

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA ED ARCHITETTURA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA E
DELL'INFORMAZIONE "GUGLIELMO MARCONI"

TESI DI LAUREA

in

Tecnologie Elettriche Innovative

**DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE DI UN
IMPIANTO AGRIVOLTAICO CONNESSO IN MEDIA
TENSIONE**

Candidato:
Pier Giuseppe Iaquina

Relatore:
Prof. Davide Fabiani

Correlatori:
Ing. Fabio Domenico Amico
Ing. Giacomo Selleri

Sessione III
Anno Accademico 2020/2021

Sommario

Il fatto che il pianeta Terra si stia surriscaldando sempre di più è sotto gli occhi di tutti e non è ormai più una notizia. Il riscaldamento globale, oltre a provocare lo scioglimento dei ghiacciai e l'innalzamento del livello del mare, è responsabile di altri cambiamenti climatici come la desertificazione e l'aumento di fenomeni estremi fra cui uragani, inondazioni ed incendi. Una delle principali cause è dovuta all'emissione di gas ad effetto serra in atmosfera, tra cui l'anidride carbonica, che proviene per il 90 % dal settore energetico ed in particolare dalle centrali elettriche a carbone. Per questa ragione, oltre che per la disponibilità limitata dei combustibili fossili attualmente utilizzati nelle centrali elettriche, risulta necessario un processo di transizione energetica, ovvero il passaggio ad un mix energetico a basse emissioni di carbonio, basato su fonti rinnovabili.

L'ingegneria ha permesso all'uomo di produrre sistemi e soluzioni in grado di soddisfare le esigenze tecniche e materiali della società, gravando però spesso sulla salute del pianeta Terra. A mio avviso, siamo arrivati ad un punto in cui la sostenibilità ambientale deve essere un aspetto fondamentale su cui basare tutti i processi umani: solo in questo modo sarà possibile continuare a progredire tecnologicamente senza danneggiare ulteriormente il pianeta su cui viviamo. Poiché il tema del riscaldamento globale è un tema che mi sta molto a cuore, come futuro ingegnere mi sento in dovere di fare qualcosa. Ho scelto quindi di scrivere la mia tesi di laurea magistrale presso GreenGo, azienda legata al mondo della transizione energetica che si occupa di progettazione di impianti fotovoltaici, eolici e di storage, focalizzandomi principalmente sul tema solare.

La prima parte del seguente elaborato si occuperà di descrivere brevemente le cause e gli effetti del cambiamento climatico e di fornire un quadro riassuntivo delle principali misure adottate per combatterlo. In seguito, verranno forniti alcuni cenni sulle caratteristiche ed il funzionamento della tecnologia fotovoltaica, mentre l'ultima parte sarà incentrata sul lavoro svolto e sui progetti portati avanti presso GreenGo insieme ad i miei colleghi. Tra i numerosi progetti visti ho deciso di focalizzarmi sullo studio di fattibilità di un impianto agrivoltaico realizzato utilizzando strutture per l'inseguimento solare compatibili con i nuovi incentivi promossi dal GSE. Ho scelto questo progetto in quanto rappresenta un qualcosa di innovativo per l'azienda e perché ho avuto modo di lavorarci fin dalle sue fasi iniziali.

Indice

1	La transizione energetica	3
1.1	Cambiamenti climatici	3
1.1.1	Effetto serra	3
1.1.2	Conseguenze del surriscaldamento globale	5
1.2	Misure e provvedimenti contro il cambiamento climatico	6
1.2.1	Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici	6
1.2.2	Strategia energetica dell'Unione Europea	8
1.3	Il ruolo del fotovoltaico nella transizione energetica	9
1.3.1	Lo sviluppo degli impianti fotovoltaici in aree rurali	11
2	Il fotovoltaico	14
2.1	La radiazione solare	14
2.2	La tecnologia fotovoltaica	18
2.2.1	Principi chimico-fisici	18
2.2.2	Caratteristiche della cella	24
2.3	Impianti fotovoltaici	32
2.3.1	Dalla cella al campo fotovoltaico	33
2.3.2	Disposizione dei moduli	36
2.3.3	Tipologie di impianto	40
2.3.4	Dimensionamento dell'impianto	42
2.3.5	Perdite dell'impianto fotovoltaico	43
2.4	Tecnologie innovative	47
2.4.1	Celle di seconda generazione	48
2.4.2	Celle di terza generazione	48
3	Impianto agrivoltaico Santa Maria	51
3.1	Introduzione	51
3.1.1	Agrivoltaico e incentivi GSE	51
3.1.2	Autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili	55
3.1.3	Valutazione di Impatto Ambientale	57
3.2	Inquadramento del sito	57

3.2.1	Vincoli territoriali ed urbanistici	58
3.3	Layout dell'impianto	61
3.3.1	Caratteristiche del modulo fotovoltaico	62
3.3.2	Caratteristiche degli inseguitori monoassiali	64
3.4	Dimensionamento elettrico	65
3.4.1	Scelta dell'inverter e del trasformatore	65
3.4.2	Suddivisione del campo fotovoltaico in stringhe	69
3.4.3	Posa, livello di tensione e tipo di cavi	71
3.4.4	Calcolo della portata in regime permanente e della massima caduta di tensione ammissibile per i cavidotti BT	75
3.4.5	Calcolo della portata in regime permanente e della massima caduta di tensione ammissibile per i cavidotti MT	77
3.4.6	Cabina elettrica	80
3.5	Producibilità	81
3.6	Compatibilità elettromagnetica	84
3.6.1	Norme e leggi di riferimento	84
3.6.2	Descrizione dell'impianto	86
3.6.3	Cenni teorici sul modello utilizzato	87
3.6.4	Analisi dell'impatto elettromagnetico dell'impianto	88
3.7	Richiesta di connessione alla rete	91
3.7.1	Domanda di connessione	91
3.7.2	Carta tecnica regionale	94
3.7.3	Inquadramento catastale dell'impianto e piano particellare tabellare	95
3.7.4	Schema unifilare dell'impianto	96
3.8	Variante con moduli verticali	98
3.8.1	Parametri progettuali	99
3.8.2	Risultati ottenuti	101
3.8.3	Considerazioni finali	102
4	Sviluppi futuri e conclusioni	104
	Bibliografia	107

Capitolo 1

La transizione energetica

Per transizione energetica si intende il passaggio dall'utilizzo di fonti energetiche non rinnovabili, come i combustibili fossili, a fonti rinnovabili a zero o basse emissioni come l'energia idrica, eolica, solare, geotermica, mareomotrice e quella ottenuta dalle biomasse. Il passaggio può consistere sia nella sostituzione degli impianti produttivi sia nella loro riconversione o ripotenziamento, al fine di ottenere una produzione più efficiente e con minor impatto ambientale.

La transizione energetica risulta essere un argomento estremamente attuale e rivestirà un ruolo di rilevanza anche nei prossimi anni, in quanto rappresenta lo strumento principale per cercare di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra in atmosfera e limitare il surriscaldamento del pianeta Terra.

1.1 Cambiamenti climatici

Nel corso della storia della Terra si sono registrate diverse variazioni del clima che hanno condotto il pianeta ad attraversare diverse ere glaciali, alternate a periodi più caldi detti ere interglaciali. Queste variazioni sono riconducibili principalmente a mutamenti periodici dell'assetto orbitale del nostro pianeta (**cicli di Milanković**), con perturbazioni dovute all'andamento periodico dell'attività solare e alle eruzioni vulcaniche. Il riscaldamento a cui si sta assistendo da circa 150 anni è però anomalo. Gran parte della comunità scientifica concorda nell'attribuirne le cause all'uomo ed alle sue attività, in particolare all'emissione di gas serra che tendono a trattenere il calore all'interno dell'atmosfera terrestre.

1.1.1 Effetto serra

Quando si parla di riscaldamento globale si è soliti associare questo fenomeno al cosiddetto effetto serra, ovvero alla capacità dell'atmosfera di trattenere al suo interno il calore: occorre però distinguere tra effetto serra naturale ed effetto serra antropico al fine di capire realmente quali siano le cause del riscaldamento.

Effetto serra naturale

La vita sul pianeta Terra è resa possibile dalla combinazione di tre fattori principali: la giusta distanza dal Sole, la presenza di un'atmosfera e la presenza del ciclo dell'acqua. I raggi solari irradiano l'atmosfera terrestre con un'energia pari a 342 W/m^2 : una parte di essi viene riflessa mentre un'altra parte attraversa l'atmosfera venendo assorbita o raggiungendo direttamente il terreno. Una volta giunta a terra, la radiazione può essere riflessa dalla crosta terrestre oppure assorbita e riemessa sotto forma di calore attraverso la radiazione infrarossa. In seguito, una parte dei raggi infrarossi rimbalza verso il basso grazie alla presenza dei gas ad effetto serra come anidride carbonica, metano o vapore acqueo. Questo fenomeno, detto effetto serra naturale (figura 1.1), permette di mantenere una temperatura media sul pianeta di circa $18 \text{ }^\circ\text{C}$ anziché di $-15 \text{ }^\circ\text{C}$, e risulta quindi essere un effetto positivo per la presenza di vita sulla Terra.

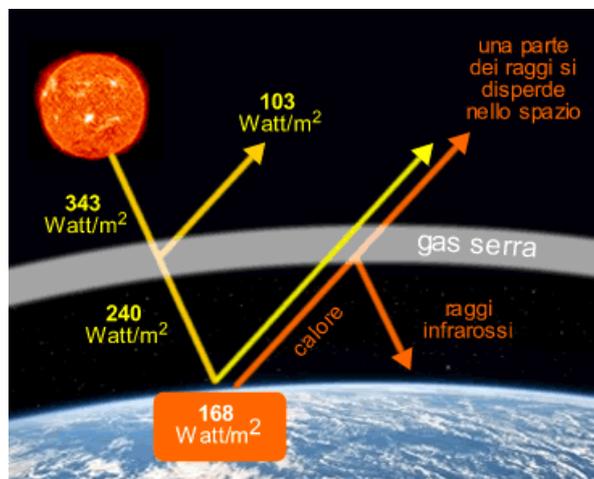


Figura 1.1: Effetto serra naturale

Effetto serra antropico

Con la rivoluzione industriale, a causa dello sfruttamento delle fonti di energia fossili, l'uomo ha riversato in atmosfera milioni di tonnellate di anidride carbonica ed altri gas serra. Nel XX secolo, infatti, le emissioni antropiche di CO_2 sono aumentate del 40 % (figura 1.2) a causa della combustione del petrolio e del carbone nei trasporti, nel riscaldamento domestico, nella produzione industriale ed in quella dell'energia elettrica. Nell'ultimo secolo sono inoltre aumentate esponenzialmente anche le emissioni di metano, altro gas serra, dovute alla diffusione di allevamenti intensivi.

La presenza dei gas serra antropici innalza ulteriormente la temperatura media andando ad alterare l'equilibrio termico del pianeta. Infatti, nonostante la quantità di CO_2 rilasciata dall'ambiente sia dieci volte superiore rispetto a quella prodotta dall'uomo, la CO_2 naturale è immediatamente riassorbita dall'ecosistema tramite la fotosintesi clorofilliana delle piante, mantenendo in equilibrio nel tempo l'effetto serra naturale.

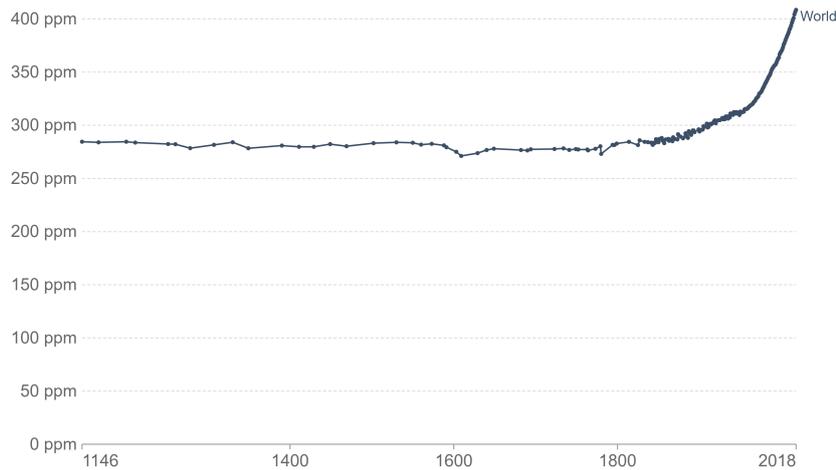


Figura 1.2: Emissioni di anidride carbonica in atmosfera

1.1.2 Conseguenze del surriscaldamento globale

Per analizzare in modo accurato le variazioni del clima, le Nazioni Unite hanno costituito nel 1988 una **Commissione Intergovernativa sul Cambiamento Climatico (IPCC)** che raccoglie rappresentanti provenienti dalle nazioni aderenti alle Nazioni Unite. Secondo quanto riportato dalla commissione, la temperatura superficiale globale del pianeta sarebbe aumentata di $0,74 \pm 0,18$ °C durante gli ultimi 100 anni, fino al 2005. Andando ad osservare la tendenza dal 2000 ad oggi è possibile ipotizzare che, in mancanza di interventi, l'incremento di temperatura potrebbe superare i 3 °C entro fine secolo. I dati raccolti dall'IPCC concordano nel dichiarare che per il 97 % il surriscaldamento globale deriva dall'effetto serra antropico, innescato quindi dalle attività dell'uomo.

Gli effetti di questo fenomeno sono già evidenti:

- il ghiaccio marino artico è diminuito in media del 12,85 % per decennio;
- i registri delle maree costiere mostrano un aumento medio di 3,3 mm del livello del mare dal 1870;
- l'ultimo decennio (2009-2019) è stato il più caldo mai registrato ed il 2020 è stato il secondo anno più caldo di sempre con temperature di poco inferiori al 2016, che si trova al primo posto;
- le stagioni degli incendi sono diventate più lunghe ed intense;
- dal 1990 ad oggi sono aumentati gli eventi meteorologici estremi come cicloni ed alluvioni;
- le specie vegetali ed animali si spostano in modo imprevedibile, creando danni alla biodiversità nel mondo.

Si parla in questo caso di "crisi climatica", perché anche se il clima è sempre cambiato, non è mai successo così in fretta ed in presenza di infrastrutture complesse come le città ed il sistema produttivo alle quali i Paesi più industrializzati sono abituati.

1.2 Misure e provvedimenti contro il cambiamento climatico

1.2.1 Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici

La lotta globale al cambiamento climatico è iniziata nel 1992, quando paesi di tutto il mondo hanno firmato un trattato internazionale che prende il nome di **Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC)**, nota anche come Accordi di Rio. L'UNFCCC è entrata in vigore il 21 marzo 1994 con l'obiettivo di «raggiungere la stabilizzazione delle concentrazioni dei gas serra in atmosfera ad un livello abbastanza basso per prevenire interferenze antropogeniche e dannose per il sistema climatico».

Il trattato non poneva limiti obbligatori per le emissioni di gas serra alle singole nazioni ed era quindi legalmente non vincolante, ma includeva la possibilità che le parti firmatarie adottassero ulteriori protocolli che avrebbero posto i limiti obbligatori di emissioni.

Gli stati firmatari dell'UNFCCC sono divisi in tre gruppi:

- Paesi dell'Allegato I (Paesi industrializzati e paesi ex socialisti);
- Paesi dell'Allegato II (24 Paesi industrializzati);
- Paesi in via di sviluppo.

Le nazioni firmatarie concordarono di riconoscere delle responsabilità comuni ma differenziate: i paesi sviluppati, elencati nell'Allegato I, avevano maggiore responsabilità nella riduzione delle emissioni di gas serra nel breve periodo, mentre altre responsabilità ricadevano su tutte le parti della convenzione.

Al fine di valutare il progresso nel trattare il cambiamento climatico, si decise di tenere ogni anno incontri formali tra le parti firmatarie della convenzione noti come **Conferenza ONU sul cambiamento climatico (COP)**.

In seguito sono riportate alcune tra le COP più rilevanti e gli accordi stipulati, al fine di fornire un quadro riassuntivo della lotta al surriscaldamento globale nel corso degli anni.

COP-3, il Protocollo di Kyōto sul Cambiamento Climatico

In occasione della Conferenza delle Parti COP-3 tenutasi a Kyōto (Giappone) nel 1997, venne pubblicato il **Protocollo di Kyōto**, il quale però entrò in vigore solo nel 2005. Si richiedeva infatti che fosse ratificato da non meno di 55 stati firmatari e che gli stati che lo avessero ratificato producessero almeno il 55 % delle emissioni inquinanti; tale condizione fu raggiunta grazie alla ratifica della Russia, che produceva da sola il 17,6 % delle emissioni globali. Il trattato prevedeva l'obbligo di ridurre le emissioni di CO_2 e di altri cinque gas serra (metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore al 5 % rispetto alle emissioni registrate nel 1990, nel periodo 2008-2012.

I principi di funzionamento alla base del Protocollo di Kyōto sono i seguenti:

- **Scambio quote di emissione internazionale (ET):** i Paesi aderenti non devono eccedere una certa quantità assegnata di emissioni al fine di rispettare gli obiettivi di limitazione che sono stati assegnati. Un paese che riesce a conseguire una diminuzione delle proprie emissioni superiore al proprio obiettivo può vendere il credito accumulato a quei Paesi che hanno superato i limiti, formando un vero e proprio "mercato del carbonio";
- **Meccanismo di sviluppo pulito (CDM):** consente ad un Paese che si è impegnato a ridurre o limitare le emissioni in accordo a quanto stabilito dal Protocollo di Kyoto, di poter attuare dei progetti di riduzione delle emissioni stesse nei Paesi in via di sviluppo. Le emissioni evitate dalla realizzazione dei progetti generano crediti di emissioni o **CER (Certified Emission Reductions)** che potranno essere utilizzati per l'osservanza degli impegni di riduzione assegnati;
- **Implementazione congiunta (JI):** permette ad un paese industrializzato di investire in progetti per la riduzione di emissioni in un altro paese industrializzato, beneficiando di quote di emissione supplementari.

Il Protocollo di Kyōto costituisce di fatto il primo accordo internazionale che prevede un impegno vincolante, da parte degli Stati che ne hanno aderito, a raggiungere gli obiettivi previsti dal Protocollo stesso.

COP-18, l'Accordo di Doha

La conferenza tenutasi a Doha (Qatar) nel 2012 si è conclusa con l'accordo di prolungare l'estensione del Protocollo di Kyōto dal 2012 al 2020, con ulteriori obiettivi di taglio delle emissioni dei gas serra. Tale accordo prevedeva anche di reificare la **Piattaforma di Durban del 2011**, in cui era stato stabilito di sviluppare un successore del Protocollo di Kyōto entro il 2015 e di implementarlo entro il 2020.

COP-21, l'Accordo di Parigi

In occasione della conferenza sul clima tenutasi nel 2015 a Parigi (Francia) è stato stipulato un nuovo accordo sul clima per il periodo successivo al 2020. L'**Accordo di Parigi** è uno strumento giuridicamente vincolante, presenta principi comuni validi per tutti i Paesi (e non solo quelli industrializzati) e definisce quale obiettivo di lungo termine il «contenimento dell'aumento della temperatura al di sotto dei 2 °C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1,5 °C rispetto ai livelli pre-industriali». L'Accordo impegna tutti i Paesi a presentare e commentare ogni cinque anni un **obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni (NDC)**.

Nel 2018 il rapporto speciale dell'IPCC conclude che l'obiettivo di 1,5 gradi si può raggiungere, ma solo con un forte impegno: è necessario ridurre entro il 2030 le emissioni del 45 % rispetto ai livelli del 2010 e arrivare, entro il 2050, a un bilancio netto di zero emissioni (neutralità carbonica).

Gli obiettivi contenuti negli NDC di ciascun paese riguardano il raggiungimento della neutralità climatica al 2050, la riduzione di emissione di gas serra ed un adeguamento dei flussi finanziari al fine di poterli combinare con emissioni di gas ridotte. Il raggiungimento degli obiettivi è vincolante a livello politico, mentre sono giuridicamente vincolanti l'attuazione delle misure nazionali e la rendicontazione sul grado di raggiungimento degli obiettivi.

COP-24, il Pacchetto di Katowice

La COP-24 del 2019 a Katowice (Polonia) si è conclusa con l'adozione del **Pacchetto di Katowice** ovvero l'insieme di regole con cui attuare l'Accordo sul clima di Parigi. Il pacchetto stabilisce innanzitutto in che modo i Paesi forniranno informazioni sui loro contributi nazionali per ridurre le emissioni, i cosiddetti NDC, comprese le misure di mitigazione e adattamento e i dettagli sulla finanza climatica destinata alle economie in via di sviluppo. Esso include anche le linee guida per stabilire nuovi obiettivi in materia di finanziamento dal 2025 in poi e per valutare i progressi nello sviluppo e nel trasferimento della tecnologia.

1.2.2 Strategia energetica dell'Unione Europea

Per quanto riguarda il ruolo dell'Unione Europea, al fine di realizzare l'obiettivo di tutela ambientale, si sono susseguiti diversi interventi legislativi ed accordi in materia. Tra questi, rivestono un'importanza fondamentale:

- la decisione **2002/358/CE** con la quale l'Unione Europea e i suoi Stati membri si sono dati un obiettivo ancora più ambizioso rispetto al protocollo di Kyōto,

impegnandosi a ottenere una riduzione dell'8 % complessiva per l'UE, ripartita in obiettivi nazionali;

- il **Pacchetto Clima-Energia "Piano 20-20-20"** del 2009 pensato per il periodo successivo alla scadenza del Protocollo di Kyōto. Con tale pacchetto, entro il 2020, l'Europa intendeva raggiungere tre obiettivi: ridurre le emissioni di gas serra del 20 % rispetto al 1990, alzare al 20 % la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e portare al 20 % il risparmio energetico;
- il pacchetto **Clean energy for all europeans** del 2016 avente l'obiettivo per il 2030 di raggiungere una quota del 32 % di fonti energetiche rinnovabili e di ridurre le emissioni di gas serra del 40 % rispetto alle soglie del 1990. Tra i provvedimenti del pacchetto è presente il **Regolamento (UE) 2018/1999** dell'11 dicembre 2018 in cui viene istituito un sistema di Governance dell'Unione dell'Energia, che mira a pianificare e tracciare le politiche e le misure messe in atto dagli Stati Membri dell'Unione Europea al fine di raggiungere gli obiettivi. Il meccanismo di governance si basa su strategie a lungo termine e sui **piani nazionali integrati per l'energia e per il clima (PNIEC)** che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030;
- il **Green Deal Europeo** del 2019 con l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e di ridurre le emissioni nette di gas ed effetto serra di almeno il 55 % entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, richiedendo quindi una quota di rinnovabili in Unione Europea del 38-40 %.

1.3 Il ruolo del fotovoltaico nella transizione energetica

L'energia solare, insieme a quella eolica, è la grande protagonista della transizione energetica in atto al fine di limitare il surriscaldamento globale. Pur essendo stata una forma di energia marginale fino a pochi decenni fa, sta vivendo adesso una crescita vertiginosa: in Italia si è passati dai 485 MW del 2008 ai quasi 21 GW del 2019, come mostrato nel grafico di figura 1.3. Il merito è soprattutto dell'innovazione tecnologica, in particolare nel settore della scienza dei materiali, che ha reso gli impianti fotovoltaici competitivi anche economicamente con le fonti fossili: secondo il rapporto dell' **International Renewable Energy Agency (IRENA)** del 2019, i costi della produzione di elettricità da fotovoltaico sono diminuiti dell'82 % nell'ultimo decennio.

Secondo il PNIEC, l'Italia dovrà raggiungere al 2030 il 30 % di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi, target che per il solo settore elettrico si tradurrebbe in un valore pari ad oltre il 55 % rispetto ai consumi interni lordi di energia elettrica previsti. Per raggiungere tale risultato, il PNIEC prevede un incremento della capacità

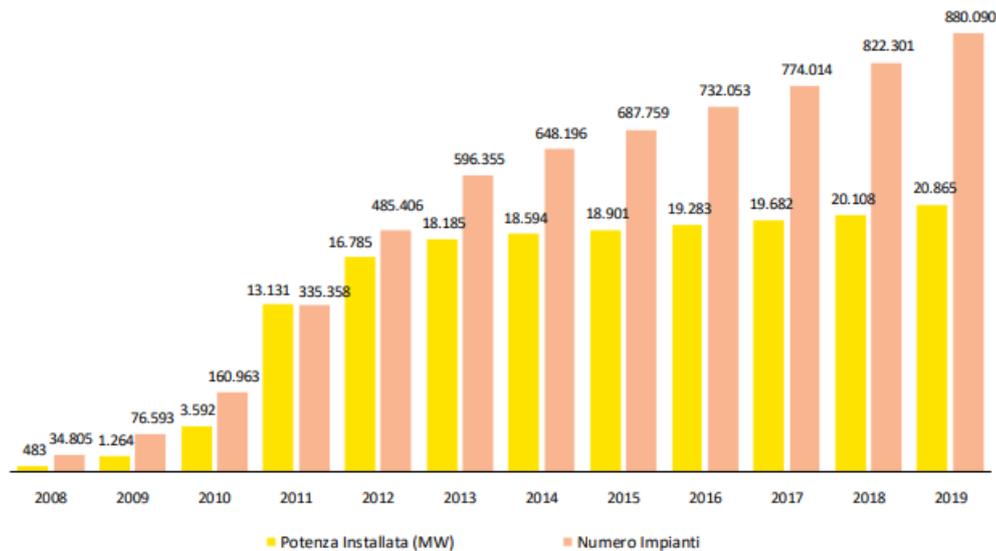


Figura 1.3: Potenza fotovoltaica installata in Italia e numero di impianti

rinnovabile pari a 40 GW, di cui 30 GW costituita da nuovi impianti fotovoltaici: la potenza fotovoltaica cumulata dovrà quindi passare dagli attuali 21 GW ad un valore di circa 51 GW, grazie alla realizzazione di nuovi impianti e al rinnovamento del parco esistente. Tali target si riferiscono però ad una riduzione delle emissioni da parte degli Stati Membri dell'Unione Europea del 40 % entro il 2030, come previsto dal pacchetto "Clean Energy for all europeans" del 2016, e non tengono conto del nuovo obiettivo del "Green Deal Europeo" (2019), ovvero quello di ridurre le emissioni di almeno il 55 %.

Secondo un rapporto stilato a luglio 2021 da Energia Futura in collaborazione con Confagricoltura, si prevede che saranno necessari circa 70 GW di capacità rinnovabile, rispetto ai 40 GW previsti dall'attuale PNIEC. Dei 70 GW, il solare potrà assicurare 50 GW puntando sul rinnovamento e potenziamento degli impianti esistenti e sulle nuove installazione, da quelle di piccola/media dimensione agli impianti di taglia più elevata. Ad oggi, il mercato dello sviluppo di nuova capacità rinnovabile in Italia è caratterizzato da una taglia degli impianti mediamente ridotta e da processi di rilascio delle autorizzazioni per i nuovi impianti molto lunghi. Questi fattori rendono la diffusione del fotovoltaico (400 MW/anno) troppo lenta rispetto agli obiettivi previsti per il 2030. Come mostra la figura 1.4, con questo ritmo la capacità installata di **fonti di energia rinnovabile (FER)** sarebbe di 66 GW invece dei 125 previsti dal Green Deal, portando al raggiungimento degli obiettivi previsti per il 2030 nel 2090.

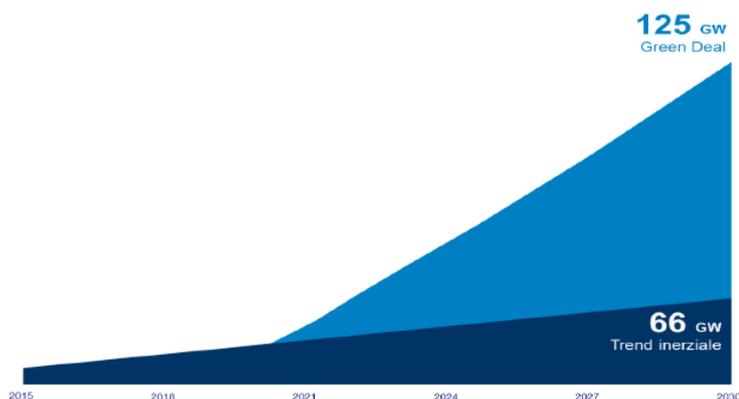


Figura 1.4: Crescita delle FER al 2030 nello scenario inerziale e nello scenario Green Deal

1.3.1 Lo sviluppo degli impianti fotovoltaici in aree rurali

Al fine di incrementare la capacità fotovoltaica installata in Italia è possibile andare a considerare tre principali scenari per la realizzazione di impianti utility scale:

- coperture;
- aree industriali e degradate;
- aree rurali ed agricole.

L'ipotesi di utilizzare esclusivamente coperture di edifici sembra irrealistica, nonostante l'elevata superficie teoricamente disponibile (superiore a 200.000 ha), a causa dell'elevata parcellizzazione delle realizzazioni, delle differenti tipologie costruttive e della non idoneità di numerose coperture per via dell'inclinazione, dell'esposizione, ecc... Per quanto riguarda invece l'utilizzo di aree dismesse, uno studio del Politecnico di Milano ha rilevato che di queste aree solo una piccola parte potrebbe ospitare impianti fotovoltaici utility scale. Puntare solo sulle suddette tecnologie renderebbe quindi impossibile il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

La crescita attesa del fotovoltaico al 2030 dovrà allora prevedere un più ampio coinvolgimento degli agricoltori e dovrà valutare l'inserimento a terra, su aree agricole, degli impianti fotovoltaici. Saranno necessarie soluzioni impiantistiche in grado di integrare la produzione di energia in ambito agricolo e di contribuire a rilanciarne l'attività nei terreni abbandonati non utilizzabili o non utilizzati in ambito rurale.

Il nuovo fotovoltaico realizzato a terra su terreni agricoli potrà essere indirizzato verso i seguenti interventi:

- impianti agrivoltaici: impianti realizzati a terra su aree agricole al fine di attivare una sinergia tra produzione agricola e produzione di energia, come mostrato nell'esempio di figura 1.5. In questo scenario, l'attività agricola potrà essere condotta in presenza o in prossimità dell'installazione fotovoltaica;

- campi fotovoltaici: impianti fotovoltaici totalmente dedicati alla produzione di energia rinnovabile, realizzati su terreni incolti abbandonati o non idonei alla coltivazione. Il suolo coinvolto, essendo definito dall' **ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale)** come "consumo di suolo reversibile", potrà essere reindirizzato alla sua destinazione originaria, a valle della vita utile dell'impianto.



