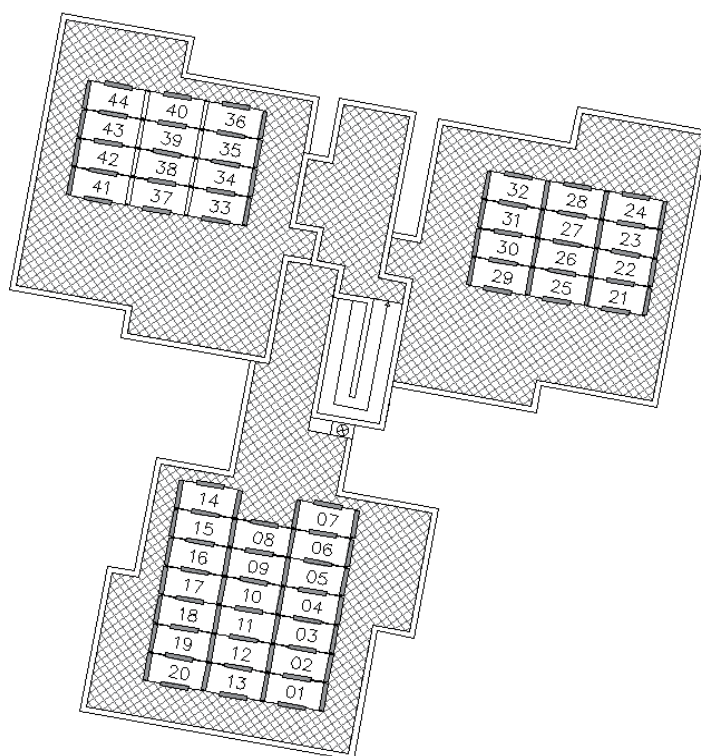


Figura 7.3: Disposizione dei moduli sui lastrici del condominio.

Nella progettazione è stato riscontrato che la palazzina che contiene il vano scale e l'ascensore insieme al parapetto di ciascun palazzo causano ombreggiamenti che comportavano una perdita complessiva di produzione media annuale maggiore del 7 %. I moduli sono collegati ad ottimizzatori di potenza (un'analisi degli ombreggiamenti è presente al paragrafo 7.3).

Gli ottimizzatori sono i TS4-A-O della TIGO ENERGY, con i seguenti dati di targa:

- potenza nominale in ingresso CC: 500 W;
- tensione MPP minima: 90 V;
- tensione MPP massima: 16 V;
- corrente massima in ingresso CC: 12 A;
- tensione massima di uscita: 90 V;
- corrente massima di uscita: 12 A.

L'impianto è monoinverter e l'inverter è l'HYD 3PH HYD15000 ZSS, inverter trifase per accumulo della Zucchetti, dotato di due inseguitori, con i seguenti dati di targa:

- potenza di uscita nominale: 15 kW;
- potenza massima per inseguitore: 7,7 kW;
- tensione minima in ingresso MPPT: 180 V;
- tensione massima in ingresso MPPT: 960 V;
- corrente massima per MPPT: 25 A.

Si noti che l'inverter ha valori nominali di ingresso e uscita diversi. L'inverter scelto ha una potenza nominale AC in uscita di 15 kW, ma può gestire in sicurezza 22,5 kW di potenza DC in ingresso. È abbastanza comune che la potenza CC sia maggiore dell'uscita dell'inverter. I moduli di solito non producono alla massima potenza a causa delle perdite. Il sovradimensionamento del campo FV rispetto all'inverter permette di utilizzare al meglio l'inverter riducendo i costi di sistema. All'ingresso MPPT1 dell'inverter si hanno 12 moduli in serie su due stringhe in parallelo, con una tensione di MPP (STC) di 498 V e 24 moduli complessivi. All'ingresso MPPT2 dell'inverter si hanno 10 moduli in serie su due stringhe in parallelo, con una tensione di MPP (STC) di 415 V e un numero di moduli complessivo di 20.

7.2.2.1 - Verifica del corretto accoppiamento tra ottimizzatori e moduli

La Tensione MPP minima del modulo deve essere maggiore della tensione MPP minima degli ottimizzatori:

$$35,6 \text{ V} > 16 \text{ V (condizione rispettata)}$$

La tensione MPP massima del modulo deve essere inferiore della tensione MPP massima degli ottimizzatori:

$$46,1 \text{ V} < 90 \text{ V (condizione rispettata)}$$

La tensione a vuoto del modulo deve essere inferiore alla tensione massima in ingresso all'ottimizzatore:

$$53,89 \text{ V} < 90 \text{ V (condizione rispettata)}$$

La corrente di cortocircuito del modulo è essere inferiore alla corrente massima in ingresso all'ottimizzatore:

$$11,6 \text{ A} < 12 \text{ A (condizione rispettata)}$$

Infine, il dimensionamento in potenza (140,2 %) è compreso tra l'80 % e il 150 % (MPPT1).

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{modulo} \cdot N^{\circ} \text{ moduli} = 450 \cdot 44 = 19,8 \text{ kWp} \quad 7.1$$

Per l'analisi di producibilità è stato utilizzato il valore di radiazione globale media annuale su superficie orizzontale, relativo alla città di Bologna, pari a $1.416,38 \text{ kWh/m}^2$. Tale dato rappresenta la quantità di energia prodotta annualmente da un impianto fotovoltaico della potenza di 1 kW. Per il campo fotovoltaico di potenza nominale 19,8 kW si ottiene una produzione annua lorda di energia di:

$$E_L = 19,8 \cdot 1.416,38 = 28.044,32 \text{ kWh} \quad 7.2$$

Considerando le perdite:

- perdite per ombreggiamento: 15,3 %;
- perdite per aumento di temperatura: 3,4 %;
- perdite di mismatching: 0 %;
- perdite in corrente continua: 1,2 %;
- altre perdite (sporcizia, tolleranze): 4 %;
- perdite per conversione: 2,9 %;
- perdite totali: 26,8 %;

Dall'analisi degli ombreggiamenti, tenuto conto dell'utilizzo degli ottimizzatori, sono risultati i seguenti valori di perdita percentuale sulla produzione a causa degli ombreggiamenti (tab. 7.1).

Mese	Senza ostacoli (kWh)	Produzione reale (kWh)	Perdita (%)
Gennaio	793.10	674.3	-15.0%
Febbraio	1083.40	908.9	-16.1%
Marzo	2002.50	1663.7	-16.9%
Aprile	2455.90	2122.6	-13.6%
Maggio	3113.00	2668.9	-14.3%
Giugno	3309.20	2818.9	-14.8%
Luglio	3443.80	2892.3	-16.0%
Agosto	2896.20	2454.9	-15.2%
Settembre	2137.90	1809.9	-15.3%
Ottobre	1476.40	1211.9	-17.9%
Novembre	880.00	738.9	-16.0%
Dicembre	662.00	568.1	-14.2%
Anno	24253.40	20533.3	-15.3%

Tabella 7.1: Perdita percentuale a causa degli ombreggiamenti.

L'energia prodotta ogni anno si riduce a:

$$E_N = E_L \cdot (1 - \text{perdite totali}) = 20.528,44 \text{ kWh} \quad 7.3$$

In forma di grafico viene mostrata nella successiva figura (fig. 7.4) l'energia prodotta mensilmente e le perdite mensili dovute agli ombreggiamenti.

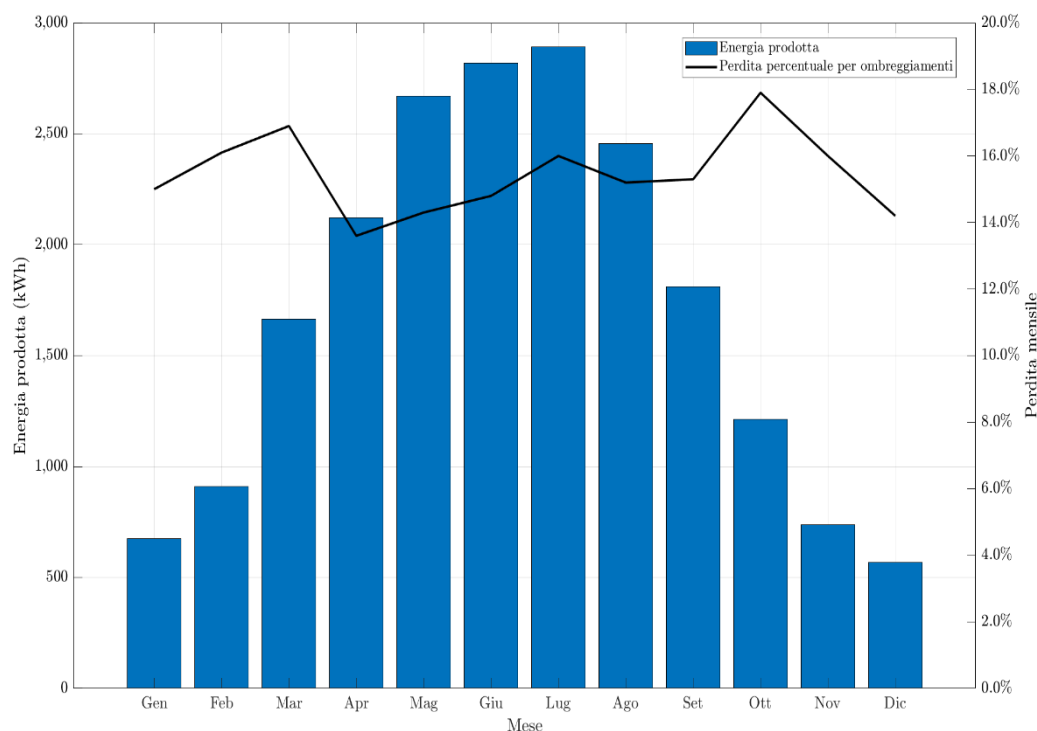


Figura 7.4: Energia netta mensile prodotta e perdita percentuale mensile per gli ombreggiamenti.

7.2.3 – Tavola posizionamento moduli

In questa prima tavola, mostrata in fig. 7.5, viene indicato il posizionamento dei pannelli sopra i lastrici del condominio. I pannelli dall'uno al dieci formano la prima stringa collegata in parallelo alla seconda stringa costituita dai moduli dall'undici al venti. La terza stringa costituita dai moduli dal ventuno al trentadue è in parallelo alla quarta stringa formata dai moduli dal trentatré al quarantaquattro.

Si osservi che la struttura è stata ruotata considerando l'azimut di $+10^\circ$. La copertura è realizzata in guaina bituminosa e dunque è stata inserita la matrice che rappresenta questa tipologia di manto di copertura.

La tavola è accompagnata da una serie di informazioni, in particolare:

- dati del committente e del progettista;
- le coordinate geografiche in cui è sito l'impianto;
- la vista satellitare e l'area di tetto in cui è installato l'impianto;
- il tipo di iter autorizzativo;

- le caratteristiche dei pannelli;
- le caratteristiche dell’inverter;
- le caratteristiche generali dell’impianto.

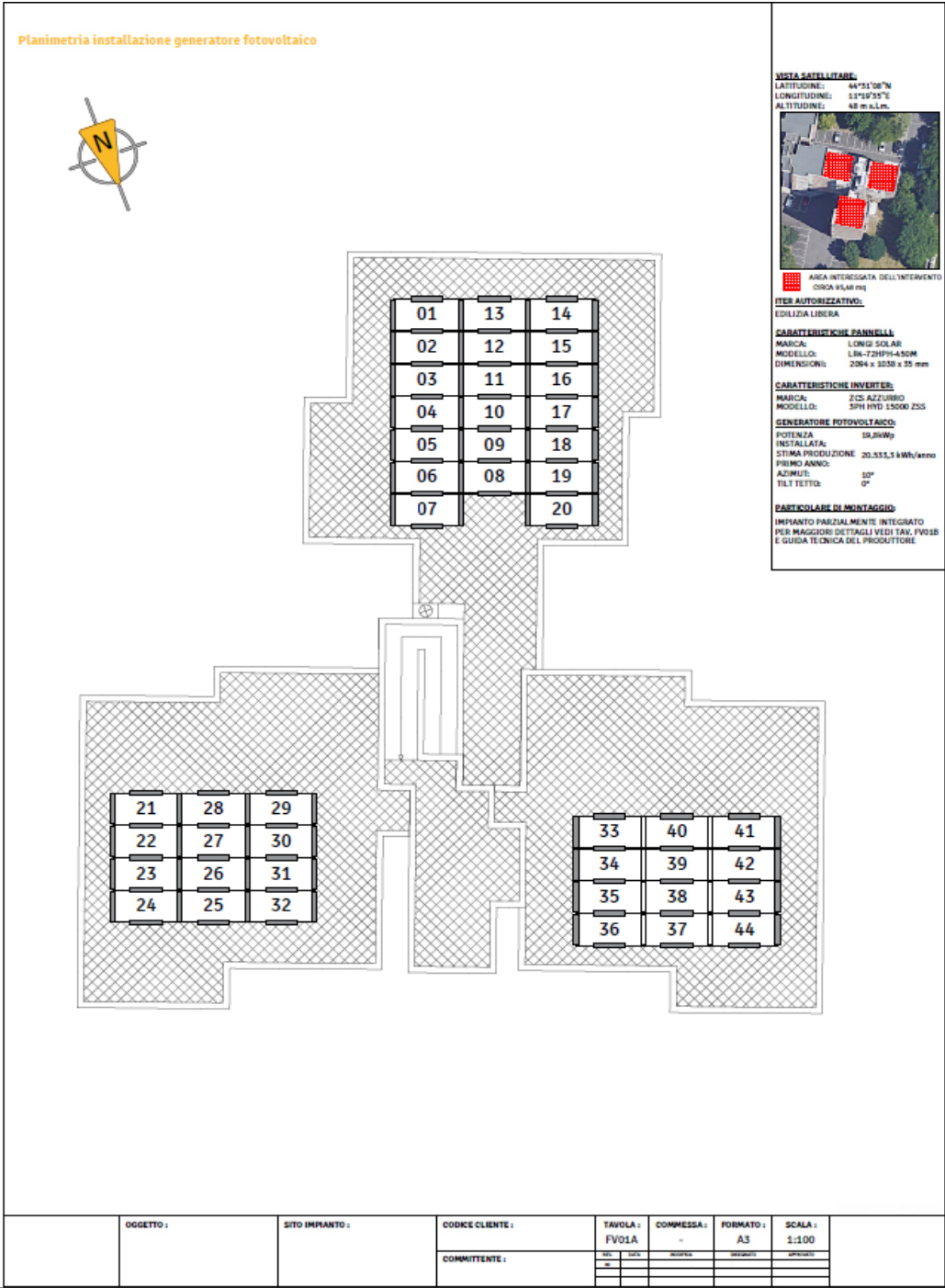


Figura 7.5: Tavola posizionamento moduli.

7.2.4 – Tavola dei particolari costruttivi

Come già evidenziato precedentemente in questo progetto viene fatto uso di zavorre, dunque, non è previsto il calcolo del carico neve e del carico vento. Bensì è stato eseguito un calcolo delle azioni orizzontali del vento e una verifica statica a ribaltamento da parte della società Sun Ballast a cui è stata affidata la realizzazione delle zavorre. Il sistema di posa dei pannelli è progettato per l'installazione di moduli su una copertura piana tramite l'utilizzo di appositi triangoli in calcestruzzo, disposti in file parallele e con inclinazione di 0°. Il sistema di ancoraggio al solaio di copertura del fabbricato non prevede forature sulla copertura stessa.

Viene in seguito riportato il procedimento effettuato per calcolare il calcolo vento e la verifica a ribaltamento. Il calcolo del carico vento è conforme a quanto stabilito dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2018, “Nuove norme tecniche sulle costruzioni”.

Per calcolare il *carico vento* si procede osservando che la città di Bologna è in zona 2 dunque dalla tab. B.1 si hanno i seguenti valori della velocità di riferimento del vento $v_{b,0}$, dell'altitudine di riferimento a_0 e del fattore k_s :

$$\begin{aligned} v_{b,0} &= 25 \text{ m/s} \\ a_0 &= 750 \text{ m} \\ k_s &= 0,45 \text{ s}^{-1} \end{aligned} \quad 7.4$$

L'impianto è situato ad un'altitudine (a_s) di 55 m s.l.m dunque $a_s \leq a_0$, il che comporta una velocità di riferimento $v_b = v_{b,0} = 25 \text{ m/s}$.

Per calcolare la velocità di riferimento di progetto v_r :

$$v_r = v_b \cdot c_r \quad 7.5$$

dove:

v_b = velocità di riferimento;

c_r = coefficiente di ritorno, funzione del periodo di ritorno di progetto.

Dalla normativa in mancanza di specifiche e adeguate indagini statistiche, il coefficiente di ritorno è dato dalla relazione:

$$c_r = 0,75 \sqrt{1 - 0,2 \cdot \ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{T_R} \right) \right]} = 1,00073 \quad 7.6$$

dove T_R è il periodo di ritorno espresso in anni considerato pari a 50 anni nel caso di studio.

Introducendo il coefficiente di riferimento calcolato e la velocità di riferimento, dalla 7.5 si ricava che la velocità di riferimento di progetto v_r è pari a 25,018 m/s.

Introducendo la velocità di riferimento di progetto v_r appena calcolata nella successiva relazione si ricava la pressione cinetica di riferimento:

$$q_r = \frac{1}{2} \rho v_r^2 = \frac{1}{2} \cdot 1,25 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \left(25,018 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2 = 391,18 \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}^2} = 0,391 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \quad 7.7$$

La pressione del vento può essere calcolata mediante la seguente relazione:

$$p = q_r \cdot c_e \cdot c_p \cdot c_d \quad 7.8$$

dove:

q_r = pressione cinetica di riferimento;

c_e = coefficiente di esposizione;

c_p = coefficiente di pressione;

c_d = coefficiente dinamico.

Dalla normativa “il coefficiente di esposizione c_e dipende dall’altezza z sul suolo del punto considerato, dalla topografia del terreno e dalla categoria di esposizione del sito ove sorge la costruzione”. Esso può essere calcolato mediante la seguente formula:

$$\begin{aligned} c_e(z) &= k_r^2 c_t \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \left[7 + c_t \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \right] & \text{per } z \geq z_{\min} \\ c_e(z) &= c_e(z_{\min}) & \text{per } z < z_{\min} \end{aligned} \quad 7.9$$

dove:

k_r, z_0 e $z_{\min}$ sono assegnati in tab. 7.2 in funzione della categoria di esposizione ove sorge la costruzione;

c_t è il coefficiente di topografia.

Categoria di esposizione del sito	K_r	z_0 [m]	$z_{\min}$ [m]
I	0,17	0,01	2
II	0,19	0,05	4
III	0,20	0,10	5
IV	0,22	0,30	8
V	0,23	0,70	12

Tabella 7.2: Parametri per la definizione del coefficiente di esposizione (da [25]).

La categoria di esposizione è definita dalla fig. 7.6 in funzione della posizione geografica del sito e la classe di rugosità del terreno (ricavabile dalla tab. 7.3). Il coefficiente di topografia c_t è posto uguale ad 1.

Classe di rugosità del terreno	Descrizione
A	Aree urbane in cui almeno il 15% della superficie sia coperto da edifici la cui altezza media superi i 15 m
B	Aree urbane (non di classe A), suburbane, industriali e boschive
C	Aree con ostacoli diffusi (alberi, case, muri, recinzioni,...); aree con rugosità non riconducibile alle classi A, B, D
D	a) Mare e relativa fascia costiera (entro 2 km dalla costa); b) Lago (con larghezza massima pari ad almeno 1 km) e relativa fascia costiera (entro 1 km dalla costa) c) Aree prive di ostacoli o con al più rari ostacoli isolati (aperta campagna, aeroporti, aree agricole, pascoli, zone paludose o sabbiose, superfici innevate o ghiacciate,)

Tabella 7.3: Classe di rugosità del terreno (da [25]).

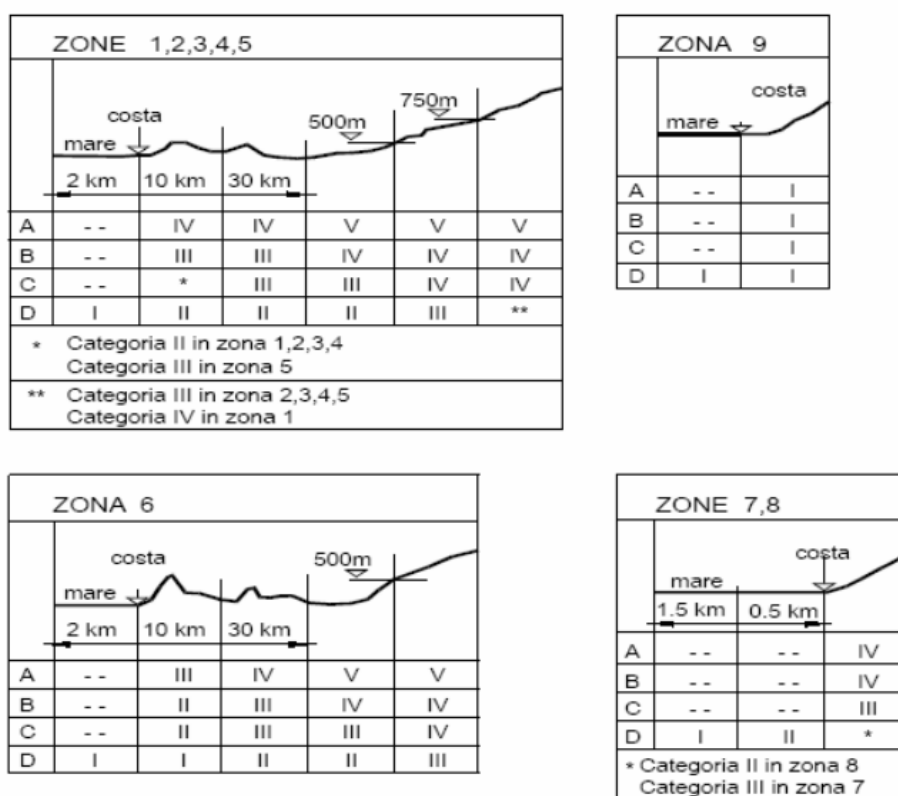


Figura 7.6: Definizione delle categorie di esposizione (da [25]).

Nel sito in cui sorge l'impianto la classe di rugosità del terreno risulta essere la classe A. Mentre dalla fig. 7.6 facendo riferimento alla prima tabella essendo in zona 1 con una classe A di rugosità del terreno si ricava la IV categoria di esposizione del sito. Da cui inserendo nell'eq. 7.9 i valori relativi ad un'esposizione di categoria IV (tab. 7.2) e considerando un'altezza di posa dell'impianto di $z = 25$ m si ricava un coefficiente di esposizione c_e pari a 2,45.

Il coefficiente di pressione c_p dipende dalla tipologia e dalla geometria della costruzione e dal suo orientamento rispetto alla direzione del vento. Nella normativa NTC 2018 sono presenti tre coefficiente di pressione esterna, quello a cui si farà riferimento nel presente lavoro è il coefficiente locale $c_{pe,10}$ che consente di quantificare la pressione locale sugli elementi con area di incidenza maggiore o uguale a 10 m². Le coperture piane vengono suddivise in zone di uguale pressione come mostrato in fig. 7.7 a.

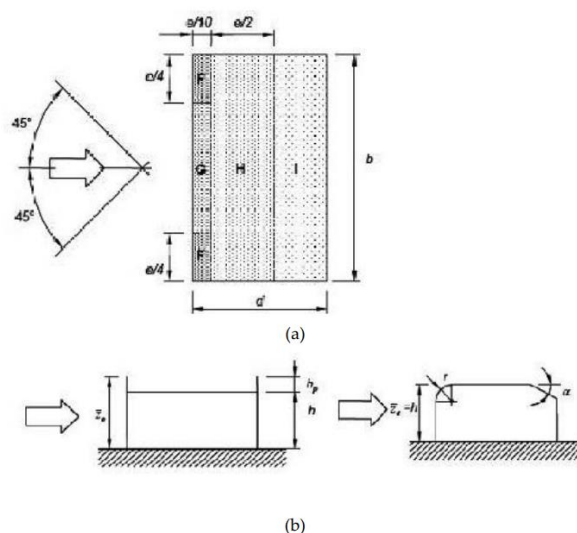


Figura 7.7: a) Suddivisione delle coperture piane in zone di uguale pressione;
b) Altezza di riferimento per coperture piane con parapetti o raccordi.

		Zona							
		F		G		H		I	
		$c_{pe,10}$	$c_{pe,1}$	$c_{pe,10}$	$c_{pe,1}$	$c_{pe,10}$	$c_{pe,1}$	$c_{pe,10}$	$c_{pe,1}$
Spigoli vivi		-1,8	-2,5	-1,2	-2,0	-0,7	-1,2	$\pm 0,2$	
Con parapetti	$h_p/h = 0,025$	-1,6	-2,2	-1,1	-1,8	-0,7	-1,2	$+ 0,2$	
	$h_p/h = 0,05$	-1,4	-2,0	-0,9	-1,6	-0,7	-1,2		
	$h_p/h = 0,10$	-1,2	-1,8	-0,8	-1,4	-0,7	-1,2		

Tabella 7.4: Coefficienti di pressione per coperture piane con parapetti.

Il rapporto h_p/h rappresenta il rapporto tra l'altezza del parapetto e l'altezza dell'edificio. Nel sopralluogo fornito dai tecnici sono presenti le misure del parapetto e degli edifici effettuate con un misuratore laser. Tutti e tre i palazzi hanno un parapetto costante di 0,95 m. I palazzi hanno altezze rispettivamente di 28 m, 26 m e 20 m. Dunque, il rapporto h_p/h risulta essere compreso tra 0,034 e 0,0475. È stato considerato un rapporto di 0,025, ma un'interpolazione sarebbe necessaria per una stima più accurata. In fig. 7.8 è presente la suddivisione della copertura nelle zone di uguale pressione. Da come si osserva dalla figura sono presenti due tipologie di zavorre, quella verticale in grigio che definisce l'inclinazione dei pannelli e poi una zavorra aggiuntiva orizzontale (nera) utile a stabilizzare ulteriormente il pannello.

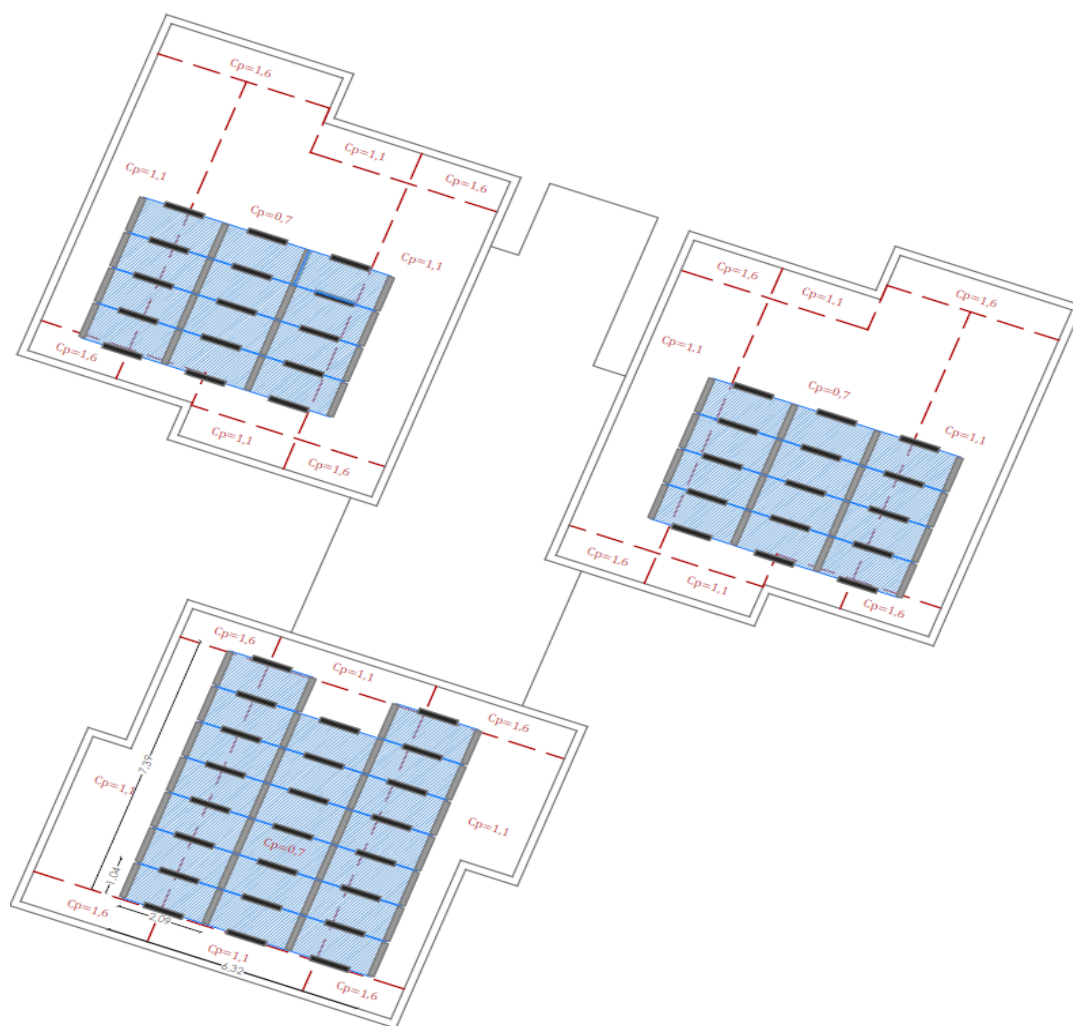


Figura 7.8: Suddivisione della copertura in zone di uguale pressione.

I pannelli verranno installati in zone in cui il coefficiente di pressione è pari a 1,1 o 0,7 e la verifica a ribaltamento verrà eseguita sui moduli fotovoltaici disposti nelle condizioni più sfavorevoli (maggiormente esposti all'azione del vento), considerando il coefficiente di pressione più critico, ovvero 1,1. Il coefficiente dinamico c_d tiene conto sia degli effetti riduttivi associati alla non-simultaneità delle massime pressioni locali, sia degli effetti amplificativi causati dalla risposta dinamica della struttura. Esso può essere assunto pari ad 1 per gli edifici di forma regolare non eccedenti 80 m di altezza. Dunque, inserendo i valori determinati nella 7.8 si ricava la pressione del vento sulla copertura:

$$q_p = q_r \cdot c_e \cdot c_p \cdot c_d = 0,391 \cdot 2,45 \cdot 1,1 \cdot 1 = 1,054 \text{ kN/m}^2 \quad 7.9$$

7.2.4.1 - Verifica a ribaltamento

Per la verifica è stato analizzato un singolo elemento composto da modulo, zavorra e zavorra aggiuntiva, così da verificare se le zavorre utilizzate siano idonee all'installazione. Le caratteristiche del pannello sono le seguenti:

- lunghezza (L_p): 2,094 m;
- larghezza (l_p): 1,038 m;
- area pannello (A_p): 2,17 m²;
- peso pannello (m_p): 23,3 kg.

Le zavorre hanno dimensioni di (0,99 x 0,15) m il peso complessivo delle zavorre per il singolo elemento è di 75 kg (m_z).

Il braccio ribaltante è pari a $b_R = 1,047$ m ossia la metà della lunghezza del pannello mentre il braccio stabilizzante dei pannelli e della zavorra è pari alla metà della lunghezza della zavorra ossia $b_S = 0,495$ m.

In prima istanza vengono calcolate le azioni ribaltanti. La spinta ribaltante è data dal prodotto tra la pressione cinetica data dall'azione del vento e l'area del pannello:

$$S_R = q_p \times A_p = 105,4 \text{ N/m}^2 \times 2,17 \text{ m}^2 = 228,72 \text{ N} \quad 7.10$$

Il momento ribaltante è dato dal prodotto tra la spinta ribaltante e il braccio ribaltante:

$$M_R = S_R \times b_R = 228,72 \text{ N} \times 1,047 \text{ m} = 239,47 \text{ N} \cdot \text{m} \quad 7.11$$

Calcolate le azioni ribaltanti vengono calcolate le azioni stabilizzanti. Il momento stabilizzante del pannello risulta essere dato dal prodotto tra il peso dei pannelli e il braccio stabilizzante dei pannelli:

$$M_p = m_p \times b_S = 23,3 \text{ kg} \times 0,495 \text{ m} = 11,53 \text{ kg} \cdot \text{m} = 113,07 \text{ N} \cdot \text{m} \quad 7.12$$

Il momento stabilizzante delle zavorre risulta essere dato dal prodotto tra il peso delle zavorre e il braccio stabilizzante delle zavorre:

$$M_z = m_z \times b_S = 75 \text{ kg} \times 0,495 \text{ m} = 37,13 \text{ kg} \cdot \text{m} = 364,12 \text{ N} \cdot \text{m} \quad 7.13$$

Il momento stabilizzante complessivo è dato dalla somma del momento stabilizzante del pannello (eq. 7.12) e il momento stabilizzante delle zavorre (eq. 7.13):

$$M_S = M_p + M_z = 113,07 + 364,12 = 477,19 \text{ N} \cdot \text{m} \quad 7.14$$

Viene assunto un coefficiente di sicurezza di 1,5, dunque la struttura risulterà verificata solamente se $M_S > M_R \cdot 1,5$:

477,19 N · m > 359,2 N · m

7.15

Il risultato della verifica di ribaltamento è positivo e la configurazione delle zavorre progettata è adeguata.

Nella figura 7.9 è presentata una tavola che illustra i particolari costruttivi, comprendente una planimetria e una breve descrizione del posizionamento dei pannelli e delle zavorre che l'installatore dovrà seguire. A destra, vengono fornite informazioni sulle caratteristiche dell'impianto e sui suoi componenti.

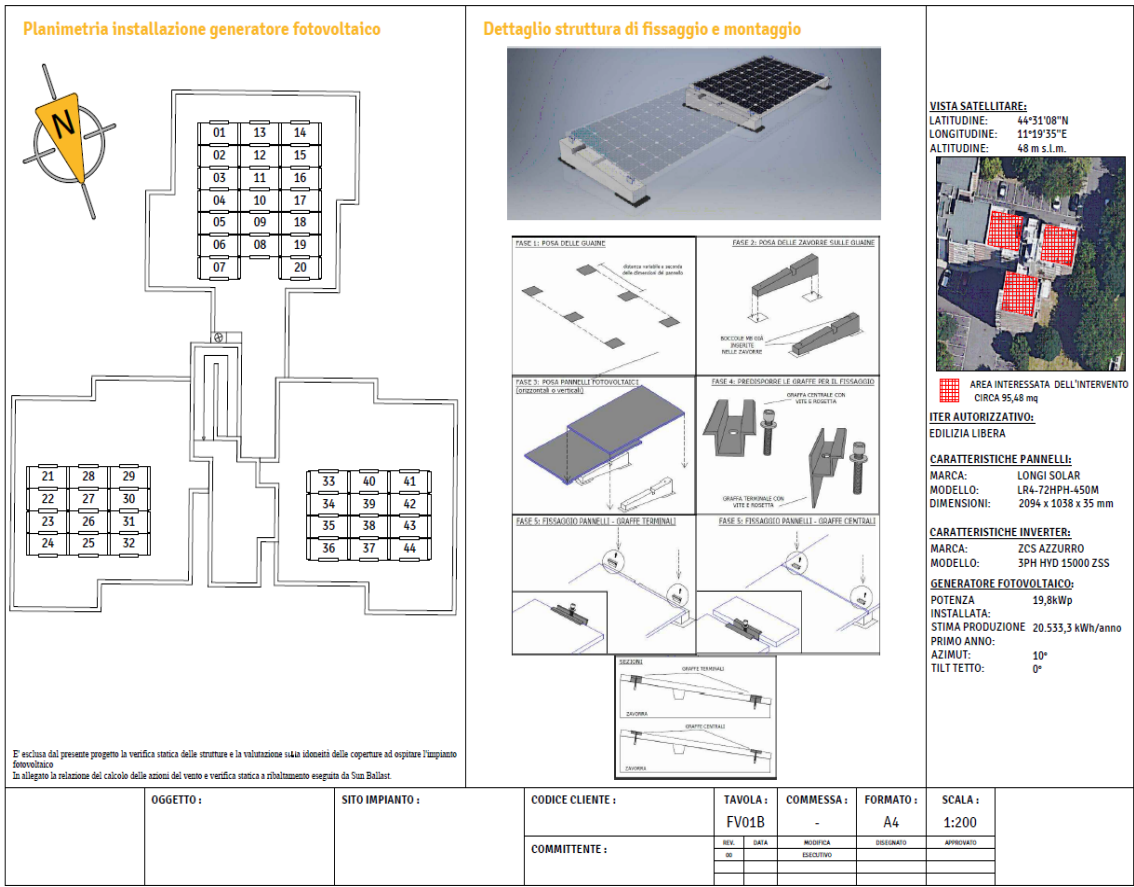


Figura 7.9: Tavola dei particolari costruttivi.