Figura 1.5: Impianto agrivoltaico

Capitolo 2

Il fotovoltaico

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente la radiazione solare in energia elettrica. Essa sfrutta l'effetto fotovoltaico, ovvero la capacità di alcuni materiali (generalmente semiconduttori) di generare elettricità se colpiti dalla radiazione solare, senza l'uso di alcun combustibile. Come detto nel paragrafo 1.3, gli impianti fotovoltaici rivestono un ruolo fondamentale per la transizione energetica grazie alle loro proprietà, come ad esempio:

- inesauribilità della fonte d'energia solare;
- nessuna produzione di emissioni chimiche, termiche ed acustiche;
- scarsa necessità di manutenzione;
- possibilità di ampliamento senza grossi cambiamenti all'impianto.

Nei seguenti paragrafi verranno illustrati il funzionamento e le proprietà delle celle fotovoltaiche, i fattori di perdita ed i principali elementi dell'impianto fotovoltaico.

2.1 La radiazione solare

La radiazione solare rappresenta l'energia elettromagnetica prodotta dalla fusione nucleare dell'idrogeno, irradiata dal nocciolo centrale del sole.

Il nucleo del Sole è composto prevalentemente da idrogeno: poiché la temperatura è all'incirca di 16 milioni di gradi centigradi e la pressione supera i 500 miliardi di atmosfere, gli atomi di idrogeno non possono restare integri e si separano in neutroni e protoni. L'energia termica è talmente alta che, quando due protoni si incontrano casualmente, vincono per effetto tunnel la repulsione elettrica tra cariche dello stesso segno e si fondono per formare un nucleo di elio (figura 2.1). L'energia liberata da una reazione di fusione, che si presenta sotto forma di fotoni gamma, è di 26,7 MeV e, poiché ogni secondo vengono

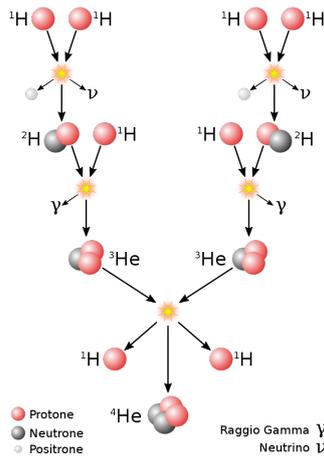


Figura 2.1: Fusione nucleare

convertite 594 milioni di tonnellate di idrogeno, la potenza emessa istantaneamente dal sole è di circa 383×10^{24} W.

La **costante solare** rappresenta l'energia solare per unità di tempo incidente su una superficie unitaria orientata in direzione ortogonale alla radiazione e posta al di fuori dell'atmosfera terrestre, come mostrato in figura 2.2. Il valore della costante solare è quindi pari a:

$$C_s = \frac{P_s}{4\pi R_{st}^2} = 1367 \frac{W}{m^2}$$

dove P_s è la potenza emessa istantaneamente dal sole, mentre R_{st} è la distanza media Terra-Sole ed è pari ad una unità astronomica (150 Mkm).

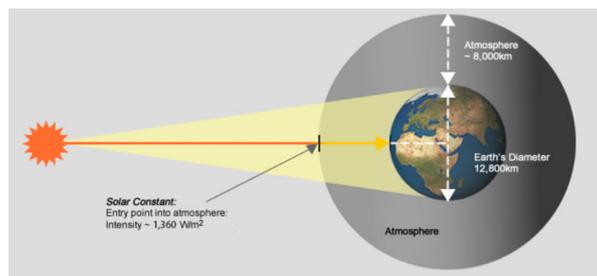


Figura 2.2: La costante solare

Questo valore in realtà non è propriamente costante, ma può avere una variazione di circa il 5 % a causa dell'orbita della Terra che è ellittica e non circolare, della presenza di macchie solari e del ciclo solare, ovvero il periodo, lungo in media 11 anni, che intercorre tra una fase di minimo (o massimo) dell'attività solare e la successiva.

Oltre all'energia totale contenuta nello spettro solare, è possibile considerare anche la distribuzione spettrale della radiazione (figura 2.3), ovvero la densità di potenza in funzione della lunghezza d'onda della radiazione, la cui area rappresenta il valore della costante solare. Si parla di distribuzione spettrale perché i fotoni gamma, rilasciati durante

la fusione dell'idrogeno, vengono assorbiti da altri atomi presenti nel nucleo del sole i quali emetteranno fotoni con uno spettro più ampio.

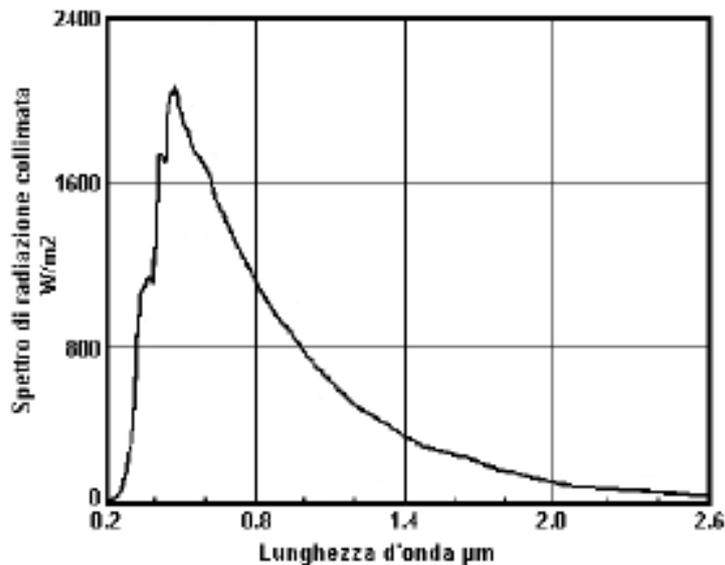


Figura 2.3: Distribuzione spettrale della radiazione solare

A causa della presenza dell'atmosfera, non è possibile però sfruttare tutta l'energia proveniente dal Sole. La radiazione solare può essere infatti distinta in:

- **radiazione collimata o diretta:** radiazione proveniente dal Sole senza aver subito alcuna deviazione, che colpisce una superficie con un unico angolo di incidenza;
- **radiazione diffusa:** radiazione proveniente dal Sole e la cui direzione ha subito un processo di riflessione o diffusione da parte dell'atmosfera; può colpire quindi una superficie con angoli differenti;
- **radiazione riflessa:** radiazione proveniente dal sole e riflessa dalla superficie terrestre. La frazione di radiazione riflessa rispetto a quella totale è indicata dal coefficiente di **albedo**, il quale dipende fortemente dal tipo di superficie considerata.

L'intensità della radiazione diretta dipende dal suo angolo di inclinazione (**angolo zenitale** β): più questo è grande, maggiore è lo strato d'aria che la radiazione deve attraversare e quindi il numero di ostacoli che incontra. Si definisce quindi il concetto di **massa d'aria** (AM) che rappresenta il percorso della radiazione in atmosfera misurato considerando come unitario (AM1) il percorso verticale a livello del mare (figura 2.4). Per piccoli angoli di inclinazione vale:

$$AM = \frac{1}{\cos(\beta)}$$

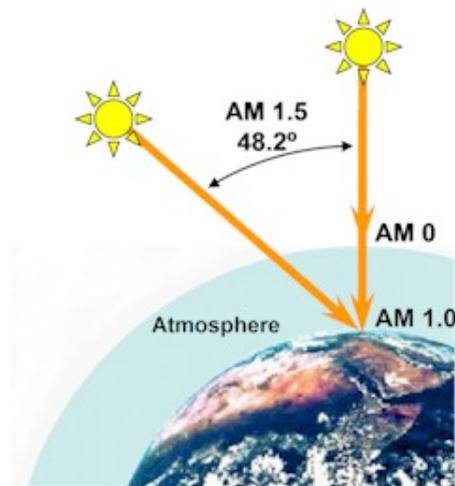


Figura 2.4: Massa d'aria

Per convenzione si considera AM0 per superfici fuori dall'atmosfera terrestre dove l'energia incidente coincide quindi con la costante solare.

In condizioni ottimali, considerando cielo sereno e AM1 (Sole allo zenit), si ha una radiazione al suolo di 1000 W/m^2 anziché di 1367 W/m^2 dovuto all'assorbimento atmosferico. Come è possibile osservare in figura 2.5, la distribuzione spettrale per AM1 ha un'area inferiore e presenta delle buche dovute a diversi componenti dell'atmosfera che assorbono radiazioni con differenti lunghezze d'onda.

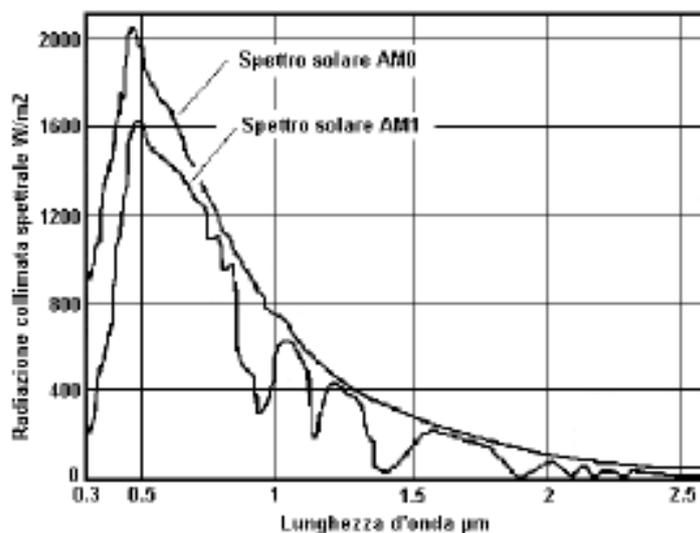


Figura 2.5: Distribuzione spettrale della radiazione solare per AM0 ed AM1

Per definire la potenza di targa delle celle fotovoltaiche in condizioni standard, la norma **CEI 82-3** considera lo spettro AM1.5, il quale corrisponde ad un'inclinazione dei raggi solari di 48.2° .

La potenzialità energetica di una certa località viene espressa attraverso l'**insolazione media annua**, la quale rappresenta la quantità di energia solare che incide su una superficie

di 1 m^2 nell'arco di un anno. Questa grandezza viene spesso misurata in **ore annue di insolazione equivalente**, ovvero il numero di ore di insolazione nell'arco di un anno riportate alla condizione di irraggiamento nominale (1000 W/m^2). Per ricavare l'insolazione media annua si utilizzano mappe isoradiative, come quella mostrata in figura 2.6, in cui sono riportati i valori di **irraggiamento** espresso in $\text{kWh/m}^2/\text{giorno}$. L'irraggiamento è influenzato dalle condizioni climatiche locali e dipende dalla latitudine del luogo: esso cresce avvicinandosi all'equatore mentre decresce verso i poli.

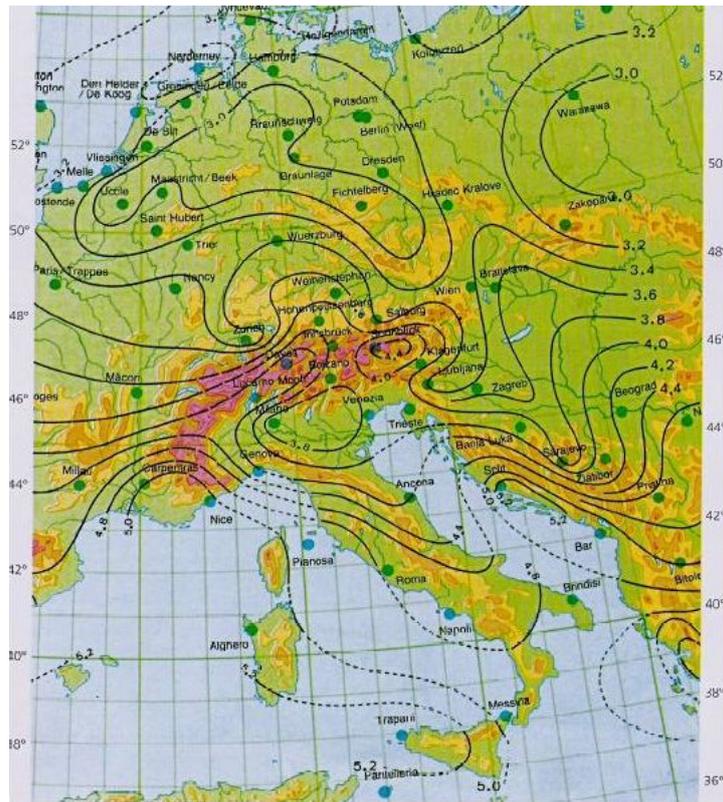


Figura 2.6: Mappa italiana dell'irraggiamento medio giornaliero

2.2 La tecnologia fotovoltaica

2.2.1 Principi chimico-fisici

L'effetto fotovoltaico è un effetto microscopico: per capire il suo funzionamento è necessario quindi introdurre alcuni concetti come il **modello a bande**, la **teoria della conduzione** e la **giunzione pn**. Tutti questi concetti sono infatti di rilevante importanza per i materiali semiconduttori, come ad esempio il silicio, i quali risultano attualmente i più utilizzati nel campo fotovoltaico.

Il modello a bande

Il modello a bande può essere applicato solamente a materiali cristallini, in cui sono presenti atomi vicini ed uguali tra loro, e non a materiali amorfi. In un atomo isolato gli elettroni si trovano all'interno di orbitali atomici, ognuno dei quali caratterizzato da una combinazione di **numeri quantici differenti**, in modo da non violare il **Principio di esclusione di Pauli**. L'ultimo orbitale a contenere almeno un elettrone è detto **orbitale di valenza**, mentre il primo orbitale a non contenere nemmeno un elettrone è detto **orbitale di conduzione**. All'interno di un solido, in cui sono presenti miliardi di atomi con gli stessi livelli energetici, gli orbitali si deformano in modo da variare leggermente i propri livelli energetici ed evitare di violare il Principio di esclusione di Pauli (pur avendo gli stessi numeri quantici). Il singolo livello si separa in differenti stati andando a formare un intervallo: poiché i valori di energia sono troppo simili per poterli distinguere sperimentalmente è possibile considerare i diversi livelli energetici come una banda continua. Così come per gli orbitali è possibile parlare di banda di valenza e banda di conduzione: nei materiali conduttori i livelli energetici sono talmente vicini da avere le due bande sovrapposte, mentre nei materiali semiconduttori ed isolanti è presente un gap energetico tra i due livelli. Non essendo presenti livelli energetici all'interno del gap, gli elettroni devono saltare da una banda all'altra e per fare ciò è necessaria una certa energia. Il valore di questa energia permette di distinguere i materiali in semiconduttori, se il gap è sufficientemente ridotto, ed isolanti, se il gap è elevato (figura 2.7).

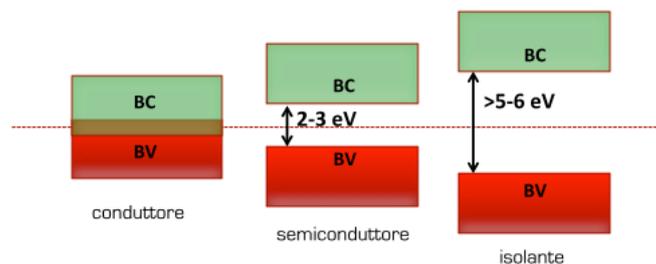


Figura 2.7: Distinzione tra materiali conduttori, semiconduttori ed isolanti

Il semiconduttore attualmente più utilizzato per la costruzione di celle fotovoltaiche è il silicio cristallino, a causa del suo basso costo e della sua diffusione. Ogni atomo di silicio è costituito da 14 elettroni, di cui 4 sono elettroni di valenza (figura 2.8), i quali permettono di formare legami covalenti con altri 4 atomi di silicio.

La teoria della conduzione nei semiconduttori

Gli elettroni nella banda di valenza di un semiconduttore non partecipano alla conduzione in quanto sono delocalizzati a livello atomico, ma non a livello molecolare. Affinché si possa avere la conduzione, è necessario che ad un elettrone venga fornita energia sufficiente per compiere il salto fino alla banda di conduzione: applicando un campo elettrico, l'elettrone

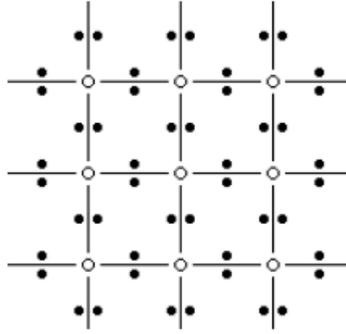


Figura 2.8: Struttura atomica del silicio cristallino

in banda di valenza sarà libero di muoversi generando quindi una corrente elettrica. Per ogni elettrone passato in banda di conduzione, resta nella banda di valenza una **lacuna**, ovvero una particella fittizia con carica positiva, la quale si muoverà in direzione opposta al campo elettrico, partecipando anch'essa alla conduzione. Elettroni e lacune sono detti **portatori intrinseci** e la loro formazione dovuta all'agitazione termica è regolata dalla **Legge di Boltzmann**:

$$n = n_0 \exp\left(-\frac{E_g}{kT}\right)$$

dove:

- n : numero di elettroni eccitati (a cui corrisponde un numero uguale di lacune p);
- n_0 : numero iniziale di elettroni;
- E_g : gap energetico;
- T : temperatura espressa in kelvin;
- k : **costante di Boltzmann** pari a $1,38 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$.

La densità di corrente dei portatori intrinseci è legata, oltre che al campo elettrico esterno, alla loro mobilità, la quale risulta essere maggiore per gli elettroni:

$$\begin{cases} J_n = en_n\mu_n E \\ J_p = ep_p\mu_p E \end{cases}$$

con $\mu_n \simeq 1400 \text{ cm}^2/V_s$ mobilità degli elettroni e $\mu_p \simeq 450 \text{ cm}^2/V_s$ mobilità delle lacune.

Poiché il numero di portatori intrinseci così generati è estremamente ridotto, per migliorare la conduzione si ricorre ai **portatori estrinseci**. Questi vengono ottenuti mediante **drogaggio** dei semiconduttori, aggiungendo cioè elementi estranei alla matrice, i quali vanno a modificare il comportamento elettrico del semiconduttore. Si può, ad

esempio, aggiungere agli atomi di silicio un atomo di fosforo in cui è presente un elettrone di valenza in più, come mostrato in figura 2.9; questo elettrone genera quindi un nuovo livello energetico isolato (e non una banda, essendo gli atomi di fosforo pochi e lontani tra di loro) poco al di sotto della banda di conduzione: fornendo un piccolo eccesso di energia l'elettrone si porterà in banda di conduzione, aumentando il numero di portatori di carica negativi (**drogaggio di tipo n**).

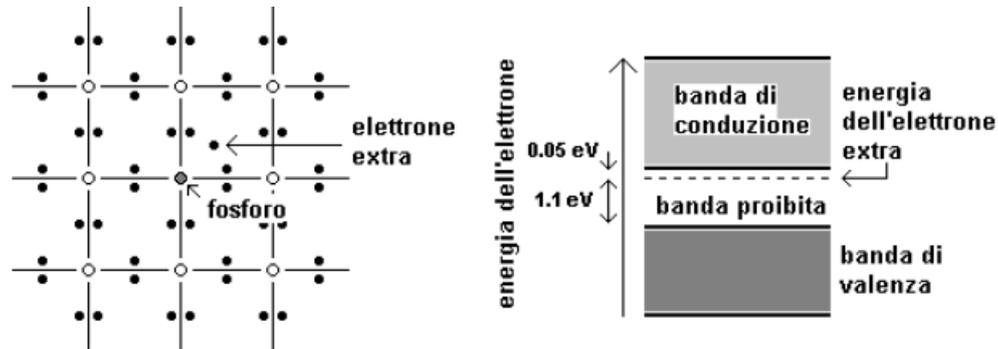


Figura 2.9: Drogaggio di tipo n del silicio

Andando invece ad aggiungere al silicio un atomo di boro, che presenta 3 elettroni di valenza invece che 4, si avrà una lacuna al di sopra della banda di valenza (figura 2.10): anche in questo caso basterà un piccolo eccesso di energia per portare un elettrone dalla banda di valenza al nuovo livello formato. La lacuna generata in banda di valenza potrà quindi partecipare alla conduzione come portatore positivo, per cui si parla di **drogaggio di tipo p**.

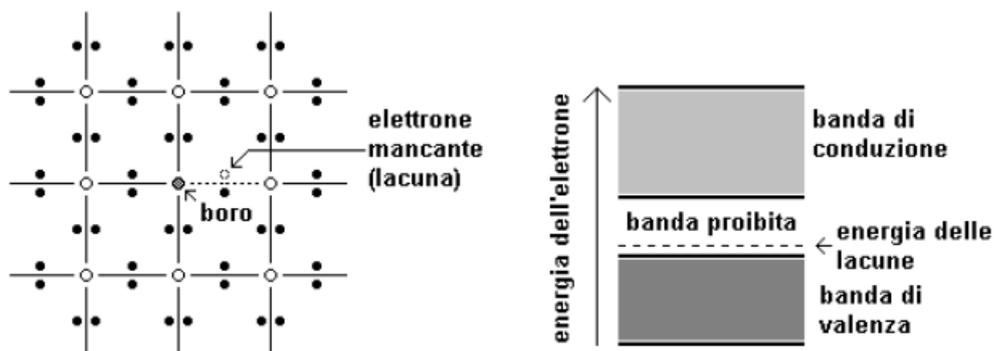


Figura 2.10: Drogaggio di tipo p del silicio

Le quantità di elementi droganti utilizzate sono, in termini percentuali, bassissime: si parla per l'appunto di impurità elettroniche in quanto queste sono in grado di modificare le proprietà elettroniche ma non le proprietà chimiche del semiconduttore. I drogaggi più bassi che si usano, al limite del silicio intrinseco, sono dell'ordine di 10^{13} atomi/cm³, i più elevati, al limite del silicio degenere, sono dell'ordine di 10^{20} atomi/cm³. Queste concentrazioni sono da confrontare con il numero di atomi di silicio in un centimetro cubo

di materiale, che è circa 5×10^{22} . I due tipi di materiale sono macroscopicamente neutri, in quanto ad ogni elettrone corrisponde comunque una lacuna.

Giunzione p-n

Il principio su cui si basa il funzionamento delle celle fotovoltaiche al silicio cristallino è quello della **giunzione p-n**. Questa si ottiene andando a sovrapporre due strati di silicio rispettivamente drogati tipo p ed n, i quali, come detto in precedenza, sono macroscopicamente neutri. Sia gli elettroni liberi sia le lacune, a causa della concentrazione non uniforme, tendono a muoversi nel verso opposto a quello del gradiente di concentrazione: le lacune migrano dalla regione p a quella n, mentre gli elettroni liberi da quella n a p; si parla in questo caso di **corrente maggioritaria**. Gli elettroni che diffondono nella regione p si ricombinano con le lacune in prossimità delle giunzione e viceversa: si generano quindi una zona con densità di carica negativa in p ed una con densità di carica positiva in n (**regione di svuotamento**) e quindi un campo elettrico (figura 2.11). La migrazione di carica si interrompe quando la forza del campo elettrico (barriera di potenziale) è uguale ed opposta alla forza di migrazione. Il campo elettrico interno favorisce invece il moto delle cariche che si generano a causa dell'eccitazione termica: elettroni liberi della regione p a quella n e lacune dalla regione n a quella p danno vita alla **corrente minoritaria**.

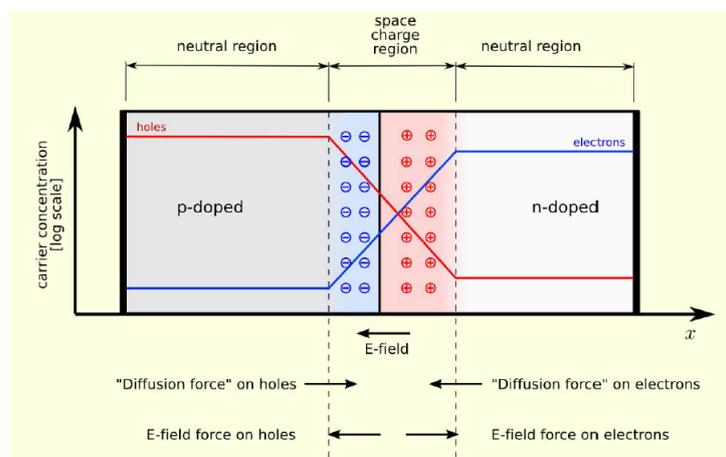


Figura 2.11: Giunzione pn

Applicando una differenza di potenziale esterna si provoca la variazione della barriera di potenziale:

- se il terminale positivo della sorgente elettrica è connesso allo strato p della giunzione (polarizzazione diretta), l'altezza della barriera di potenziale si riduce provocando un aumento della corrente maggioritaria;
- se il terminale positivo è connesso allo strato n (polarizzazione inversa), l'altezza della barriera aumenta e nel circuito circola solo la corrente minoritaria.

L'intensità della corrente minoritaria dipende solo dall'interazione termica delle cariche e non dal valore della barriera di potenziale, per cui resta costante indipendentemente dal tipo di polarizzazione.

Il comportamento descritto è quello di un **diodo**, la cui caratteristica elettrica può essere osservata in figura 2.12. Si nota quindi come la caratteristica tensione-corrente sia di tipo non lineare: se la tensione applicata è negativa il diodo è interdetto e viene attraversato da una piccola corrente inversa, la quale dipende dal drogaggio, dal tipo di semiconduttore e dalle dimensioni, mentre se la tensione è positiva la corrente cresce esponenzialmente.

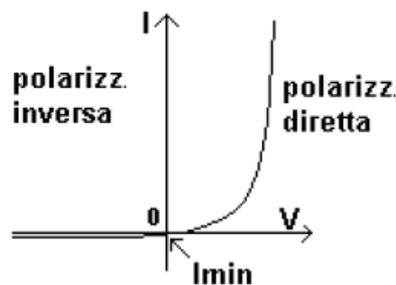


Figura 2.12: Caratteristica elettrica di un diodo

L'effetto fotovoltaico

Il comportamento della giunzione p-n si modifica quando questa è sottoposta alla radiazione luminosa: i fotoni che compongono la radiazione possono essere riflessi, assorbiti oppure possono attraversarla. Un fotone che viene assorbito dalla giunzione cede ad essa la sua energia:

$$E = h\nu$$

dove $h = 6.63 \times 10^{-34} Js$ è la **Costante di Planck**, mentre ν è la frequenza del fotone.

Se l'energia ceduta alla giunzione è superiore al gap energetico del semiconduttore, oltre ad aumentare l'agitazione termica degli atomi, si genera una coppia elettrone-lacuna andando a rompere un legame covalente. Se la coppia viene prodotta all'interno della regione di svuotamento, in cui è presente il campo elettrico, l'elettrone e la lacuna si muovono in direzione opposta, rispettivamente verso catodo e anodo. Nel caso in cui anodo e catodo siano connessi ad un carico esterno, il moto di elettroni e lacune costituisce una corrente che si richiude e cede ad esso una potenza elettrica (figura 2.13).

È bene osservare come l'intensità di radiazione influenzi solamente l'intensità del flusso elettronico emesso, mentre l'energia ceduta agli elettroni dipende solamente dalla frequenza del fotone incidente. Questo è il motivo per cui solamente una parte dello spettro solare

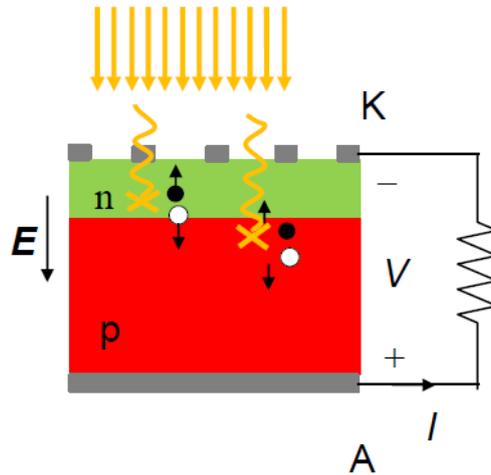


Figura 2.13: Effetto della radiazione sulla giunzione pn con carico connesso

può essere convertito in energia elettrica, mentre la parte restante tende a riscaldare la cella.

2.2.2 Caratteristiche della cella

In questa sezione si farà riferimento alla struttura ed al funzionamento di una cella fotovoltaica di prima generazione, caratterizzata dall'utilizzo di film spessi di silicio mono e policristallino. Per una breve panoramica sulle nuove tecnologie si rimanda invece alla sezione 2.4.

Struttura della cella

In figura 2.14 è mostrato un tipico esempio di struttura di cella fotovoltaica. Gli elementi costitutivi principali sono i seguenti:

- contatto superiore: permette di raccogliere gli elettroni liberati dalla radiazione ed effettuare il collegamento al carico elettrico; generalmente è formato da una griglia metallica in modo da ridurre al minimo l'ingombro al di sopra del materiale semiconduttore;
- rivestimento anti-riflesso: protegge la superficie e riduce la riflessione al fine di massimizzare la radiazione assorbita dal semiconduttore;
- strato di silicio n: la parte superiore è più sottile in modo da permettere alla radiazione di raggiungere più facilmente la giunzione pn;
- strato di silicio p: è più spesso in modo da migliorare l'assorbimento della radiazione;
- contatto posteriore: permette la richiusura del circuito elettrico.

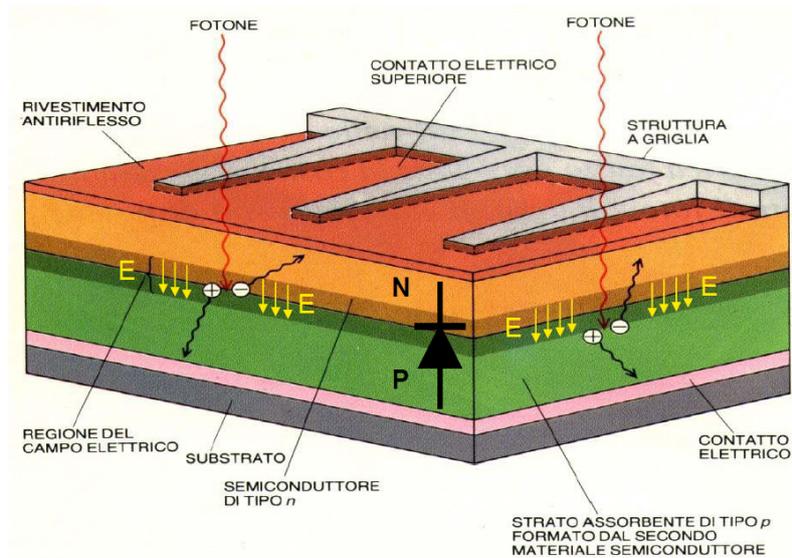


Figura 2.14: Struttura tipica di una cella fotovoltaica

In alcuni casi può essere presente al di sotto del vetro anche uno strato di **etilene vinil acetato (EVA)**, un copolimero termoplastico che resiste alla radiazione rimanendo trasparente e garantendo un'ulteriore protezione da agenti atmosferici come acqua o umidità.

Caratteristica elettrica e circuito equivalente

Come visto nella sezione 2.2.1, la cella fotovoltaica può essere assimilata ad un diodo di grande superficie. Quando è sottoposta alla radiazione solare, il comportamento della cella si modifica andando a funzionare da generatore: la corrente circola in direzione opposta e la caratteristica del diodo trasla verso il basso come mostrato in figura 2.15

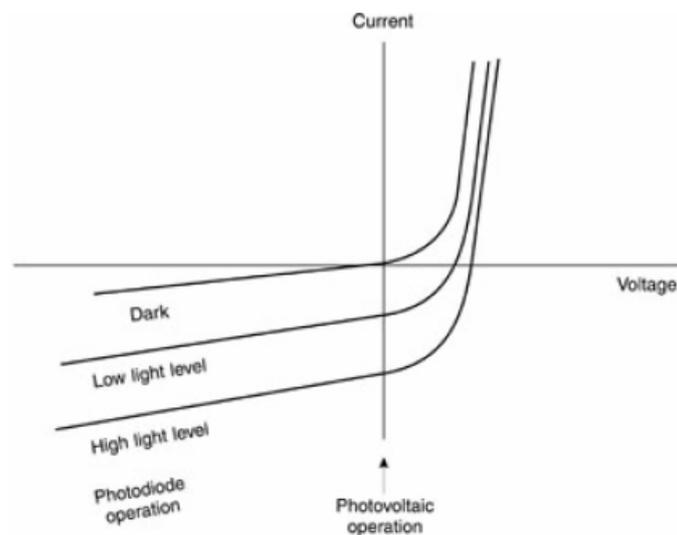


Figura 2.15: Caratteristica elettrica della cella fotovoltaica sottoposta alla radiazione solare

Dato che la cella deve funzionare da generatore si preferisce orientare la corrente positiva dal catodo verso l'anodo (invece che dall'anodo verso il catodo) andando a modificare la caratteristica elettrica come mostrato in figura 2.16.

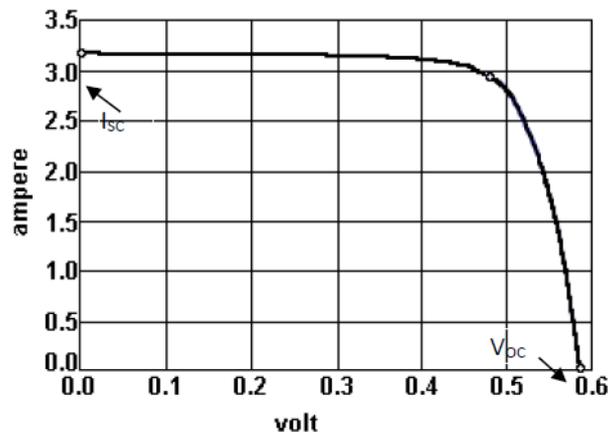


Figura 2.16: Caratteristica elettrica della cella fotovoltaica come generatore

La **corrente di cortocircuito** (I_{sc}) è il valore di corrente che si ha quando la tensione ai capi della cella è nulla, ovvero quando questa è collegata ad un carico con resistenza uguale a zero, mentre la **tensione a vuoto** (V_{oc}) si ha per un carico con resistenza infinita e quindi con corrente nulla.

Dalla caratteristica mostrata in precedenza (figura 2.15) si può notare come al di sopra di un certo valore di tensione, quella a vuoto appunto, la cella inizia ad assorbire corrente invece di erogarla. Questo comportamento può essere giustificato se si considera il circuito equivalente della cella formato da un generatore di corrente ideale e da un diodo in antiparallelo (figura 2.17).

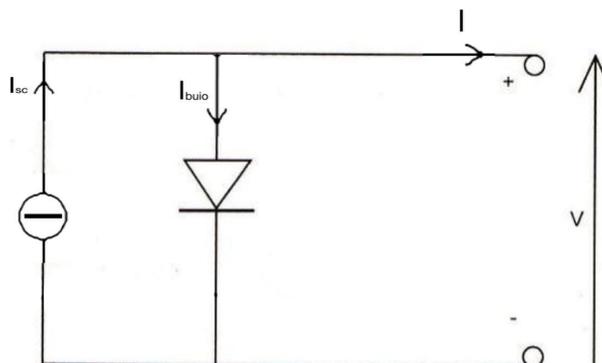


Figura 2.17: Circuito equivalente della cella in condizioni ideali

La corrente assorbita dal diodo, detta **corrente di buio**, è pari a:

$$I_{buio}(V) = I_0 \left(e^{\frac{qV}{nkT}} - 1 \right) = I_0 \left(e^{\frac{qV}{V_T}} - 1 \right)$$

dove $V_T = \frac{nkT}{q}$ è la **tensione termica**, funzione della temperatura in kelvin (T) e di un parametro adimensionale tipico del cristallo (n), mentre I_0 è la **corrente di saturazione inversa** del diodo e coincide con la corrente minoritaria vista per la giunzione pn.

La corrente risultante vista dall'esterno della cella è funzione della corrente di buio e della fotocorrente (I_{sc}) associata al generatore ideale e vale:

$$I(V) = I_{sc} - I_{buio} = I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{nkT}} - 1 \right)$$

È possibile quindi calcolare il valore di tensione per cui la corrente si annulla (tensione a circuito aperto) come:

$$I(V) = 0$$

$$I_{sc} = I_0 \left(e^{\frac{qV}{nkT}} - 1 \right)$$

$$\ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right) = \frac{qV}{nkT}$$

$$V = V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right)$$

Quanto detto fin'ora si riferisce ad un comportamento ideale della cella fotovoltaica, mentre nella realtà è necessario andare ad inserire due resistenze all'interno del circuito equivalente per tenere in considerazione i fattori di perdita presenti, come mostra la figura 2.18.

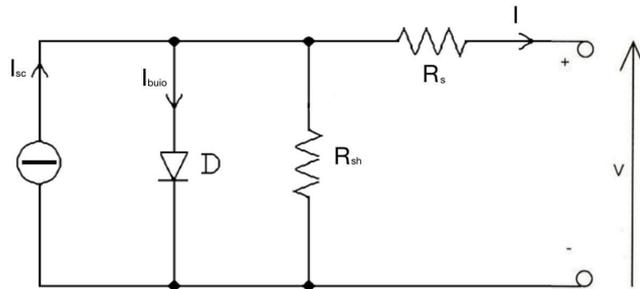


Figura 2.18: Circuito equivalente reale della cella

Si ha una **resistenza serie** (R_s) dovuta alla presenza dei contatti e dei collegamenti elettrici, il cui effetto sulla caratteristica elettrica è mostrato in figura 2.19: il punto in cui

il diodo inizia a condurre viene anticipato ad un valore di tensione inferiore, portando ad una diminuzione della corrente erogata.

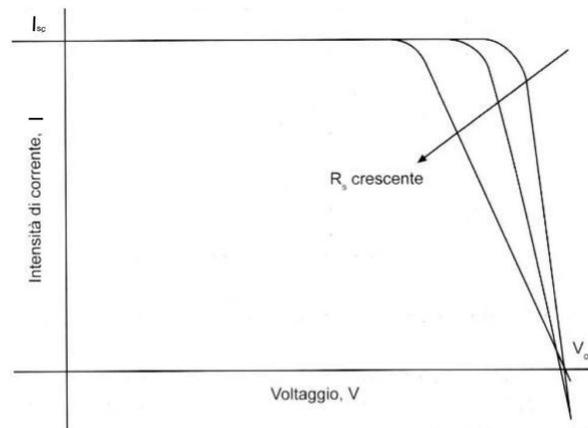


Figura 2.19: Effetto della resistenza serie sulla caratteristica elettrica della cella

È presente poi una **resistenza parallelo** (R_{sh}) legata ai fenomeni di leakage, ovvero al drenaggio di corrente al di fuori del circuito principale; il valore di questa resistenza è fortemente legato all'integrità dello stato in EVA: se viene danneggiato la resistenza cala e cala quindi anche la corrente erogata, come mostrato in figura 2.20.

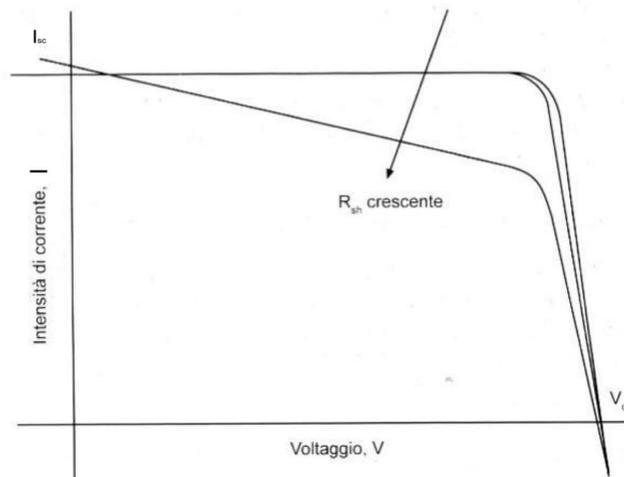


Figura 2.20: Effetto della resistenza parallelo sulla caratteristica elettrica della cella

Andando a considerare l'effetto delle resistenze, poiché il circuito si modifica, l'espressione della corrente erogata diventa la seguente:

$$I(V) = I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{V + IR_s}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

Valori tipici ed effetto delle condizioni esterne

Per quanto riguarda una cella al silicio cristallino, i valori tipici dei parametri che la caratterizzano sono i seguenti:

- $I_{sc} \simeq 5 \div 10 \text{ A/dm}^2$;
- $V_{oc} \simeq 0,5 \text{ V}$;
- $R_s \simeq 1 \div 10 \text{ m}\Omega$;
- $R_{sh} \simeq 0,3 \div 0,6 \text{ }\Omega$.

I parametri della cella fotovoltaica sono influenzati principalmente da due fattori esterni: l'intensità della radiazione solare e la temperatura della cella.

Come mostrato in figura 2.21, al calare dell'irraggiamento si ha una diminuzione sostanziale della corrente di cortocircuito mentre la tensione a vuoto cala di poco.

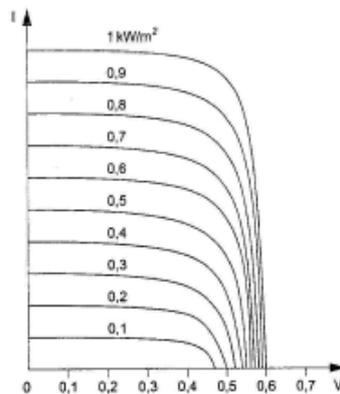


Figura 2.21: Effetto dell'intensità di radiazione sulla caratteristica elettrica della cella

La tensione a vuoto è invece fortemente influenzata dalla temperatura della cella: se questa aumenta la tensione si riduce fortemente ($-0,5\%$ per ogni grado centigrado), mentre la corrente di cortocircuito rimane sostanzialmente invariata (figura 2.22).

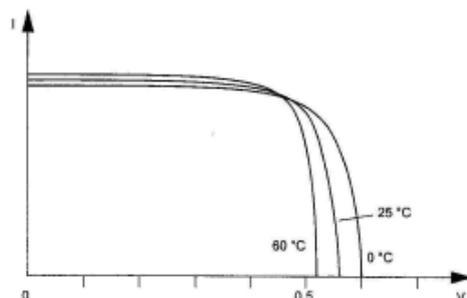


Figura 2.22: Effetto della temperatura sulla caratteristica elettrica della cella

Potenza di una cella e maximum power point

A partire dalla caratteristica di tensione e corrente della cella è possibile ricavare l'andamento della potenza. Come si può osservare in figura 2.23, la potenza varia al variare di tensione e corrente ed esiste un solo punto di massimo della caratteristica detto **maximum power point (MPP)**. Risulta evidente che, al fine di estrarre dalla cella la massima potenza possibile, è necessario lavorare con valori di tensione e corrente ben definiti (generalmente $V_{mpp} \simeq 0,8 V_{oc}$ e $I_{mpp} \simeq 0,9 I_{sc}$).

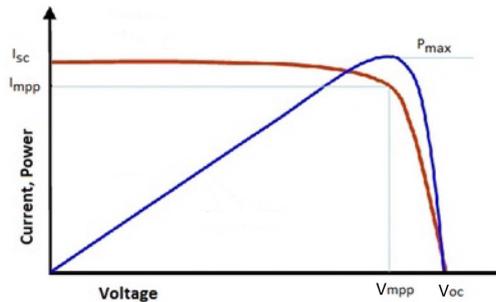


Figura 2.23: Caratteristica di potenza di una cella fotovoltaica

Poiché, come visto nel paragrafo precedente, la tensione a vuoto e la corrente di cortocircuito variano in funzione delle condizioni ambientali esterne, anche il valore di potenza massima sarà sottoposta a queste variazioni. Per variare tensione e corrente inseguendo il MPP si utilizzano algoritmi detti **maximum power point tracking (MPPT)**. I dispositivi di inseguimento effettuano generalmente un controllo in tensione (ritenuto più stabile rispetto a quello in corrente) attraverso l'utilizzo di inverter o di gruppi di conversione statica.

Gli algoritmi MPPT si possono distinguere in due categorie principali:

- metodi in catena aperta: si basano su una previsione e non richiedono, durante il funzionamento, la misura della potenza uscente; questo tipo di metodi necessitano di un minor sforzo computazionale e di un minor costo dei sensori, ma presentano lo svantaggio di essere meno stabili, per cui raramente si raggiungerà il reale MPP.
- metodi in catena chiusa: sfruttano l'utilizzo di sensori per misurare online i valori di corrente e tensione (e quindi di potenza) permettendo di variare opportunamente il punto di lavoro, attraverso una retroazione.

Un esempio di metodo in catena aperta è dato dal **metodo open voltage** mentre, per quanto riguarda i metodi in catena chiusa, i più utilizzati sono il **perturbe and observe** ed il **ripple correlation control**.

Rendimento di una cella

Le prestazioni di una cella dipendono principalmente dalle condizioni climatiche. Per questo motivo per avere un confronto equo tra diverse celle è necessario fissare delle condizioni standard (**STC**):

- radiazione perpendicolare di 1000 W/m^2 ;
- temperatura di $25 \text{ }^\circ\text{C}$;
- massa d'aria AM1.5.

Il rendimento di conversione di una cella fotovoltaica è quindi definito come:

$$\eta = \frac{P_{max}}{1000A_{cella}}$$

dove P_{max} rappresenta la potenza erogata dalla cella in condizioni standard espressa in watt ed A_{cella} rappresenta la superficie della cella in m^2 .

Il rendimento delle celle al silicio policristallino si attesta intorno al $16 \div 17 \%$, mentre per le celle al silicio monocristallino è possibile arrivare fino al 21% . Il limite teorico per le celle di prima generazione è di circa il 30% , valore che aumenta di molto per le generazioni successive attualmente in sviluppo, come si vedrà nella sezione 2.4. I fattori che limitano l'efficienza sono molteplici e possono essere sia di natura fisica sia dovuti alla costruzione delle celle. In primo luogo occorre considerare che i fotoni incidenti su una cella non possiedono tutti la stessa energia: solo una parte dello spettro solare possiede una lunghezza d'onda, e quindi un'energia, tale da riuscire a rompere il legame tra elettrone e nucleo e permettere il salto in banda di conduzione. In particolare, per il silicio cristallino, il cui energy gap è circa di $1,12 \text{ eV}$, è necessaria una lunghezza d'onda tra $0,7$ e $1,1 \mu\text{m}$, la quale corrisponde a fotoni vicini all'infrarosso. È bene considerare inoltre che i fotoni non devono avere energia troppo elevata rispetto all'energy gap, per evitare di disperderla in calore, andando ad aumentare la temperatura della cella e peggiorandone le prestazioni. Un altro fattore da tenere in considerazione è dato dalla riflessione dei fotoni stessi: nonostante questi possiedano la giusta quantità di energia, non è detto che riescano ad interagire con gli atomi di silicio in quanto possono essere riflessi dalla superficie stessa della cella oppure dalla griglia metallica che svolge il ruolo di contatto elettrico. Proprio questi contatti rappresentano un ulteriore fattore di perdita a causa dell'interfaccia che si forma col silicio, la quale genera resistenze parassite, riducendo la potenza trasferita al carico. Sono presenti infine, all'interno della cella, fenomeni di ricombinazione di carica che contribuiscono a ridurre l'efficienza: una parte delle coppie elettrone-lacuna, generate in seguito all'assorbimento dei fotoni, può incontrare cariche di segno opposto nel percorso tra il punto di generazione e la giunzione, andando quindi a ricombinarsi.

Un secondo parametro utilizzato per esprimere la qualità di una cella è il fattore di riempimento o **fill factor (FF)**. Questo viene definito come il rapporto tra la massima potenza disponibile (figura 2.24, rettangolo A) ed il prodotto tra la tensione a vuoto e la corrente di cortocircuito (figura 2.24, rettangolo B):

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc}I_{sc}} = \frac{V_{mpp}I_{mpp}}{V_{oc}I_{sc}}$$

Poiché il fill factor rappresenta il rapporto tra i due rettangoli mostrati in figura, tanto più questi sono simili tanto più sarà elevata la qualità costruttiva della cella permettendole di avvicinarsi alla potenza massima teorica. Il suo valore non cambia sostanzialmente a causa delle condizioni ambientali, mentre è fortemente influenzato dai valori di resistenza serie e parallelo rappresentati nel circuito equivalente. Per le celle ai silicio cristallino il valore è generalmente compreso tra 0,6 e 0,8.

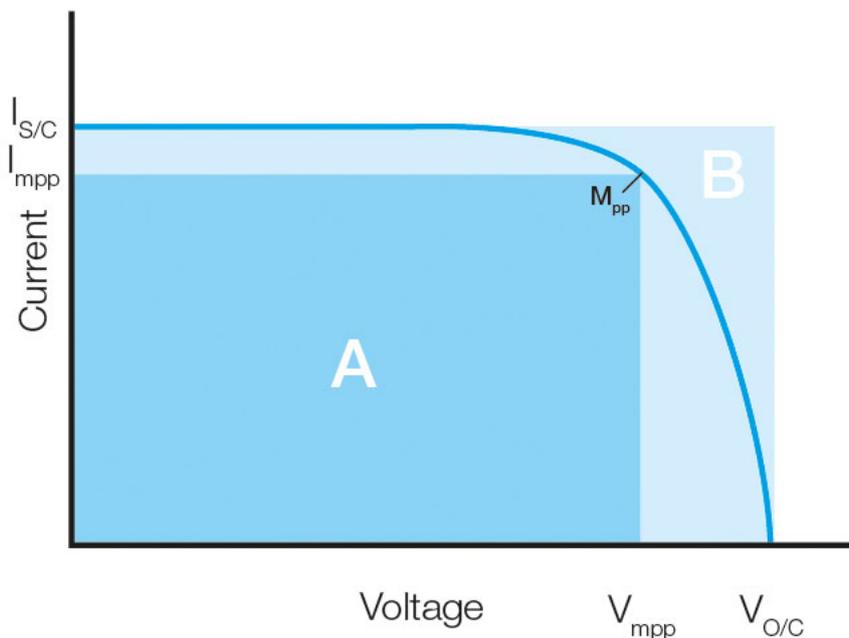


Figura 2.24: Fill factor di un cella fotovoltaica

2.3 Impianti fotovoltaici

Dopo aver descritto i principi chimico-fisici alla base del funzionamento della cella fotovoltaica e le sue caratteristiche, verrà introdotto il campo fotovoltaico (detto anche generatore), ottenuto dalla combinazione di più celle. Il campo, insieme ad altri dispositivi elettrici, quali ad esempio trasformatori, inverter e sistemi di accumulo, costituisce l'impianto fotovoltaico.

2.3.1 Dalla cella al campo fotovoltaico

Al fine di poter introdurre il concetto di campo fotovoltaico è necessario descrivere i tipi di collegamento eseguibili tra due o più celle. Si parla in questo caso di:

- **collegamento in serie:** la tensione delle celle si somma mentre la corrente è la stessa per tutte le celle collegate;
- **collegamento in parallelo:** la tensione delle celle è la stessa mentre la corrente si somma.

È possibile quindi combinare in serie e parallelo le celle fotovoltaiche creando strutture più complesse, ottenendo le condizioni operative desiderate in termini di tensione e corrente, e quindi di potenza. La figura 2.25 permette di avere una panoramica sulle tipiche configurazioni utilizzate per raggiungere tali condizioni. Il collegamento di più celle in serie (generalmente tra 48 e 96) costituisce un **modulo**; andando a collegare in serie più moduli in una struttura comune si ottiene un **pannello**, il quale, se necessario, viene collegato in serie ad altri pannelli per formare una **stringa** (che può essere anche costituita direttamente dal collegamento di più moduli). Il collegamento in parallelo di più stringhe costituisce infine il **campo fotovoltaico**, il quale può arrivare a potenze dell'ordine di decine o centinaia di MW.

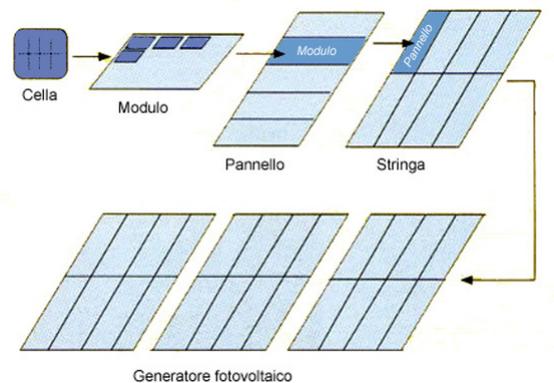


Figura 2.25: Dalla cella al campo fotovoltaico

Sovratensioni di origine atmosferica (norma CEI 82-25)

Quando si collegano più moduli in serie è importante ridurre le dimensioni della spira creata dai circuiti in continua, i quali sono spesso la causa di accoppiamenti induttivi con i campi elettromagnetici generati dai fulmini. Se possibile, è opportuno prevedere una disposizione dei moduli fotovoltaici e dei circuiti che li collegano tale da avere, all'interno di una stringa, anelli ad induzione invertita: grazie alla circolazione di correnti opposte le eventuali sovratensioni vengono compensate almeno parzialmente (figura 2.26).

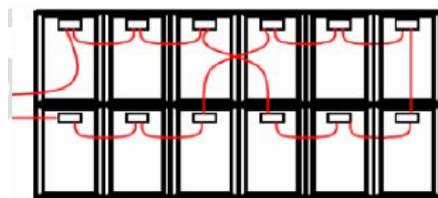


Figura 2.26: Collegamento corretto dei moduli in serie per evitare sovratensioni di origine atmosferica

Ombreggiamento

Un problema di fondamentale importanza relativo al collegamento delle celle o dei moduli è dato dall'ombreggiamento, il quale si traduce in una diminuzione dell'irraggiamento e, come visto in figura 2.21, in una traslazione verso il basso della caratteristica elettrica.

Quando si collegano in serie due o più celle (ma lo stesso discorso può essere riferito anche alla serie di più moduli), come detto in precedenza, queste sono attraversate dalla stessa corrente. Se però una delle due celle è ombreggiata, la corrente richiesta dal punto di lavoro potrebbe essere superiore alla corrente di cortocircuito di tale cella: come è possibile osservare in figura 2.27 l'intersezione tra la retta di carico e la caratteristica avviene per tensioni negative portando la cella ad assorbire potenza e a surriscaldarsi (fenomeno dell'**hotspot**).

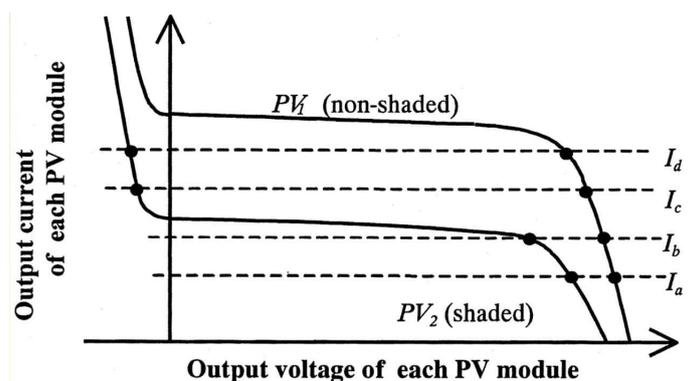


Figura 2.27: Fenomeno dell'hotspot

Per superare i problemi dell'irraggiamento non uniforme nel collegamento serie, si inserisce un **diodo di bypass** in antiparallelo alle celle. Quando la cella funziona da generatore il diodo non interviene essendo polarizzato in inversa, mentre se la cella viene oscurata, la tensione negativa che si sviluppa ai suoi capi lo polarizza in diretta, permettendo alla corrente di circolare attraverso il diodo ed escludendo tale cella.

L'effetto prodotto dalla presenza dei diodi di bypass si manifesta in una diminuzione della tensione della serie (si perde il contributo della cella esclusa) con una conseguente alterazione della caratteristica elettrica. Andando a considerare la caratteristica combinata di due celle, in cui una delle due è ombreggiata ed il diodo di bypass è polarizzato in

diretta (figura 2.28), si nota la presenza di due massimi per la potenza, i quali si trovano a potenza inferiore rispetto alla caratteristica originaria.

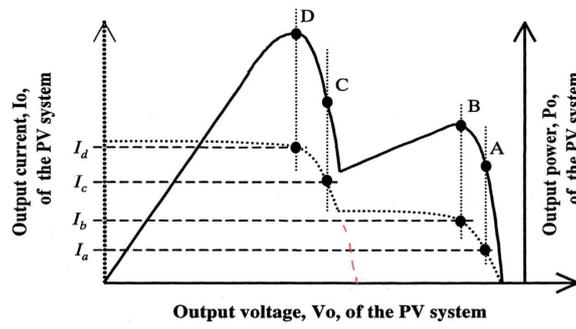


Figura 2.28: Effetto dei diodi di bypass sulla serie

Per garantire le migliori prestazioni del sistema sarebbe necessario inserire un diodo di bypass per ogni cella, ma al fine di ridurre i costi e la complessità si preferisce solitamente raggruppare più celle in serie sotto lo stesso diodo (generalmente 12 o 24).

Per quanto riguarda invece il collegamento in parallelo di più stringhe, anche in questo caso l'ombreggiamento di uno o più moduli può comportare conseguenze negative per il sistema. In particolare, se una delle stringhe presenta una tensione più bassa rispetto alle altre, questa si troverà ad assorbire corrente (figura 2.29): oltre a dissipare potenza si può avere il danneggiamento della stringa a causa di elevate sovracorrenti in inversa.

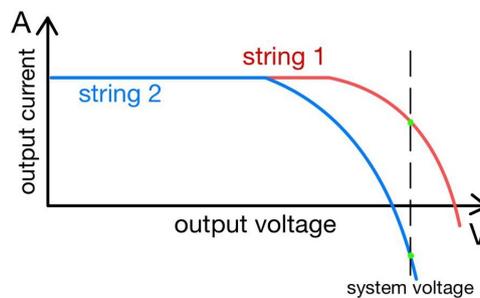


Figura 2.29: Ombreggiamento su stringhe in parallelo

Per superare questo inconveniente si possono utilizzare principalmente due dispositivi: il **diodo di blocco** oppure il **fusibile di stringa**. Il diodo di blocco non permette la circolazione di nessuna corrente inversa, ma ha lo svantaggio di introdurre una caduta di tensione permanente nella stringa durante la conduzione diretta. Il fusibile di stringa ha invece il vantaggio di non introdurre nessuna caduta di tensione, ma presenta due difetti: è progettato per interrompere solo elevate correnti in inversa (superiori alla corrente di cortocircuito per evitare l'intervento durante il funzionamento ordinario) e necessita di essere sostituito dopo il suo intervento.

2.3.2 Disposizione dei moduli

Per stabilire la disposizione dei moduli in grado di massimizzare la raccolta di energia è necessario definire per prima cosa due parametri fondamentali (figura 2.30):

- **angolo di tilt** (β): rappresenta l'inclinazione del modulo rispetto al piano orizzontale;
- **angolo di azimut** (γ): rappresenta l'orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, permette di misurare lo spostamento del piano rispetto all'orientazione verso sud (per i siti nell'emisfero settentrionale) o verso nord (per i siti nell'emisfero meridionale).

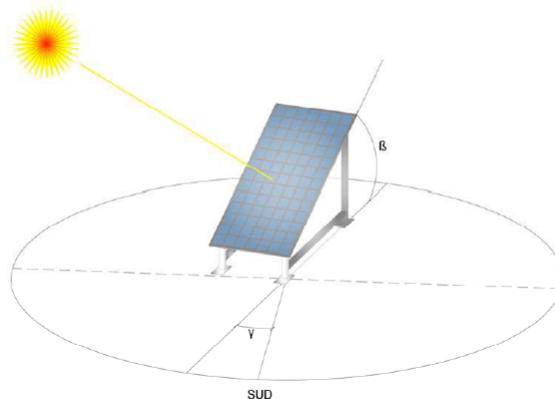


Figura 2.30: Angolo di tilt ed angolo di azimut

Dal punto di vista energetico, il principio progettuale normalmente utilizzato è quello di massimizzare l'assorbimento della radiazione solare annua disponibile, anche se in casi particolari potrebbe essere richiesto di privilegiare la produzione in determinati periodi dell'anno.