7.2.5 – Schema elettrico unifilare

Lo schema unifilare rappresenta la tavola più importante del processo di progettazione ed è la tavola che l'installatore dovrà seguire nel modo più rigoroso possibile. Partendo da sinistra, si hanno quattro stringhe:

- le prime due stringhe, costituite da dieci moduli ciascuna sono installate nel palazzo di altezza intermedia;
- la terza stringa formata da dodici moduli è installata nel palazzo di altezza inferiore;
- la quarta e ultima stringa costituita da dodici moduli è installata nel palazzo più alto.

Ciascun modulo è collegato ad un ottimizzatore di potenza, gli ottimizzatori facenti parte della stessa stringa sono collegati in serie attraverso i cavi di stringa che saranno costituiti dal cavo unipolare flessibile H1Z2Z2-K di lunghezza 10 metri (tale misura è stata riportata dal sopralluogo fornito dal progettista). I cavi di stringa giungono al quadro di campo installato in copertura. Nel quadro di campo per ogni stringa è presente uno scaricatore di sovratensioni (SPD1, SPD2, SPD3, SPD4) idoneo a funzionare in corrente continua e il sezionamento in DC effettuato tramite un interruttore automatico magnetotermico anch'esso idoneo a funzionare in corrente continua. Inserendo un dispositivo di sezionamento su ciascuna stringa, sarà possibile eseguire interventi di manutenzione su una specifica stringa, senza porre fuori tensione le altre stringhe. Le prime due stringhe sono collegate in parallelo e formano il primo sottocampo così come la terza e la quarta stringa collegate in parallelo costituiscono il secondo sottocampo. Dal quadro di campo quattro cavi solari H1Z2Z2-K lunghi 30 metri, due per ogni sottocampo (polo positivo e polo negativo), collegano il quadro di campo ai due MPPT dell'inverter trifase della Zucchetti, installato in un locale nel sottoscala del condominio. Dall'inverter si predisporrà il collegamento al sistema di accumulo ZCS PYLONTECH installato sotto l'inverter. Essendo la potenza dell'impianto maggiore di 11,08 kW la normativa CEI 0-21 obbliga l'installazione della protezione di interfaccia (SPI) esterna all'inverter. La normativa inoltre obbliga la revisione della SPI ogni cinque anni. Avendo l'impianto una potenza inferiore ai 20 kW non è previsto un dispositivo di ricalzo al DDI.

In uscita dall'inverter in trifase si ha il quadro alternata in cui è presente il dispositivo di generatore (DDG), il dispositivo di interfaccia (DDI) e il dispositivo generale di fotovoltaico (DGFV) costituiti da interruttori automatici magnetotermici differenziali. Il sistema di protezione d'interfaccia (SPI) è controllato dal DDI. La normativa CEI 0-21 prevede nel caso di sistema di protezione d'interfaccia esterna un sistema di alimentazione che a fronte della caduta di tensione di alimentazione, consenta di portare a termine le funzioni attive in corso per un tempo di almeno cinque secondi. Al sistema di protezione d'interfaccia è connesso il pulsante di sgancio che seziona elettricamente l'impianto di produzione. Nel quadro alternata è inoltre presente uno scaricatore di sovratensioni. Il contatore di produzione sarà successivamente installato dal distributore. I Dispositivi DDG e DGFV, oltre ad assicurare la protezione dell'impianto elettrico, svolgono anche la funzione di sezionamento a monte e a valle del contatore di produzione, conformemente a quanto richiesto dall'Ente Distributore. Collegato al quadro alternata si è prevista l'installazione di un avvanquadro in cui è presente un dispositivo generale di linea (DGL1) costituito da interruttore automatico

SISTEMA DI ACCUMULO 250 KWH
 INVERTER IN SERIE DA 2.4 KWH
 POTENZA NOMINALE 5.0 kW
 CAPACITA' NOMINALE 14.4 KWH

Configurazione 1: Sistema di accumulo lato produzione monofase
 Collegamenti sul lato DC
 (Criteri da Norma CEI 0-21, Art. 12.1.1.1, Fig. 19.1)

INSTALLATO SOTTO INVERTER
 Montaggio a parete

CAVO FFG16016 (SL/13V)
 Sez. 1x(2x6) mmq L=10m

CENTRALINO STAGNO DA PARETE
 CHINT - 12 Moduli - IP65 - Classe II (o similare)

DISPOSITIVO DI GENERATORE (DGG)
 CHINT - IAM 4P - In 32A - Curva C - Icc 10kA (o similare)

CAVO FFG16016 (SL/13V)
 Sez. 1x(2x6) mmq L=20m

GRUPPO DI MISURA BIDIREZIONALE ENERGIA PRODOTTA (POSA A CURA DEL DISTRIBUTORE)

APPROPRIATO SUL QUADRO ELETTRICO "DGG"
 CARTELLO DI PERICOLO DOPPIA ALIMENTAZIONE E VIETATO APRIRE AI NON AUTORIZZATI

DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)
 CONTATTORE 3P+N - In 63A

PORTAFUSIBILE 3P - In 63A

DISPOSITIVO FOTOVOLTAICO CHINT - IAMD 3P+N
 In 32A - Curva C - Icc 10kA - Tipo A - In 32A

QUADRO ELETTRICO CENTRALINIA IP65 5 FILA 1 MOD

APPROPRIATO SUL QUADRO ELETTRICO CARTELLO DI PERICOLO

DISPOSITIVO GENERALE FOTOVOLTAICO (DGGV)
 IAMD 3P+N - In 32A - Curva C - Icc 10kA

CAVO FFG16016 (SL/13V)
 Sez. 1x(2x6) mmq L=10m

GRUPPO DI MISURA BIDIREZIONALE ENERGIA IMMESSA / PRELEVATA (POSA A CURA DEL DISTRIBUTORE)

ARRIVO LINEA INDEL
 400V - 50Hz - 16.5kWh
 Potenza installata = 12.5kW
 Potenza nominale = 10.5kW

DISPOSITIVO FOTOVOLTAICO GENERALE
 PARTI COMUNI (DGG) (ESISTENTE)
 IAMD 3P+N - In 32A - Curva C - Icc 10kA
 Tipo AC - Icc 10kA

CAVO FFG16016 (SL/13V)
 Sez. 1x(2x6) mmq L=10m

PORTAFUSIBILE 3P - In 63A

QUADRO ELETTRICO GENERALE "DGG"
 INSTALLATO IN INGRESSO AL PIANO TERRA

CAVO FFG16016 (SL/13V)
 Sez. 1x(2x6) mmq L=10m

UPS 900VA 230Vdc AUT. 10 min

SCARICATORE SOVRAPRESSIONE
 SHALT - Tipo II - TT - In 40kA (o similare)

CAVO PS12 (SL/750 V)
 Sez. 1x6 mmq G/V

IMPIANTO DI TERRA ESISTENTE

CAVO H2222-H (530V Vdc)
 Sez. 2x(2x6) mmq "SOLAR CABLE" L=10m

MODULO FOTOVOLTAICO LONGI SOLAR
 Mod. LR4-720HP-450W
 Potenza nominale (Standard) = 10.80 kWp

QUADRO IN CANTINA
 INSTALLATO IN COPERTURA

INVERTER ZCS (CEI 0-21, E.E. 2010-04)
 Mod. 3P+N HYD 15000 ZCS
 Potenza nominale AC = 15.0 kW

CONNESSIONE INTERNET
 W-LAN

INVERTER ZCS (CEI 0-21, E.E. 2010-04)
 Mod. 3P+N HYD 15000 ZCS
 Potenza nominale AC = 15.0 kW

CAVO H2222-H (530V Vdc)
 Sez. 2x(2x6) mmq "SOLAR CABLE" L=10m

PULSANTE DI SGANCIO DA INSTALLARE
 ESTERNAMENTE VICINO ALL'INGRESSO

COLLETTORE DI TERRA

SISTEMA PROTEZIONE INTERFACCIA (SPI)

UPS 900VA 230Vdc AUT. 10 min

SCARICATORE SOVRAPRESSIONE
 SHALT - Tipo II - TT - In 40kA (o similare)

CAVO PS12 (SL/750 V)
 Sez. 1x6 mmq G/V

IMPIANTO DI TERRA ESISTENTE

Figura 7.10: Schema elettrico unifilare.

7.3 – Analisi con PVsyst

Il condominio ha un orientamento favorevole, pari a 10° . È stato deciso di non inclinare i pannelli, utilizzando delle zavorre non inclinate; dunque, si ha un'inclinazione dei pannelli di 0° . Tale inclinazione non rappresenta il valore ottimale alle latitudini europee dove si consiglia un'inclinazione tra i 25° e i 35° . I valori di inclinazione e orientamento di progetto comportano una perdita rispetto all'ottimo del 14,6 %. Inoltre, si ha un fattore di trasposizione (FT) unitario poiché non essendo i moduli inclinati il numeratore e il denominatore del fattore di trasposizione risultano uguali.

Come mostrato in figura 7.11, l'inclinazione ottimale dei pannelli per il progetto analizzato è compresa tra i 30° e i 40° . In particolare, se si inclinassero i pannelli di 35° si avrebbe un fattore di trasposizione di 1,17, il che significa un incremento del 17 % dell'energia captabile rispetto all'energia captabile sul piano orizzontale.

In figura 7.12 viene invece mostrato come varia il fattore di trasposizione in funzione dell'orientamento. Non essendo inclinati i moduli qualsiasi orientamento non comporta una variazione del fattore di trasposizione poiché non varia la superficie captabile rivolta verso il sole.

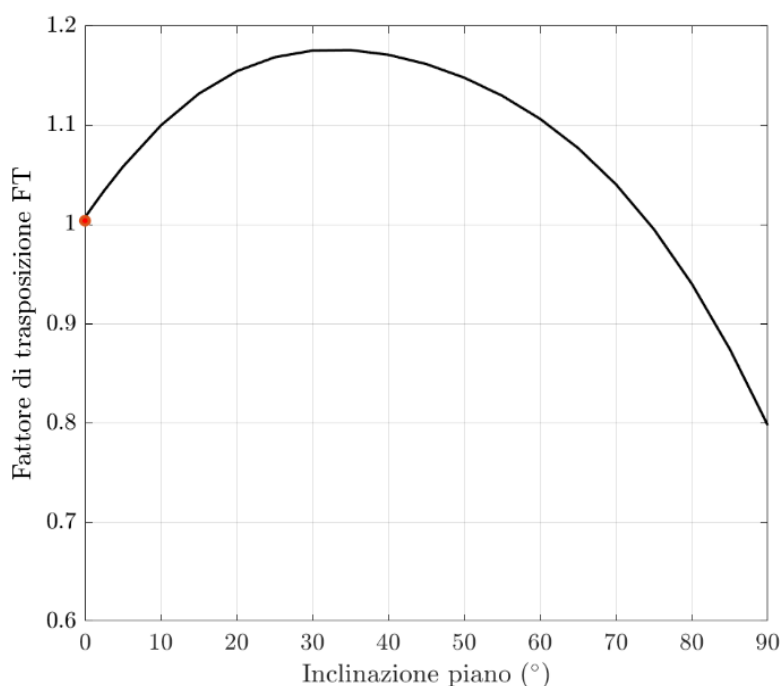


Figura 7.11: Fattore di trasposizione in funzione dell'inclinazione.

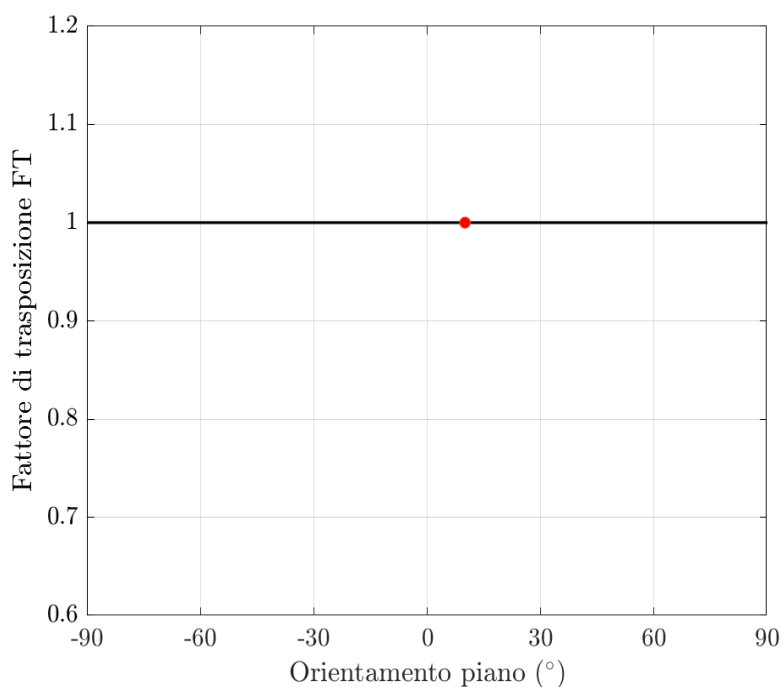


Figura 7.12: Fattore di trasposizione in funzione dell'orientamento con un'inclinazione di 0° .

Infatti, in fig. 7.13 è possibile osservare come l'orientamento avrebbe un'influenza nel momento in cui il pannello risultasse inclinato, in particolare il grafico riportato è valido per un'inclinazione di 35° rispetto all'orizzontale. Nel presente caso l'orientamento ottimo sarebbe pari a 0° con un FT corrispondente a 1,18.

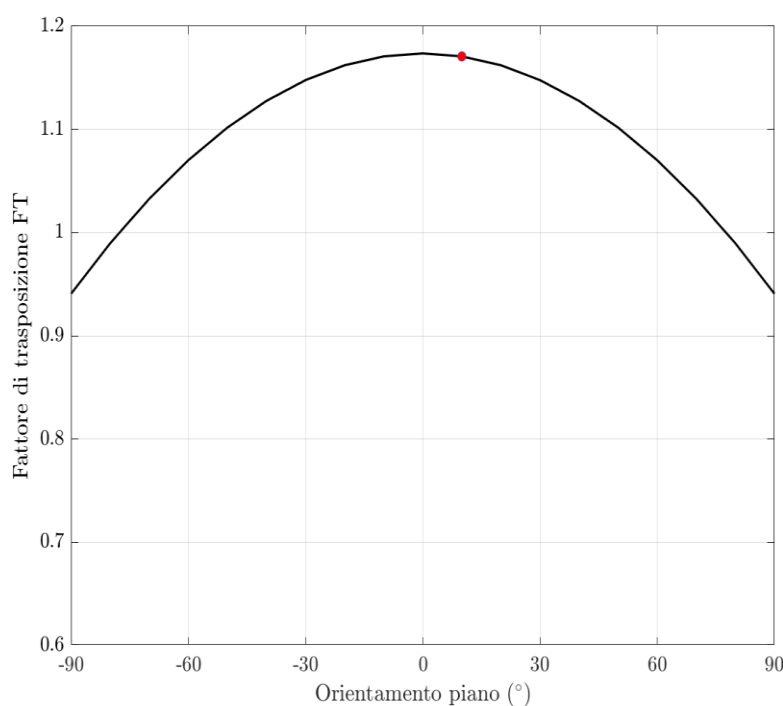


Figura 7.13: Fattore di trasposizione in funzione dell'orientamento con un'inclinazione di 35° .

Solitamente l'installazione dei pannelli su delle strutture che permettono l'inclinazione degli stessi rispetto al piano di copertura e la disposizione ad un azimut di 0° permette di aumentare il rendimento del singolo pannello. Tale pratica risulta essere corretta per aumentare il rendimento del singolo modulo ma riduce il numero di pannelli che si possono installare sulla superficie di tetto, poiché ogni fila di pannelli un po' inclinata causa un'ombra riportata dietro di sé e quindi più i pannelli risultano inclinati maggiore è lo spazio che bisogna lasciare tra le varie file per evitare l'ombra riportata. Nel presente progetto in cui si ha bisogno di sfruttare il più possibile la superficie del tetto piano risulta conveniente perdere qualcosa in termini di efficienza del singolo pannello in favore di una maggior potenza installata.

Attraverso PVsyst è stato riprodotto lo scenario tridimensionale del condominio per effettuare un calcolo dettagliato degli ombreggiamenti. Nella struttura centrale che unisce le tre palazzine sono presenti le scale del condominio e l'ascensore e le parti comuni del condominio. È presente un camino con un'altezza di 3 m e il locale tecnico dell'ascensore. Il locale dell'ascensore ha un'altezza di 31 m rispetto ai 28 m del palazzo più alto. Il 21 dicembre risulta essere il solstizio d'inverno che rappresenta il giorno con meno luce dell'anno nell'emisfero boreale. Durante le prime ore di tale giorno, alle 9:30, l'altezza solare (h) è di 13° e l'azimut (γ) è di -38° .

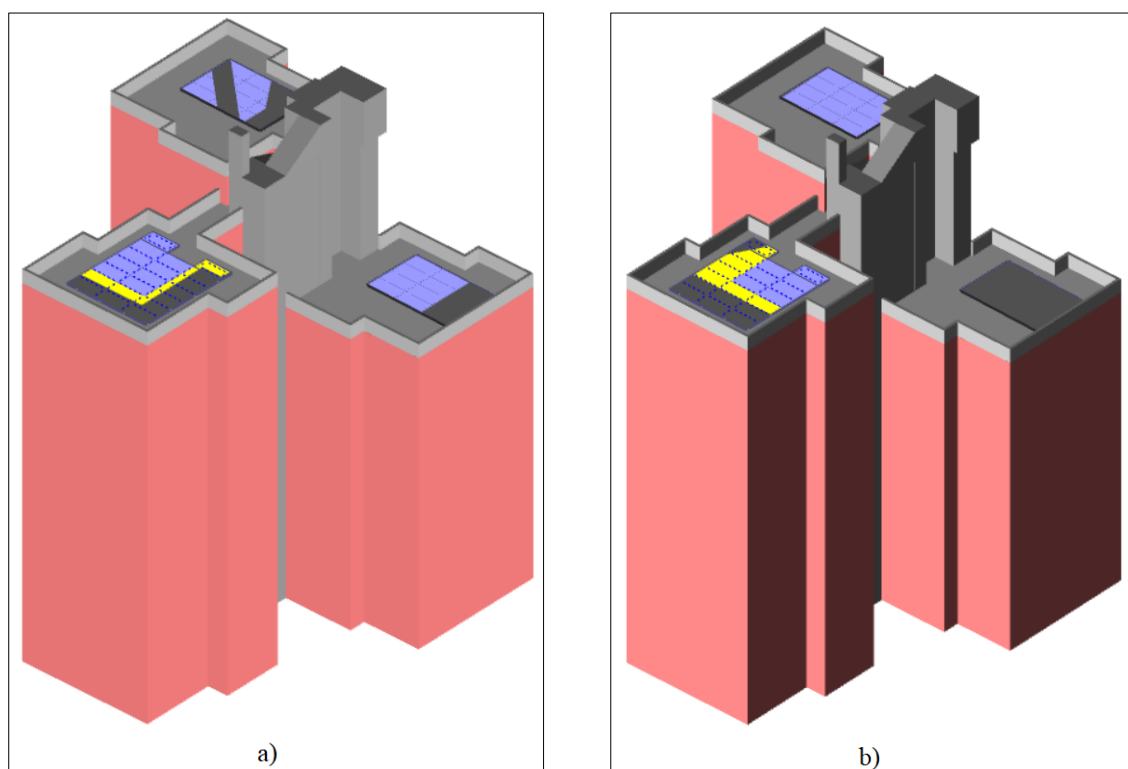


Figura 7.14: Ombreggiamenti nella mattina (a) e nel primo pomeriggio (b) del solstizio d'inverno.

L'ombreggiamento generato da questa posizione del sole è pari al 40,8 % dei pannelli, come mostrato in fig. 7.14a. Alle ore 15:00 dello stesso giorno si ha un'altezza solare (h) è di 12° e l'azimut (γ) è di 39° , tale posizione del sole causa un fattore d'ombra di 0,431. La terza stringa installata nel palazzo più basso risulta completamente ombreggiata, come mostrato in fig. 7.14b.

L'analisi dell'ombreggiamento causato principalmente dalla struttura centrale del condominio ha dimostrato che il palazzo con altezza intermedia è meno soggetto a tali ombreggiamenti grazie alla sua disposizione rispetto alla posizione del sole. Pertanto, ciò spiega la collocazione di un maggior numero di moduli in questo palazzo.

Nelle successive due immagini è possibile osservare di come nei mesi estivi, in particolare il 22 giugno, la maggior altezza solare comporta una riduzione degli ombreggiamenti riportati. In particolare, in fig. 7.15a vengono riportati gli ombreggiamenti alle ore 9:30, la posizione del sole corrisponde ad un'altezza solare (h) di 50° e un azimut (γ) è di -72° . Si ottiene un fattore d'ombra di 0.025 in tale caso.

Nelle ultime ore di luce solare, alle ore 19:00, si ha ancora produzione da parte dell'impianto seppur con un fattore d'ombra dello 0,648. In questo caso la posizione del sole è: $h = 9^\circ$ e $\gamma = 114^\circ$. Da come si osserva dalla fig. 7.15b la ridotta altezza solare comporta un ombreggiamento causato dai lastrici sui moduli nel palazzo alto e il palazzo intermedio.

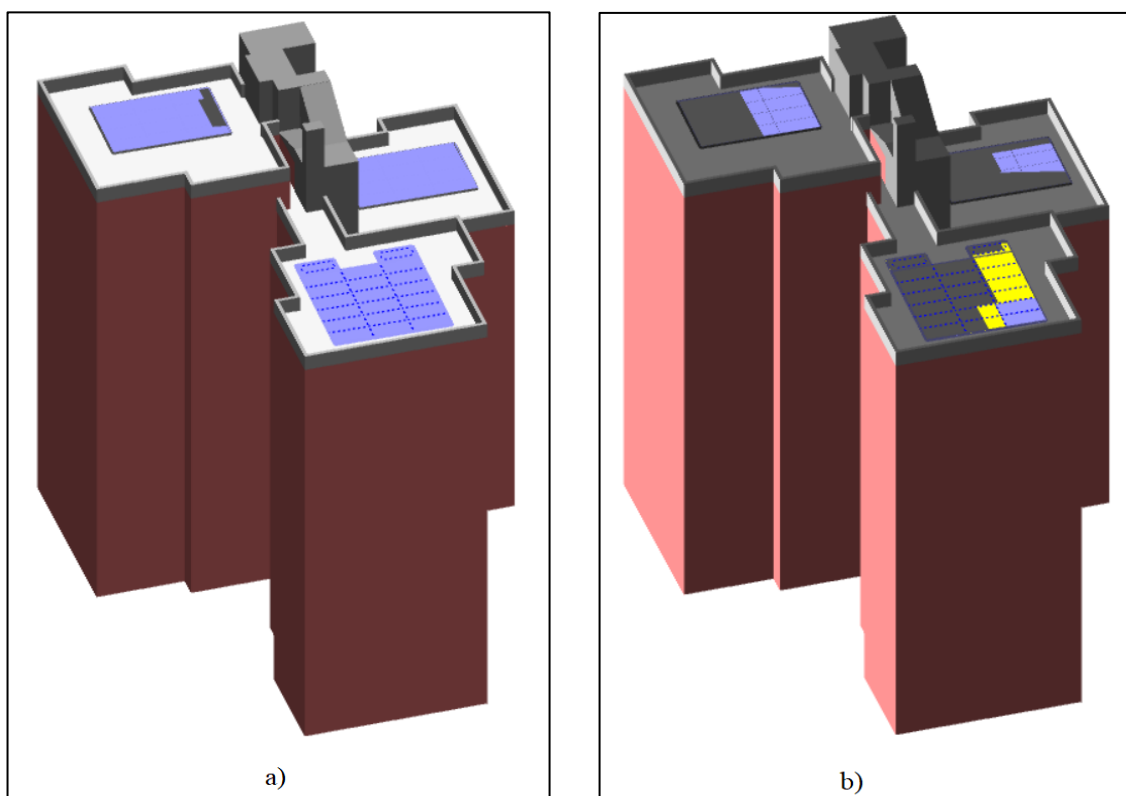


Figura 7.15: Ombreggiamenti la mattina (a) e il tardo pomeriggio (b) del 22 giugno.

In fig. 7.16 viene riportato il diagramma solare da cui è possibile osservare gli ombreggiamenti complessivi prodotti durante l'anno. Nelle prime ore della giornata con un azimut intorno a -90° (sole ad est) si ha un primo picco dell'ombreggiamento che si riduce all'aumentare dell'altezza solare. Tale ombreggiamento è causato dalla struttura centrale sui moduli nella palazzina più alta. A seguito di una riduzione degli ombreggiamenti quando il sole è disposto a sud ($\gamma = 0^\circ$) si ha un secondo picco di ombreggiamento nel pomeriggio. Ad un azimut di 60° ed un'altezza solare di 40° la terza stringa risulta completamente ombreggiata dalla struttura centrale.

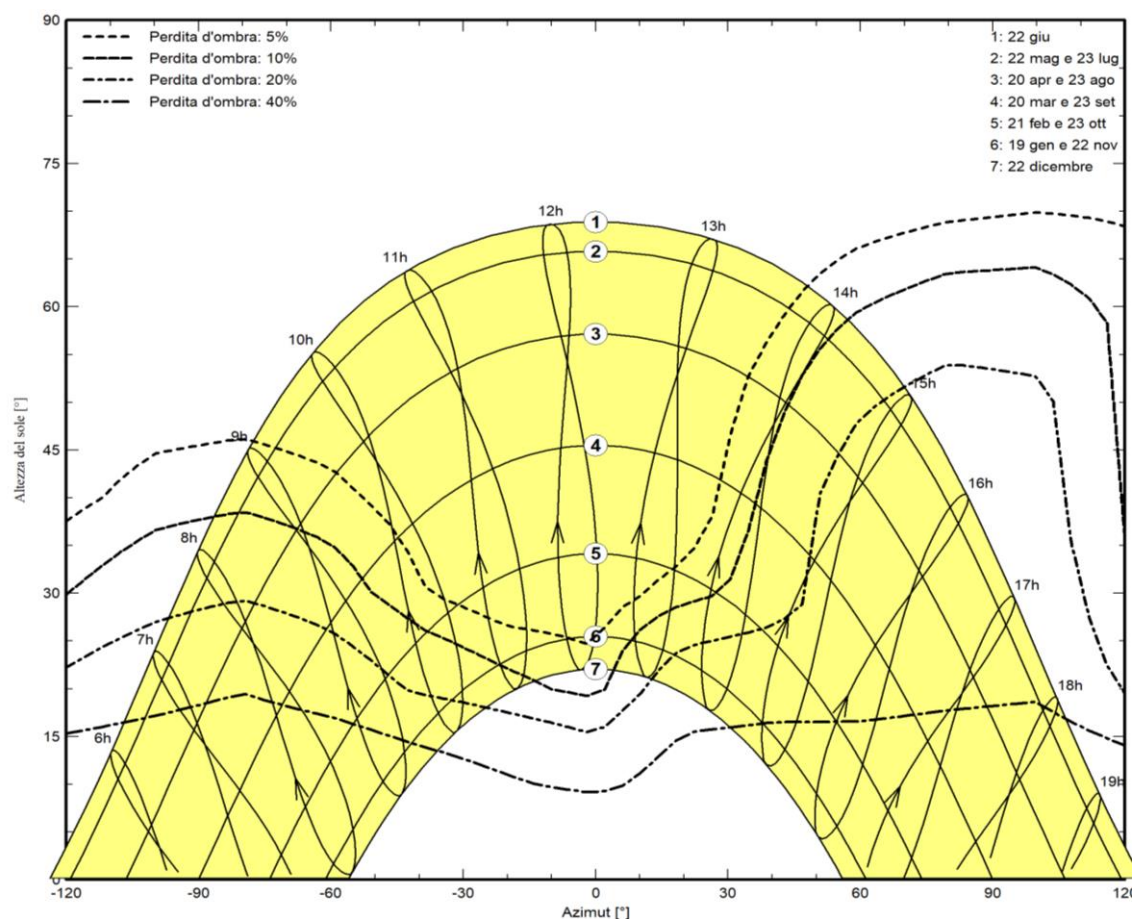


Figura 7.16: Diagramma solare progetto in coordinate cartesiane.

In fig. 7.17 viene mostrato il PR medio mensile, il valore medio annuale è pari a 0,727. Ciò significa che il 27.3 % dell'energia solare annuale incidente non viene convertita in energia elettrica. Nel mese di dicembre e gennaio si osserva un PR inferiore rispetto agli altri mesi, dunque, una minor produzione in relazione all'energia incidente sui moduli.

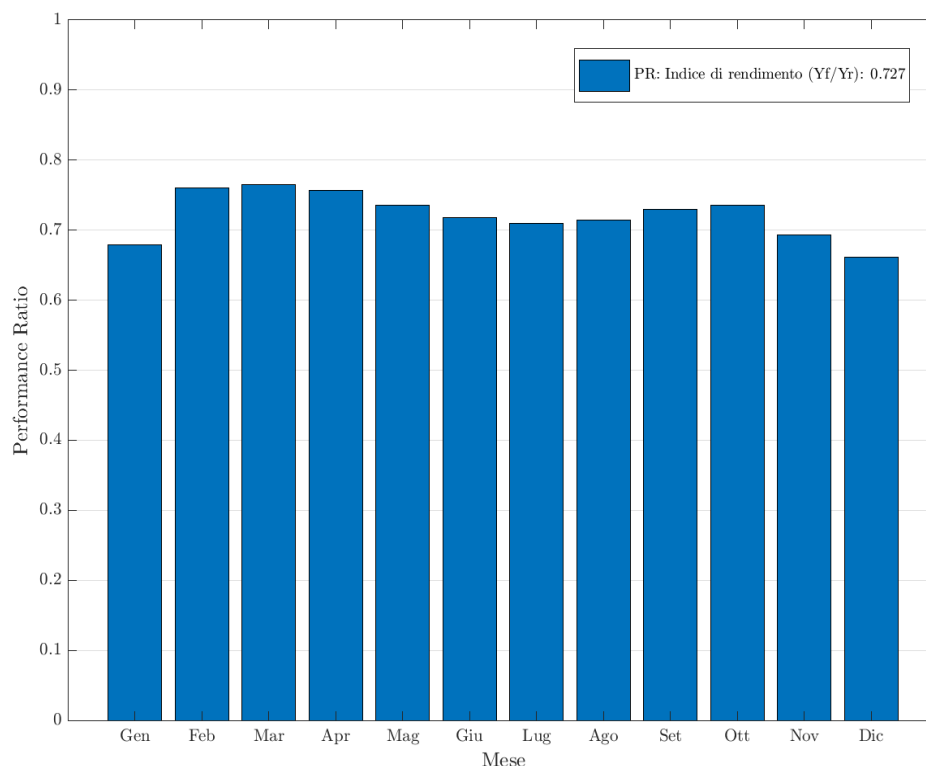


Figura 7.17: Valori mensili del performance ratio.

Ciò è dovuto ad una minor irraggiamento incidente a causa degli ombreggiamenti come si osserva in tab. 7.5 in cui viene riportato l'irraggiamento orizzontale globale (GlobHor) e l'irraggiamento globale al netto delle ombre (GlobShd) e la loro differenza. Si osservano valori di PR inferiori nei mesi in cui la differenza risulta essere maggiore. Nei mesi estivi invece si ha un minor ombreggiamento ma una riduzione del PR mensile a causa delle elevate temperature.

Mese	GlobHor (kWh/m ²)	GlobShd (kWh/m ²)	Differenza (%)
Gennaio	43	35.1	22.5
Febbraio	55.6	48.4	14.9
Marzo	109.9	97.6	12.6
Aprile	137.4	121.5	13.1
Maggio	180	158.9	13.3
Giugno	195.7	173.6	12.7
Luglio	197.8	175.8	12.5
Agosto	173.3	153.2	13.1
Settembre	121	106.4	13.7
Ottobre	79.7	70	13.9
Novembre	44	36.4	20.9
Dicembre	34.2	27.6	23.9

Tabella 7.5: Valori dell'irraggiamento orizzontale globale (GlobHor) e l'irraggiamento globale al netto delle ombre (GlobShd).

7.4 – Autoconsumo collettivo

L'impianto fotovoltaico oggetto di questa analisi rappresenta una novità per la città di Bologna, poiché rappresenta il primo autoconsumo collettivo condominiale della città. L'autoconsumo collettivo rappresenta un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile, almeno due, che agiscono collettivamente e che si trovano nello stesso condominio o edificio. Tale configurazione permette di soddisfare sia una quota parte del fabbisogno di energia elettrica per le utenze condominiali sia per le unità immobiliari autonome. La normativa italiana (legge 8/2020) prevede che per costituire uno schema di autoconsumo collettivo sia necessario:

- una potenza non superiore ai 200 kW;
- partecipanti all'autoconsumo collettivo risiedono nello stesso edificio o condominio;
- la condivisione con i membri di tali schemi dell'energia prodotta avvenga attraverso la rete elettrica esistente, anche per il tramite di sistemi di accumulo;
- sull'energia prelevata dalla rete pubblica, compresa quella condivisa, si applichino gli oneri generali di sistema.

La partecipazione alla configurazione di autoconsumo collettivo non consente l'accesso al meccanismo di scambio sul posto, dato che l'energia prodotta è in larga parte destinata al soddisfacimento del fabbisogno delle utenze partecipanti.

Nel presente progetto l'autoconsumo è realizzato mediante uno schema di autoconsumo "virtuale" in cui viene utilizzata la rete pubblica per lo scambio di energia tra l'unità di generazione e le unità di consumo.

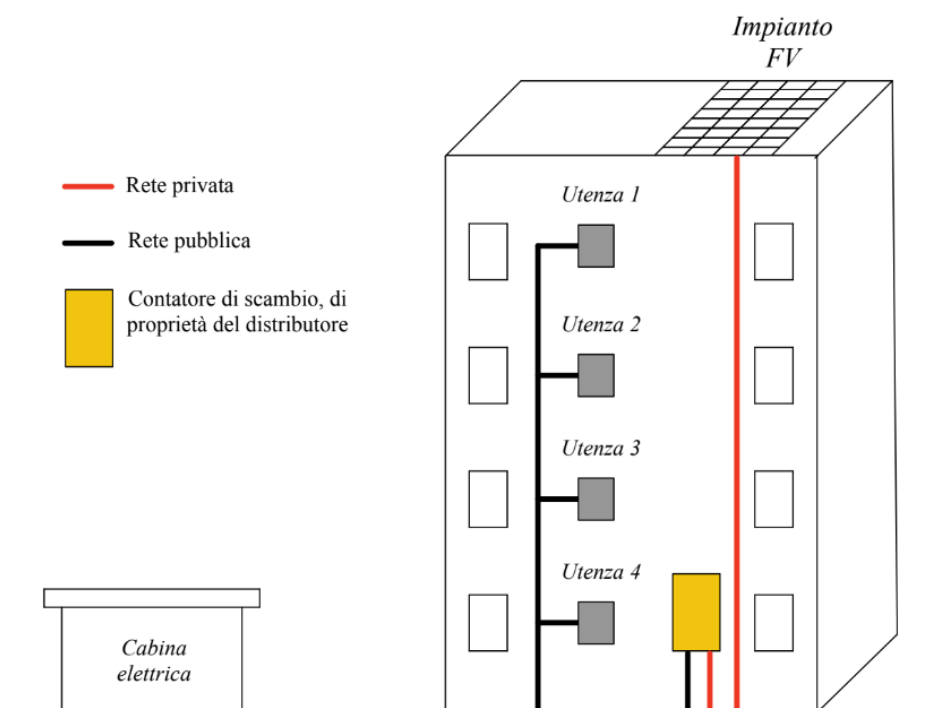


Figura 6.18: Schema di autoconsumo virtuale (riproduzione da fonte RSE[29]).

Mediante la configurazione riportata ogni utente mantiene il proprio fornitore di energia elettrica. Inoltre, in qualsiasi momento l'utente ha la possibilità di uscire dalla configurazione. I benefici legati all'autoconsumo sono dunque di tipo commerciale e sono gestite dal referente che è l'amministratore del condominio. Il referente ripartisce le quote di autoconsumo ad ogni utente in funzione dei prelievi di ciascun utente oppure su un criterio fisso, per esempio, in funzione dei millesimi di ciascun utente sulla proprietà del condominio.

L'energia elettrica condivisa è definita, da ARERA attraverso la deliberazione 318/2020/Reel come: in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile.

Nella fig. 7.19 vengono riportati i flussi energetici relativi ad uno schema di autoconsumo condominiale.