Per quanto riguarda l'Italia e gli altri paesi dell'emisfero settentrionale, l'orientazione ottimale è quella rivolta a sud, utilizzando quindi un azimut di 0 gradi. La scelta dell'angolo di tilt è invece legata alla latitudine del sito scelto: più questo si trova a nord e più sarà necessario aumentare l'inclinazione dei moduli. Per massimizzare la raccolta della radiazione durante l'anno, in Italia, si utilizzano quindi angoli compresi tra i 35 ed i 40 gradi, mentre se si vuole massimizzare la raccolta solo per i mesi estivi o invernali l'angolo si trova rispettivamente intorno a 30 o 60 gradi. Nel caso in cui si voglia ottimizzare anche la raccolta di radiazione riflessa, la quale è massima per $\beta = 0^\circ$, è possibile andare a ridurre leggermente l'angolo di tilt rispetto ai valori indicati in precedenza.

In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita i moduli, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel

caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa, al fine di non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

Nel caso di installazioni su superfici orizzontali, in cui è presente una maggiore libertà, si fa riferimento ai criteri progettuali descritti in precedenza. In questo caso, qualora non sia possibile disporre i moduli su un'unica fila, si ricorre alla disposizione in file parallele opportunamente distanziate; bisogna quindi determinare la distanza tra i filari in modo da non dar luogo a fenomeni di ombreggiamento. Tipicamente si considera corretta una spaziatura tale da non generare ombre in alcun punto dei moduli nelle ore centrali della giornata durante il solstizio invernale.

La distanza tra i filari (figura 2.31, d), misurata orizzontalmente tra le estremità corrispondenti di due filari adiacenti, che non induce ombreggiamento fra i filari adiacenti alle ore 12.00 del solstizio invernale, può essere determinata con calcoli trigonometrici, tramite la seguente formula:

$$\frac{d}{h} = \sin(\beta) \tan(23,5^\circ + \text{latitudine}) + \cos(\beta)$$

dove h è l'ampiezza del filare misurata secondo l'angolo di inclinazione dei moduli rispetto alla superficie orizzontale, come indicato in figura 2.31.

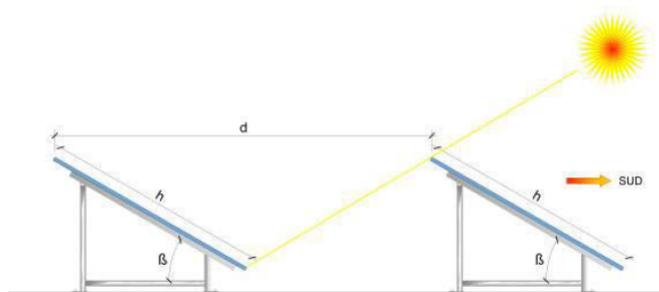


Figura 2.31: Riferimento per la corretta disposizione dei moduli su file parallele

Una ulteriore soluzione è quella di utilizzare **inseguitori solari** ovvero dispositivi meccanici ed automatici atti ad orientare favorevolmente i moduli fotovoltaici rispetto alla radiazione solare. Esistono due tipologie di inseguitori solari, **monoassiali** e **biassiali**, che vengono classificati in base agli assi considerati, alla metodologia meccanica di orientamento ed al comando elettronico.

Gli inseguitori solari monoassiali (figura 2.32) presentano migliori prestazioni rispetto rispetto ad un sistema fisso (aumento della produzione elettrica tra il 15 ed il 30 %) ed

inseguono la radiazione solare ruotando intorno ad un asse.



Figura 2.32: Inseguitori monoassiali di tilt, di rollio, di azimut e ad asse polare

In base all'orientamento dell'asse di rotazione si classificano in:

- **inseguitori di tilt:** ruotano intorno all'asse est-ovest, variando quindi l'inclinazione rispetto al terreno in modo che l'angolo di tilt risulti ottimale rispetto alla stagione. L'angolo di tilt infatti non varia solo rispetto alla latitudine ma dipende anche dall'altezza del Sole nel cielo, la quale varia durante l'anno. Questa operazione viene di solito eseguita manualmente due volte l'anno, grazie ad una montatura apposita che permette di abbassare o sollevare a mano i pannelli rispetto all'orizzonte;
- **inseguitori di rollio:** inseguono il Sole lungo il suo percorso quotidiano nel cielo, a prescindere dalla stagione, e dunque ruotando ogni giorno lungo un asse nord-sud parallelo al suolo, ignorando la variazione di altezza (giornaliera ed annua) del Sole sull'orizzonte. Tale tipo di inseguitore, che effettua una rotazione massima di $\pm 60^\circ$, risulta particolarmente adatto per i Paesi come l'Italia caratterizzati da basse latitudini, poiché in essi il percorso apparente del Sole è più ampio. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci, che con file di questi inseguitori si verificherebbero all'alba e al tramonto, viene impiegata la cosiddetta tecnica del **backtracking**: i moduli seguono il movimento del Sole solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale;
- **inseguitori di azimut:** ruotano intorno ad un asse verticale perpendicolare al terreno, ma senza variare l'inclinazione. I progetti che utilizzano questo tipo di inseguitori devono tener opportunamente conto degli ombreggiamenti per evitare

perdite di energia e per ottimizzare l'utilizzo del terreno. Tuttavia, l'ottimizzazione in caso di raggruppamento ravvicinato è limitata a causa della natura delle ombre che si creano nel corso dell'anno, perciò sono adatti solo in caso di spazi relativamente grandi. Il vantaggio di questi dispositivi è data da una maggiore produzione rispetto agli inseguitori di tilt e di rollio;

- **inseguitori ad asse polare:** inseguono le radiazioni solari ruotando intorno ad un asse parallelo all'asse di rotazione terrestre nord-sud riuscendo quindi a tenere il modulo circa perpendicolare al sole durante tutto l'arco della giornata. Questo tipo di inseguitori permettono di avere le migliori prestazioni tra gli inseguitori a singolo asse.

Gli inseguitori fotovoltaici biassiali garantiscono un aumento della produzione fino al 40 % e, rispetto ai monoassiali, presentano due assi di rotazione perpendicolari fra loro; in base alla differente orientazione si classificano in:

- **inseguitori di azimuth-elevazione:** presentano un asse parallelo al terreno ed uno verticale perpendicolare ad esso. Grazie a questa struttura inseguono il Sole utilizzando un sistema computerizzato che calcola la posizione nel cielo riuscendo a puntare in qualsiasi direzione;
- **inseguitori di tilt-rollio:** presentano asse primario parallelo al terreno ed asse secondario perpendicolare all'asse primario. Combinano il funzionamento degli inseguitori monoassiali di tilt e di rollio sfruttando la tecnica del backtracking per evitare le zone d'ombra all'alba e al tramonto.

Oltre alle differenze legate al numero di assi ed all'orientamento, gli inseguitori solari si distinguono in **attivi** e **passivi** a seconda che sfruttino o meno l'energia elettrica per il loro movimento. Gli inseguitori attivi possono presentare un controllo elettronico analogico o digitale sfruttando rispettivamente l'utilizzo di sensori o di un microprocessore. Gli inseguitori passivi invece non necessitano di energia elettrica ma si spostano attraverso fenomeni fisici autonomi, come ad esempio la dilatazione termica di un gas fluido compresso riscaldato dal Sole.

I lati negativi degli inseguitori solari si manifestano nei problemi meccanici a cui vanno inevitabilmente incontro con l'usura del tempo, con i conseguenti fermi impianto causati: nonostante i meccanismi degli inseguitori siano organi poco sollecitati, vengono però sottoposti per loro natura a condizioni atmosferiche gravose per lungo tempo (20 o più anni). Un secondo svantaggio è quello legato al costo delle strutture, che aumenta con la complessità ed i gradi di libertà relativi al movimento, il quale però può essere superato andando a considerare un maggiore ritorno economico rispetto all'utilizzo di strutture fisse.

2.3.3 Tipologie di impianto

Gli impianti fotovoltaici si distinguono essenzialmente in due categorie principali: **grid connected**, ovvero connessi alla rete, e **stand alone**, isolati da essa. Gli impianti stand alone (figura 2.33, A) sono volti principalmente all'autoconsumo dell'energia prodotta, che viene quindi utilizzata per alimentare i carichi dell'utente. Generalmente sono accoppiati ad un sistema di accumulo (formato da batterie), il quale permette di accumulare l'energia che non viene utilizzata istantaneamente in modo da averla a disposizione nei momenti di scarsa producibilità dell'impianto. Il pacco batteria è accoppiato ad un regolatore di carica che ne controlla la tensione al fine di accumulare la giusta quantità di energia ed evitare guasti. Lo svantaggio di questo tipo di soluzione è dato dalla necessità di sovradimensionare il campo fotovoltaico per permettere l'accumulo dell'energia elettrica e garantire il servizio in assenza di produzione per tempi prolungati.

Gli impianti grid connected (figura 2.33, B) sono dotati invece di allaccio alla rete e permettono quindi di scambiare energia con essa: è possibile venderla se in eccesso o acquistarla se l'impianto non ha una produzione sufficiente. Per via di queste caratteristiche, gli impianti grid connected possono essere anche realizzati al solo scopo di produrre energia da vendere in rete limitando l'autoconsumo; si parla in questo caso di impianti utility scale con potenze dell'ordine dei MW, i quali sono connessi alla rete di trasmissione ad alta o altissima tensione. Si utilizzano a tal scopo uno o più **trasformatori** che permettono di elevare la tensione dell'impianto e di realizzare la separazione galvanica, garantendo un maggior grado di protezione, oltre ad evitare che componenti continue della corrente finiscano in rete.

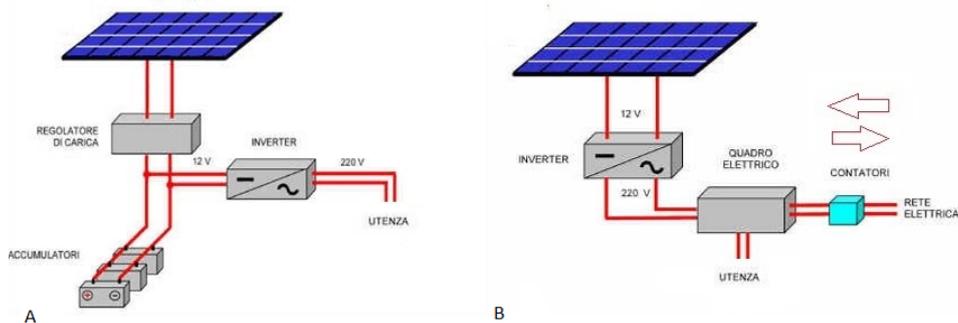


Figura 2.33: Configurazione minima di un impianto stand alone

Esistono anche impianti di tipo ibrido, i quali sono connessi alla rete ma presentano comunque un sistema di accumulo. In questo modo è possibile sfruttare al meglio le due soluzioni, evitando di sovradimensionare eccessivamente il campo fotovoltaico e sfruttando le batterie per evitare di iniettare energia in rete nei momenti in cui non è richiesta o non può essere accettata.

132 kV). La tipologia di connessione fra le tre appena illustrate dipende dalla potenza dell'impianto. Gli impianti domestici sono normalmente collegati in bassa tensione, come pure tutti gli impianti trifase di potenza inferiore a 100 kW, mentre quelli trifase di potenza superiore a 100 kW sono normalmente da collegare in media tensione. Il collegamento in rete di impianti monofase è limitato a 6 kW sulle reti a bassa tensione ed a 10 kW sulle reti in media tensione. Gli impianti con potenza superiore a 6 MW devono invece essere collegati in alta tensione.

Le richieste di connessione vanno inoltrate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale se la potenza in immissione è inferiore a 10 MW, a Terna se, invece, è superiore a tale soglia. Le regole tecniche per la connessione di un impianto fotovoltaico (o di un altro impianto alimentato da fonti rinnovabili) e le informazioni utili per la richiesta di connessione sono contenute all'interno del **Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA)**.

2.3.4 Dimensionamento dell'impianto

Il dimensionamento degli impianti fotovoltaici viene normalmente eseguito sulla base di bilanci fra l'energia solare incidente sui moduli, convertita poi in energia elettrica, e gli assorbimenti legati ai carichi e alle esigenze dei vari componenti dell'impianto; tali bilanci sono eseguiti su base mensile, giornaliera o oraria, in base al livello di precisione desiderata e al costo dell'impianto.

Nel dimensionamento di massima si considera l'energia media (E_g) espressa in Wh/giorno sempre maggiore o uguale all'energia richiesta dal carico (E_c), supponendo di avere quindi una condizione di indisponibilità energetica nulla. Si ha quindi:

$$E_g = \eta_g A_g H \geq E_c$$

dove:

- $\eta_g = \chi \eta_{mod}$: rendimento di conversione dell'impianto (tra 8 e 10 % per moduli al silicio); χ è un parametro sperimentale che tiene conto delle perdite dovute al surriscaldamento dei moduli, ai collegamenti serie/parallelo e al rendimento dell'inverter, e si attesta intorno all'83 %;
- A_g : superficie totale dei moduli (m);
- H : radiazione solare incidente espressa in $Wh/m^2/giorno$.

È possibile quindi ricavare l'area minima del campo imponendo $E_g = E_c$:

$$A_g = \frac{E_c}{\eta_g H}$$

La potenza di picco del campo (P_g), da cui è possibile stabilire la taglia dell'inverter, si ottiene come:

$$P_g = \eta_{mod} A_g 1000$$

Per quanto riguarda la scelta della tensione continua dell'impianto fotovoltaico, è necessario tenere conto della tensione delle stringhe fotovoltaiche e del range di tensioni accettate in ingresso dall'inverter. La tensione del campo fotovoltaico va scelta in modo tale che le sue variazioni siano sempre all'interno della finestra di tensione d'ingresso ammessa dall'inverter, come mostrato in figura 2.36.

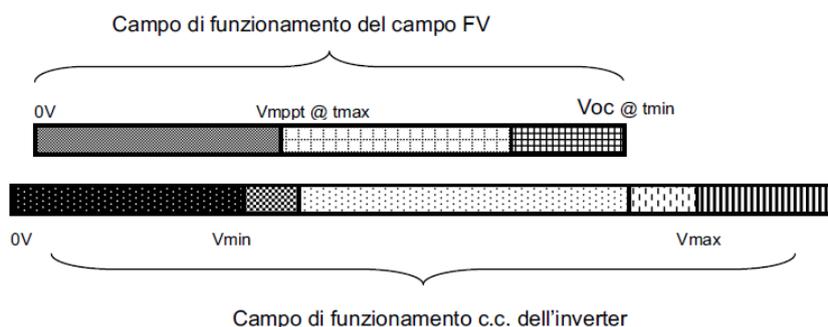


Figura 2.36: Range di tensioni di inverter e campo fotovoltaico

In tale dimensionamento si deve tenere conto delle variazioni di tensione di funzionamento e di tensione a vuoto del campo fotovoltaico al variare dell'irraggiamento e della temperatura di funzionamento. Normalmente la tensione d'ingresso dei convertitori varia in funzione della taglia e della tipologia. Generalmente sono indicati un valore minimo ed un valore massimo di tensione entro i quali l'inverter lavora correttamente: sotto il valore minimo, l'inverter si blocca o peggiora le sue prestazioni; sopra il valore massimo, l'inverter può guastarsi o possono intervenire sistemi di protezione. A tal proposito sono quindi di fondamentale importanza la tensione massima del campo e quella minima:

- tensione massima: si ha a vuoto, con temperatura ambiente bassa (intorno a zero gradi) e con condizioni di irraggiamento massimo; tale valore limita il numero di moduli o pannelli in serie che compongono una stringa;
- tensione minima: si verifica in corrispondenza del MPP (la tensione è stabile solo tra V_{mpp} e V_{oc}), con temperatura elevata e con irraggiamento minimo; in questo caso il valore della tensione stabilisce il numero minimo di moduli che devono essere posizionati in serie.

2.3.5 Perdite dell'impianto fotovoltaico

All'interno di questa sezione verranno illustrati i principali fattori di perdita responsabili della diminuzione della potenza in uscita dall'impianto fotovoltaico rispetto al valore di

picco, il quale come visto in 2.2.2 si riferisce alle condizioni standard con temperatura di 25 °C, radiazione di 1000 W/m^2 e AM1.5.

Effetto incidenza (IAM)

L'effetto di incidenza (IAM) corrisponde alla diminuzione dell'irraggiamento che raggiunge realmente la superficie delle celle fotovoltaiche, rispetto all'irraggiamento in condizioni di incidenza normale. Tale diminuzione è dovuta principalmente alle riflessioni sulla copertura in vetro, che aumentano con l'angolo di incidenza. Le perdite di trasmissione sono un fenomeno generale, dovuto alla riflessione e trasmissione del raggio solare in corrispondenza di ciascuna interfaccia tra i diversi materiali (aria-vetro, vetro-EVA, EVA-cella), nonché ad un certo assorbimento nel vetro. Ciò si verifica per qualsiasi raggio di incidenza: per l'incidenza normale, la riflessione è dell'ordine del 5 % ed è già considerata nelle prestazioni della cella relative alle condizioni standard. L'IAM riguarda invece la dipendenza di questo effetto dalla variazione dell'angolo di incidenza ed è quindi normalizzato rispetto alla trasmissione con incidenza perpendicolare.

Perdite dovute allo sporco

L'accumulo di sporco sui moduli e l'effetto sulle prestazioni del sistema rappresenta un grado di incertezza il quale dipende fortemente, ad esempio, dall'ambiente in cui si trova l'impianto e dalla piovosità. Nei luoghi con piovosità media, come il centro Europa, e nelle zone residenziali, tali perdite sono generalmente molto basse e possono essere trascurate (l'incidenza è inferiore all'1 %). In ambienti rurali in cui è presente un'attività agricola possono essere invece importanti durante alcune stagioni. Nelle zone industriali si possono osservare effetti non trascurabili, fino all'ordine di alcuni punti percentuali: un esempio possono essere le zone in prossimità di linee ferroviarie in cui si accumulano polveri metalliche sui moduli, generando ulteriore inquinamento e favorendo la possibile crescita di muschi. L'accumulo di polveri e la crescita di muschi e licheni lungo il telaio produce ombreggiature parziali sulle celle e tende a trattenere ancora di più la polvere. Il problema relativo a questo tipo di elementi è dato dal fatto che difficilmente vengono rimossi dalla pioggia, così come gli escrementi degli uccelli, i quali rappresentano una ulteriore causa di sporcizia, ma hanno un impatto relativamente piccolo. In generale, l'accumulo di sporco sui moduli, qualunque sia la sua natura, può essere visto come una diminuzione dell'irraggiamento effettivo.

Temperatura nominale di lavoro di una cella (NOCT)

Il valore di efficienza fornito dai produttori di moduli fotovoltaici è solitamente riferito alle condizioni standard STC. Le condizioni reali di funzionamento degli impianti fotovoltaici, tuttavia, si discostano spesso da questi valori e le prestazioni ne risentono. In particolare, ad

un aumento della temperatura delle celle (T_c) rispetto alle condizioni standard, corrisponde un calo dell'efficienza (η) di conversione da energia radiativa ad energia elettrica.

Al fine di determinare la potenza in uscita dal sistema è necessario determinare la temperatura attesa dei moduli. Si utilizza a tal scopo la temperatura nominale di lavoro della cella (NOCT), definita come la temperatura raggiunta a circuito aperto sotto le seguenti condizioni:

- radiazione di 800 W/m^2 ;
- temperatura ambiente di $20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- velocità del vento di 1 m/s ;
- modulo appoggiato su di una superficie (assenza di convezione termica sulla superficie inferiore).

Sfruttando la definizione di NOCT è possibile stimare la temperatura dei moduli come:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{80} H$$

dove T_a è la temperatura ambiente mentre H è l'irraggiamento.

Indicando con γ il coefficiente di potenza, ovvero la variazione percentuale di potenza (e quindi di efficienza) per grado, si ottiene l'andamento dell'efficienza al variare della temperatura T_c :

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

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

Perdite LID

La degradazione indotta dalla luce (LID) è una perdita di prestazioni che si manifesta nelle primissime ore di esposizione al sole dei moduli al silicio cristallino. Può in particolare influenzare le prestazioni reali rispetto ai valori di prova ottenuti in condizioni STC.

La perdita LID è correlata alla qualità della produzione del wafer e può essere compresa tra l'1 ed il 3 %; è dovuta alla presenza di tracce di ossigeno nel silicio fuso durante il processo di produzione **Czochralski**: sotto l'effetto dell'esposizione alla luce, l'ossigeno può diffondere attraverso il reticolo di silicio e legarsi agli atomi droganti di boro. I complessi boro-ossigeno creano i propri livelli energetici nel reticolo di silicio e possono catturare elettroni e lacune generati dalla radiazione solare, sottraendoli alla produzione di energia.

Perdite elettrico-circuitali

Le perdite di accoppiamento non ottimale fra le stringhe (perdite per **mismatch**) sono dovute alla non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e, conseguentemente, alla non uniformità di una stringa con l'altra. Tale fattore di perdita dipende quindi dalla qualità del prodotto installato e dalla capacità di saper accoppiare in modo efficiente i moduli. Le perdite per mismatch vanno dall'1 al 5 % in base alla potenza dell'impianto.

Le perdite sui circuiti in corrente continua sono invece dovute alla resistenza dei cavi elettrici, a quella di contatto degli interruttori ed a quelle per cadute di tensione sui diodi di blocco di protezione delle stringhe. Si tratta di perdite intrinseche che si riesce a ridurre con l'uso di componenti appropriati, ed a valutazioni tecnico-economiche sulle sezioni di cavo da utilizzare. Un buon progetto consente di mantenere tali perdite entro circa il 2 % della producibilità.

Perdite sull'inverter e sul sistema di accumulo

Le perdite sull'inverter sono legate alla curva di efficienza di tali apparecchi in funzione della potenza di uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina relativo alle condizioni di soleggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di inverter utilizzato e risulta differente a seconda del servizio che la macchina si trova a svolgere (alimentazione di utenze isolate, piuttosto che immissione di energia in rete). I dati indicativi in termini di perdita sull'energia teorica producibile dall'impianto fotovoltaico sono generalmente tra il 4 ed il 10 %.

I sistemi di accumulo, che garantiscono la continuità del servizio elettrico anche nelle ore meno soleggiate e nelle notturne, possiedono anch'essi un rendimento legato al processo di carica e scarica. La perdita di energia delle batterie è generalmente intorno al 10 ÷ 12 % nel caso di batterie piombo-acido.

Perdite per invecchiamento

Le parti principali di un impianto fotovoltaico soggette ad invecchiamento sono:

- i moduli fotovoltaici (invecchiamento a lungo termine);
- le batterie utilizzate per i sistemi di accumulo;
- gli inverter;
- gli elementi di cablaggio ed i dispositivi di protezione.

L'invecchiamento dei moduli fotovoltaici provoca una progressiva riduzione dell'efficienza mentre l'invecchiamento degli altri componenti può portare alla rottura. Inoltre, non

tutti i moduli saranno soggetti allo stesso tasso di invecchiamento provocando un aumento delle perdite per mismatch.

Consumo dei dispositivi ausiliari

Il consumo degli ausiliari è legato all'energia utilizzata per la gestione dell'impianto. Può trattarsi di ventilatori, aria condizionata, dispositivi elettronici, luci o qualsiasi altro consumo energetico che deve quindi essere dedotto dall'energia fotovoltaica prodotta da vendere alla rete.

2.4 Tecnologie innovative

I concetti trattati nelle sezioni precedenti, specialmente quelli relativi alla struttura ed alle caratteristiche delle celle fotovoltaiche (2.2), fanno riferimento alle celle costituite da silicio mono e policristallino, appartenenti alla prima generazione del fotovoltaico. Attualmente la tecnologia fotovoltaica si trova in uno stato di cambiamento che permetterà di passare dalle celle di prima generazione a quelle di seconda (**film sottile**) e terza generazione (**materiali polimerici**). In figura 2.37 è possibile osservare come la tecnologia tradizionale, basata sul silicio, possieda ancora il rendimento maggiore, ma non ha il potenziale di crescita delle tecnologie di seconda e terza generazione.

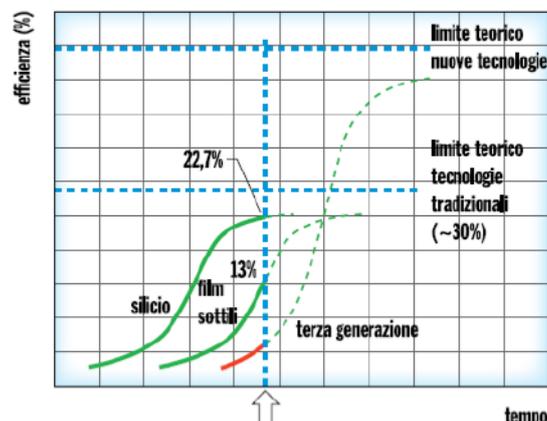


Figura 2.37: Efficienza delle tre generazioni di celle fotovoltaiche

Se infatti le celle al silicio presentano un rendimento di circa il 22 %, che si ipotizza possa raggiungere al massimo il 30 %, le nuove tecnologie, che si attestano attualmente a valori di rendimento tra il 5 ed il 13 %, hanno il potenziale per raggiungere valori superiori anche al 50 %.

2.4.1 Celle di seconda generazione

La seconda generazione è basata sulla riduzione dei costi di realizzazione delle celle di prima generazione mediante l'impiego di tecnologie a film sottile. Questa tecnologia, oltre ad utilizzare una minore quantità di silicio, consente di ottenere moduli con spessore inferiore rispetto a quelli della prima generazione ed una maggiore flessibilità dal punto di vista meccanico. I moduli vengono realizzati con strati sottili di materiali semiconduttori microcristallini, che si prestano alla deposizione in strati su lamine di sostegno. In particolare, si sta lavorando sullo sviluppo di materiali con salti energetici differenti per permettere celle con strutture migliorate rispetto alla stabilità ed alla compatibilità coi moduli e sullo sviluppo di strati finestra/eterogiunzione e contatti migliorati per aumentare efficienza ed affidabilità. Un altro aspetto di interesse è relativo alla maggiore stabilità rispetto alle variazioni di temperature ed illuminazione.

Per questi prodotti è stato possibile mettere a punto un processo industriale in continuo, quasi completamente automatizzato, che può portare a ridurre fortemente i valori di produzione, dal momento che il costo del materiale fotovoltaico in film sottile risulta pressoché trascurabile nei confronti degli altri costi tecnologici. Dato il costo più basso per la produzione, la competitività dell'energia prodotta può essere ottenuta con un'efficienza dei moduli un po' più bassa di quella della prima generazione, in ogni caso sempre superiore a circa il 13 ÷ 15 %. Tale valore è stato ottenuto in laboratorio per moduli di piccola superficie, ma esso non è stato ancora raggiunto nei moduli di produzione industriale, che mostrano oggi efficienze attorno al 10 %.

Alcuni esempi di celle di seconda generazione sono:

- celle al silicio amorfo;
- $CuInSe_2$ e $CuInGaSe_2$;
- celle al telluro di cadmio ($CdTe$);
- celle a colorante.

2.4.2 Celle di terza generazione

Le celle di terza generazione sono costituite da sottili pellicole di materiale polimerico, le quali garantiscono elevata flessibilità meccanica e di cui è possibile variare chimicamente le proprietà. Un ulteriore vantaggio è dato dal fatto che tale tecnologia risulta economica in quanto è già utilizzata per tutti i tipi di sottili pellicole plastiche. Le celle sono quindi costituite da materiali amorfi in cui non si hanno bande di valenza e conduzione, ma sono presenti orbitali localizzati: mescolando polimeri elettrone-donatori (N) con quelli elettrone-accettori (P) i risultati ottenuti sono incoraggianti portando a rendimenti

crescenti. Il principale svantaggio di questa tecnologia è dato dalla stabilità delle celle: a causa dell'ossidazione hanno attualmente una durata massima di 2 anni, ma è in costante sviluppo la ricerca di metodi per proteggere i polimeri da aria ed umidità.

Le principali differenze rispetto alle celle di prima e seconda generazione (celle inorganiche) sono le seguenti:

- le coppie elettrone-lacuna fotogenerate nelle sostanze organiche sono fortemente legate ed hanno bisogno di un campo elettrico elevato;
- il trasporto delle cariche procede per hopping tra stati localizzati e non all'interno di una banda di conduzione, portando ad una bassa mobilità;
- l'intervallo spettrale di assorbimento è stretto rispetto allo spettro solare ma può essere modulato modificando la struttura chimica del materiale;
- l'efficienza delle celle inorganiche generalmente diminuisce con la temperatura mentre quella delle celle organiche aumenta.

Capitolo 3

Impianto agrivoltaico Santa Maria

3.1 Introduzione

In questo capitolo verrà esaminato uno dei numerosi progetti su cui ho avuto modo di lavorare durante la mia esperienza di tirocinio per tesi presso l'azienda GreenGo SRL, la quale si occupa di progettazione di impianti fotovoltaici, eolici e di sistemi di storage. Il progetto in questione è relativo ad un impianto agrivoltaico, costituito quindi da moduli fotovoltaici situati all'interno di zone rurali, e la trattazione sarà incentrata principalmente sul dimensionamento dell'impianto dal punto di vista elettrico ed energetico.

3.1.1 Agrivoltaico e incentivi GSE

Con il termine "agrivoltaico" si intende un settore caratterizzato da un utilizzo ibrido di terreni rurali tra produzioni agricole e produzione di energia elettrica attraverso l'installazione, sugli stessi terreni, di impianti fotovoltaici. Come detto in 1.3.1, l'utilizzo di terreni agricoli risulta di fondamentale importanza per riuscire ad incrementare la produzione da fonti rinnovabili e raggiungere gli obiettivi prefissati per il 2030. Tale soluzione era già stata sperimentata nei primi anni duemila, anche se in quel caso i moduli erano spesso posti molto vicini al suolo, rendendo praticamente impossibile la coltivazione. Con gli anni, il numero di campi con moduli fotovoltaici, e non più coltivati, è aumentato, ma nel frattempo è cresciuta anche la paura che questi moduli sottraessero troppa superficie all'agricoltura. Per evitare l'eccessivo sfruttamento dei terreni agricoli, dal 2012 in Italia vige il divieto di incentivazione delle installazioni fotovoltaiche a terra (**Legge n. 27/2012**).