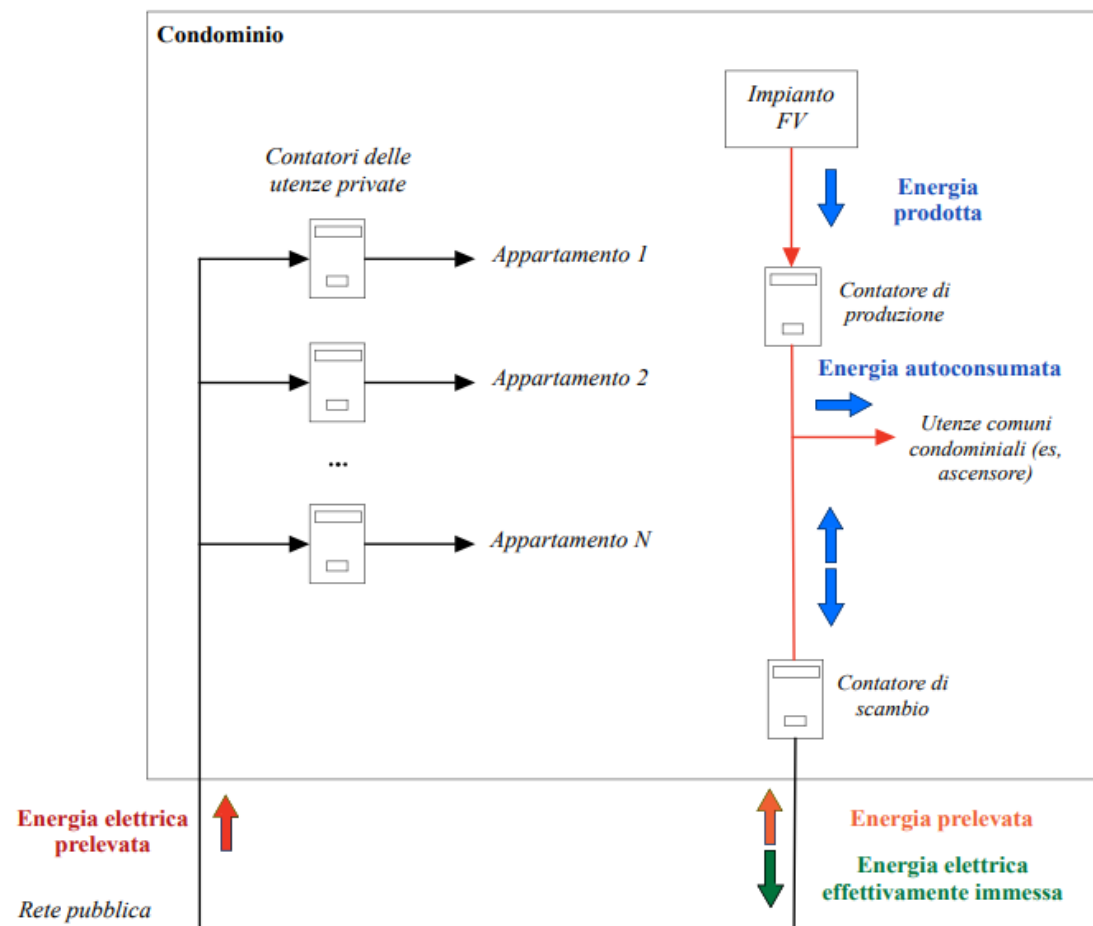


Figura 7.19: Flussi energetici di uno schema d'autoconsumo collettivo (riproduzione da fonte RSE[29]).

L'energia elettrica effettivamente immessa rappresenta l'energia elettrica immessa in rete al netto delle perdite. Mentre l'energia elettrica prelevata è l'energia elettrica prelevata dalla rete da ciascun utenza che partecipa alla configurazione di autoconsumo collettivo. Il valore minimo, in ogni ora, tra queste due grandezze definisce l'energia condivisa.

Nel presente progetto si ha l'accesso alla detrazione IRPEF del 50 % del costo di installazione che risulta compatibile con gli incentivi previsti per gli schemi di Autoconsumo Collettivo e per le Comunità Energetiche.

7.4.1 – Contributi economici riconosciuti

Dal documento “Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa” redatto dal GSE si possono verificare quali siano i contributi economici riconosciuti per l'autoconsumo collettivo.

I contributi spettanti riconosciuti dal GSE possono essere di tre tipologie:

- contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (C_{AC}), mediante la restituzione delle componenti tariffarie;
- incentivazione dell'energia elettrica condivisa;
- ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE.

Il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (C_{AC}) è composto da un corrispettivo unitario di autoconsumo mensile moltiplicato per l'energia elettrica condivisa. A questo si aggiunge un coefficiente per le perdite di rete evitate moltiplicato per l'energia elettrica condivisa:

$$C_{AC} = CU_{Af,m} \cdot E_{AC,m} + \sum_{i,h} (E_{AC,i} \cdot C_{PR,i} \cdot P_z)_h \quad [\text{€/MWh}] \quad 7.15$$

dove:

- E_{AC} energia elettrica condivisa [kWh];
- $CU_{Af,m}$ corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile [c€/kWh];
- $C_{PR,i}$ coefficiente delle perdite evitate (è pari al 2,6 % per impianti di produzione connessi in bassa tensione);
- P_z prezzo zonale orario;
- i livello di tensione;
- h ora di riferimento;

Il contributo C_{AC} può essere stimato all'incirca a 10 €/MWh.

L'energia elettrica condivisa può essere calcolata mediante la seguente relazione:

$$E_{AC,m} = \sum_{h=1}^n E_{AC,h} \quad 7.16$$

di cui:

$$E_{AC,h} = \min \left[\sum_{y=1}^n E_{eff,imm,y}; \sum_{y=1}^n E_{prel,y} - \sum_{y=1}^n E_{prel,y \text{ esente}} \right] \quad 7.17$$

dove:

- $E_{AC,m}$ energia elettrica condivisa mensilmente [kWh];
- $E_{AC,h}$ energia elettrica condivisa oraria [kWh];
- y punto di connessione afferente alla configurazione;
- $E_{eff,imm,y}$ energia elettrica effettivamente immessa tramite il punto di connessione y , al netto dei coefficienti convenzionali di perdita [kWh];
- $E_{prel,y}$ energia prelevata tramite il punto di connessione y [kWh];
- $E_{prel,y \text{ esente}}$ energia elettrica prelevata tramite il punto di connessione y per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione [kWh];
- i livello di tensione;
- m mese;
- h ora del mese;

Per un periodo di venti anni l'incentivazione è pari a 100 €/MWh per l'energia elettrica condivisa E_{AC} . Viene previsto inoltre un corrispettivo per la copertura dei costi amministrativi dovuto al GSE.

7.5 – Valutazioni economiche

Le successive analisi economiche sono state eseguite con l'ausilio di un foglio Excel e del software di progettazione fotovoltaica PVsyst. Inoltre, i grafici sono stati realizzati attraverso codici Matlab. L'impianto fotovoltaico progettato è un impianto condominiale centralizzato e andrà a soddisfare parte dei consumi comuni dei condomini, come ad esempio le luci degli spazi comuni e l'ascensore. Inoltre, si andrà a soddisfare una certa quota dei consumi dei condomini. La potenza del contatore condominiale è pari a 15 kW mentre la potenza fotovoltaica installata è di 19,80 kW. Un'ulteriore possibilità per massimizzare i benefici economici dell'impianto fotovoltaico è quella di costruire un gruppo di autoconsumo collettivo in cui gli individui decidono di condividere l'energia prodotta dall'impianto. In questo modo, sarà possibile valorizzare e incentivare l'energia elettrica condivisa.

Di seguito si riporta il preventivo per l'installazione dell'impianto fotovoltaico, l'IVA è inclusa nelle componenti di costo:

• impianto di 19,8 kWp:	30.519,5 €;
• sistema di accumulo di 15 kWh:	14.360,5 €;
• piattaforma di <i>Energy Management</i> :	3.290 €;
• protezione d'interfaccia CEI 0-21; installazione su tetto piano; adeguamento oneri connessione rete elettrica non compresi; integrazione per disposizione moduli su più campi; noleggi realizzazione di tubazione in quota; cavi trifase:	12.330 €;
• sconto commerciale 40 %	– 24.200 €;
• importo totale impianto e servizi aggiuntivi	36.300 €.

È stata inoltre esercitata l'opzione dello sconto in fattura che prevede l'applicazione di uno sconto pari al valore della detrazione IRPEF del 50 % spettante al cliente. Lo sconto prevede la detrazione in dieci anni ma esercitando la cessione del credito per l'utente la detrazione IRPEF si traduce in uno sconto applicato sull'importo totale. €. Il netto da pagare si riduce dunque a:

importo totale impianto e servizi aggiuntivi:	+ 36.300 €;
sconto detrazione IRPEF 50 %:	– 18.150 €;
netto da pagare:	= 18.150 €.

Il netto da pagare rappresenta la spesa iniziale residua a carico del condominio. Il contratto prevede anche il pagamento dell'importo servizi tecnico amministrativi per il referente attraverso 120 rate mensili per un complessivo di 10.800 €. Il referente è rappresentato dall'amministratore condominiale.

La piattaforma di *Energy Management* della Regalgrid consente l'elaborazione di strategie ed algoritmi per offrire servizi di rete e di efficientemente energetico per comunità energetiche. Ogni utente della comunità energetica ha un dispositivo Regalgrid collegato al proprio contatore in comunicazione con il controller connesso all'impianto fotovoltaico centralizzato. La piattaforma permette la lettura dei dati di produzione e di scambio di energia tra l'appartamento e l'impianto elettrico condominiale.

Verranno effettuate tre simulazioni: la prima rappresenta la simulazione reale considerando un costo dell'energia elettrica elevato, nella seconda simulazione si considera sempre la configurazione reale ma con costi dell'energia ridotti mentre nella terza e ultima simulazione si considera un costo dell'energia elevato (pari a quello attuale) ma senza sistema di accumulo.

Configurazione reale

L'iniziativa è caratterizzata dai seguenti parametri:

potenza di picco:	19,80 kW;
potenza in immissione:	16 kW;
produzione di energia elettrica:	20.100 kWh/anno;
consumi elettrici dell'utenza:	5.917 kWh/anno;
configurazione:	autoconsumo collettivo;
numero condomini:	18;
vita utile dell'impianto:	20 anni;
modalità di esercizio:	ritiro dedicato;
decremento produzione:	0.8 %/anno (lineare);
costo iniziale dell'impianto:	18.150 € (IVA 10% inclusa);
costo di manutenzione:	400 €/anno;
costo servizi tecnico amministrativi:	1080 €/anno per 10 anni;
quota di autoconsumo:	60 %;
quota di autoconsumo fisico:	15 %;
quota di autoconsumo da energia condivisa:	45 %;
copertura finanziaria:	100 % capitale proprio;
anno di messa in funzione:	1° gennaio 2023;

La produzione di energia elettrica da parte dell'impianto calcolata attraverso SOLergo è pari a 20.533 kWh/anno (par. 7.2.2). Mentre mediante PVsyst è stata stimata una produzione di 20.100 kWh/anno, nella valutazione economica è stato considerato il presente dato.

Un elemento fondamentale per valutare la convenienza dell'impianto fotovoltaico è il costo dell'energia elettrica. L'impianto condominiale aderisce al servizio di maggior tutela che da aprile 2023 scadrà passando così al servizio a tutele gradualistiche (STG). Nelle valutazioni eseguite vengono utilizzati comunque i costi forniti da ARERA per il servizio di maggior tutela poiché forniscono un buon indicatore del costo dell'energia elettrica in Italia. Come costo dell'energia elettrica relativo all'energia elettrica consumata dai condomini, non avendo a disposizione dei dati sui consumi per fascia, vengono considerati due valori mediati:

- scenario precrisi: 0,15 €/kWh;
- scenario di crisi: 0,4 €/kWh.

La fornitura di energia elettrica per gli spazi comuni invece rientra nella categoria di uso non domestico, il contratto prevede una tariffa di tipo multiorario, tale tariffa prevede tre fasce: fascia F1, fascia F2, fascia F3. Nel 2021 il cliente ha consumato i seguenti kWh nelle tre fasce orarie di consumo (tra parentesi il valore percentuale in rapporto al fabbisogno complessivo):

• fascia F1:	1934 kWh	(32,7 %)
• fascia F2:	1486 kWh	(25,1 %)
• fascia F3:	2497 kWh	(42,2 %)
• consumo complessivo:	5917 kWh	

In fig. 7.20 è stato graficato l'andamento del costo del kWh (riferito alla materia energia) nelle tre fasce F1, F2 ed F3 per un consumatore non domestico aderente al servizio di maggior tutela con potenza impegnata pari a 15 kW. Le tariffe fornite da ARERA variano mensilmente.

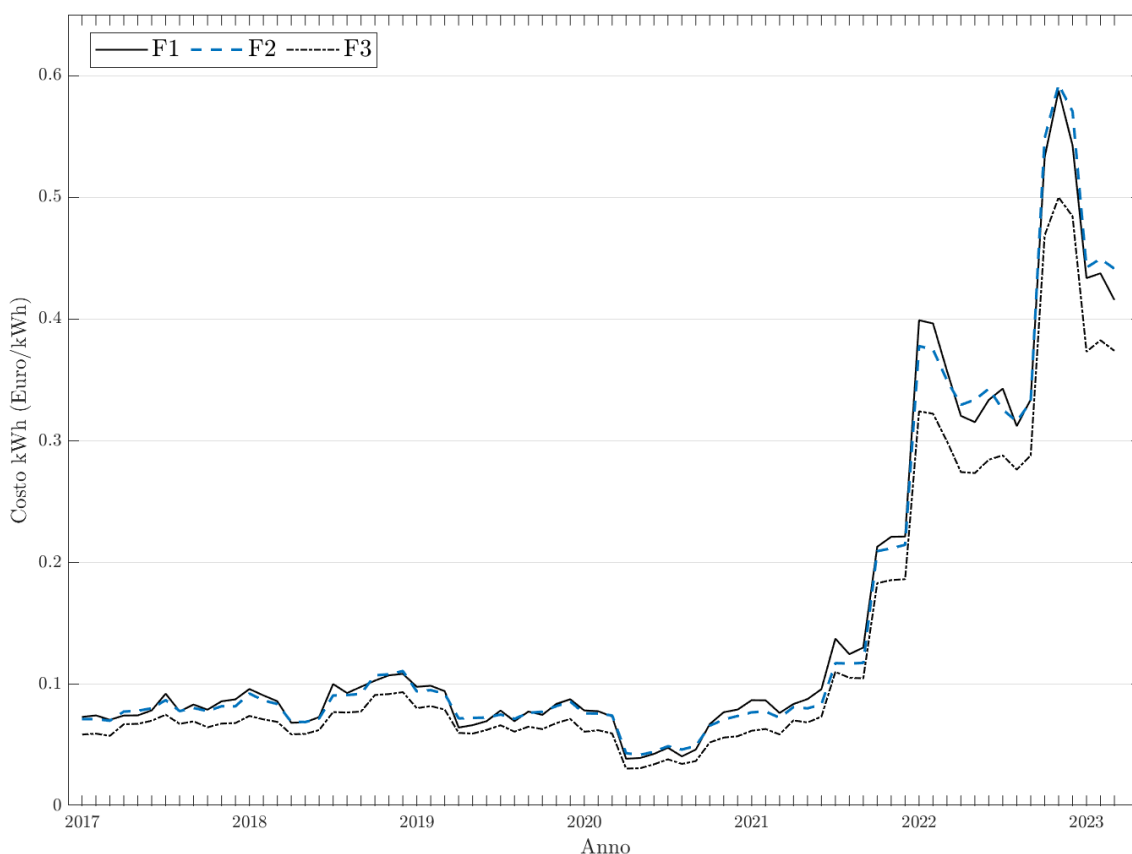


Figura 7.20: Andamento costo materia energia per kWh nelle fasce F1 e F2 ed F3 per utente non domestico aderente al servizio di maggior tutela (dati ARERA).

Dall'analisi dei dati riportati graficamente è possibile constatare che la differenza percentuale media tra le due fasce estreme F1 e F3 a partire dal gennaio 2022 risulta essersi ridotta a 14,01 % rispetto al valore medio dei cinque anni precedenti (2017 – 2021) che risultava pari a 17,94 %. Inoltre, l'aumento del costo della materia energia relativo al kWh, considerando la fascia F1, è aumentato rispetto al valore di gennaio del 2017 del 702,1 % (rispetto al picco del novembre 2022). Tali variazioni del costo dell'energia elettrica hanno un'elevata influenza nella convenienza che può avere un investimento nel fotovoltaico. In particolare, per un utente che punta ad autoconsumare il più possibile. Nell'analisi economica verranno considerati in una prima simulazione i costi dell'energia elettrica relativi all'anno 2022 e in un secondo calcolo i costi dell'energia pre-pandemia quindi dell'anno 2019.

Non avendo a disposizione dati riguardo al consumo di energia elettrica mensile né informazione per stimarlo è stato assunto un consumo dell'energia elettrica costante nelle tre fasce di consumo durante i mesi dell'anno. Si è invece tenuto conto del diverso consumo nelle tre fasce su base annuale, come calcolato precedentemente. In tab. 7.6 viene mostrata la stima della bolletta annuale condominiale. Nel calcolo i costi fissi sono stati calcolati mediante una media delle componenti di costo su base trimestrale poiché ARERA fornisce tali dati su base trimestrale.

Costo della materia energia												
2019	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Costo in F1 (€/kWh)	0.098	0.099	0.094	0.065	0.067	0.070	0.079	0.070	0.078	0.075	0.084	0.088
Costo in F2 (€/kWh)	0.094	0.095	0.092	0.072	0.072	0.073	0.075	0.072	0.077	0.078	0.082	0.086
Costo in F3 (€/kWh)	0.080	0.082	0.079	0.060	0.060	0.063	0.066	0.061	0.065	0.063	0.068	0.072
Consumo in F1 (kWh/m)	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7
Consumo in F2 (kWh/m)	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83
Consumo in F3 (kWh/m)	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08
Costo totale (€/m)	44.26	44.89	43.20	31.89	32.13	33.31	35.84	32.89	35.64	34.89	37.95	39.73

Totale costo materia energia (€/anno)	446.63
---------------------------------------	--------

Altre componenti di costo	
Costo per trasporto e gestione del contatore (€/kWh)	0.00861
Costo per trasporto e gestione del contatore (€/anno)	50.95
Oneri di sistema (€/kWh)	0.054433
Oneri di sistema (€/anno)	322.08
Quota fissa (€/anno)	174.20
Quota potenza (€/kW/anno)	71.0372
Potenza (kW)	16
Quota potenza (€/anno)	1136.60
Totale (€/anno)	1683.81

Totale bolletta (€/anno)	2130.44
--------------------------	---------

Tabella 7.6: Stima della bolletta condominiale 2019.

Costo della materia energia												
2022	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Costo in F1 (€/kWh)	0.399	0.396	0.357	0.321	0.315	0.334	0.343	0.312	0.334	0.533	0.588	0.543
Costo in F2 (€/kWh)	0.378	0.375	0.350	0.330	0.334	0.343	0.326	0.316	0.332	0.549	0.593	0.571
Costo in F3 (€/kWh)	0.324	0.322	0.300	0.274	0.274	0.285	0.288	0.276	0.288	0.469	0.500	0.484
Consumo in F1 (kWh/m)	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7
Consumo in F2 (kWh/m)	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83	123.83
Consumo in F3 (kWh/m)	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08	208.08
Costo totale (€/m)	178.78	177.59	163.46	149.73	149.25	155.63	155.72	147.10	155.04	251.60	272.44	259.21

Totale costo materia energia (€/anno)	2215.55
---------------------------------------	---------

Altre componenti di costo	
Costo per trasporto e gestione del contatore (€/kWh)	0.00932
Costo per trasporto e gestione del contatore (€/anno)	18.02
Oneri di sistema (€/kWh)	0.00
Oneri di sistema (€/anno)	0.00
Quota fissa (€/anno)	134.00
Quota potenza (€/kW/anno)	29.7800
Potenza (kW)	16
Quota potenza (€/anno)	476.48
Totale (€/anno)	628.50

Totale bolletta (€/anno)	2844.05
--------------------------	---------

Tabella 7.7: Stima della bolletta condominiale 2022.

Dalla tab. 7.7 in cui è riportata la simulazione della bolletta relativa all'anno 2022 si può osservare di come l'aumento del costo della materia energia è in parte compensato dalla riduzione dei costi fissi. Nonostante ciò, il costo annuale risulta del 33,5 % maggiore rispetto al valore annuale del 2019. Il consumo di energia elettrica è stato assunto uguale per le due simulazioni.

Nell'analisi il costo di manutenzione è stato ammortizzato nei 20 anni per un totale complessivo di 10.000 € per la sostituzione principalmente del sistema di accumulo e dell'*inverter*. Inoltre, è stato considerato un costo annuale di 1.080 € per i servizi tecnico amministrativi al referente. Nella tab. 7.8 viene mostrato come è stato calcolato il risparmio dato dall'autoconsumo relativo all'energia elettrica condominiale. I costi delle tre fasce sono quelli relativi al 2022. La percentuale di autoconsumo mensile è stata calcolata dal rapporto tra la produzione mensile e la produzione totale. Mentre il valore dei kWh auto consumati mensilmente è stata determinata dal prodotto tra l'autoconsumo percentuale mensile e l'energia complessiva autoconsumata dall'utenza condominiale che a sua volta è data dal prodotto tra i kWh prodotti dall'impianto nel 2023 (20.100 kWh) e la percentuale di autoconsumo fisico (15 %). Da cui risulta per l'anno in questione 3.015 kWh auto consumati. L'autoconsumo mensile è stato successivamente suddiviso nelle tre fasce di consumo, considerando la seguente logica: un 60 % nella fascia F1, un 30 % in F2 e un 10 % in F3. Moltiplicando il costo del kWh nelle tre fasce per i kWh rispettivamente consumati e sommando i tre contributi si ottiene il risparmio mensile. Che per l'anno 2023 risulta pari a 1.070 €.

RISPARMIO SULL'ENERGIA CONDOMINIALE NON PRELEVATA DALLA RETE									
2023	Costo in F1 (€/kWh)	Costo in F2 (€/kWh)	Costo in F3 (€/kWh)	Autoconsumo mensile (%)	Autoconsumo mensile (kWh)	Autoconsumato in F1 (kWh)	Autoconsumato in F2 (kWh)	Autoconsumato in F3 (kWh)	Risparmio mensile (€/m)
Gennaio	0,40	0,38	0,32	2,88	87	52,12	26,06	8,69	€ 33,46
Febbraio	0,40	0,37	0,32	4,25	128	76,82	38,41	12,80	€ 48,98
Marzo	0,36	0,35	0,30	8,48	256	153,38	76,69	25,56	€ 89,31
Aprile	0,32	0,33	0,27	10,45	315	188,98	94,49	31,50	€ 100,36
Maggio	0,32	0,33	0,27	13,27	400	240,13	120,07	40,02	€ 126,75
Giugno	0,33	0,34	0,28	14,07	424	254,55	127,27	42,42	€ 140,65
Luglio	0,34	0,33	0,29	14,08	424	254,64	127,32	42,44	€ 141,00
Agosto	0,31	0,32	0,28	12,43	375	224,93	112,46	37,49	€ 116,10
Settembre	0,33	0,33	0,29	8,89	268	160,85	80,43	26,81	€ 88,14
Ottobre	0,53	0,55	0,47	5,90	178	106,73	53,37	17,79	€ 94,47
Novembre	0,59	0,59	0,50	3,04	92	54,94	27,47	9,16	€ 53,14
Dicembre	0,54	0,57	0,48	2,26	68	40,96	20,48	6,83	€ 37,22

Tabella 7.8: Calcolo energia condominiale risparmiata attraverso l'autoconsumo per l'anno 2023.

L'energia elettrica prodotta è stata ridotta dello 0,8 % dunque all'ultimo anno di simulazione la produzione sarà ridotta del 14,15 % rispetto al primo (come mostrato in tab. 7.9). L'autoconsumo fisico è stato calcolato come osservato precedentemente mentre l'energia condivisa è stata calcolata considerando una percentuale del 45 % rispetto alla produzione complessiva dell'anno di calcolo. L'autoconsumo complessivo è dato semplicemente dalla somma dell'autoconsumo fisico e dell'energia condivisa, ossia il 60 % dell'energia elettrica prodotta. Mentre l'energia immessa in rete è la differenza tra l'energia elettrica prodotta e l'autoconsumo complessivo.

	Energia elettrica prodotta (kWh/y)	Autoconsumo fisico (kWh/y)	Energia condivisa (kWh/y)	Autoconsumo complessivo (kWh/y)	Imnessa in rete (kWh/y)
2023	20 100	3 015	9 045	12 060	8 040
2024	19 939	2 991	8 973	11 964	7 976
2025	19 780	2 967	8 901	11 868	7 912
2026	19 621	2 943	8 830	11 773	7 849
2027	19 464	2 920	8 759	11 679	7 786
2028	19 309	2 896	8 689	11 585	7 724
2029	19 154	2 873	8 619	11 493	7 662
2030	19 001	2 850	8 550	11 401	7 600
2031	18 849	2 827	8 482	11 309	7 540
2032	18 698	2 805	8 414	11 219	7 479
2033	18 549	2 782	8 347	11 129	7 419
2034	18 400	2 760	8 280	11 040	7 360
2035	18 253	2 738	8 214	10 952	7 301
2036	18 107	2 716	8 148	10 864	7 243
2037	17 962	2 694	8 083	10 777	7 185
2038	17 818	2 673	8 018	10 691	7 127
2039	17 676	2 651	7 954	10 606	7 070
2040	17 535	2 630	7 891	10 521	7 014
2041	17 394	2 609	7 827	10 437	6 958
2042	17 255	2 588	7 765	10 353	6 902

Tabella 7.9: Simulazione produzione, autoconsumo e immissione in rete per i 20 anni di analisi.

In tab. 7.10 vengono mostrati i risultati economici dettagliati considerando il costo dell'energia del 2022. La valorizzazione dell'energia condivisa è stata calcolata considerando 10 €/MWh sull'energia condivisa nell'anno di calcolo. Mentre l'incentivo relativo all'energia condivisa è stato calcolato considerando l'incentivo di 100 €/MWh sull'energia condivisa nell'anno di calcolo. Il contributo per il ritiro dedicato è stato calcolato considerando un contributo di 40 €/MWh sull'energia immessa in rete. Da come si osserva il tempo di ritorno sull'investimento risulta essere pari a circa 4 anni riferendosi al costo dell'energia del 2022.

	Valorizzazione energia condivisa (€/y)	Incentivo energia condivisa (€/y)	Contributo da ritiro dedicato (€/y)	Risparmio sull'energia condominiale non prelevata (€/y)	Risparmio sull'energia utenti non prelevata (€/y)	Totale Entrate (ricavi + risparmio) (€/y)	Costo manutenzione (€/y)	Costo servizi al referente (€/y)	Totale Uscite (€/y)	Flusso di cassa annuale (€/y)	Flusso di cassa cumulato (€)
2023	€ 90,45	€ 904,50	€ 322	€ 1 070	€ 3 618	€ 6 004	€ 400	€ 1 080	€ 19 630	€ 13 626	€ 13 626
2024	€ 89,73	€ 897,26	€ 319	€ 1 061	€ 3 589	€ 5 956	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 476	€ 9 150
2025	€ 89,01	€ 890,09	€ 316	€ 1 053	€ 3 560	€ 5 908	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 428	€ 4 721
2026	€ 88,30	€ 882,97	€ 314	€ 1 044	€ 3 532	€ 5 861	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 381	€ 340
2027	€ 87,59	€ 875,90	€ 311	€ 1 036	€ 3 504	€ 5 814	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 334	€ 3 994
2028	€ 86,89	€ 868,89	€ 309	€ 1 027	€ 3 476	€ 5 768	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 288	€ 3 282
2029	€ 86,19	€ 861,94	€ 306	€ 1 019	€ 3 448	€ 5 722	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 242	€ 12 524
2030	€ 85,50	€ 855,05	€ 304	€ 1 011	€ 3 420	€ 5 676	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 196	€ 16 719
2031	€ 84,82	€ 848,21	€ 302	€ 1 003	€ 3 393	€ 5 630	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 150	€ 20 970
2032	€ 84,14	€ 841,42	€ 299	€ 995	€ 3 366	€ 5 585	€ 400	€ 1 080	€ 1 480	€ 4 105	€ 24 975
2033	€ 83,47	€ 834,69	€ 297	€ 987	€ 3 339	€ 5 541	€ 400	€ 0	€ 400	€ 5 141	€ 30 116
2034	€ 82,80	€ 828,01	€ 294	€ 979	€ 3 312	€ 5 496	€ 400	€ 0	€ 400	€ 5 096	€ 35 212
2035	€ 82,14	€ 821,39	€ 292	€ 971	€ 3 286	€ 5 452	€ 400	€ 0	€ 400	€ 5 052	€ 40 265
2036	€ 81,48	€ 814,82	€ 290	€ 964	€ 3 259	€ 5 409	€ 400	€ 0	€ 400	€ 5 009	€ 45 274
2037	€ 80,83	€ 808,30	€ 287	€ 956	€ 3 233	€ 5 366	€ 400	€ 0	€ 400	€ 4 966	€ 50 239
2038	€ 80,18	€ 801,83	€ 285	€ 948	€ 3 207	€ 5 323	€ 400	€ 0	€ 400	€ 4 923	€ 55 162
2039	€ 79,54	€ 795,42	€ 283	€ 941	€ 3 182	€ 5 280	€ 400	€ 0	€ 400	€ 4 880	€ 60 042
2040	€ 78,91	€ 789,05	€ 281	€ 933	€ 3 156	€ 5 238	€ 400	€ 0	€ 400	€ 4 838	€ 64 880
2041	€ 78,27	€ 782,74	€ 278	€ 926	€ 3 131	€ 5 196	€ 400	€ 0	€ 400	€ 4 796	€ 69 676
2042	€ 77,65	€ 776,48	€ 276	€ 918	€ 3 106	€ 5 154	€ 400	€ 0	€ 400	€ 4 754	€ 74 430

Tabella 7.10: Risultati economici dettagliati (costo energia 2022).

La simulazione, nello scenario di un costo elevato dell'energia elettrica, comporta i flussi di cassa cumulativi di fig. 7.21 ed evidenzia i seguenti risultati finanziari:

- periodo di recupero: 4,06 anni
- capitale complessivamente investito: 36.950 €
- utile netto: 74.430 €
- ROI 2,01
- ritorno percentuale 201,43 %

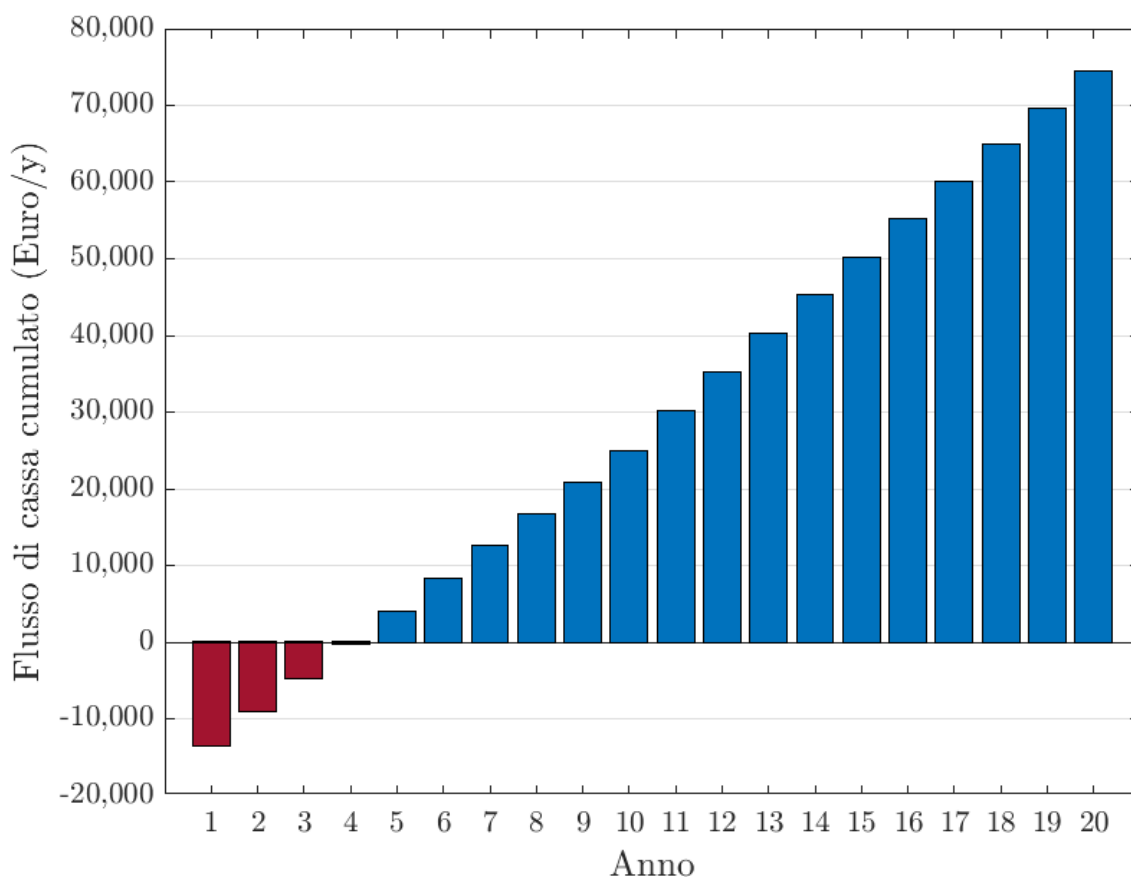


Figura 7.21: Flusso di cassa cumulato non attualizzato (costo energia 2022).

La simulazione, nello scenario di un costo normale dell'energia elettrica, comporta i flussi di cassa cumulativi di fig. 7.22 ed evidenzia i seguenti risultati finanziari:

- periodo di recupero: 6,12 anni
- capitale complessivamente investito: 36.950 €
- utile netto: 46.606 €
- ROI 1,26
- ritorno percentuale 126,13 %

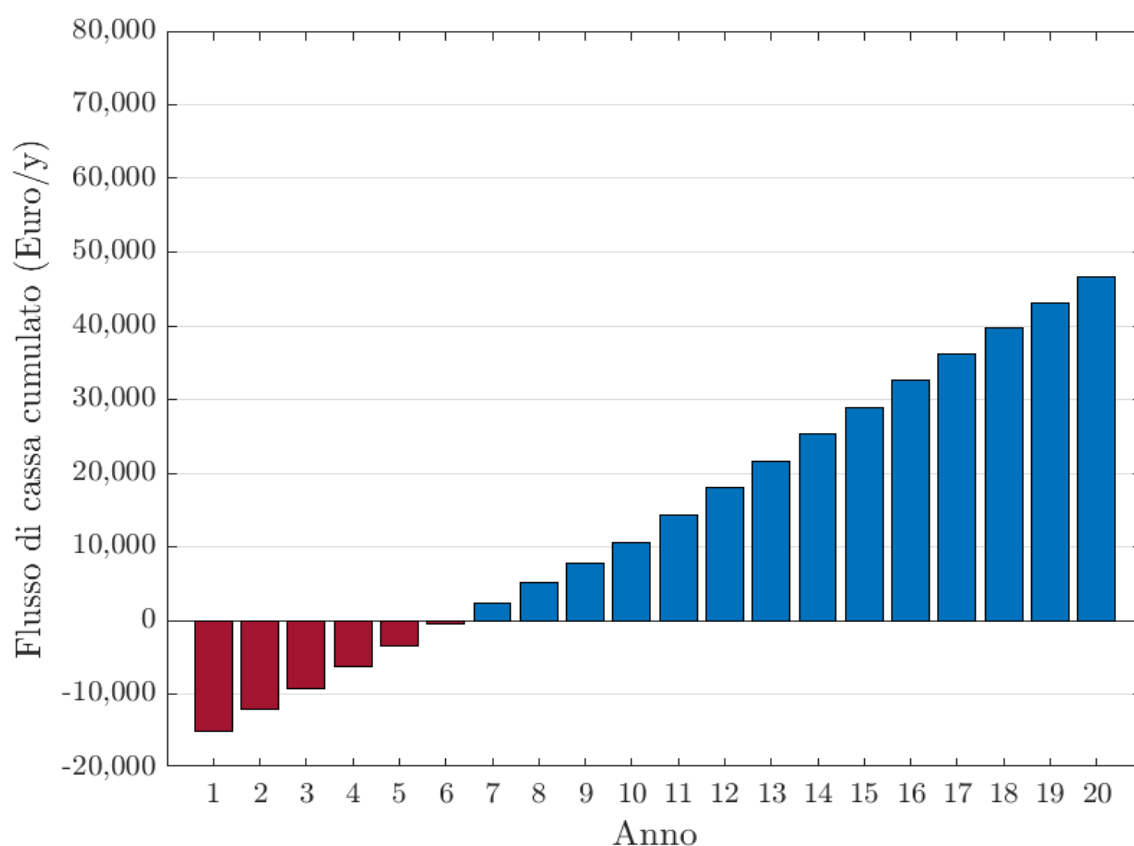


Figura 2.22: Flusso di cassa cumulato (costo energia relativo al 2019).