Negli ultimi anni però, lo sviluppo di nuove soluzioni tecniche ha permesso di migliorare l'integrazione tra la produzione agricola e quella energetica, riducendo drasticamente le interferenze tra i due mondi. Tra queste si segnala, ad esempio, l'utilizzo di moduli rialzati da terra e parecchio distanziati tra loro, per permettere il passaggio delle macchine agricole (figura 3.1), e di inseguitori solari in grado di modificare l'orientamento dei moduli: è possibile disporre i pannelli in posizione quasi verticale, per evitarne o limitarne il

danneggiamento, o in posizione orizzontale, permettendo una maggiore protezione delle colture in caso di gelo e soprattutto di grandine. Una soluzione di questo tipo risulta estremamente vantaggiosa perché garantisce benefici sia all'impianto fotovoltaico sia alla produzione agricola.



Figura 3.1: Esempio di impianto agrivoltaico con moduli elevati da terra

Grazie a questi nuovi sviluppi ci si è resi conto di come l'agrivoltaico potesse essere una soluzione e non un problema e per questo, attraverso l'articolo 31 del **Decreto Semplificazioni del 2021** (diventato poi legge), è stata aggiunta come eccezione al divieto di incentivi la realizzazione di impianti agrivoltaici. In particolare, il decreto specifica che «tali impianti devono adottare soluzioni innovative e i moduli devono essere elevati da terra, prevedendo anche la rotazione dei moduli stessi, in modo da evitare di compromettere la continuità non solo dell'attività agricola, ma anche pastorale. L'accesso agli incentivi per gli impianti è subordinato alla realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate».

In Italia, come riportato dal **Rapporto Statistico GSE – Settore Fotovoltaico 2019**, al 31 dicembre 2019 risultano installati 29421 impianti fotovoltaici inseriti nell'ambito di aziende agricole e di allevamento per una potenza complessiva di 2548 MW ed una produzione lorda di 2942 GWh (di cui 674 GWh di autoconsumo). Gli impianti appartenenti al settore agricolo sono presenti principalmente nelle regioni settentrionali, in particolare Veneto, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna. Si prevede che l'introduzione di incentivi per questo tipo di impianti possa aumentarne la diffusione a tutto il resto di Italia, aiutando a raggiungere gli obiettivi fissati per il 2030.

Il tema dell'agrivoltaico non è nuovo per GreenGo, in quanto la maggioranza degli impianti fotovoltaici progettati dall'azienda è ubicato all'interno di zone rurali e agricole. L'utilizzo di dispositivi ad inseguimento solare e la scelta di configurazioni tali da permettere la coesione tra la produzione agricola e quella energetica sono aspetti innovativi che, però, appartengono ormai alla quotidianità dell'azienda e vengono applicati per impianti di

produzione utility scale, con potenze in gioco di decine di MW. L'impianto che verrà descritto in seguito ha invece dimensioni molto minori se rapportato agli altri progetti, ma ha un'importanza fondamentale per l'azienda, in quanto svolge il ruolo di apripista per quanto riguarda il mondo degli incentivi relativi agli impianti agrivoltaici. In seguito all'entrata in vigore della **legge 29 luglio 2021, n. 108** (Decreto semplificazioni 2021), tali impianti devono rispondere a particolari requisiti al fine di poter essere iscritti ai registri del **Gestore dei Servizi Energetici (GSE)** ed ottenere gli incentivi, rendendo necessaria la modifica di alcuni criteri progettuali rispetto agli impianti realizzati in precedenza.

Decreto Ministeriale del 4 luglio 2019

Il D.M. 04/07/2019 suddivide gli impianti che possono accedere agli incentivi in quattro gruppi in base alla tipologia, alla fonte energetica rinnovabile e alla categoria di intervento:

- **gruppo A:** comprende gli impianti eolici on shore di nuova costruzione, da ricostruire o da potenziare e gli impianti fotovoltaici;
- **gruppo A-2:** comprende gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, i cui moduli sono installati su coperture di edifici su cui è stata operata la rimozione dell'eternit o dell'amianto;
- **gruppo B:** comprende gli impianti idroelettrici di nuova costruzione, da ricostruire o da potenziare e gli impianti a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento;
- **gruppo C:** comprende gli impianti eolici on shore, idroelettrici e a gas residuati dai processi di depurazione oggetto di rifacimento totale o parziale.

A seconda della potenza dell'impianto e del gruppo di appartenenza sono previste due diverse modalità di accesso agli incentivi. Gli impianti di potenza superiore a 1 kW (20 kW per gli impianti fotovoltaici) e inferiore ad 1 MW devono essere iscritti ai registri, attraverso i quali viene assegnato il contingente di potenza disponibile sulla base di specifici criteri di priorità. Gli impianti di potenza superiore o uguale a 1 MW che appartengono ai gruppi A, B e C devono partecipare alle aste, attraverso le quali è assegnata la potenza disponibile in funzione del maggior ribasso offerto sul livello incentivante. Gli incentivi sono riconosciuti all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete dall'impianto, calcolata come minor valore tra la produzione netta (a sua volta pari alla produzione lorda ridotta dei consumi dei servizi ausiliari, delle perdite di linea e di trasformazione) e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete, misurata con il contatore di scambio.

Sono previsti due differenti meccanismi incentivanti, in funzione della potenza dell'impianto: si può avere una **Tariffa Onnicomprensiva (TO)**, costituita da un'unica tariffa

corrispondente alla tariffa spettante, oppure un **Incentivo (I)**, calcolato come differenza tra tariffa e prezzo zonale orario dell'energia. Per gli impianti di potenza fino a 250 kW è possibile scegliere una delle due modalità, mentre gli impianti di potenza superiore a 250 kW possono accedere al solo Incentivo. Il valore riconosciuto all'energia incentivata, nel caso di Tariffa Onnicomprensiva, o il valore sulla base del quale ricavare l'Incentivo per differenza con il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui la stessa è immessa in rete), è individuato attraverso la definizione della **Tariffa di riferimento**, della **Tariffa offerta** e della **Tariffa spettante**.

La Tariffa di riferimento (T_{rif}) è determinata in funzione della fonte, della tipologia e della potenza dell'impianto; i valori della tariffa sono riportati nella tabella di figura 3.2 .

Fonte rinnovabile Impianti	Gruppo di appartenenza	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	TARIFFA DI RIFERIMENTO (Tr)	PREMI (Pr)	
						Fotovoltaici appartenenti al Gruppo A-2 di P<1.000 kW	Impianti su autoconsumo di P≤100 kW
						art.7.10	art.7.12
			kW	anni	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Eolici	Gruppo A Gruppo C	on-shore	1<P≤100	20	150		10
			100<P<1.000	20	90		
			P≥1.000	20	70		
Fotovoltaici	Gruppo A		20<P≤100	20	105		10
			100<P<1.000	20	90		
			P≥1.000	20	70		
	Gruppo A-2	installati in sostituzione di coperture con completa rimozione eternit e amianto	20<P≤100	20	105	12	10
100<P<1.000			20	90	12		
Idroelettrici	Gruppo B Gruppo C	ad acqua fluente (compresi gli impianti su acquedotto)	1<P≤400	20	155		
			400<P<1.000	25	110		
		a bacino o a serbatoio	P≥1.000	30	80		
			1<P<1.000	25	90		
Alimentati a gas residuati dei processi di depurazione	Gruppo B Gruppo C		1<P≤100	20	110		
			100<P<1.000	20	100		
			P≥1.000	20	80		

Figura 3.2: Tariffe incentivanti di riferimento, vita utile e premi stabiliti dal DM2019

La Tariffa offerta (T_{off}) è calcolata applicando alla Tariffa di riferimento le eventuali riduzioni percentuali offerte dal soggetto responsabile in fase di iscrizione ai registri o alle aste, al fine di beneficiare dei relativi criteri di priorità:

$$T_{off} = T_{rif} (1 - \%Rid_{.off})$$

dove $\%Rid_{.off}$ è la riduzione percentuale offerta in fase di iscrizione ai registri (compresa tra lo 0,01 % e il 30 %) o alle aste (compresa tra il 2 % e il 70 %), in virtù della quale l'impianto si è aggiudicato la posizione utile in graduatoria.

La Tariffa spettante (T_{spet}) è fissa per l'intero periodo di diritto agli incentivi ed è determinata applicando alla Tariffa offerta ulteriori riduzioni ($\%Rid_n$) legate ad esempio all'utilizzo di componenti rigenerati, al ritardo nell'entrata in esercizio dell'impianto o al

trasferimento a terzi; il valore della tariffa è pari a:

$$T_{spet} = T_{rif} (1 - \%Rid.off) \left(1 - \sum \%Rid_n \right)$$

3.1.2 Autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Il **Decreto Legislativo 28 del 3 marzo 2011** ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica sia per la produzione di energia termica. Gli impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili possono essere autorizzati attraverso tre differenti modalità: la semplice comunicazione preventiva al Comune, che oggi si chiama **CEL (Comunicazione in Edilizia Libera)**, la **P.A.S. Procedura Abilitativa Semplificata** (ex DIA – Denuncia di Inizio Attività) o l' **Autorizzazione Unica (A.U.)**.

Comunicazione al Comune

La comunicazione al Comune è il titolo autorizzativo previsto per l'installazione di impianti assimilabili ad **attività edilizia libera** ed è stata introdotta per semplificare l'iter autorizzativo di alcune tipologie di piccoli impianti a fonti rinnovabili.

Gli impianti per i quali è sufficiente la comunicazione al Comune di inizio dei lavori sono i seguenti:

- generatori eolici singoli con altezza non superiore a 1,5 m e diametro non superiore a 1 m;
- impianti solari termici o fotovoltaici integrati nei tetti con stessa inclinazione e orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi;
- unità di cogenerazione ad alto rendimento con potenza non superiore a 50 kW;
- torri anemometriche realizzate mediante strutture mobili, semifisse o comunque amovibili su aree non soggette a vincolo o a tutela finalizzate alla misurazione temporanea del vento (massimo 36 mesi), a condizione che vi sia il consenso del proprietario del fondo;
- impianti a fonti rinnovabili compatibili con il regime di scambio sul posto (SSP) che non alterino i volumi, le superfici, le destinazioni d'uso e il numero delle unità immobiliari.

Procedura Abilitativa Semplificata

La Procedura Abilitativa Semplificata ha sostituito la **Denuncia di Inizio Attività (D.I.A.)**. Deve essere presentata dal soggetto interessato al Comune almeno 30 giorni prima dall'inizio effettivo dei lavori e deve essere accompagnata da una relazione firmata da un progettista abilitato e agli elaborati progettuali necessari a verificare la conformità del progetto agli strumenti urbanistici ed ai regolamenti edilizi; è necessario inoltre allegare il preventivo per la connessione (redatto dal gestore di rete e accettato dal proponente) e l'indicazione dell'impresa alla quale si vogliono affidare i lavori.

La P.A.S. si applica ai seguenti impianti nel caso in cui non sia sufficiente la semplice Comunicazione al Comune:

- impianti fotovoltaici con moduli sugli edifici con superficie complessiva non superiore a quella del tetto di qualsiasi potenza;
- impianti fotovoltaici fino a 20 kW;
- impianti a biomasse operanti in assetto cogenerativo con potenza fino a 1000 kW_e (3000 kW_t);
- impianti eolici fino a 60 kW;
- torri anemometriche destinate a misurazioni del vento di durata superiore a 36 mesi;
- impianti idroelettrici con potenza fino a 100 kW.

Autorizzazione unica

L'Autorizzazione Unica è un provvedimento che costituisce titolo a costruire e mettere in funzionamento un impianto (e le opere ad esso connesse) in conformità al progetto approvato e nei termini del progetto previsti. I documenti da presentare con l'Autorizzazione Unica sono i seguenti:

- il progetto dell'impianto fotovoltaico comprendente anche il preventivo dei costi per l'allaccio alla rete (redatto dal gestore) e gli interventi connessi all'installazione;
- documento di stima dei costi di dismissione dell'impianto e impegno all'esecuzione di interventi di smantellamento;
- relazione tecnica con i dati del soggetto installatore, l'analisi di produzione dell'impianto, la modalità e tempistica dei lavori di costruzione;
- certificazione di destinazione urbanistica e se necessaria la **Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.)**.

Le soglie di potenza oltre le quali è necessario che gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili siano sottoposti ad Autorizzazione Unica, sono le seguenti:

- eolico: potenza superiore a 60 kW;
- fotovoltaico: potenza superiore a 20 kW;
- biomasse: potenza superiore a 200 kW;
- biogas: potenza superiore a 250 kW.

Al di sotto di tali soglie, gli impianti rientrano nel campo di applicazione della Procedura Autorizzativa Semplificata o della Comunicazione al Comune, a seconda della tecnologia, della taglia e della potenza. Le Regioni hanno la facoltà di ampliare il campo di applicazione della P.A.S. ad impianti di potenza fino a 1 MW.

3.1.3 Valutazione di Impatto Ambientale

La Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) è una procedura tecnico-amministrativa che ha lo scopo di individuare, descrivere e valutare, in via preventiva alla realizzazione delle opere, gli effetti sull'ambiente, sulla salute e benessere umano di determinati progetti pubblici o privati. Permette inoltre di identificare le misure atte a prevenire, eliminare o rendere minimi gli impatti negativi sull'ambiente, prima che questi si verifichino effettivamente.

L'attuazione della procedura di V.I.A. mira dunque a mantenere integra la capacità riproduttiva degli ecosistemi ed a salvaguardare la molteplicità delle specie, oltre a promuovere l'utilizzo di risorse rinnovabili per proteggere e migliorare la qualità della vita.

La procedura di V.I.A. nazionale è di competenza del Ministero dell'Ambiente e si applica ai progetti di opere elencate all'interno dell'allegato II del **Decreto Legislativo 152/06**, mentre le opere sottoposte alla **verifica di assoggettabilità**, ovvero la procedura finalizzata ad accertare se un progetto debba essere assoggettato o meno alla procedura di V.I.A., si trovano all'interno dell'allegato II-bis. Sono sottoposti a V.I.A. secondo le disposizioni delle leggi regionali, i progetti all'interno dell'allegato III (procedura di V.I.A. regionale) e IV (verifica di assoggettabilità).

3.2 Inquadramento del sito

L'impianto fotovoltaico descritto in seguito sarà realizzato in Calabria, all'interno di un suolo con destinazione agricola avente superficie di 27,58 ha, mostrato in figura 3.3. Il proponente ha la disponibilità giuridica dei suoli interessati dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, in virtù di contratti preliminari relativi ai diritti reali necessari

per la costruzione e gestione di durata pari a 30 anni dell'impianto fotovoltaico e relative opere connesse. Il **Quadro Territoriale Regionale Paesaggistico (QTRP)** della regione Calabria, stabilisce che gli impianti di produzione di energia elettrica ed, in particolare, da fonte solare, realizzati a terra in aree agricole, non potranno occupare oltre un decimo dell'area impiegata per le coltivazioni, riducendo in questo caso l'area d'impianto ad un massimo di circa 2,76 ha.



Figura 3.3: Vista aerea del suolo in cui sarà realizzato l'impianto

Al fine di semplificare la procedura di autorizzazione dell'impianto e permetterne la realizzazione in tempi brevi, è stato deciso di immettere in rete una potenza inferiore a 1 MW: al di sotto di tale soglia, la regione Calabria permette di utilizzare la P.A.S. per l'autorizzazione degli impianti alimentati da energia rinnovabile e non richiede di effettuare la V.I.A. o la verifica di assoggettabilità. Essendo la potenza inferiore ad 1 MW ma superiore a 250 kW (come si vedrà in seguito), l'impianto può essere iscritto all'interno dei registri del GSE, senza partecipare alle aste, per richiedere l'Incentivo (I).

3.2.1 Vincoli territoriali ed urbanistici

Secondo il **Piano Regolatore Generale (P.R.G.)**, ovvero lo strumento urbanistico che regola l'attività edificatoria all'interno di un territorio comunale, il sito è costituito da un appezzamento di terreno classificato in parte come "Zona E2 - Aree ad uso agricolo ordinario" (figura 3.4, in bianco), ed in parte come "Zona E3 - Aree soggette a tutela ambientale" (figura 3.4, in verde).

Dalle **Norme Tecniche di Attuazione (N.T.A.)** del piano regolatore, nelle zone agricole sono generalmente ammessi impianti eolici e/o impianti di produzione da fonti energetiche rinnovabili.

Per individuare le aree idonee è stato poi effettuato uno studio preliminare dei vincoli paesaggistici presenti nel sito in questione, andando a considerare:

- corsi d'acqua;
- territori coperti da boschi e foreste;
- aree protette ed aree appartenenti alla Rete Natura 2000 (aree SIC, SIN, SIR, ZPS);
- immobili ed aree di interesse pubblico, elementi storico culturali e vincoli archeologici;
- sistema infrastrutturale (reti energetiche, reti irrigue, sistemi di trasporto);
- colture permanenti (oliveti, vigneti, agrumeti, frutteti permanenti);
- rischio e pericolo idraulico, di alluvione e di frane.

Dall'analisi mostrata in figura 3.5 non risultano emergere particolari vincoli ambientali e paesaggistici inibitori per la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra, ad eccezione di un'area ad alta pericolosità idraulica ai sensi del **Piano Stralcio dell'Assetto Idrogeologico 2016 (P.A.I.)** della regione Calabria; il piano non è attualmente vigente, ma è un utile strumento di studio: secondo l'articolo 21 delle N.T.A. del P.A.I., la realizzazione di impianti rinnovabili non è tra gli interventi consentiti in tali aree. L'area totale interessata da questo vincolo è di circa 3,5 ha.

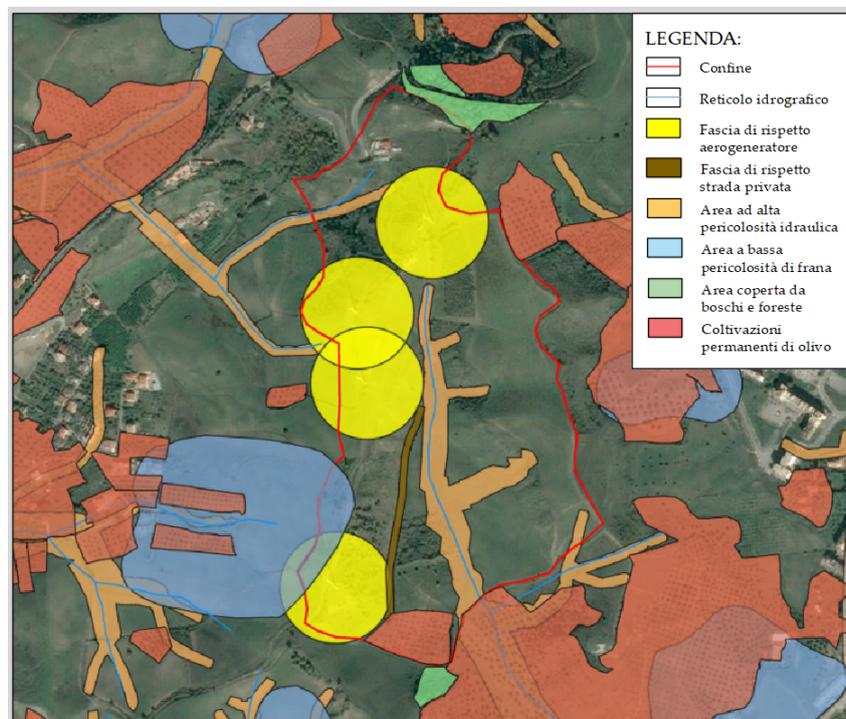


Figura 3.5: Carta dei vincoli presenti nel sito

Si segnala inoltre la presenza di 4 aerogeneratori ad ovest dell'area per cui è stata ipotizzata una fascia di rispetto di 100 m. È stato deciso infine, in via del tutto cautelativa, di considerare una fascia di rispetto di 5 m da una strada privata all'interno della proprietà. In figura 3.6 sono mostrate le potenziali aree per il posizionamento dei moduli, ottenute andando ad escludere le zone classificate E3 e quelle in cui sono presenti vincoli o fasce di rispetto: la superficie totale risultante è quindi di 5,01 ha.



Figura 3.6: Potenziali aree per il posizionamento dei moduli fotovoltaici

3.3 Layout dell'impianto

In seguito alle analisi e alle valutazioni mostrate nella sezione precedente, è stato effettuato un dimensionamento dell'impianto con potenza di immissione in rete pari a 900 MW. Tra le aree disponibili sono state scelte quelle a minore pendenza per garantire un funzionamento ottimale degli inseguitori. L'impianto è costituito da 1632 moduli fotovoltaici bifacciali da 610 Wp installati su 102 inseguitori monoassiali in configurazione 2L (landscape) da 16 moduli ciascuno (figura 3.7), ottenendo una potenza di picco di 995,52 kWp. È stata scelta una distanza tra gli assi delle strutture di 5 m ed è stata ipotizzata un'altezza da terra superiore ai 3 m in modo da permettere la coltivazione ed il pascolo tra i filari e al di sotto delle strutture stesse, oltre che il passaggio di macchine agricole.

Il layout dell'impianto è stato realizzato utilizzando il software **PVcase** abbinato ad **autoCAD Map 3D**, attraverso il quale è stato possibile definire le dimensioni e le distanze tra le strutture ed escludere le aree soggette a vincoli o con pendenza elevata (superiore al 15 % in direzione nord-sud).

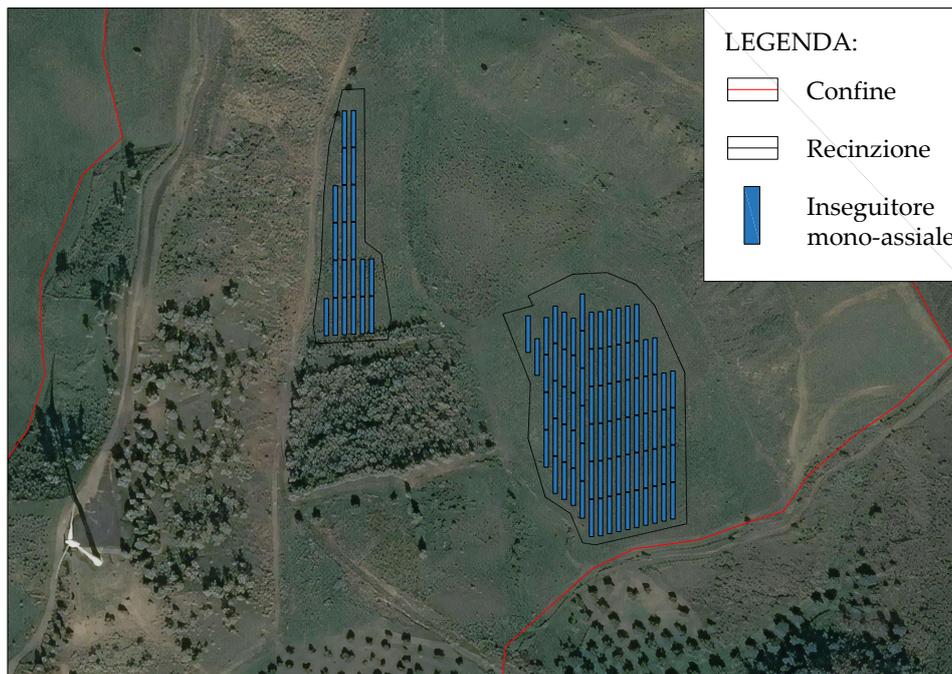


Figura 3.7: Inquadramento su ortofoto dell'impianto fotovoltaico

Avendo ipotizzato per il progetto l'utilizzo di moduli bifacciali, è necessario effettuare alcune considerazioni sul concetto di potenza nominale dell'impianto. Secondo la **IEC 60904** in corso di attuazione, la definizione di potenza bifacciale è data da:

$$P = P_{STC} (1 + 1,35 * \rho) = 610 (1 + 1,35 * 0,08) = 676 W$$

dove ρ è il **fattore di bifaccialità** del modulo ed è dato dal rapporto tra l'efficienza nominale del lato posteriore e quella della faccia anteriore.

Quindi, secondo la IEC 60904, considerando anche la faccia posteriore del modulo, la potenza di picco complessiva dell'impianto sarebbe di 1,103 MWp. La **Guida CEI 82-25** attualmente in vigore, definisce come potenza nominale di un modulo fotovoltaico (o potenza di picco) la «Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC)», ovvero con un irraggiamento di $1000 W/m^2$ sulla sola faccia anteriore. Poiché tale definizione vale per tutti i moduli in silicio cristallino, ed i moduli bifacciali fanno parte di questa categoria, si ritiene che ad oggi non possa che applicarsi anche ai moduli bifacciali, per cui la potenza nominale dell'impianto risulta comunque essere 995,52 kWp.

3.3.1 Caratteristiche del modulo fotovoltaico

Per il dimensionamento dell'impianto è stato previsto l'utilizzo del modulo bifacciale **Tiger Pro N-type 78HL4-BDV** da 610 Wp. La scelta di un modulo costituito da celle N-type è stata effettuata perché permette di ottenere una maggior efficienza rispetto a quelli

costituiti dalle più comuni celle P-type. Le caratteristiche del modulo sono mostrate nella tabella 3.1 ed in figura 3.8.

Tabella 3.1: Caratteristiche del modulo fotovoltaico Tiger Pro da 610 Wp

Tipologia modulo	<i>Bifacciale</i>
Numero di celle	<i>2x78</i>
Dimensioni	<i>2465 x 1134 x 35 mm</i>
Peso	<i>34 kg</i>
Potenza massima (P_{max})	<i>610 Wp</i>
Tensione alla potenza massima (V_{mp})	<i>45.73 V</i>
Corrente alla massima potenza (I_{mp})	<i>13.17 A</i>
Tensione a circuito aperto (V_{oc})	<i>55.04 V</i>
Corrente di corto circuito (I_{sc})	<i>14.11 A</i>
Efficienza del modulo	<i>21.82%</i>
Coefficiente di temperatura di P_{max}	<i>-0.3 %/°C</i>
Coefficiente di temperatura di V_{oc}	<i>-0.28 %/°C</i>
Coefficiente di temperatura di I_{sc}	<i>0.048 %/°C</i>
NOCT	<i>45 ± 2°C</i>
Fattore di bifaccialità	<i>80 ± 5 %</i>

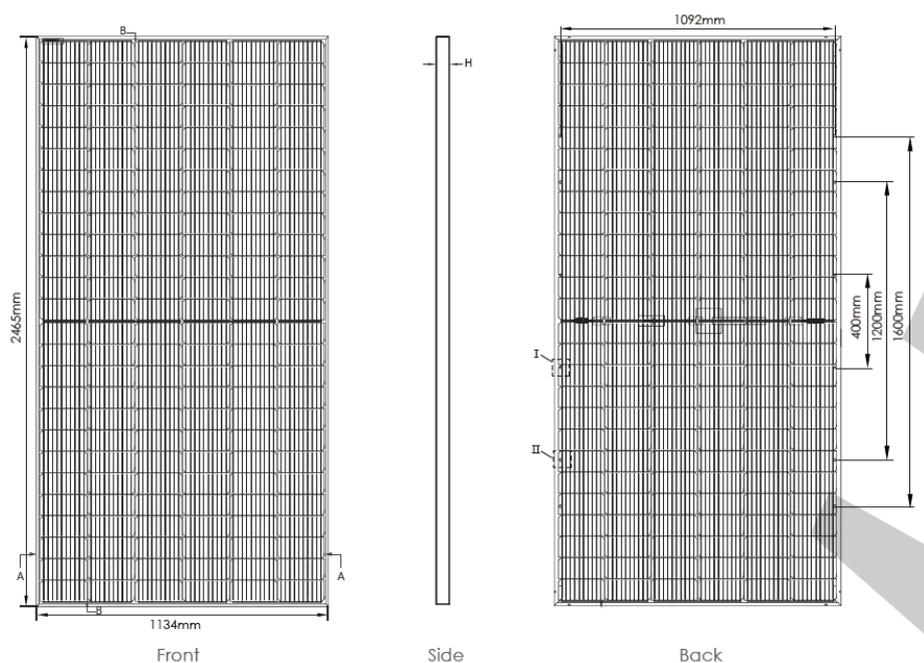


Figura 3.8: Particolari del modulo Tiger Pro da 610 Wp

3.3.2 Caratteristiche degli inseguitori monoassiali

I moduli descritti nella sezione precedente vengono montati all'interno degli inseguitori monoassiali, detti anche **tracker**. Gli incentivi del GSE richiedono che tali strutture siano sopraelevate da terra, al fine di permettere l'utilizzo dei terreni agricoli per colture ed allevamento. Non è stato possibile quindi utilizzare gli stessi tracker degli impianti realizzati in precedenza dall'azienda, ma è stata necessaria una nuova fase di studio e di contatto coi produttori che non è ancora terminata. L'idea è quella di posizionare le due file di moduli con un orientamento di tipo landscape anziché portrait, fissando alle strutture il lato lungo del modulo: è possibile, in questo modo, aumentare lo spazio a disposizione al di sotto delle strutture quando si ha la massima inclinazione. In figura 3.9 è mostrato un esempio di soluzione proposta da un produttore ed idonea alla richiesta di incentivi, in cui i moduli sono posizionati ad un'altezza da terra di 3 m e con un interasse di 5 m. Ciò permette il passaggio di mezzi agricoli di dimensioni standard e garantisce, a detta del produttore, un utilizzo del suolo fino al 90 %, con uno spazio al di sotto dei moduli superiore ai 2 m.