Configurazione senza sistema di accumulo

Per questa valutazione è stato utilizzato il costo del kWh relativo al 2022. I dati della simulazione sono gli stessi della configurazione precedente, ciò che cambia sono i seguenti parametri che hanno i seguenti valori (tra parentesi la variazione percentuale rispetto al caso precedente):

- costo dell'impianto:	13.842€	(-23,74 %)
- costo di manutenzione:	200 €/y	(-50 %)
- percentuale di autoconsumo:	30 %	
- percentuale autoconsumo fisico:	7,5 %	
- percentuale autoconsumo da energia condivisa	22,5 %	

Con questa configurazione, il periodo di recupero dell'investimento risulta essere maggiore (come mostrato in fig. 7.23). Ulteriori risultati dell'analisi sono:

- tempo di ritorno sull'investimento:	7,28 anni
- utile netto non attualizzato:	30.505 €
- ROI:	0,93
- ritorno percentuale dell'investimento:	93 %

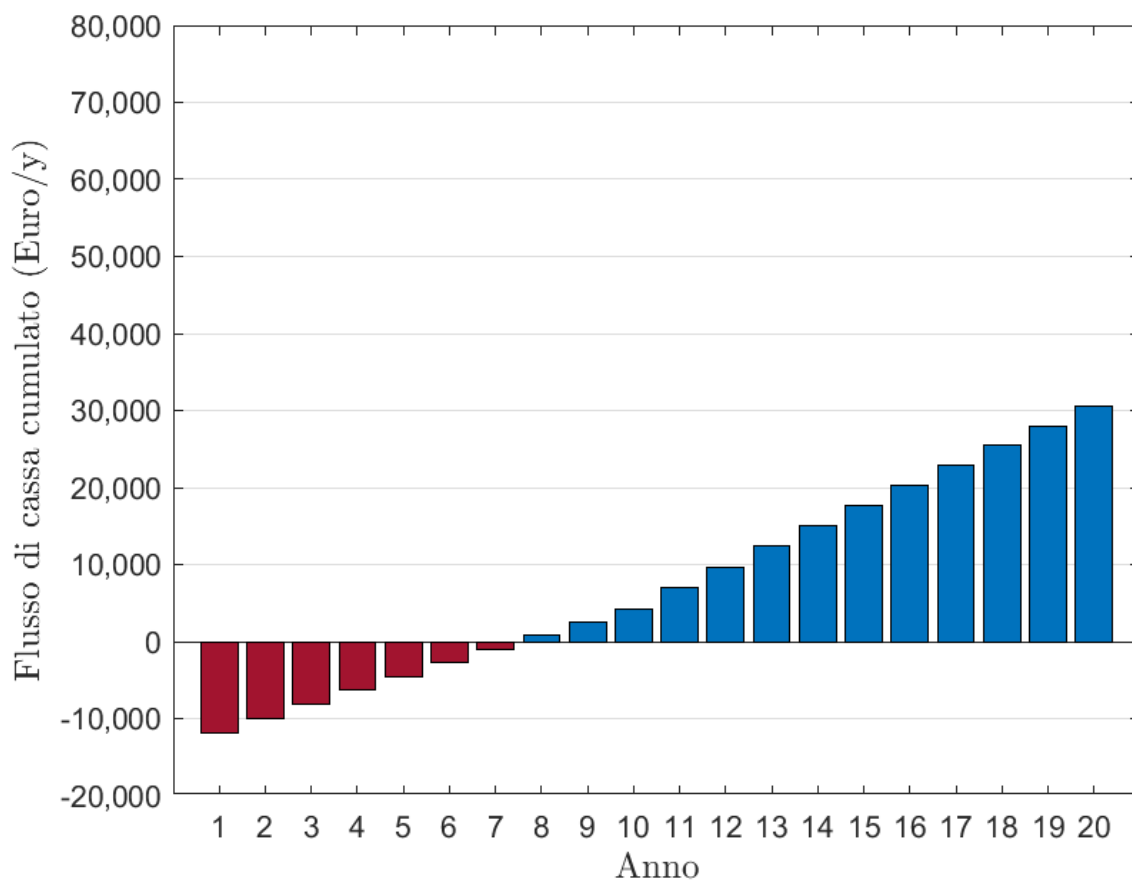


Figura 7.23: Flusso di cassa cumulado configurazione senza sistema di accumulo.

L'installazione del sistema di accumulo risulta conveniente secondo quanto emerso dall'analisi, al netto di un investimento complessivo del 23,74 % maggiore si ottiene un ritorno economico del 144 % superiore rispetto alla configurazione senza accumulo. Infatti, il sistema di accumulo permette di aumentare la quota di autoconsumo e di conseguenza consente di aumentare l'energia condivisa che risulta essere incentivata.

Conclusioni

La potenza installata degli impianti FV in Italia negli ultimi dieci anni risulta essere in un lento ma costante aumento. Al 2030 gli obiettivi italiani prefissati prevedono un incremento della potenza installata del 131 %. I ritmi attuali prevedono un incremento medio annuale, relativo agli ultimi tre anni, della potenza installata del 3,96 % mentre per riuscire a garantire il raggiungimento degli obiettivi prefissati è necessario un incremento della potenza installata circa del 9,8 % annuo. Negli ultimi anni l'incremento degli impianti registrato in Italia è soprattutto relativo ad impianti di piccola taglia. Gli incentivi attualmente previsti e i decreti legislativi degli ultimi anni definiscono una direzione chiara da parte delle istituzioni. Tale direzione prevede di favorire l'avvicinamento della produzione elettrica al consumo attraverso, per esempio, tra i più recenti la creazione delle comunità energetiche e gli schemi di autoconsumo collettivo. Dal primo progetto riportato è stato possibile stabilire il vantaggio che comporta l'utilizzo degli ottimizzatori di potenza. Infatti, si è osservato un miglioramento della performance dell'impianto comportando un incremento di produzione del 4,6 %. Il valore del Performance Ratio annuale risulta essere di 0,763. L'andamento del PR mensile non risulta essere uguale a quello standard che prevede valori elevati nei mesi invernali e valori inferiori nei mesi estivi. Al contrario viene evidenziato un picco nei mesi primaverili, valori inferiori nei mesi estivi e i valori più bassi nei mesi invernali. Questo andamento è dovuto alla presenza dei camini che generano i massimi ombreggiamenti nei mesi invernali. Mentre i valori inferiori estivi sono causati dalle temperature maggiori rispetto ai mesi primaverili. La prima valutazione economica ha permesso di stabilire l'impatto dell'aumento di energia elettrica nella convenienza di questo tipo di investimenti. L'analisi ha evidenziato un tempo di rientro dall'investimento compreso tra gli 11 e i 4 anni in funzione del costo dell'energia elettrica negli anni successivi. Con un utile netto, generato soprattutto grazie all'energia autoconsumata e non prelevata dalla rete, tra i 9.586 € e i 32.875 €. Viene inoltre osservato l'impatto degli incentivi, in particolare del bonus 50 %. Senza tale incentivo il costo dell'investimento iniziale sarebbe stato il doppio e la convenienza economica pressoché nulla. Tra il 2020 e il 2021 è stato registrato un incremento della potenza complessivamente installata relativa ai sistemi di accumulo di circa il 117 %, come osservato nel capitolo introduttivo. La seconda analisi economica del primo progetto ha permesso di stabilire la convenienza del sistema di accumulo. È stato osservato un investimento del 40 % maggiore ma un ritorno economico del 58 % superiore rispetto al caso senza accumulo, evidenziando la convenienza dei sistemi di accumulo, in particolare nelle condizioni di un elevato costo dell'energia elettrica. L'ultima analisi ha permesso invece di stabilire il vantaggio che comporta dotarsi di un impianto con ottimizzatori di potenza. Lo stesso impianto privo di ottimizzatori comporta un investimento iniziale del 6 % inferiore ma una riduzione dell'utile netto previsto dopo 25 anni del 24 %.

Il secondo progetto installato su un tetto privo di particolari ombreggiamenti non ha comportato l'utilizzo degli ottimizzatori. Ma si osserva un valore delle perdite complessive maggiori rispetto all'impianto precedente. In particolare, si osserva un valore delle perdite di *mismatching* del 5,5 % rispetto allo 0 % dell'impianto precedente grazie all'utilizzo degli ottimizzatori. Il Performance Ratio medio annuale risulta essere uguale a 0,749, inferiore al caso precedente nonostante i minori ombreggiamenti. L'andamento del PR medio mensile risulta inoltre in accordo con quanto ci si aspettava, una riduzione nei mesi estivi e un incremento nei mesi invernali. Le valutazioni economiche effettuate per il secondo progetto hanno previsto l'utilizzo di due riferimenti del costo dell'energia elettrica: il costo dell'energia relativo al 2021 e il costo dell'energia relativo al 2022. Suddividendo i consumi dell'utente secondo una tariffa bioraria è stato riscontrato un tempo di rientro dall'investimento compreso tra i 5 e i 10 anni con un ritorno percentuale dall'investimento compreso tra il 63 % e il 278 % evidenziando la convenienza dell'impianto. Inoltre, è stato riscontrato un vantaggio nell'installazione del sistema di accumulo poiché al netto di un investimento complessivo maggiore del 38 % è stato evidenziato dall'analisi economica utilizzando il costo dell'energia relativo al 2022, un ritorno economico del 250 % superiore rispetto al caso senza accumulo. Per il primo progetto in iter semplificato dall'invio della prima parte del modello unico al verbale di attivazione sono passati 51 giorni. Mentre per il secondo progetto in iter ordinario dall'invio della prima parte del modello unico al verbale di attivazione sono trascorsi 109 giorni. Ciò evidenzia la differenza temporale tra i due iter di connessione. per effettuare la connessione dell'impianto. L'ultimo progetto, l'impianto condominiale nello schema di autoconsumo collettivo ha permesso di evidenziare una perdita del 14,6 % rispetto all'ottimo per non aver inclinato i moduli. Tale scelta è dovuta alla superficie disponibile ridotta, pertanto, si è preferito avere una maggior potenza installata al netto di un'efficienza del singolo pannello inferiore. Il Performance Ratio annuale medio è risultato pari a 0,727. I mesi di gennaio, novembre e dicembre hanno un PR medio mensile inferiore rispetto agli altri mesi a causa di un maggior ombreggiamento causato dagli ostacoli. I restanti mesi, in cui l'altezza solare risulta maggiore, gli ombreggiamenti risultano essere inferiori e l'andamento del PR risulta essere quello che ci si aspetterebbe per un impianto privo di ombreggiamenti, con valori inferiori nei mesi estivi e valori maggiori nei mesi più freddi. La valutazione economica ha permesso di stabilire un periodo di recupero dell'investimento compreso tra i 4,06 e i 6,12 anni in funzione di due scenari del costo dell'energia elettrica previsto nei prossimi vent'anni. Inoltre, il ritorno economico percentuale risulta essere compreso tra il 126 % e il 201 %. Il sistema di accumulo consente un ritorno economico del 144 % superiore rispetto al caso privo di accumulo al netto di un investimento del 23,7 % maggiore. Il motivo è riscontrabile nella maggior percentuale di autoconsumo che permette di garantire il sistema di accumulo. In questo modo risulta possibile soddisfare il fabbisogno anche nelle ore serali in cui si concentra il fabbisogno condominiale, aumentando così l'energia che risulta condivisa nello schema di autoconsumo collettivo e quindi gli incentivi previsti.

Appendice A

I polimeri coniugati sono materiali polimerici caratterizzati da una catena principale che presenta una successione ordinata di un legame semplice ed uno doppio. Solitamente la catena principale è formata da atomi di carbonio. Questa caratteristica strutturale fornisce ai polimeri coniugati proprietà simili a quelle dei semiconduttori inorganici come il silicio e il germanio; infatti, presenta una struttura a bande con un band gap. Uno dei polimeri coniugati più studiati è il poliacetelene, la cui struttura chimica è osservabile in fig. A.1.

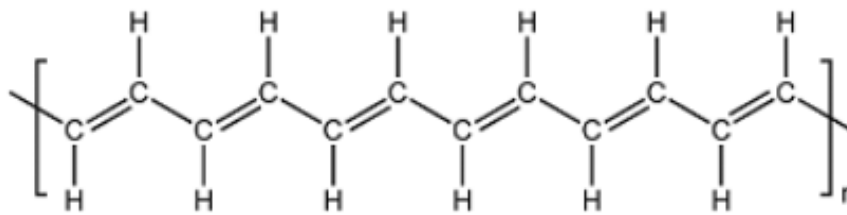


Figura A.1: Struttura chimica del poliacetelene.

I doppi legami coniugati che caratterizzano il polimero coniugato si possono rompere facilmente, un fotone con sufficiente energia può rompere il doppio legame dando luogo ad un elettrone libero.

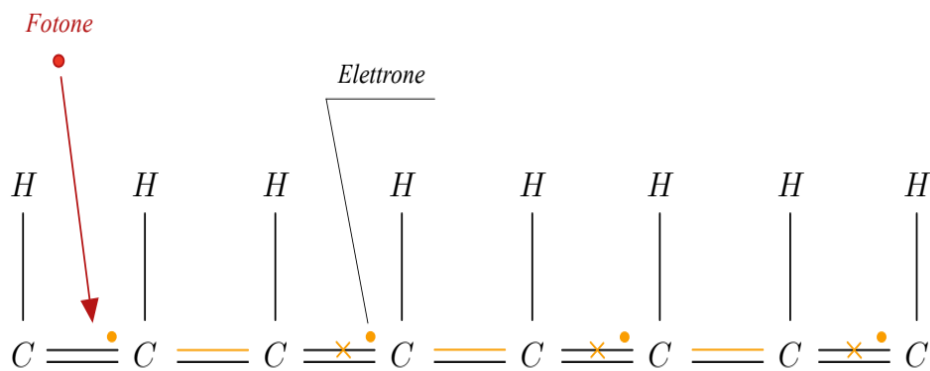


Figura A.2: Schematizzazione struttura chimica di un polimero coniugato.

Questo elettrone libero si può muovere andando a creare un doppio legame con l'altro atomo. Ma dunque deve scomparire il doppio legame successivo e rimane un elettrone spaio che andrà a creare un doppio legame con l'atomo successivo, fig. A.2. Si crea un effetto a catena sui doppi legami. Il movimento del doppio legame che avviene nella catena polimerica è come se fosse lo spostamento di un elettrone di legame lungo la catena.

Appendice B

Il calcolo del carico del vento e del carico neve sono stati effettuati in accordo con il D.M. 14 febbraio 2018, “Nuove norme tecniche sulle costruzioni”.

Carico vento

Il carico vento (approssimato) è calcolato mediante la relazione:

$$q_b = \frac{1}{2} \rho v_b^2 \quad \text{B.1}$$

dove:

ρ = densità dell'aria assunta convenzionalmente costante è pari a $1,25 \text{ kg/m}^3$

v_b = velocità di riferimento del vento

La velocità di riferimento del vento è data dalla relazione, in funzione dell'altitudine della località in cui sorge l'opera edilizia:

$$\begin{aligned} v_b &= v_{b,0} && \text{per } a_s \leq a_0 \\ v_b &= v_{b,0} + k_s (a_s - a_0) && \text{per } a_0 < a_s < 1500 \text{ m} \end{aligned} \quad \text{B.2}$$

$v_{b,0}$ velocità base di riferimento al livello del mare, assegnata mediante la tabella B.1 in funzione della zona in cui sorge la costruzione.

a_0, k_s sono parametri forniti dalla tabella B.1 in funzione della zona in cui sorge la costruzione.

a_s altitudine sul livello del mare del sito ove sorge la costruzione.

La penisola italiana è stata divisa in nove classi di vento, fig. B.1, in funzione della classe di vento la normativa prevede diversi valori dei parametri $v_{b,0}$, a_0 , k_s , tab. B.1.



Figura B.1: Mappa delle zone in cui è suddiviso il territorio italiano in relazione all'intensità del vento.

Zona	Descrizione	$v_{b,0}$ [m/s]	a_0 [m]	k_s
1	Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia (con l'eccezione della provincia di Trieste)	25	1000	0,40
2	Emilia Romagna	25	750	0,45
3	Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo, Molise, Puglia, Campania, Basilicata, Calabria (esclusa la provincia di Reggio Calabria)	27	500	0,37
4	Sicilia e provincia di Reggio Calabria	28	500	0,36
5	Sardegna (zona a oriente della retta congiungente Capo Teulada con l'Isola di Maddalena)	28	750	0,40
6	Sardegna (zona a occidente della retta congiungente Capo Teulada con l'Isola di Maddalena)	28	500	0,36
7	Liguria	28	1000	0,54
8	Provincia di Trieste	30	1500	0,50
9	Isole (con l'eccezione di Sicilia e Sardegna) e mare aperto	31	500	0,32

Tabella B.1: Valore dei parametri $v_{b,0}$, a_0 , k_s .

Carico neve

Il carico neve si considera agente in direzione verticale ed è riferito alla proiezione orizzontale della superficie della copertura. Il suo valore vale:

$$q_s = \mu_i \cdot q_{sk} \cdot C_E \cdot C_t \quad \text{B.3}$$

dove:

μ_i = coefficiente di forma della copertura.

q_{sk} = carico neve al suolo.

C_E = coefficiente di esposizione.

C_t = coefficiente termico.

Il coefficiente di forma viene calcolato in funzione dell'inclinazione della copertura e della tipologia di copertura (ad una falda o a due falde), tab. B.2.

Coefficiente di forma	$0^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$	$30^\circ < \alpha < 60^\circ$	$\alpha \geq 60^\circ$
μ_i	0,8	$0,8 \cdot \frac{(60 - \alpha)}{30}$	0,0

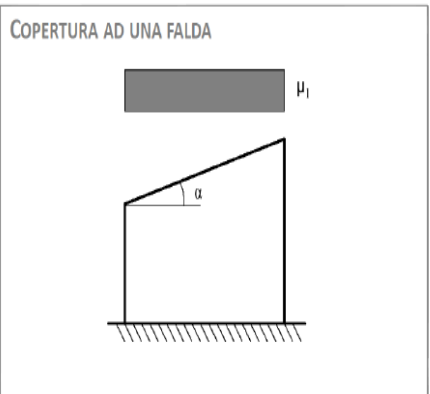
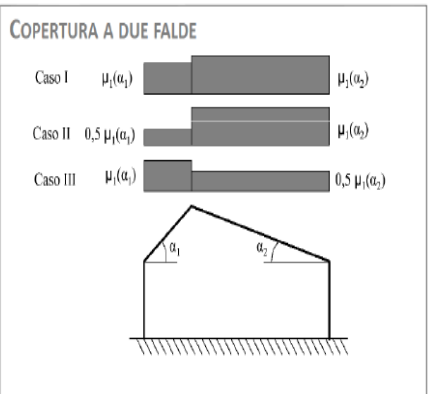
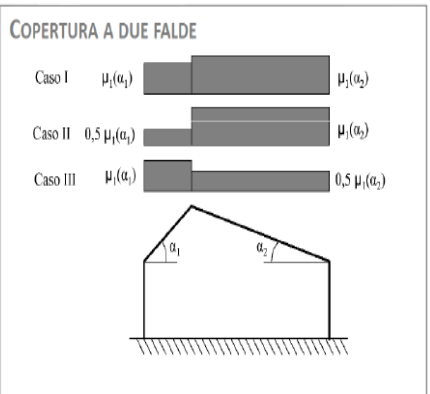
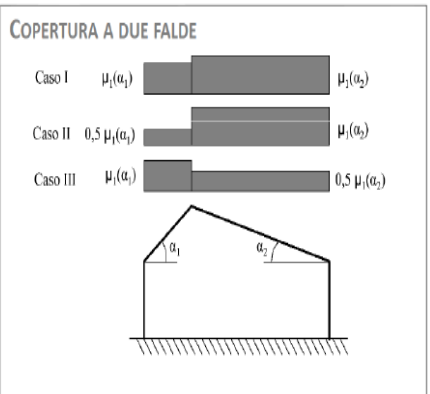
COPERTURA AD UNA FALDA 		COPERTURA A DUE FALDE Caso I $\mu_i(\alpha_1)$  $\mu_i(\alpha_2)$ Caso II $0,5 \mu_i(\alpha_1)$  $\mu_i(\alpha_2)$ Caso III $\mu_i(\alpha_1)$  $0,5 \mu_i(\alpha_2)$	
--	--	---	--

Tabella B.2: Valore dei coefficienti di forma e tipologia di copertura.