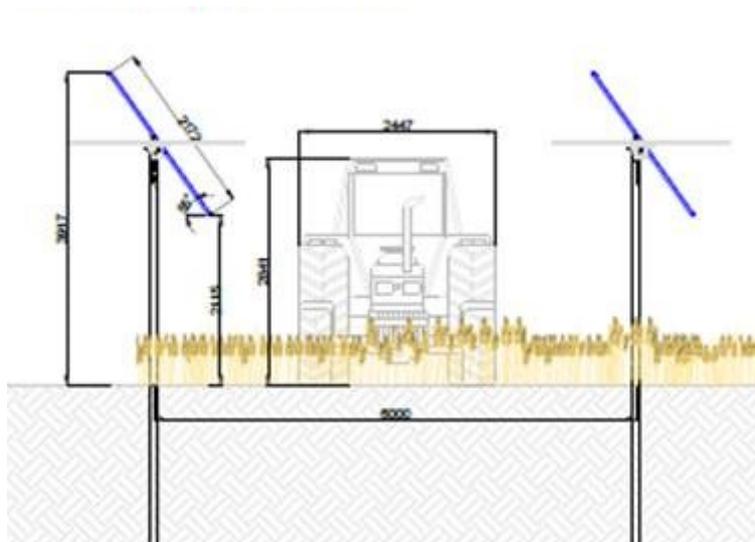


Figura 3.9: Esempio di tracker rialzato da terra

La soluzione mostrata in figura presenta l'utilizzo dei moduli in configurazione 1P con orientamento portrait: l'utilizzo di una configurazione 2L, come quella scelta per il progetto (figura 3.10), tende ad aumentare la larghezza della struttura (seppur di poco) e ridurre lo spazio al di sotto di essa durante la rotazione dei moduli.



Figura 3.10: Configurazione 2L dei moduli su tracker

Risulta necessario quindi prevedere un'altezza dei pali superiore a 3 m, la quale potrebbe richiedere l'utilizzo di tiranti o altri tipi di strutture più complesse per resistere al carico del vento. Per questi motivi la ricerca di un tracker adeguato non è semplice e per questo, ad oggi, non è stata ancora terminata.

3.4 Dimensionamento elettrico

L'impianto in questione è collegato alla rete di distribuzione in media tensione poiché, come visto in 2.3.3, la potenza è inferiore a 10 MW. I moduli presenti nell'impianto sono suddivisi in stringhe, ognuna delle quali è collegata in bassa tensione all'inverter centralizzato, per convertire la corrente da continua ad alternata, ed al trasformatore, il quale permette di elevare il valore di tensione a quello stabilito dalla rete elettrica. La linea in media tensione raggiunge poi la cabina utente e quella di consegna, in cui termina il tratto di competenza dell'utente ed inizia quello del distributore. In questa sezione verranno illustrati i principi utilizzati per il dimensionamento preliminare e la scelta dei componenti elettrici principali.

3.4.1 Scelta dell'inverter e del trasformatore

La scelta dell'inverter rappresenta un punto chiave del dimensionamento elettrico dell'impianto fotovoltaico, in quanto il suo costo può raggiungere fino al 10 % del costo totale e perché dalle sue caratteristiche dipende il tipo di collegamento tra i vari moduli. Per l'impianto in questione, la cui potenza nominale è di 995,52 kWp, è stato scelto di utilizzare l'inverter **SMA Sunny Central 900CP XT** da 900 kVA, le cui caratteristiche tecniche sono illustrate nella tabella 3.2.

Tecnicamente, gli inverter non generano mai più della potenza massima in corrente alternata dichiarata dal costruttore e limitano la potenza quando quella effettiva che arriva al lato di corrente continua è superiore a quella che l'inverter può emettere in AC: questo si traduce in una perdita pari alla potenza in eccesso. Tuttavia, il sottodimensionamento dell'inverter, cioè l'installazione di un campo fotovoltaico che produce una maggiore potenza DC rispetto alla potenza AC dell'inverter, può risultare conveniente. Per spiegare quanto appena affermato bisogna ricordare che i moduli fotovoltaici non lavorano costantemente alla loro potenza nominale: la potenza in uscita dei moduli è influenzata dal tempo, dalla posizione del Sole durante il giorno, dalla stagione, dalle condizioni locali del sito e dall'orientamento. E' vero che un modulo è classificato in condizioni STC ma in pratica i sistemi raramente lavorano in queste condizioni ideali. Inoltre, la potenza di uscita del modulo può diminuire a causa di invecchiamento e sporcizia. Il rapporto tra le potenze nominali del campo e dell'inverter, chiamato **rapporto DC/AC**, è definito come il rapporto tra la potenza in STC del campo e la potenza nominale dell'inverter. Il

Tabella 3.2: Scheda tecnica dell'inverter Sunny Central 900CP XT

Sunny Central 900CP XT	
Dimensioni (W / H / D)	2562 / 2272 / 956 mm
Peso	1900 kg
Perdite (massime / standby)	1950 / 100 W
Temperatura di utilizzo	Da -25 a +62 °C
Rendimento (max / europeo / CEC)	98.6% / 98.4% / 98.5%
Grado di protezione dell'elettronica	IP54
Protezione da fulminazioni	Livello 3
Emissioni acustiche	64.0 dB
Range di tensione MPP	Da 656 a 850 V
Tensione massima DC	1000 V
Corrente massima DC	1400 A
Corrente di cortocircuito massima DC	2500 A
Numero di ingressi DC	9
Potenza nominale AC	900 kVA
THD a potenza nominale	< 3 %
Tensione nominale AC	405 V
Range di tensione AC	Da 365 V a 465 V
Frequenza	50 Hz
Range di frequenza	Da 47 Hz a 53 Hz
Fattore di potenza	Da 0.9 in sovraeccitazione a 0.9 in sottoeccitazione

progetto di un impianto fotovoltaico si basa più sull'energia prodotta durante la giornata che sulla potenza di picco. Andando allora a considerare le tipiche curve a campana della produzione giornaliera di energia in funzione dell'ora, mostrate in figura 3.11, si può osservare come l'area verde, che rappresenta l'energia guadagnata utilizzando un campo fotovoltaico sovradimensionato, sia maggiore rispetto all'area grigia che rappresenta invece l'energia persa a causa della potenza limitata dell'inverter.

Nonostante il guadagno in produzione che permette di avere questo metodo, conviene evitare di utilizzare un rapporto eccessivamente elevato poiché questo potrebbe influire negativamente sulla durata dell'inverter. Generalmente si utilizza un valore compreso tra 1,1 ed 1,5: nell'impianto descritto il rapporto DC/AC vale 1,11 andando a considerare solo la faccia superiore dei moduli e 1,38 andando a considerare anche il contributo della faccia posteriore.

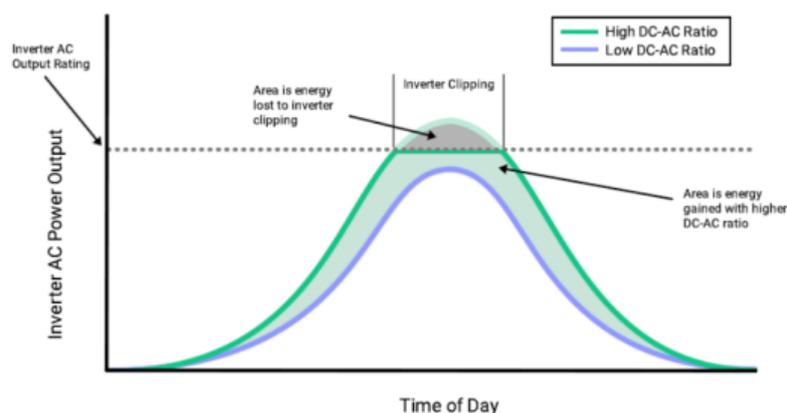


Figura 3.11: Effetto del rapporto DC/AC sulla produzione giornaliera

L'inverter è posto in configurazione skid (figura 3.12), ovvero si trova all'interno di una struttura comprensiva anche di trasformatore MT/BT e di quadro elettrico MT, il quale permette di scollegare o disalimentare una o più parti dell'impianto elettrico in caso di guasto o di manutenzione.



Figura 3.12: Esempio di configurazione skid

Il trasformatore permette di elevare la tensione al valore di 20 kV per permettere la connessione dell'impianto alla rete elettrica. È stato previsto l'utilizzo di un trasformatore in olio da 1000 kVA (**Schneider Minera**) avente gruppo vettoriale Dyn11: lato media tensione si ha quindi un collegamento delle fasi a triangolo mentre in bassa tensione si ha un collegamento a stella con messa a terra. La bassa tensione adotta sempre 4 conduttori per permettere di svincolare parzialmente la simmetria delle tensioni dall'equilibrio del carico sulle fasi e di disporre di due tensioni differenti (tensione stellata e concatenata). In media tensione si utilizza invece il collegamento a triangolo, che seppur necessita di un maggiore isolamento per i conduttori, garantisce correnti di corto circuito inferiori e reca minor disturbo alle reti di telecomunicazione. Le specifiche tecniche del trasformatore in questione sono riportate all'interno della tabella 3.3.

Tabella 3.3: Scheda tecnica del trasformatore Schneider Minera 1000 kVA

Schnedeir Minera 1000 kVA	
Potenza nominale	1000 kVA
Tipologia	In olio
Tensione nominale	20 kV
Fase	Trifase
Gruppo vettoriale	Dyn11
Raffreddamento	ONAN
Tensione di corto circuito	6%
Perdite a vuoto	0,77 kW
Perdite in corto circuito	10,5 kW
Frequenza	50 Hz

All'interno dello skid è infine presente un quadro di protezione, il quale contiene i dispositivi che permettono di proteggere il trasformatore e sezionarlo dal lato di media tensione. A valle si trova un **sezionatore sotto carico**, seguito da un interruttore automatico ed un sezionatore di messa a terra. Sono presenti poi una serie di interblocchi meccanici affinché i vari componenti si possano aprire secondo una sequenza di sicurezza: non è possibile, ad esempio, azionare il sezionatore di terra se non è stata prima aperta la tensione a monte.

Il sezionatore è un organo elettromeccanico inserito in un circuito al fine di sezionare, cioè di aprire un circuito o una linea, garantendo una distanza di isolamento prescritta, in modo fisico e visibilmente evidente; è costituito da:

- una parte attiva che permette il passaggio di corrente;
- un supporto isolante che garantisce il livello di tensione del sistema;
- un organo di manovra manuale o a motore che apre o chiude la parte attiva chiamato armadio di comando;
- una struttura di supporto.

Rispetto ad un sezionatore classico, il sezionatore sotto carico o interruttore di manovra sezionatore, permette l'interruzione della corrente mentre essa sta transitando nel circuito (ma non in condizioni di corto circuito). In molte situazioni anche l'apertura di un sezionatore non assicura che le apparecchiature elettriche poste a valle siano in condizioni di sicurezza. Potrebbe, infatti, essere presente una tensione residua tra gli apparecchi: si utilizza quindi un sezionatore di messa a terra il quale, una volta chiuso, crea un

collegamento franco tra la terra e l'apparecchiatura, fissandone il potenziale e annullando quindi la tensione residua. Nel normale funzionamento solitamente i sezionatori di terra sono interbloccati meccanicamente con i sezionatori di linea o di sbarra (cioè i sezionatori sopra descritti), con la precisa condizione che quando uno è aperto l'altro è chiuso.

L'interruttore di potenza è utilizzato invece per interrompere automaticamente il passaggio della corrente nel caso di corto circuito o di sovracorrente, permettendo l'estinzione dell'arco elettrico.

In figura 3.13 è possibile osservare uno schema unifilare dello skid, in cui sono presenti l'inverter, il trasformatore e le protezioni del quadro di media tensione.

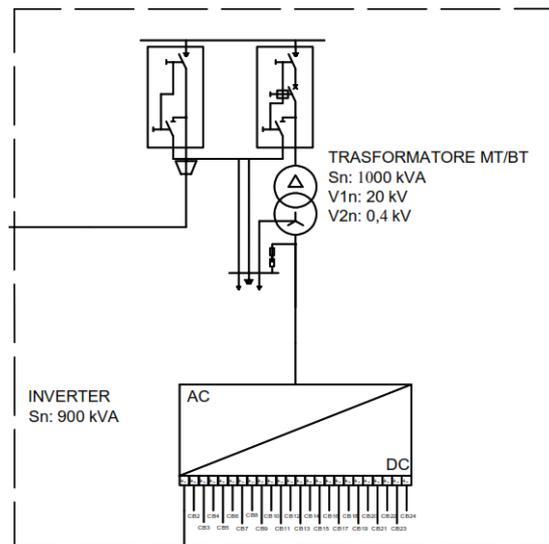


Figura 3.13: Schema unifilare dello skid

3.4.2 Suddivisione del campo fotovoltaico in stringhe

All'interno del campo fotovoltaico è stato effettuato un raggruppamento dei moduli in stringhe: il numero di moduli in serie è dettato dalla massima tensione accettata in ingresso dall'inverter che, come visto, è di 1000 V. La tensione massima di un modulo è funzione della tensione a vuoto (V_{oc}) e dal suo coefficiente di temperatura (T_{coeff}), della temperatura della cella in condizioni standard (T_{cel}) e della temperatura ambiente minima (T_{amb}). Andando a considerare il modulo Tiger Pro da 610 Wp descritto in 2.2.2 e considerando una temperatura ambiente minima di $0^{\circ}C$, la tensione massima vale:

$$V_{max} = V_{oc} - \left(V_{oc} - \frac{T_{coeff}}{100} (T_{cell} - T_{amb}) \right) = 55,04 - \left(55,04 \frac{-0,28}{100} (25 - 0) \right) = 58,89 V$$

In funzione di questo valore è stato deciso di suddividere il campo in stringhe da 16 moduli ciascuno, aventi tensione massima di 942,3 V e quindi inferiore al valore massimo

accettato dall'inverter. Utilizzando questa configurazione è possibile rispettare anche il vincolo relativo alla tensione minima in ingresso all'inverter; utilizzando la relazione precedente riferita alla tensione MPP e considerando una temperatura ambiente massima di 40 °C, si ottiene una tensione minima di stringa pari a 700,95 V che è maggiore rispetto alla tensione minima in ingresso all'inverter (656 V).

Considerando un numero totale di moduli pari a 1632, si ottengono quindi 102 stringhe con potenza di 9,76 kW ciascuna. Al fine di rendere maggiormente omogeneo il comportamento dei moduli afferenti ad una stringa, è stato deciso di realizzare strutture di inseguimento costituite esattamente da 16 moduli. È necessario verificare che la corrente del campo fotovoltaico sia compatibile con la massima corrente accettata in ingresso dall'inverter. Come ipotesi cautelativa si considera la corrente di cortocircuito del modulo maggiorata di un guadagno del 25 %, per tenere in considerazione anche il contributo della faccia posteriore del modulo. Si ottiene quindi:

$$I_{max} = (14,11 * 1,25) * 102 = 1799 \text{ A}$$

che è inferiore alla massima corrente di corto circuito in ingresso all'inverter (2500 A).

Poiché il numero massimo di ingressi dell'inverter è pari a 9 è necessario utilizzare dei quadri di stringa o **combiner box**, i quali permettono di combinare l'ingresso di più stringhe in un'unica uscita ed ospitano al loro interno i fusibili di stringa per la protezione da sovracorrenti, i sezionatori ed i dispositivi di protezione da sovratensioni. I dispositivi utilizzati per l'impianto in questione sono gli **SMA DC-CMB-U10-16** a 16 ingressi, le cui specifiche complete sono riportate in tabella 3.4.

Tabella 3.4: Scheda tecnica del combiner box SMA DC-CMB-U10-16

Tensione nominale	1000 V
Numero di ingressi	16
Corrente nominale	13,75 A
Tipo di fusibile	10,3 x 38 - 1000 VDC - gPV
Corrente nominale	220 A
Sezionatori	400 A / 1000 V
Scaricatori	Tipo 2, Inom = 15 kA; I _{max} = 40 kA
Grado di protezione IP (IEC 60529)	IP 54
Materiale dell'involucro	fibra di vetro rinforzata in plastica
Dimensioni (W x H x D)	550 x 650 x 260 mm
Classe di protezione (IEC 61140)	II
Temperatura ambiente di funzionamento	da - 25 °C a + 60°C

Avendo in questo caso 102 stringhe sono necessari 7 combiner box: 5 prendono in ingresso 16 stringhe ciascuno, mentre i restanti 2 prendono in ingresso 11 stringhe. In figura 3.14 è possibile osservare la suddivisione delle stringhe che afferiscono ad ogni combiner, evidenziate con colori differenti e collegate attraverso il cavo di bassa tensione (colore blu).

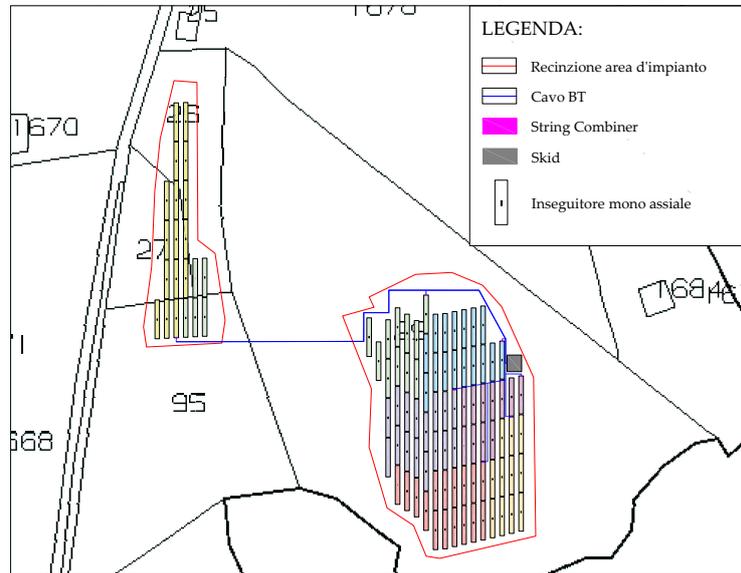


Figura 3.14: Layout di bassa tensione dell'impianto

3.4.3 Posa, livello di tensione e tipo di cavi

I cavi in bassa tensione (DC) vengono utilizzati per i collegamenti tra la stringhe ed i combiner box e per i collegamenti tra questi ultimi e l'inverter presente nell'impianto. Considerando cavi con materiale conduttore in alluminio, un prodotto che è possibile utilizzare è il cavo **ARE4R** della **Prismyan**, le cui caratteristiche sono:

- cavo unipolare;
- tensione nominale: 0,6 / 1,0 kV AC (1,5 kV DC);
- tensione massima DC: 2,0 kV;
- anima: conduttore a corda compatta a fili di alluminio (in accordo alla norma IEC 60228, classe 2);
- isolante: miscela di polietilene reticolato;
- guaina: in PVC speciale di qualità ST2, colore nero;
- temperatura di funzionamento in condizioni ordinarie: 90°C;
- temperatura di funzionamento ammissibile in corto circuito: 250°C.

Il tipo di posa considerata è di tipo L, ovvero direttamente interrata senza protezione meccanica aggiuntiva (figura 3.15).

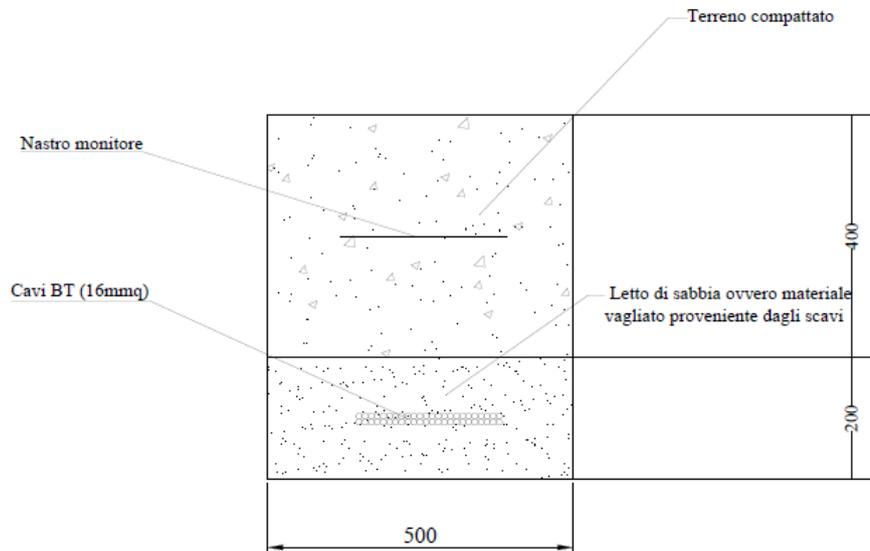


Figura 3.15: Sezione tipo cavo bassa tensione

Il cavo in media tensione viene utilizzato per il collegamento tra lo skid e la cabina utente ed è stato scelto, in questo caso, il cavo in alluminio Prysmian **ARE4H5E COMPACT**, che presenta le seguenti caratteristiche:

- cavo unipolare;
- tensione nominale: 12/20 kV;
- anima: conduttore a corda rotonda compatta di alluminio;
- semiconduttivo interno: mescola estrusa;
- isolante: mescola di polietilene reticolato;
- rivestimento protettivo: nastro semiconduttore igroespandente;
- schermatura: nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale;
- guaina: polietilene colore rosso (DMP 2);
- temperatura di funzionamento in condizioni ordinarie: 90°C ;
- temperatura di funzionamento ammissibile in corto circuito: 250°C .

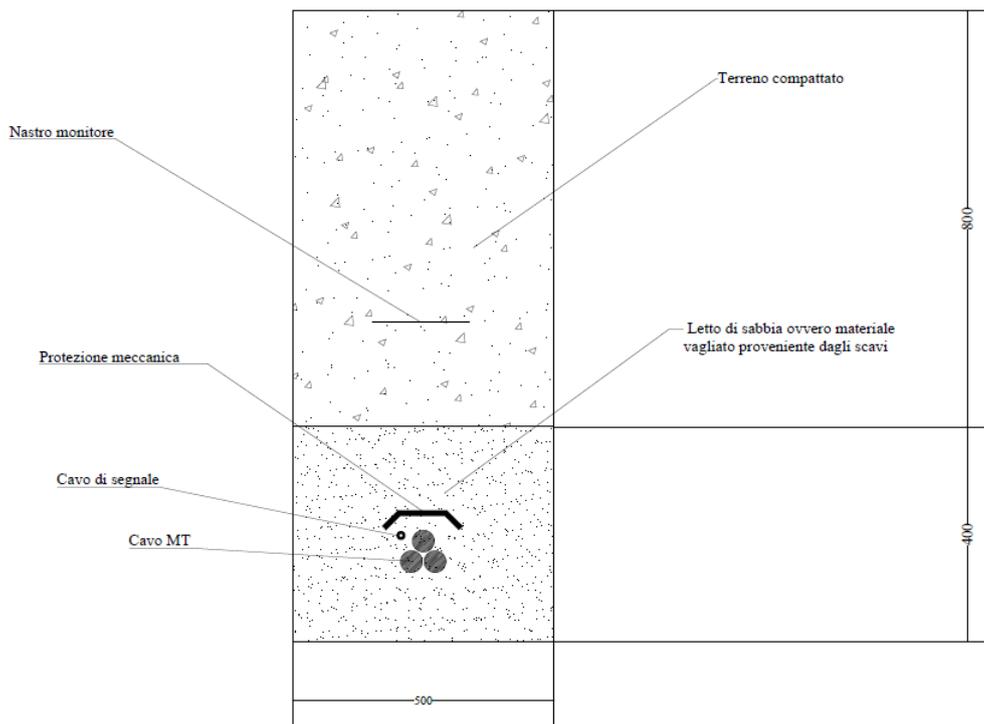


Figura 3.16: Sezione tipo cavo media tensione

Il tipo di posa considerata è di tipo M, ovvero direttamente interrata con tegolo o lastra di calcestruzzo o altro materiale quale protezione meccanica addizionale (figura 3.16).

In fase di rinterro vanno adottate tutte le cure e gli accorgimenti di rito al fine di evitare che i percorsi delle condutture elettriche divengano future vie di ruscellamento superficiale delle acque. Ciò avrebbe l'effetto di erodere gli strati di copertura delle sezioni di scavo. Inoltre, col tempo, le successive infiltrazioni di acqua potrebbero asportare la sabbia di riempimento trasformando l'elettrodotto in una sorta di canale. Opportuni accorgimenti devono essere presi per fare sì che ciò non accada.

Prescrizioni per la posa dei cavi

In ottemperanza ai dettami della norma **CEI 11-17** sezione 4.3, si considerano le seguenti prescrizioni per la posa dei cavi:

- durante le operazioni di posa o di spostamento dei cavi per installazione fissa, la loro temperatura per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venire piegati o raddrizzati non deve essere inferiore a $0^{\circ}C$;
- durante le operazioni di posa dei cavi per installazione fissa, se non altrimenti specificato dalle norme particolari dei costruttori, i raggi di curvatura dei cavi,

misurati sulla generatrice interne degli stessi, non devono essere inferiori a $12D$ (per cavi senza alcun rivestimento metallico), dove D è il diametro esterno del cavo;

- gli sforzi di tiro necessari durante le operazioni di posa dei cavi non vanno applicati ai rivestimenti protettivi, bensì ai conduttori, per i quali d'altronde si raccomanda di non superare una sollecitazione di 50 N/mm^2 per conduttori di alluminio.

Le precauzioni riportate sono necessarie al fine di evitare che, durante le operazioni di posa, il cavo si danneggi e conseguentemente si alteri la capacità a svolgere il compito per cui è predisposto. Le stesse vanno integrate con quelle dei costruttori, riportate sulla documentazione tecnica a corredo dei prodotti che, qualora più restrittive, hanno valenza superiore. Inoltre è opportuno che l'installatore conservi e fornisca quanto necessario a dimostrare l'avvenuto rispetto delle prescrizioni in questione, ad esempio le temperature e le condizioni presenti durante la posa e la permanenza in magazzino dei prodotti.

Accessori, terminazioni e giunzioni

Innanzitutto va detto che è sempre preferibile ridurre al minimo il numero delle giunzioni, solitamente punti deboli delle condutture. Allo scopo, è necessario scegliere bobine con avvolta la pezzatura di cavo massima praticabile. In tutti i modi bisogna fare sì che, particolarmente per i tratti brevi, non vi siano giunzioni; ciò è più semplicemente fattibile effettuando ordinazioni mirate delle pezzature sulla base di misure reali. In proposito si potrebbe rivelare conveniente l'impiego di conduttori multipolari avvolti ad elica visibile per i tratti brevi e di unipolari, che sono forniti anche con pezzature superiori al chilometro, per quelli lunghi. Gli accessori dei cavi devono essere idonei a sopportare le sollecitazioni elettriche, termiche e meccaniche previste durante l'esercizio in condizioni ordinarie e anomale. In particolare ai sensi della CEI 11-17 punto 7.1.3 devono poter sopportare le correnti di cortocircuito previste per la sezione dei conduttori, delle guaine e degli schermi dei cavi su cui vengono montati. Vale in proposito la considerazione riportata nella suddetta norma circa le prove necessarie a qualificare l'accessorio come idoneo. La tensione di designazione degli accessori deve essere almeno uguale alla tensione nominale del sistema. Le terminazioni devono rispettare le prescrizioni dei produttori di quadri e inverter. Il giunto va adagiato sul fondo dello scavo in modo da avere nel piano di posa un supporto continuo per la sua intera lunghezza, quindi va ricoperto di uno strato di sabbia del tipo a bassa resistività, del tipo silicea preferibilmente verificata previa misura, aggiungendo altro materiale simile sino a sovrastare la sommità di almeno 10 cm. Il giunto deve essere contornato completamente e sui fianchi laterali e superiormente da un cassonetto di mattoni e sabbia del tipo indicato. L'ubicazione sarà segnalata sulla planimetrie riportanti il percorso dei cavi in modo tale che sia possibile una rapida e sicura individuazione futura. È auspicabile l'impiego di giunti autorestringenti che, a fronte di

un costo superiore, sono di più semplice e rapida installazione e di prestazione funzionale superiore.

Prove

La norma CEI 11- 17 sezione 8 raccomanda che, prima della messa in servizio, sia eseguito un controllo allo scopo di assicurarsi che il montaggio degli accessori sia stato eseguito senza difetti e che i cavi non siano stati deteriorati durante la posa. Per la descrizione delle prove da eseguire si rimanda alla sezione della norma citata.

3.4.4 Calcolo della portata in regime permanente e della massima caduta di tensione ammissibile per i cavidotti BT

Come visto in precedenza, il cavo BT utilizzato in questi calcoli è il cavo ARE4R, le cui caratteristiche di resistenza e portata per singolo cavo interrato sono illustrate nella tabella 3.5.

Tabella 3.5: Caratteristiche del cavo ARE4R

CAVO		ARE4R 0,6/1kV	
SEZ. [mm^2]	RES. a 20°C [Ω/m]	RES. a 40°C [Ω/m]	PORT. [A]
16	0,00191	0,00206	98
25	0,0012	0,00129	126
35	0,000868	0,00094	151
50	0,000641	0,00069	178
70	0,000443	0,00048	218
95	0,00032	0,00035	261
120	0,000253	0,00027	296
150	0,000206	0,00022	332
185	0,000164	0,00018	374
240	0,000125	0,00013	432
300	0,0001	0,00011	486
400	0,0000778	0,00008	549

I cavi BT collegano le stringhe del campo fotovoltaico ai combiner box in modo da raggruppare più stringhe e minimizzare la lunghezza complessiva dei cavi. A loro volta, dai combiner partono altri cavi BT che arrivano fino all'inverter presente nell'impianto. È necessario dunque dimensionare tutti i tratti in modo tale che siano in grado di trasportare le relative potenze, rispettando sia il criterio elettrico sia quello termico.

Per soddisfare il criterio termico deve essere verificato che ogni tratto di cavo abbia una sezione tale che la sua portata sia sempre superiore alla corrente di impiego ad esso associata, in modo da non avere una perdita di vita utile del cavo stesso.

Per quanto riguarda il tratto che collega le varie stringhe ai combiner, la corrente di impiego è ricavata, in via cautelativa, dalla corrente di corto circuito dei moduli fotovoltaici. Nel caso dei pannelli bifacciali, come ulteriori ipotesi cautelativa, viene considerata la corrente nominale maggiorata del 25 %, corrispondente al massimo guadagno possibile dovuto alla faccia posteriore. Si ha quindi:

$$I_b = 14,11 * 1,25 = 17,64 A$$

Per il tratto che collega i combiner box all'inverter sono state considerate le stesse ipotesi cautelative. Nel caso in questione, si hanno un massimo di 16 stringhe collegate ad un combiner, e ricordando che la corrente di stringa coincide con la corrente del modulo, si ricava:

$$I_b = 14,11 * 1,25 * 16 = 282,20 A$$

È necessario quindi scegliere una sezione dei cavi che garantisca una portata superiore alla corrente di impiego ricavata.