Il carico neve al suolo q_{sk} dipende dalla zona in cui sorge la costruzione e dall'altezza (s.l.m.) del sito. In figura B.2 è mostrata una mappa del carico neve in Italia mentre in tabella B.3 il carico neve al suolo in forma tabellare.

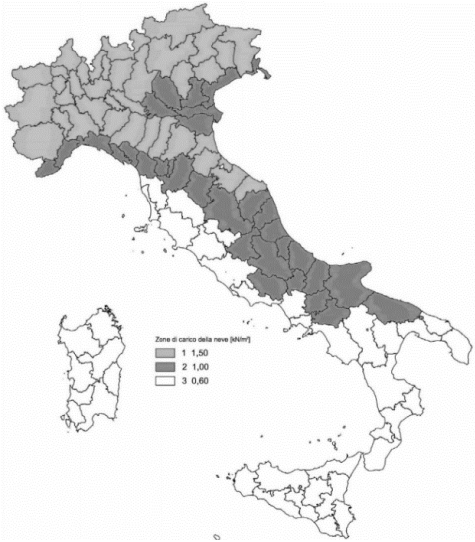


Figura B.2: Mappa delle zone del carico della neve al suolo.

Zona I - Alpina Aosta, Belluno, Bergamo, Biella, Bolzano, Brescia, Como, Cuneo, Lecco, Pordenone, Sondrio, Torino, Trento, Udine, Verbano-Cusio-Ossola, Vercelli, Vicenza:	
$q_{sk} = 1,50 \text{ kN/m}^2$	$a_s \leq 200 \text{ m}$
$q_{sk} = 1,39 [1 + (a_s/728)^2] \text{ kN/m}^2$	$a_s > 200 \text{ m}$
[3.4.2]	
Zona I - Mediterranea Alessandria, Ancona, Asti, Bologna, Cremona, Forlì-Cesena, Lodi, Milano, Modena, Monza Brianza, Novara, Parma, Pavia, Pesaro e Urbino, Piacenza, Ravenna, Reggio Emilia, Rimini, Treviso, Varese:	
$q_{sk} = 1,50 \text{ kN/m}^2$	$a_s \leq 200 \text{ m}$
$q_{sk} = 1,35 [1 + (a_s/602)^2] \text{ kN/m}^2$	$a_s > 200 \text{ m}$
[3.4.3]	
Zona II Arezzo, Ascoli Piceno, Avellino, Bari, Barletta-Andria-Trani, Benevento, Campobasso, Chieti, Fermo, Ferrara, Firenze, Foggia, Frosinone, Genova, Gorizia, Imperia, Isernia, L'Aquila, La Spezia, Lucca, Macerata, Mantova, Massa Carrara, Padova, Perugia, Pescara, Pistoia, Prato, Rieti, Rovigo, Savona, Teramo, Trieste, Venezia, Verona:	
$q_{sk} = 1,00 \text{ kN/m}^2$	$a_s \leq 200 \text{ m}$
$q_{sk} = 0,85 [1 + (a_s/481)^2] \text{ kN/m}^2$	$a_s > 200 \text{ m}$
[3.4.4]	
Zona III Agrigento, Brindisi, Cagliari, Caltanissetta, Carbonia-Iglesias, Caserta, Catania, Catanzaro, Cosenza, Crotone, Enna, Grosseto, Latina, Lecce, Livorno, Matera, Medio Campidano, Messina, Napoli, Nuoro, Ogliastra, Olbia-Tempio, Oristano, Palermo, Pisa, Potenza, Ragusa, Reggio Calabria, Roma, Salerno, Sassari, Siena, Siracusa, Taranto, Terni, Trapani, Vibo Valentia, Viterbo:	
$q_{sk} = 0,60 \text{ kN/m}^2$	$a_s \leq 200 \text{ m}$
$q_{sk} = 0,51 [1 + (a_s/481)^2] \text{ kN/m}^2$	$a_s > 200 \text{ m}$
[3.4.5]	

Tabella B.3: Zone di carico della neve al suolo.

Il coefficiente di esposizione C_E modifica il valore del carico neve sulla copertura in funzione delle caratteristiche specifiche dell'area in cui sorge l'opera, tab. B.4.

Topografia	Descrizione	C_E
Battuta dai venti	Aree pianeggianti non ostruite esposte su tutti i lati, senza costruzioni o alberi più alti.	0,9
Normale	Aree in cui non è presente una significativa rimozione di neve sulla costruzione prodotta dal vento, a causa del terreno, altre costruzioni o alberi.	1,0
Riparata	Aree in cui la costruzione considerata è sensibilmente più bassa del circostante terreno o circondata da costruzioni o alberi più alti	1,1

Tabella B.4: Valori di C_E per diverse classi di topografia.

Il coefficiente termico C_t può essere utilizzato per tener conto della riduzione del carico neve a causa dello scioglimento della stessa, causata dalla perdita di calore della costruzione. Tale coefficiente tiene conto delle proprietà di isolamento termico del materiale con cui è realizzata la copertura. In assenza di uno specifico documentato studio, deve essere utilizzato:

$$C_t = 1 \quad \text{B.4}$$

Determinato il carico vento e il carico neve dall'incrocio di questi due dati dalla tabella B.5 si determinano le distanze tra i profili di base.

Carico di neve caratteristico 0,65 kN/m ²												
Distanza tra i profili di base [m]	Classe di inclinazione tetto 1 (10°-34°)				Classe di inclinazione tetto 2 (35°-44°)				Classe di inclinazione tetto 3 (45°-65°)			
	Carico carat. vento q [kN/m ²]				Carico carat. vento q [kN/m ²]				Carico carat. vento q [kN/m ²]			
	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40
0,40	2,21	2,18	2,16	1,94	2,29	2,25	2,22	1,91	2,54	2,35	2,19	1,85
0,60	1,81	1,78	1,76	1,58	1,87	1,84	1,81	1,56	2,07	1,92	1,79	1,51
0,80	1,56	1,54	1,53	1,37	1,62	1,59	1,57	1,35	1,79	1,66	1,55	1,31
0,90	1,47	1,46	1,44	1,29	1,53	1,50	1,48	1,27	1,69	1,57	1,46	1,23
1,00	1,40	1,38	1,36	1,22	1,45	1,43	1,40	1,21	1,61	1,49	1,38	1,17
1,20	1,28	1,26	1,25	1,12	1,32	1,30	1,28	1,10	1,47	1,36	1,26	1,07
1,40	1,18	1,17	1,15	1,04	1,22	1,20	1,19	1,02	1,36	1,26	1,17	0,99
1,60	1,11	1,09	1,08	0,97	1,14	1,13	1,11	0,95	1,27	1,18	1,09	0,92

Carico di neve caratteristico 0,85 kN/m ²												
Distanza tra i profili di base [m]	Classe di inclinazione tetto 1 (10°-34°)				Classe di inclinazione tetto 2 (35°-44°)				Classe di inclinazione tetto 3 (45°-65°)			
	Carico carat. vento q [kN/m ²]				Carico carat. vento q [kN/m ²]				Carico carat. vento q [kN/m ²]			
	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40
0,40	2,02	2,00	1,98	1,92	2,11	2,08	2,06	1,91	2,40	2,34	2,19	1,85
0,60	1,65	1,63	1,62	1,00	1,72	1,70	1,68	1,56	1,96	1,91	1,79	1,51
0,80	1,43	1,42	1,40	1,57	1,49	1,47	1,45	1,35	1,69	1,66	1,55	1,31
0,90	1,35	1,33	1,32	1,36	1,41	1,39	1,37	1,27	1,60	1,56	1,46	1,23
1,00	1,28	1,27	1,25	1,28	1,34	1,32	1,30	1,21	1,52	1,48	1,38	1,17
1,20	1,17	1,16	1,14	1,22	1,22	1,20	1,19	1,10	1,38	1,35	1,26	1,07
1,40	1,08	1,07	1,06	1,11	1,13	1,11	1,10	1,02	1,28	1,25	1,17	0,99
1,60	1,01	1,00	0,99	0,96	1,06	1,04	1,03	0,95	1,20	1,17	1,09	0,92

Carico di neve caratteristico 1,10 kN/m²												
Distanza tra i profili di base [m]	Classe di inclinazione tetto 1 (10°-34°)				Classe di inclinazione tetto 2 (35°-44°)				Classe di inclinazione tetto 3 (45°-65°)			
	Carico carat. vento q [kN/m²]				Carico carat. vento q [kN/m²]				Carico carat. vento q [kN/m²]			
	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40
0,40	1,84	1,83	1,81	1,77	1,94	1,92	1,89	1,84	2,25	2,21	2,17	1,85
0,60	1,50	1,49	1,48	1,44	1,58	1,56	1,55	1,50	1,84	1,80	1,77	1,51
0,80	1,30	1,29	1,28	1,25	1,37	1,35	1,34	1,30	1,59	1,56	1,53	1,31
0,90	1,23	1,22	1,21	1,18	1,29	1,28	1,26	1,22	1,50	1,47	1,44	1,23
1,00	1,17	1,16	1,15	1,12	1,23	1,21	1,20	1,16	1,42	1,40	1,37	1,17
1,20	1,06	1,05	1,05	1,02	1,12	1,11	1,09	1,06	1,30	1,27	1,25	1,07
1,40	0,98	0,98	0,97	0,94	1,04	1,02	1,01	0,98	1,20	1,18	1,16	0,99
1,60	0,92	0,91	0,91	0,88	0,97	0,96	0,95	0,92	1,12	1,10	1,08	0,92

Carico di neve caratteristico 1,30 kN/m²												
Distanza tra i profili di base [m]	Classe di inclinazione tetto 1 (10°-34°)				Classe di inclinazione tetto 2 (35°-44°)				Classe di inclinazione tetto 3 (45°-65°)			
	Carico carat. vento q [kN/m²]				Carico carat. vento q [kN/m²]				Carico carat. vento q [kN/m²]			
	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40
0,40	1,73	1,72	1,70	1,67	1,83	1,81	1,79	1,74	2,15	2,11	2,08	1,85
0,60	1,41	1,40	1,39	1,36	1,49	1,48	1,46	1,42	1,75	1,72	1,69	1,51
0,80	1,22	1,21	1,20	1,18	1,29	1,28	1,27	1,23	1,52	1,49	1,47	1,31
0,90	1,15	1,14	1,14	1,11	1,22	1,20	1,19	1,16	1,43	1,41	1,38	1,23
1,00	1,09	1,08	1,08	1,05	1,15	1,14	1,13	1,10	1,36	1,34	1,31	1,17
1,20	1,00	0,99	0,98	0,96	1,05	1,04	1,03	1,00	1,24	1,22	1,20	1,07
1,40	0,92	0,92	0,91	0,89	0,98	0,97	0,96	0,93	1,15	1,13	1,11	0,99
1,60	0,86	0,86	0,85	0,83	0,91	0,90	0,89	0,87	1,07	1,06	1,04	0,92

Carico di neve caratteristico 1,50 kN/m²												
Distanza tra i profili di base [m]	Classe di inclinazione tetto 1 (10°-34°)				Classe di inclinazione tetto 2 (35°-44°)				Classe di inclinazione tetto 3 (45°-65°)			
	Carico carat. vento q [kN/m²]				Carico carat. vento q [kN/m²]				Carico carat. vento q [kN/m²]			
	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40
0,40	1,63	1,62	1,61	1,58	1,73	1,72	1,70	1,66	2,06	2,03	2,00	1,85
0,60	1,33	1,32	1,32	1,29	1,41	1,40	1,39	1,35	1,68	1,66	1,63	1,51
0,80	1,16	1,15	1,14	1,12	1,22	1,21	1,20	1,17	1,46	1,43	1,41	1,31
0,90	1,09	1,08	1,07	1,05	1,15	1,14	1,13	1,10	1,37	1,35	1,33	1,23
1,00	1,03	1,03	1,02	1,00	1,09	1,08	1,08	1,05	1,30	1,28	1,26	1,17
1,20	0,94	0,94	0,93	0,91	1,00	0,99	0,98	0,96	1,19	1,17	1,15	1,07
1,40	0,87	0,87	0,86	0,84	0,93	0,92	0,91	0,89	1,10	1,08	1,07	0,99
1,60	0,82	0,81	0,81	0,79	0,87	0,86	0,85	0,83	1,03	1,01	1,00	0,92

Carico di neve caratteristico 2,00 kN/m²												
Distanza tra i profili di base [m]	Classe di inclinazione tetto 1 (10°-34°)				Classe di inclinazione tetto 2 (35°-44°)				Classe di inclinazione tetto 3 (45°-65°)			
	Carico carat. vento q [kN/m²]				Carico carat. vento q [kN/m²]				Carico carat. vento q [kN/m²]			
	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40	≤0,65	≤0,80	≤0,95	≤1,40
0,40	1,14	1,44	1,44	1,41	1,55	1,54	1,53	1,49	1,88	1,85	1,83	1,76
0,60	1,19	1,18	1,17	1,15	1,26	1,25	1,25	1,22	1,54	1,51	1,49	1,44
0,80	1,03	1,02	1,02	1,00	1,09	1,09	1,08	1,06	1,33	1,31	1,29	1,25
0,90	0,97	0,96	0,96	0,94	1,03	1,02	1,02	1,00	1,25	1,24	1,22	1,18
1,00	0,92	0,91	0,91	0,89	0,98	0,97	0,96	0,94	1,19	1,17	1,16	1,12
1,20	0,84	0,83	0,83	0,82	0,89	0,89	0,88	0,86	1,09	1,07	1,06	1,02
1,40	0,78	0,77	0,77	0,76	0,83	0,82	0,82	0,80	1,01	0,99	0,98	0,94
1,60	0,73	0,72	0,72	0,71	0,77	0,77	0,77	0,75	0,94	0,93	0,92	0,88

Tabella B.5: Interasse massimo tra profili in funzione del carico neve e carico vento.

Bibliografia

- [1] BP. (2022). *Statistical Review of World Energy 2022*
- [2] United Nations Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2022). *World Population Prospects 2022: Summary of Results*. UN DESA/POP/2022/TR/NO. 3.
- [3] Ministero della transizione Ecologica. (2022) *La situazione energetica nazionale nel 2021*.
- [4] Terna. (2022). *Dati generali 2021*.
- [5] UNECE. (2022). *Annual report 2021*.
- [6] Markandya, A., & Wilkinson, P. (2007). Electricity Generation and Health. *The Lancet*, 370(9591), 979–990. [https://doi.org/10.1016/s0140-6736\(07\)61253-7](https://doi.org/10.1016/s0140-6736(07)61253-7)
- [7] IRENA. (2021) *Renewable capacity statistics 2020*.
- [8] Ziegler, M. S., & Trancik, J. E. (2021). Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. *Energy & Environmental Science*, 14(4), 1635–1651. <https://doi.org/10.1039/d0ee02681f>
- [9] IEA (2022). *World energy outlook 2022 – analysis*.
- [10] GSE. (2022). *Solare fotovoltaico – Rapporto statistico 2021*.
- [11] M. Bianchi, A. De Pascale, A. Gambarotta, A. Peretto. (2008) *Sistemi energetici. Impatto Ambientale (vol. 3). Panorama energetico*. Pitagora Editrice Bologna
- [12] Ministero dello sviluppo economico. (2019). *Piano nazionale Integrato per l'Energia e il clima 2030 (PNIEC)*.
- [13] Governo italiano. (2021). *Piano nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)*.
- [14] GSE. (2019). *Regole tecniche scambio sul posto 2019*.
- [15] Davide Fabiani. (2019). *Tecnologie elettriche innovative per allievi Ingegneri Elettrici ed Energetici*.
- [16] TNE in collaborazione con GSE. (2009). *Impianti a norme CEI: 15 fotovoltaico. Le guide blu*.
- [17] Marie S. A. H., Jäger Klaus, Isabella O., van Swaaij René A.C.M.M, & Zeman, M. (2016). *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. UIT Cambridge.

- [18] Yahyaoui, I. (2018). *Advances in renewable energies and Power Technologies: Volume 1: Solar and wind energies*. Elsevier Science.
- [19] Tiwari G. N., Shyam & Tiwari A. (2016). *Handbook of Solar Energy: Theory, analysis and applications*. Springer.
- [20] Kalogirou S. A. (2014). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Elsevier.
- [21] Gianluca Morini. (2022). *Appunti del corso Solare e Geotermico M facoltà d'ingegneria energetica*.
- [22] Fabio Tossani. (2020). *Appunti del corso sistemi di produzione e conversione dell'energia elettrica (Modulo 2) facoltà d'ingegneria energetica*.
- [23] Norma italiana CEI. (2022). CEI 0-21. *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*.
- [24] e-distribuzione. (2022). *Guida alla domanda di connessione*.
- [25] Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Decreto 17 gennaio 2018. *Aggiornamento delle norme tecniche per le costruzioni*.
- [26] CNR-DT 207/2008. (2019). *Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulla costruzione*.
- [27] Francesco Zanghi. (2011). *Carichi neve e vento. Sussidi didattici per il corso di costruzioni edili*.
- [28] GSE. (2022). Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile. *Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*.
- [29] RSE. (2020). *Gli schemi di autoconsumo collettivo e le comunità energetiche*.

Ringrazio i miei genitori, i quali rappresentano la mia più grande fonte di forza e orgoglio, per avermi sostenuto, per avermi supportato nelle scelte e per avermi messo nelle condizioni migliori per dare ogni giorno il meglio di me. Ringrazio la mia fidanzata Nicole per avere reso, il più delle volte, i momenti difficili e spaventosi di questo percorso, superabili. Desidero esprimere la mia gratitudine anche alla mia famiglia per avermi mostrato l'importanza di questo risultato. Ringrazio i miei amici, poiché senza il loro supporto molte delle difficoltà che ho incontrato sarebbero state ancora più insormontabili. Mi auguro che il mio messaggio di sentita gratitudine possa arrivare a ciascuno.