Per soddisfare il criterio elettrico deve essere verificato che ogni linea BT abbia una caduta di tensione inferiore al 2 %, considerando sia il tratto “stringhe - combiner” che il tratto “combiner – inverter”.

La caduta di tensione di un singolo tratto è data da:

$$\Delta V\% = 2l \frac{I_b}{n} r \frac{100}{V_n}$$

dove:

- l : lunghezza del tratto considerato (m);
- I_b : corrente di impiego (A);
- n : numero di conduttori per fase
- r : resistenza unitaria del cavo (Ω/m);
- V_n : tensione nominale (V), considerata pari alla tensione MPP.

Per i cavi BT che collegano le stringhe ai combiner si è effettuato il dimensionamento considerando la lunghezza del cavo pari a 105 m (corrispondente al tratto stringa - combiner di lunghezza maggiore), il guadagno massimo del modulo bifacciale pari al 25% e la corrente di impiego è stata ottenuta considerando quella di cortocircuito. A valle di queste condizioni

si è scelto di utilizzare una sezione pari a 35 mm^2 che garantisce una portata (151 A) molto maggiore rispetto alla corrente di impiego (17,64 A); la caduta di tensione vale quindi:

$$\Delta V\% = 2 * 105 * 17,64 * \frac{100}{45,73 * 16} = 0,47 \%$$

Una volta dimensionati i tratti “stringhe - combiner” si passa ad effettuare il dimensionamento dei tratti “combiner – inverter”, considerando una lunghezza di 200 m dei collegamenti elettrici, corrispondente alla massima distanza tra combiner box e inverter. La sezione utilizzata è in questo caso di 400 mm^2 a cui corrisponde una portata di 549 A, anche in questo caso maggiore rispetto alla corrente di impiego (282,20 A). La caduta di tensione relativa a questo tratto è pari a:

$$\Delta V\% = 2 * 200 * 282,20 * \frac{100}{45,73 * 16} = 1,29 \%$$

Si ottiene infine una caduta di tensione totale per i tratti in continua, calcolata come somma dei valori precedenti, pari a 1,77 % ed inferiore quindi al limite massimo.

3.4.5 Calcolo della portata in regime permanente e della massima caduta di tensione ammissibile per i cavidotti MT

Il cavo utilizzato in questi calcoli preliminari per il dimensionamento della linea di media tensione è il cavo ARE4H5E COMPACT, le cui caratteristiche di resistenza e portata per posa a trifoglio sono illustrate nella tabella 3.6.

Tabella 3.6: Caratteristiche del cavo ARE4H5E COMPACT

CAVO	ARE4H5E COMPACT 12/20 kV			
SEZIONE [mm^2]	R [Ω/m]	X [Ω/m]	Iz - trifoglio [A]	\varnothing ext (mm)
50	0.00083	0.00015	175	28
70	0.00058	0.00014	214	29
95	0.000416	0.00013	256	30
120	0.000333	0.00013	291	32
150	0.00027	0.00012	325	33
185	0.000218	0.00012	368	35
240	0.000168	0.00011	427	37
300	0.000136	0.00011	483	42
400	0.000109	0.00011	551	45
500	0.000089	0.0001	627	48

Il cavo MT è utilizzato per connettere lo skid presente all'interno dell'impianto alla cabina utente, in cui si trovano i dispositivi di protezione e di misura, ed ha una lunghezza di 110 m. Come per il caso in bassa tensione è necessario dimensionare il tratto in modo tale che sia in grado di trasportare la relativa potenza rispettando sia il criterio elettrico sia quello termico.

Per soddisfare il criterio termico deve essere verificato che il tratto di cavo abbia una sezione tale che la sua portata sia sempre superiore alla corrente di impiego ad essa associata, in modo da non avere una perdita di vita utile del cavo stesso.

La corrente di impiego è data da:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3}V_n \cos \phi} = \frac{900 * 1000}{\sqrt{3} * 20000 * 0.95} = 27,35 A$$

dove:

- P: potenza attiva transistante sulla linea (W);
- V_n : tensione nominale (V);
- $\cos \phi$: fattore di potenza.

È necessario quindi scegliere una sezione del cavo che abbia una portata, calcolata a valle dell'utilizzo dei coefficienti correttivi, superiore alla corrente di impiego.

La portata I_z di un cavo viene infatti ricavata dalla seguente formula:

$$I_z = I_0 * k_1 * k_2 * k_3 * k_4$$

dove:

- I_0 : portata nominale del cavo relativa la metodo di installazione previsto (A);
- k_1 : fattore di correzione per temperature del terreno diverse da $20^\circ C$;
- k_2 : fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;
- k_3 : fattore di correzione per profondità di interrimento diverse dal valore base (0,8 m);
- k_4 : fattore di correzione per resistività termica diversa dal valore base (Km/W).

È stato quindi utilizzato un coefficiente complessivo pari a 0,91, essendo tutti i coefficienti pari ad 1 ad eccezione di $k_4 = 0,91$, che si riferisce ad un cavo posizionato all'interno di sabbia asciutta (figura 3.17).

Resistività termica (K m/W)	Tipo di cavo	
	Unipolare	Multipolare
terreno o sabbia con umidità normale	1	1,16
terreno argilloso calcestruzzo	1,2	1,14
terreno o sabbia con media umidità	1,5	1,1
terreno o sabbia con bassa umidità	2	1
sabbia asciutta	2,5	0,91
ghiaia		0,92

Figura 3.17: Valori indicativi del coefficiente di correzione della portata k_4 per alcuni materiali

Per soddisfare il criterio elettrico deve essere verificato che la linea MT abbia una caduta di tensione inferiore al 2%, la quale può essere ricavata come:

$$\Delta V\% = \sqrt{3}l \frac{I_b}{n} (r \cos \phi + x \sin \phi) \frac{100}{V_n}$$

dove:

- l : lunghezza del tratto considerato (m);
- I_b : corrente di impiego;
- n : conduttori per fase;
- r : resistenza unitaria del cavo (Ω/m);
- x : reattanza unitaria del cavo (Ω/m);
- $\cos \phi$: fattore di potenza (ipotizzato 0,95);
- V_n : tensione nominale (V).

costituiscono il **dispositivo generale (DG)** ed il **dispositivo di interfaccia (DDI)**.

L'89l permette di garantire un sezionamento generale di tutto l'impianto a valle, il quale può essere manovrato quando l'impianto è in tensione e con il carico connesso ma non in condizioni di cortocircuito.

Il 52c è l'interruttore automatico comandato dalle protezioni, il quale permette di garantire al distributore di essere selettivo nei suoi confronti: è necessario impostare dei parametri sull'interruttore generale tali per cui un eventuale guasto in rete lato utente non si ripercuota verso la rete del distributore. Le protezioni assicurate sull'interruttore necessitano di un ingresso voltmetrico e di uno amperometrico: grazie alla presenza del trasformatore amperometrico TA2 è possibile garantire la protezione dal sovraccarico e dal corto circuito (codici 51 e 50), mentre i trasformatori voltmetrici garantiscono le protezioni di minima e massima tensione (codici 27 e 59). È presente inoltre un trasformatore toroidale amperometrico omopolare (TA3), abbinato alle protezioni omopolari di terra (codici 51N e 67N), il quale permette di individuare eventuali dissimmetrie sulle fasi identificabili con la presenza di una fase a terra. Il relè con codice 81 è relativo invece ad un controllo della frequenza di rete.

Poiché l'impianto supera i 20 kW, diventa per norma **officina elettrica** andando a sostituirsi al produttore di energia nazionale. È necessario quindi pagare un'accisa sull'energia prodotta rendendo necessario un contatore (accessibile all'Agenzia delle Dogane) per misurare, attraverso TV1 e TA1, l'energia prodotta ed immessa in rete.

3.5 Producibilità

In seguito alla definizione del layout dell'impianto e al dimensionamento di massima dei componenti elettrici, è stata effettuata una simulazione per verificare la producibilità dell'impianto. È stato utilizzato per tale simulazione il software **PVsys** sfruttando i dati meteo del sito in questione ottenuti attraverso il portale **Solargis**. In riferimento all'area di intervento in oggetto, sulla base dei dati considerati, si rileva una buona disponibilità di Sole, come evidente nella tabella 3.7 in cui sono riportati i valori di irraggiamento orizzontale globale e diffuso orizzontale.

È da sottolineare come tali dati siano una media mensile, ottenuti a partire da quelli degli ultimi 15 anni, e permettono di stimare la producibilità dell'impianto in quello che potrebbe essere considerato un anno tipico. Per un primo dimensionamento dell'impianto, l'utilizzo di questi dati è comunque sufficiente e non si rende necessario l'utilizzo di dati giornalieri o orari.

All'interno del software è stato possibile definire il tipo ed il numero di moduli utilizzati, la configurazione delle stringhe ed il tipo di inverter; è stata poi importata da PVcase la configurazione delle strutture al fine di stabilire l'ombreggiamento tra i filari durante la

Tabella 3.7: Valori di irraggiamento del sito in questione

Mese	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)
Gen	66.1	28.5
Feb	82.2	34.6
Mar	127.6	52.2
Apr	155.1	65.2
Mag	197.5	76.2
Giu	218.3	73.2
Lug	229.6	69.9
Ago	201.8	66.9
Set	142.7	57.0
Ott	106.6	45.1
Nov	69.0	31.2
Dic	57.9	26.2
Anno	1654.5	626.0

giornata. Per definire la producibilità della faccia posteriore dei moduli è stato inserito un coefficiente di **albedo**, che rappresenta il potere riflettente di una superficie, pari 0,3.

Per definire le perdite sono stati utilizzati dei valori standard, suggeriti dal software:

- perdite per sporco campo: 1 %;
- perdite LID: 1 %;
- perdita di qualità dei moduli: 0,8 %;
- perdite per mismatch del modulo: 2 % al MPP;
- perdite per disadattamento delle stringhe: 0,1 %.

Le perdite ohimiche, pari a 1,9 % in STC, sono state individuate inserendo la sezione e la lunghezza dei vari tratti di cavo all'interno del software, il quale le ha poi calcolate automaticamente.

Per quanto riguarda invece il fattore di perdita IAM, i valori considerati sono riportati nella tabella 3.8.

I risultati della simulazione mostrano una produzione specifica dell'impianto molto elevata (grazie all'utilizzo di inseguitori), pari a 1830 kWh/kWp/anno ed una produzione complessiva annuale pari a 1,8 GWh. In figura 3.19 è mostrata la distribuzione di energia

Tabella 3.8: Fattore di perdita IAM al variare dell'angolo di irraggiamento

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1,000	0,999	0,987	0,962	0,982	0,816	0,681	0,440	0,000

giornaliera in uscita dal sistema, con picchi di produzione che raggiungono i 9,5 MWh durante i mesi estivi.

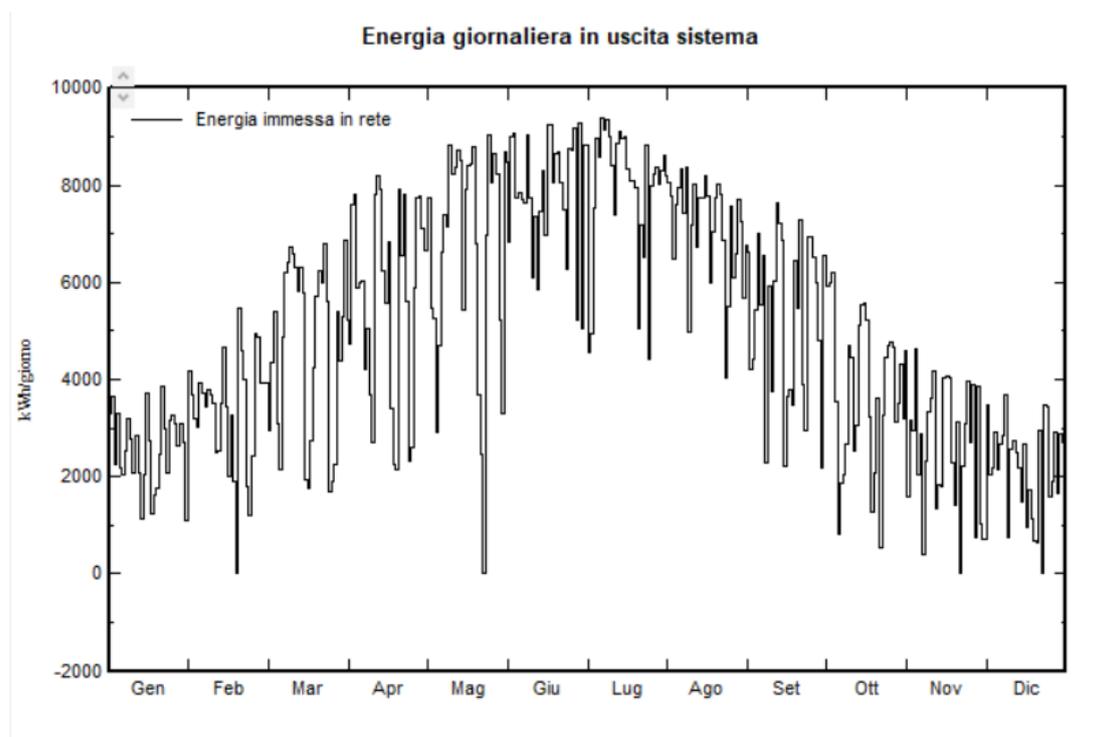


Figura 3.19: Energia giornaliera in uscita dal sistema

L'indice di rendimento (**performance ratio**), che rappresenta il rapporto tra il rendimento energetico effettivo ed il possibile rendimento teorico dei moduli, vale mediamente 0,803 durante l'anno; le variazioni mensili di tale parametro sono illustrate in figura 3.20.

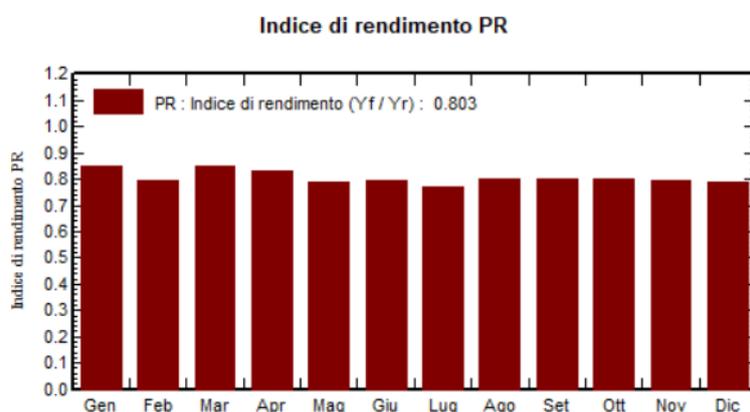


Figura 3.20: Indice di rendimento dell'impianto

In definitiva è possibile affermare che i risultati ottenuti dalla simulazione sono realistici e soddisfano le previsioni attese per un impianto situato nel sud Italia, costituito da inseguitori monoassiali dotati di moduli bifacciali. Per completezza d'informazione bisogna precisare che la simulazione è stata effettuata considerando l'asse dei tracker in posizione orizzontale rispetto all'asse nord-sud, trascurando la pendenza del suolo (che comunque non supera mai il 15 %). Ciò è stato necessario perché, al momento della simulazione, PVsyst non supporta la possibilità di importare strutture con asse inclinato: in tale senso i risultati ottenuti potrebbero variare leggermente al ribasso, se si considerasse anche questo fattore, ma senza modificare significativamente la producibilità dell'impianto.

3.6 Compatibilità elettromagnetica

Lo studio di impatto elettromagnetico si rende necessario al fine di una valutazione del campo elettrico e magnetico nei riguardi della popolazione. In particolare, per quanto riguarda la sicurezza dei lavoratori presenti nelle aree interessate, si andrà a verificare il rispetto dei vari limiti di esposizione al campo elettromagnetico per evitare l'insorgenza sia di effetti acuti che cronici.

3.6.1 Norme e leggi di riferimento

La normativa nazionale per la tutela della popolazione dagli effetti dei campi elettromagnetici disciplina separatamente le basse frequenze (es. elettrodotti) e le alte frequenze (es. impianti radiotelevisivi, stazioni radio base, ponti radio). Il 14 febbraio 2001 è stata approvata dalla Camera dei deputati la legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico (**L.36/01**). In generale il sistema di protezione dagli effetti delle esposizioni agli inquinanti ambientali distingue tra:

- effetti acuti (o di breve periodo), basati su una soglia, per cui si fissano limiti di esposizione che garantiscono, con margini cautelativi, la non insorgenza di tali effetti;
- effetti cronici (o di lungo periodo), privi di soglia e di natura probabilistica (all'aumentare dell'esposizione aumenta non l'entità ma la probabilità del danno), per cui si fissano livelli operativi di riferimento per prevenire o limitare il possibile danno complessivo.

All'interno delle legge sono utilizzati termini differenti ed è necessario quindi distinguere il significato di tali termini. Si parla in particolare di:

- **limiti di esposizione:** valori di campo elettromagnetico (abbreviato in CEM) che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela dagli effetti acuti;

- **valori di attenzione:** valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti di lungo periodo;
- **obiettivi di qualità:** valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori ai CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo.

La normativa di riferimento in Italia per le linee elettriche è il **DPCM dell'8 luglio 2003** (G.U. n. 200 del 29.8.2003) "Fissazione dei limiti massimi di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"; tale decreto, per effetto di quanto fissato dalla legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico, stabilisce:

- i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute della popolazione nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze non contemplate dal D.M. 381/98 (frequenze tra i 100 kHz ed i 300 GHz), ovvero i campi a bassa frequenza (ELF) e a frequenza industriale (50 Hz);
- i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute dei lavoratori professionalmente esposti nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz (esposizione professionale ai campi elettromagnetici);
- le fasce di rispetto per gli elettrodotti in AT.

Relativamente alla definizione di limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità per l'esposizione della popolazione ai campi di frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti, il DPCM sopracitato propone i valori illustrati nella tabella 3.9.

Tabella 3.9: Limiti previsti dal DPCM 08/07/2003

Limiti previsti	Induzione magnetica B (μT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
Limite d'esposizione	100	5
Limite d'attenzione	10	-
Obiettivo di qualità	3	-

Il valore di attenzione di $10 \mu T$ si applica nelle aree di gioco per l'infanzia, negli ambienti abitativi, negli ambienti scolastici e in tutti i luoghi in cui possono essere presenti persone per almeno 4 ore al giorno. Tale valore è da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio. L'obiettivo di qualità di $3 \mu T$ si applica ai nuovi elettrodotti nelle vicinanze dei sopraccitati ambienti e luoghi, nonché ai nuovi insediamenti ed edifici in fase di realizzazione in prossimità di linee e di installazioni elettriche già esistenti (ed anche in questo caso il valore è inteso come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio).

Oltre alle norme legislative esistono dei rapporti informativi dell'Istituto superiore della sanità (**ISTISAN 95/29** ed **ISTISAN 96/28**) che approfondiscono la problematica e mirano alla determinazione del principio cautelativo. Questi rapporti definiscono la cosiddetta **Soglia di Attenzione Epidemiologia (SAE)** per l'induzione magnetica, che è posta pari a $0.2 \mu T$: un valore limite, cautelativo, al di sotto del quale è dimostrata la non insorgenza di patologie.

In merito alla tutela della salute dei lavoratori che opereranno sull'impianto, si fa riferimento al **D.Lgs. n. 159 del 1° agosto 2016** "Attuazione della direttiva 2013/35/UE sulle disposizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (campi elettromagnetici) e che abroga la direttiva 2004/40/CE" il quale apporta modifiche al già esistente D.Lgs. n. 81 del 9 aprile 2008 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro. In particolare nel suddetto D.Lgs. 159/2016 vengono indicati i **valori di azione (VA)** per esposizione rispettivamente ai campi elettrici e ai campi magnetici. Nel caso di impianti a frequenza industriale, i valori da rispettare sono, per il campo elettrico:

$$5 * \frac{10^5}{f} = 5 * \frac{10^5}{50} = 1000 V/m$$

Mentre per il campo magnetico:

$$1 * 10^3 = 1000 \mu T$$

I valori di azione consentono una valutazione semplificata delle conformità ai pertinenti valori limite di esposizione (VLE). In particolare il rispetto dei VA garantisce il rispetto dei pertinenti VLE, mentre il superamento dei VA medesimi corrisponde all'obbligo di adottare le pertinenti misure di prevenzione e protezione presenti all'interno dell'articolo 210.

3.6.2 Descrizione dell'impianto

Nell'esercizio degli impianti fotovoltaici i campi elettromagnetici si manifestano a 50 Hz: a frequenze così basse corrispondono lunghezze d'onda in aria molto grandi (6000 km). In

queste condizioni il campo elettrico e quello magnetico agiscono in modo indipendente l'uno dall'altro e sono calcolati e misurati separatamente.

I campi elettrici sono prodotti dalle cariche elettriche e la loro intensità viene misurata in Volt al metro (V/m) o in chiloVolt al metro (kV/m). L'intensità dei campi elettrici è massima vicino al dispositivo e diminuisce con la distanza, inoltre essi vengono schermati dalla maggior parte dei materiali di uso comune.

I campi magnetici sono prodotti dal moto delle cariche elettriche, cioè dalla corrente; la loro intensità si misura in Ampere al metro (A/m), ma è spesso espressa in termini di una grandezza corrispondente, l'induzione magnetica, che si misura in Tesla (T), milliTesla (mT) o microTesla (μ T). I campi magnetici sono massimi vicino alla sorgente e diminuiscono con la distanza. Rispetto ai campi elettrici non vengono però schermati dalla maggior parte dei materiali di uso comune, che ne vengono facilmente attraversati.

Gli impianti fotovoltaici, essendo costituiti fondamentalmente da elementi per la produzione ed il trasporto di energia elettrica, sono interessati dalla presenza di campi elettromagnetici.

Le componenti dell'impianto sulle quali rivolgere l'attenzione al fine della valutazione dell'impatto elettromagnetico sono:

- i moduli fotovoltaici;
- l'inverter;
- il trasformatore MT/BT;
- i cavidotti per il trasporto dell'energia elettrica.

3.6.3 Cenni teorici sul modello utilizzato

Ogni apparecchiatura che produce o che viene attraversata da una corrente elettrica è caratterizzata da un campo elettromagnetico. Il campo elettromagnetico presente in un dato punto dello spazio è definito da due vettori: il campo elettrico e l'induzione magnetica. Il primo, misurato in V/m, dipende dall'intensità e voltaggio della corrente, mentre l'induzione magnetica, che si misura in μT , dipende dalla permeabilità magnetica del mezzo.

Le grandezze caratterizzanti il campo elettrico ed il campo magnetico sono in generale intercorrelate, fatta eccezione per i campi a frequenze molto basse come il caso in questione, per le quali il campo elettrico ed il campo magnetico possono essere considerati indipendenti. In generale, le correlazioni tra campo elettrico e campo magnetico sono assai complesse, dipendono dalle caratteristiche della sorgente, dal mezzo di propagazione, dalla presenza di ostacoli nella propagazione, dalle caratteristiche del suolo e dalle frequenze in gioco. La diffusione del campo elettromagnetico nello spazio avviene nello stesso modo in tutte

le direzioni; la diffusione può essere comunque alterata dalla presenza di ostacoli che, a seconda della loro natura, inducono sul campo elettromagnetico riflessioni, rifrazioni, diffusioni e assorbimento, oppure dalla presenza di un altro campo elettromagnetico.

Tutti i cavi interrati sono schermati nei riguardi del campo elettrico, che pertanto risulta pressoché nullo in ogni punto circostante all'impianto.

Le grandezze che determinano invece l'intensità del campo magnetico nei pressi di un elettrodotto sono principalmente:

- distanza dalle sorgenti (conduttori);
- intensità delle sorgenti (correnti di linea);
- disposizione e distanza tra sorgenti (distanza mutua tra i conduttori di fase);
- presenza di sorgenti compensatrici;
- suddivisione delle sorgenti (terne multiple).

I metodi di controllo del campo magnetico si basano principalmente sulla riduzione della distanza tra le fasi, sull'installazione di circuiti addizionali nei quali circolano correnti di schermo, sull'utilizzo di circuiti in doppia terna a fasi incrociate e su quello di linee in cavo. I valori di campo magnetico risultano notevolmente abbattuti mediante interrimento degli elettrodotti; questi saranno posti a circa 1 m di profondità e generano, a parità di corrente trasportata, un campo magnetico al livello del suolo più intenso degli elettrodotti aerei (circa il doppio), con un'intensità che si riduce però molto più rapidamente con la distanza. Confrontando infatti il campo magnetico generato da linee aeree con quello generato da cavi interrati, si rileva che per i cavi interrati l'intensità massima del campo magnetico è più elevata, ma presenta un'attenuazione più pronunciata.

3.6.4 Analisi dell'impatto elettromagnetico dell'impianto

Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici lavorano in corrente e tensione continue e non in corrente alternata, per cui la generazione di campi variabili è limitata ai soli transitori di corrente (durante la ricerca del MPP da parte dell'inverter, e durante l'accensione o lo spegnimento) e sono comunque di brevissima durata. Nella certificazione dei moduli fotovoltaici alla norma **CEI 82-8** (IEC 61215) non sono comunque menzionate prove di compatibilità elettromagnetica, poiché assolutamente irrilevanti.

Inverter

Gli inverter sono apparecchiature che al loro interno utilizzano un trasformatore ad alta frequenza per ridurre le perdite di conversione. Essi pertanto sono costituiti per loro natura da componenti elettronici operanti ad alte frequenze. D'altro canto il legislatore ha previsto che tali macchine, prima di essere immesse sul mercato, possiedano le necessarie certificazioni a garantirne sia l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, sia le ridotte emissioni per minimizzarne l'interferenza elettromagnetica con altre apparecchiature elettroniche posizionate nelle vicinanze o con la rete elettrica stessa (via cavo).

Cavidotti

Si fa presente che nella scelta della soluzione tecnica per il collegamento sono stati considerati tutti gli accorgimenti che consentono la minimizzazione degli effetti elettromagnetici sull'ambiente e sulle persone. In particolare, la scelta di operare con linee interrate permette di eliminare la componente elettrica del campo, grazie all'effetto schermante del terreno; inoltre, la limitata distanza tra i cavi, ulteriormente ridotta grazie all'impiego di terne a trifoglio, fa sì che l'induzione magnetica risulti significativa solo nelle immediate prossimità dei cavi.

Per effettuare le analisi è stato utilizzato il software **Magic (MAGnetic Induction Calculation)** della BEShielding S.r.l.. Di seguito vengono esposti i risultati della simulazione relativa al tratto di linea di media tensione che parte dallo skid ed arriva alla cabina utente, caratterizzato da una sezione di 50 mm^2 e avente lunghezza di 100 m. Come ipotesi cautelativa viene considerata la portata effettiva del cavo, pari a 175 A, al posto della corrente di impiego, che è invece pari a 27,35 A.

La figura 3.21, ottenuta importando all'interno del software la geometria della disposizione dei cavi, mostra le curve isolivello a $10 \mu T$ (limite di attenzione) e $3 \mu T$ (obiettivo di qualità), dove $y = 0$ rappresenta il livello del suolo e $x = 0$ l'asse del cavidotto.

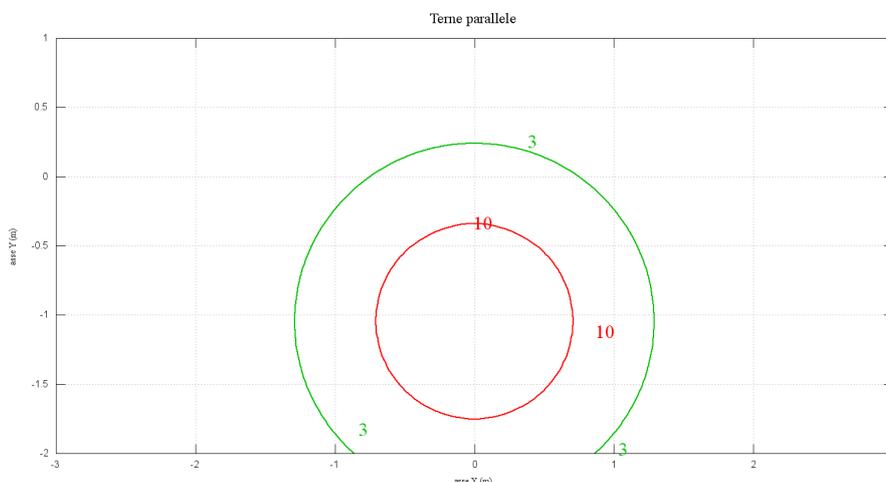


Figura 3.21: Curve isolivello induzione magnetica

La scelta di operare con linee MT interrate, come detto, permette di eliminare il contributo dovuto al campo elettrico, soprattutto in virtù dell'effetto schermante del terreno. Riguardo al campo magnetico, dai risultati delle simulazioni si può facilmente constatare che il valore dell'induzione magnetica al suolo risulta sempre inferiore a $10 \mu T$, valore indicato nel DPCM 08/07/2003 come limite di attenzione previsto per le aree di gioco per l'infanzia, negli ambienti abitativi, negli ambienti scolastici e in tutti i luoghi in cui possono essere presenti persone per almeno 4 ore al giorno. Altresì, spostandosi di circa 0,8 m dall'asse del cavidotto, i valori calcolati di campo magnetico scendono fino a soddisfare anche l'obiettivo qualità di $3 \mu T$. Si sottolinea, peraltro, che la posa del cavo è prevista in luoghi che non sono adibiti a permanenze prolungate della popolazione e tanto meno negli ambienti particolarmente protetti, quali scuole o aree di gioco per l'infanzia. Il suddetto cavo dovrebbe infatti essere posizionato ai margini della strada esterna all'area di impianto che permette di raggiungere la cabina utente.

Sono dunque rispettati anche i valori di azione indicati nel D.Lgs. 159/2016, pari a $1000 \mu T$ per il campo magnetico.

Trasformatore MT/BT

Il valore dell'induzione magnetica decresce rapidamente al crescere della distanza dal trasformatore, e per distanze comprese tra 1 e 10 m si può calcolare con la seguente formula:

$$B = 5 \frac{u_{cc}}{6} \sqrt{\frac{S_r}{630}} \left(\frac{3}{a}\right)^{2,8}$$

dove:

- u_{cc} : tensione percentuale di cortocircuito (6 %);
- S_r : potenza nominale del trasformatore (1000 kVA);
- a : distanza dal trasformatore.

Si ricorda che la stima derivante dalla formula è sovrastimata rispetto la realtà, inoltre si riferisce ad un trasformatore in resina in cui i valori di induzione sono maggiori rispetto a quelli in olio. I risultati ottenuti al variare della distanza dal trasformatore sono riportati in tabella 3.10.

Tabella 3.10: Induzione magnetica al variare della distanza del trasformatore

Distanza (m)	1	2	2,6	4	8	10
B (μT)	136,53	19,60	9,40	2,81	0,40	0,21

Si può osservare, analizzando i valori precedenti, che una distanza di 2,6 m dal trasformatore è sufficiente per raggiungere un valore di induzione magnetica che sia al di sotto del limite di attenzione, mentre una distanza di 4 m garantisce il rispetto dell'obiettivo di qualità. Sono dunque rispettati anche i valori di azione indicati nel D.Lgs. 159/2016 pari a $1000 \mu T$ per il campo magnetico. In definitiva, poiché il trasformatore si configura all'interno della recinzione dell'impianto, non accessibile a persone non autorizzate, e poiché l'area esterna alla piazzola in cui si trova lo skid in cui l'obiettivo di qualità non è raggiunto risulta esigua, si può escludere pericolo per la salute pubblica.

3.7 Richiesta di connessione alla rete

Come detto in precedenza, si prevede di connettere l'impianto descritto alla rete di distribuzione di media tensione. Affinché ciò sia possibile risulta necessario effettuare una richiesta di connessione formale ad **e-distribuzione**, in cui si specificano le caratteristiche dell'impianto attraverso una serie di documenti obbligatori ed altri opzionali. I documenti che è obbligatorio fornire sono i seguenti:

- domanda di connessione firmata con allegata la carta d'identità del richiedente;
- inquadramento dell'area d'impianto su carta tecnica regionale;
- schema unifilare dell'impianto fino al punto di consegna;
- inquadramento catastale dell'area d'impianto;
- piano particellare tabellare.

In seguito alla ricezione della documentazione, e-distribuzione si impegna ad inviare entro 60 giorni il preventivo per la connessione alla rete contenente la soluzione tecnica minima ed i relativi costi. Se il preventivo viene accettato, occorre inviare ulteriori documenti contenenti informazioni più dettagliate sul tipo di connessione che si intende realizzare al fine di ottenere il benessere di e-distribuzione per la connessione e la soluzione tecnica di dettaglio.

In seguito verranno descritti solamente i documenti obbligatori da fornire insieme alla domanda di connessione, in quanto al momento della scrittura di questo elaborato non è stato ancora ricevuto il preventivo e non sono stati quindi prodotti ulteriori documenti.

3.7.1 Domanda di connessione

La domanda di connessione ad e-distribuzione per impianti di produzione è articolata su più sezioni, ognuna delle quali deve essere compilata con i dati relativi all'impianto ed al richiedente. Per ovvie questioni di riservatezza sono riportate solamente le informazioni relative all'impianto e non quelle del richiedente.

Sezione A - Generalità dell'impianto

In questa sezione bisogna esplicitare il tipo di richiesta di connessione che, nel caso in questione, è una richiesta per un impianto di produzione di energia elettrica.

Sezione B - Dati del richiedente

Vengono qui riportati i dati anagrafici del richiedente e della società che rappresenta. Il titolare della richiesta può essere:

- il produttore (titolare della domanda di connessione della fornitura in prelievo);
- un mandatario con rappresentanza del produttore;
- un mandatario senza rappresentanza del titolare della connessione.

In questo caso il richiedente rappresenta il produttore e si impegna quindi ad affermare:

che risulterà intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove previsto dalla normativa vigente, ovvero delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione nonché assumerà la titolarità del relativo punto di connessione alla rete se non già nella propria titolarità.

Sezione C - Dati specifici dell'impianto di produzione

All'interno di questa sezione deve essere specificato il tipo di richiesta, che per l'impianto in questione è una richiesta di nuova connessione, ed i seguenti dati:

- ubicazione dell'impianto (indirizzo, CAP, Comune, Provincia, particelle e foglio catastale);
- potenza complessivamente richiesta per la connessione in immissione: 900 kW;
- potenza nominale dell'impianto di produzione: 900 kW (valore minimo tra la potenza di picco del campo fotovoltaico e la taglia dell'inverter);
- tipologia del sistema elettrico: trifase;
- contributo dell'impianto alla corrente di corto circuito: 100 A;
- fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica: solare;
- tipologia di produzione di energia elettrica: fotovoltaico, rinnovabile;
- numero delle sezioni di impianto: 1;

- data prevista di avvio dei lavori, di conclusione dei lavori e di entrata in esercizio dell'impianto;
- potenza complessiva dei prelievi effettuati sul punto di connessione: 18 kW (per alimentare esclusivamente i servizi ausiliari).

Sezione D - Dichiarazioni

Il richiedente deve dichiarare il tipo di disponibilità del sito oggetto dell'installazione degli impianti per la produzione dell'energia elettrica che è in questo caso un titolo di diritto di superficie. È necessario indicare inoltre il tipo di attività da svolgere, che è in questo caso la **cessione totale**, ovvero la vendita dell'energia prodotta al netto dell'autoconsumo degli ausiliari. In questa sezione può anche essere specificato se il richiedente intende o meno richiedere un incentivo e di quale tipo. È possibile, infine, indicare un punto della rete esistente al quale il Distributore dovrà riferirsi per la determinazione della soluzione di connessione; per l'impianto in questione è stato individuato un punto sulla linea aerea di distribuzione a 20 kV in prossimità dell'area di impianto: sono state fornite le coordinate GPS ed è stato indicato tale punto sulla planimetria catastale allegata alla domanda di connessione, come si vedrà in seguito.

Sezione E - Misura dell'energia elettrica immessa in rete e prelevata dalla rete e misura dell'energia elettrica prodotta

In questa sezione è possibile richiedere ad e-distribuzione il servizio di installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia immessa in rete e prelevata dalla rete. Nel caso di cessione totale, per cui la misura dell'energia elettrica prodotta coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, il sistema di misura installato è utilizzato anche per la misura dell'energia elettrica prodotta e, pertanto, non è necessario installare ulteriori apparecchiature di misura, fatta salva la presenza di impianto fotovoltaico costituito da più sezioni di impianto.

Sintesi dati tecnici

Vengono qui sintetizzati i dati tecnici dell'impianto che si intende installare, come nel caso in questione, o potenziare. Per quanto riguarda i dati tecnici dell'impianto di produzione si ha:

- impianto (numero): 1;
- numero delle sezioni dell'impianto: 1;
- sistema di accumulo: assente;

- potenza in immissione richiesta: 900 kW;
- potenza nominale CENSIP: 900 kW;
- potenza nominale sottesa al POD: 900 kW.

Relativamente ai dati tecnici della sezione si ha invece:

- potenza nominale del generatore fotovoltaico: 995,52 kW;
- presenza di un inverter: si;
- potenza nominale in uscita dall'inverter: 900 kW.

3.7.2 Carta tecnica regionale

La carta tecnica regionale (**CTR**) è un tipo di carta topografica prodotto dalle regioni italiane per rappresentare il proprio territorio. Essa rappresenta gli elementi senza modificare dimensioni e posizione, ma mostrandone l'effettiva proiezione: oggetti come edifici e strade sono rappresentati quindi con la vera forma del loro perimetro visto dall'alto, e non sostituendoli con dei simboli convenzionali. Si tratta, infatti, di una cartografia con una scala abbastanza grande da apprezzare questi dettagli; le scale standard sono 1:5000 e 1:10000, ma si arriva anche a scale maggiori: ciò le rende carte adatte alle attività di progettazione di opere estese sul territorio e di pianificazione urbanistica. In figura 3.22 è mostrata la CTR allegata alla domanda di connessione per l'impianto descritto.

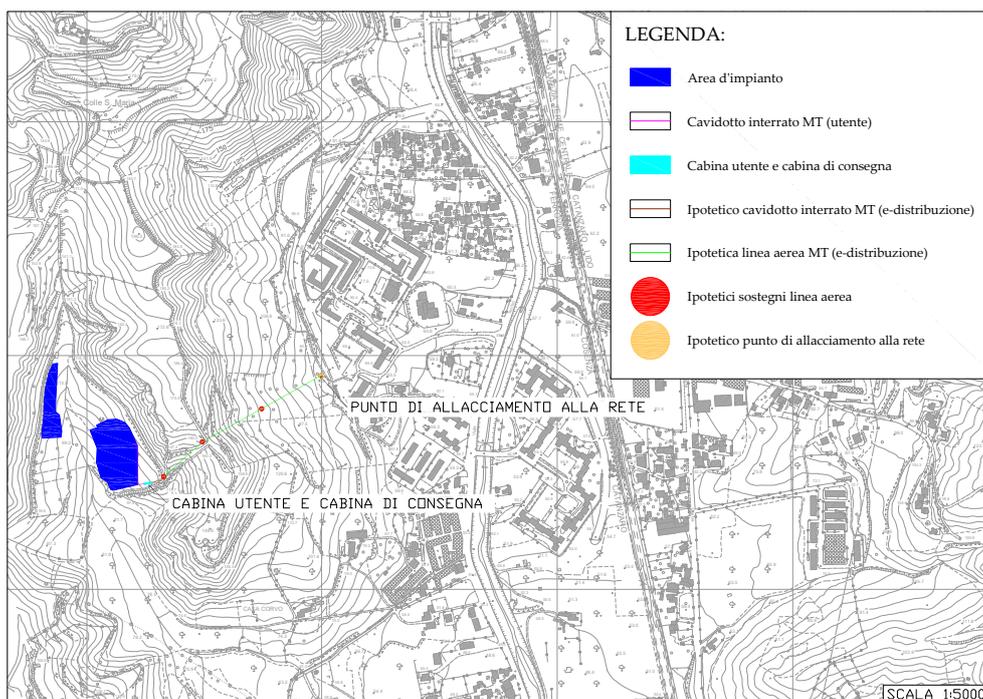


Figura 3.22: Inquadramento dell'impianto su carta tecnica regionale

È possibile osservare l'area d'impianto (colore blu) ed il cavo di media tensione (colore magenta) che collega lo skid alla cabina elettrica (colore ciano). Poiché nella domanda presentata è stato esplicitato anche un punto specifico per la connessione alla rete, tale punto è stato individuato sulla carta (colore arancione). È stata inoltre rappresentata una possibile soluzione che prevede la connessione dell'impianto alla linea esistente in antenna, attraverso la realizzazione di un nuovo tratto di linea area a 20 kV (colore verde). Tale soluzione è solo indicativa, in quanto la realizzazione del collegamento è di competenza di e-distribuzione e la soluzione definitiva verrà illustrata nel preventivo inviato in risposta alla domanda di connessione.

3.7.3 Inquadramento catastale dell'impianto e piano particellare tabellare

Oltre all'inquadramento su CTR, è necessario allegare alla domanda di connessione l'inquadramento dell'impianto su mappa catastale ed il corrispondente piano particellare tabellare, che contiene le particelle ed i fogli sui quali ricade l'area d'impianto. All'interno dei fogli catastali mostrati nelle figure 3.23 e 3.24 sono mostrate le particelle su cui ricade l'area d'impianto (colore rosso), le cabine utente e di consegna (colore ciano) e l'ipotetico punto di connessione alla rete (colore arancione).

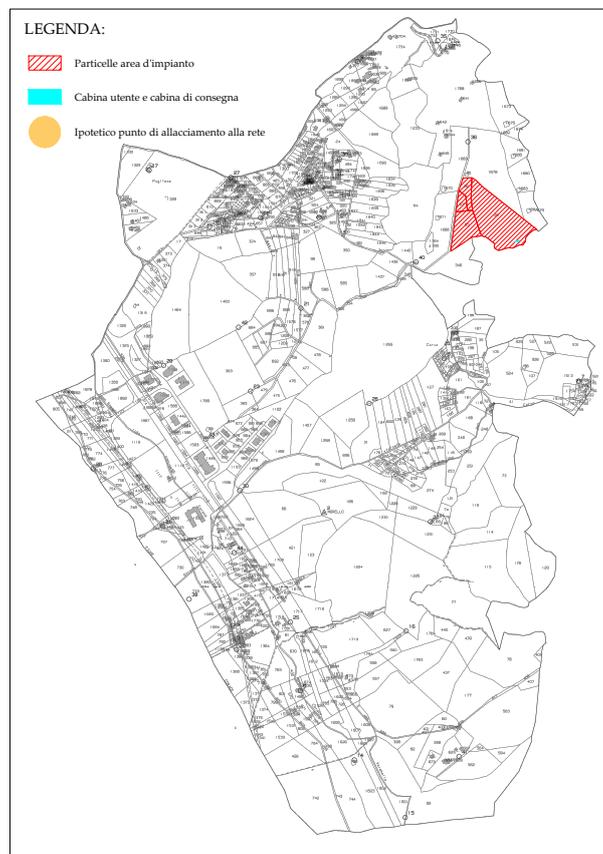


Figura 3.23: Inquadramento dell'impianto su foglio catastale



Figura 3.24: Inquadramento dell'ipotetico punto di connessione alla rete su foglio catastale

All'interno del piano particellare tabellare sono riportate invece le particelle (ed i fogli catastali) su cui ricade l'impianto, con le relative aree e la qualità del terreno (in questo caso pascolo, pascolo arborato e seminativo arborato), oltre che l'intestatario o gli intestatari.

3.7.4 Schema unifilare dell'impianto

L'ultimo elaborato obbligatorio da allegare alla domanda di connessione è uno schema unifilare dell'impianto di produzione, a partire dal campo fotovoltaico fino al punto di connessione alla rete. Lo schema unifilare è composto dalle singole parti già viste nelle sezioni 3.4.1, 3.4.2 e 3.4.6, ed in questo caso, non trattandosi di un progetto esecutivo bensì di un dimensionamento preliminare, non sono riportati il dimensionamento e la taratura delle protezioni presenti. Si individuano, in figura 3.25, le 3 sezioni principali corrispondenti al campo fotovoltaico, allo skid ed alla cabina elettrica. Per quanto riguarda il campo, sono rappresentati il numero e la potenza dei moduli fotovoltaici utilizzati, oltre che la suddivisione delle stringhe afferenti ai combiner box. Nel tratto relativo allo skid, sono invece riportate le taglie e le caratteristiche elettriche dell'inverter e del trasformatore, ed i dispositivi di protezione installati all'interno del quadro di media tensione. Infine, all'interno della sezione relativa alla cabina utente sono mostrati i dispositivi di protezione e di misura che è necessario garantire al distributore ed i codici ANSI delle protezioni presenti.

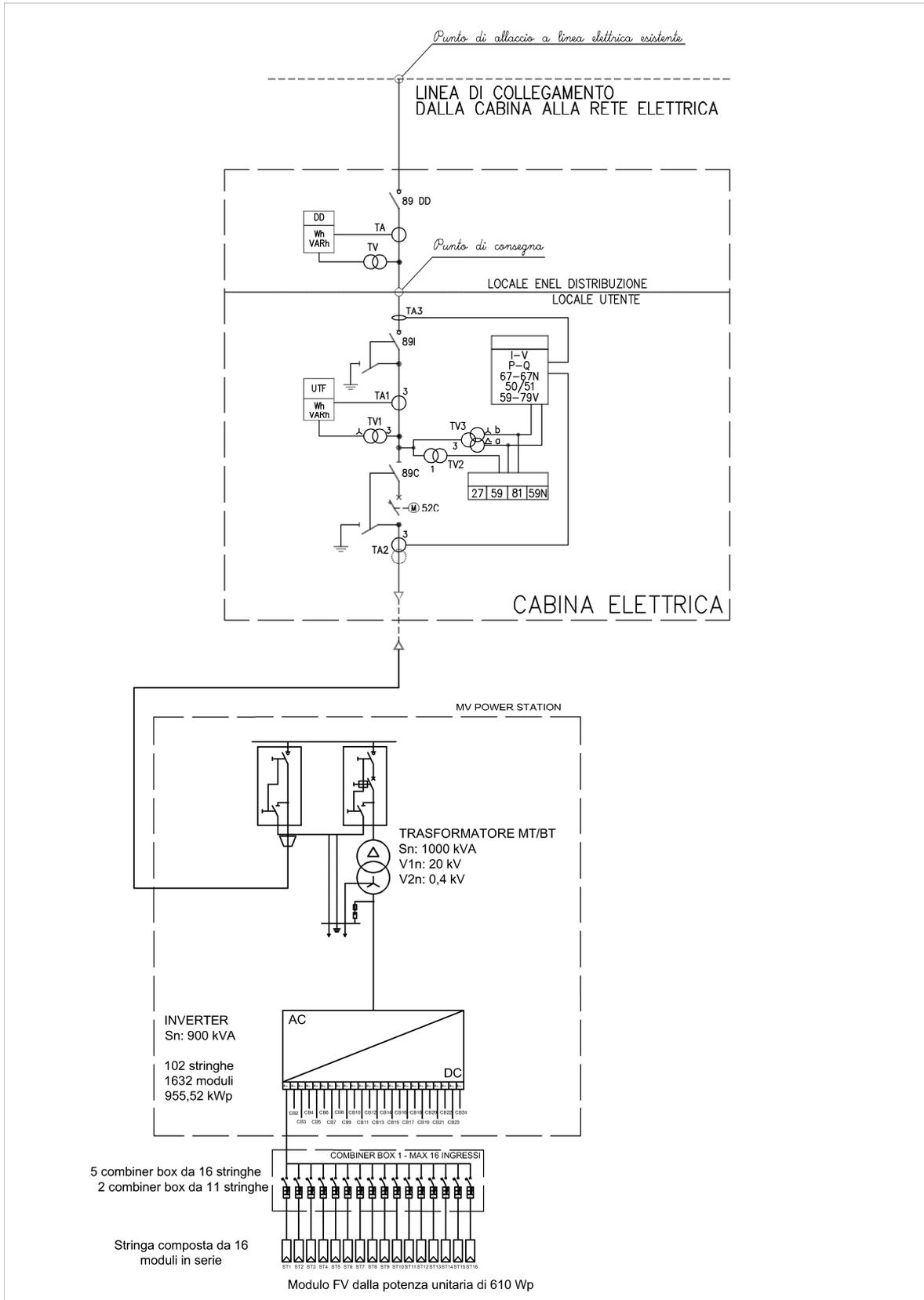


Figura 3.25: Schema unifilare semplificato dell'impianto fotovoltaico

3.8 Variante con moduli verticali

In questa sezione verrà illustrata una possibile alternativa al layout descritto in precedenza, la quale predispone l'utilizzo di moduli posizionati in verticale. Questa scelta risulta particolarmente adatta per gli impianti agrivoltaici nel caso in cui si voglia preservare il più possibile la produzione agricola originaria, ma porta ad una riduzione della produzione energetica, come si vedrà in seguito. Il vantaggio principale dato da una soluzione di questo tipo è infatti il ridotto utilizzo del terreno: la posizione verticale garantisce un ingombro effettivo che è pari al solo spessore del modulo, rendendolo quindi quasi trascurabile rispetto all'area totale a disposizione. È possibile inoltre utilizzare strutture più semplici ed economiche rispetto ai tracker mostrati nelle sezioni precedenti, riducendo di molto i costi per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico. Di contro si ha, però, un ombreggiamento molto accentuato, dovuto all'altezza delle strutture, il quale rappresenta un grande fattore di perdita per la producibilità dell'impianto e potrebbe ostacolare anche la resa per certi tipi di produzioni agricole.

Negli ultimi anni è aumentato l'interesse e sono aumentati gli studi scientifici per questo tipo di soluzione, ma gli impianti realizzati sono attualmente ancora molto pochi: un esempio di impianto realizzato in Svezia è mostrato in figura 3.26.



Figura 3.26: Esempio di impianto agrivoltaico con moduli verticali

Si precisa che questa parte dell'elaborato non si vuole in alcun modo sostituire agli studi sul tema, ma ha lo scopo solamente di mostrare i risultati di alcune analisi preliminari effettuate per verificare la bontà dell'utilizzo di moduli verticali nel sito in questione. Non sono quindi stati presi particolari accorgimenti per la disposizione dei moduli e non sono state ottimizzate le strutture in funzione dell'area a disposizione, ma è stato realizzato un layout di impianto classico con l'unica variante legata alla posizione verticale dei moduli.

3.8.1 Parametri progettuali

Per capire quale configurazione dei moduli fosse più adatta al sito in questione, sono state svolte alcune simulazioni utilizzando i software PVcase e PVsyst. È necessario sottolineare che in questo caso i moduli non sono stati posizionati esattamente in verticale, bensì con un angolo di 85° , a causa di limitazioni imposte da PVcase. Il modulo considerato è il **Tiger Pro 78HC** da 595 Wp della Jinko Solar di tipo monofacciale, le cui caratteristiche sono riportate nella tabella 3.11.

Tabella 3.11: Caratteristiche del modulo fotovoltaico Tiger Pro da 595 Wp

Tipologia modulo	<i>Monofacciale</i>
Numero di celle	<i>2x78</i>
Dimensioni	<i>2465 x 1134 x 35 mm</i>
Peso	<i>31.2 kg</i>
Potenza massima (Pmax)	<i>595 Wp</i>
Tensione alla potenza massima (Vmp)	<i>45.32 V</i>
Corrente alla massima potenza (Imp)	<i>13.13 A</i>
Tensione a circuito aperto (Voc)	<i>54.00 V</i>
Corrente di corto circuito (Isc)	<i>13.96 A</i>
Efficienza del modulo	<i>21.29%</i>
Coefficiente di temperatura di Pmax	<i>-0.35 %/°C</i>
Coefficiente di temperatura di Voc	<i>-0.28 %/°C</i>
Coefficiente di temperatura di Isc	<i>0.048 %/°C</i>
NOCT	<i>45 ± 2°C</i>

Le simulazioni effettuate consistono nel variare alcuni parametri progettuali, mantenendo costante il numero di moduli per struttura (24) e la potenza di picco dell'impianto (999,6 kWp); i parametri che sono stati modificati nei vari casi sono i seguenti:

- orientamento: landscape o portrait;
- azimut: est-ovest o sud;
- pitch (distanza tra gli assi delle strutture): da 5 m a 11 m;

I risultati sui quali è stata focalizzata l'attenzione sono la produzione specifica dell'impianto (kWh/kWp/anno) e l'area necessaria per la sua realizzazione.

Orientamento

Per quanto riguarda l'orientamento dei moduli, sono state considerate le due configurazioni classiche 2P (portrait) e 2L (landscape), ciascuna delle quali presenta vantaggi e svantaggi. Utilizzando un orientamento portrait (figura 3.27), in cui il lato corto è parallelo al terreno, è possibile posizionare più moduli a parità di lunghezza ma si ha un'altezza della struttura maggiore, che coincide con perdite per ombreggiamento estremamente elevate.

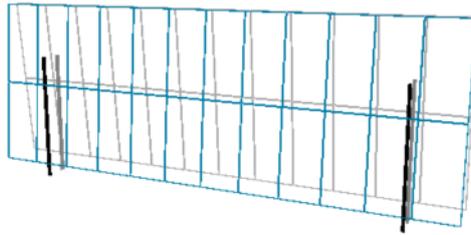


Figura 3.27: Moduli con orientamento portrait

Considerando invece l'orientamento landscape (figura 3.28) è necessaria una maggiore superficie per disporre lo stesso numero di moduli del caso precedente, ma si ha il vantaggio di ridurre molto le perdite per ombreggiamento.

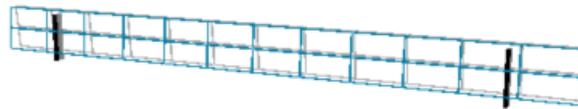


Figura 3.28: Moduli con orientamento landscape

Azimut

Il secondo fattore di cui si è tenuto conto nelle simulazioni è l'angolo di azimut delle strutture. Sono stati considerati due scenari molto differenti tra loro: nel primo sono stati posizionati i moduli su due facce (24 moduli per faccia) in direzione est ed ovest, mentre nel secondo i moduli sono stati posizionati solo in direzione sud (ipotizzando un ridotto irraggiamento sul lato nord). Come si vedrà tale scelta ha influenzato molto la produttività specifica dei moduli.

Pitch

L'ultimo fattore considerato è il cosiddetto pitch, ovvero la distanza tra gli assi delle strutture, che, essendo queste ultime verticali, coincide con lo spazio disponibile tra le strutture stesse. Rispetto all'utilizzo di tracker, è possibile coltivare tutto il terreno intorno

alle strutture, per cui sarebbe sufficiente un pitch abbastanza ridotto. Come visto in precedenza però, il problema principale dei moduli verticali è l'ombreggiamento tra le strutture stesse e ciò ha reso necessario aumentare le distanze in gioco. I valori di pitch considerati sono quindi: 5 m, 7 m, 9 m e 11 m.

3.8.2 Risultati ottenuti

In questa sezione vengono presentati i risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate, al variare dei parametri descritti in precedenza. Considerando 2 varianti per la scelta dell'orientamento, 2 per l'azimut e 4 valori di pitch differenti, si ottengono in totale 16 diverse configurazioni per l'impianto.

I risultati sono mostrati in tabella 3.12: oltre ai dati di produzione specifica ed area d'impianto sono illustrati anche i valori percentuali relativi alle perdite per ombreggiamento ed alla perdita di produzione rispetto al caso con inseguitori mono assiali (1830 kWh/kWp/an).

Andando ad analizzare i valori ottenuti si evince come, posizionando le strutture in direzione sud, si ottengano sempre valori di produzione maggiori rispetto all'orientamento est-ovest, e ciò è giustificato da perdite legate all'ombreggiamento nettamente inferiori. Tali perdite sono inoltre fortemente legate all'orientamento dei moduli all'interno della struttura: l'orientamento landscape permette di ridurre tale fattore di circa il 65 % (sud) e 50 % (est-ovest) rispetto al caso portrait. Di contro, come accennato in precedenza, si ha una superficie occupata molto maggiore, pari circa al doppio del caso con orientamento portrait: ciò è dovuto principalmente alla forma dell'area disponibile per la realizzazione dell'impianto, più stretta e lunga in direzione nord-sud.

Infine, come era lecito aspettarsi, si ha un aumento della produzione specifica (e quindi una diminuzione delle perdite per ombreggiamento) all'aumentare del pitch. Il tipo di configurazione che ne ha beneficiato maggiormente è quella con moduli portrait ed azimut est-ovest, con un incremento della produzione del 23,4 % passando da 5 m a 11 m, mentre quella il cui l'incremento è stato minore (5,1 %) è la configurazione con moduli landscape orientati verso sud.

In definitiva, è possibile stabilire che la produzione specifica maggiore, pari a 1085 kWh/kWp/an, si ottiene utilizzando i moduli in posizione landscape ed orientati verso sud. Si hanno infatti, in questo caso, delle perdite dovute ad ombreggiamento pari al 2,67 %, ma l'area occupata è pari a circa 2,7 ha, più di un ettaro superiore al caso con tracker (1,5 ha). La soluzione ottimale tra quelle viste sembra invece essere quella con pitch di 7 m: in questo caso si ha un'area occupata di circa 1,5 ha ed una perdita di produzione del 42 %, di poco superiore rispetto al caso appena descritto (40 %).

Tabella 3.12: Risultati delle simulazioni relative all'utilizzo di moduli verticali

AZIMUT	ORIENT.	PITCH (m)	AREA (m ²)	PROD. SPEC. (kWh/kWp/an)	ΔPROD. %	PERD. OMBRE VICINE %
E-W	landscape	5	6489	677	-63.01	-12.00
E-W	portrait	5	2886	567	-69.02	-26.27
SUD	landscape	5	11524	1032	-43.61	-7.51
SUD	portrait	5	5520	885	-51.64	-20.97
E-W	landscape	7	8880	708	-61.31	-8.06
E-W	portrait	7	3595	637	-65.19	-17.28
SUD	landscape	7	15829	1062	-41.97	-4.78
SUD	portrait	7	7713	977	-46.61	-12.62
E-W	landscape	9	10913	726	-60.33	-5.82
E-W	portrait	9	4830	680	-62.84	-11.73
SUD	landscape	9	21275	1080	-40.98	-3.20
SUD	portrait	9	10408	1024	-44.04	-8.34
E-W	landscape	11	13431	737	-59.73	-4.54
E-W	portrait	11	5548	702	-61.64	-8.77
SUD	landscape	11	26671	1085	-40.71	-2.67
SUD	portrait	11	12110	1060	-42.08	-7.43

3.8.3 Considerazioni finali

A seguito dell'analisi dei risultati ottenuti dalla simulazione, è stato deciso di non utilizzare strutture verticali per l'impianto di Santa Maria. Tale scelta è dettata essenzialmente dalla producibilità del sistema: il 40 % in meno di energia prodotta è un valore troppo elevato per poter pensare di compensare le perdite grazie al minor costo delle strutture verticali. Questa soluzione può risultare vincente rispetto all'utilizzo di tracker posizionati a terra, perché permette di sfruttare maggiormente il terreno per coltivazioni ed allevamento, ma non rispetto all'utilizzo di strutture rialzate come quelle previste per questo impianto. Tali strutture permettono, seppur a fronte di un costo maggiore, di garantire un utilizzo del suolo quasi totale mantenendo gli stessi livelli di producibilità dei classici tracker.

Capitolo 4

Sviluppi futuri e conclusioni

Al momento della scrittura di questo elaborato, come detto in precedenza, il progetto di Santa Maria non è concluso e si è in attesa del preventivo di e-distribuzione relativo alla richiesta di connessione alla rete. Sebbene lo scopo di questo progetto fosse quello di iniziare i lavori nel minor tempo possibile, adottando soluzioni tecniche che permettessero di snellire la procedura autorizzativa, sarebbe stato impensabile di vederlo terminato nei quattro mesi che ho trascorso presso GreenGo. In quest'ultima parte dell'elaborato saranno quindi illustrati alcuni degli aspetti ancora da trattare al fine di terminare la progettazione dell'impianto.

Sebbene quanto descritto all'interno dell'elaborato non sia un progetto esecutivo, bensì un progetto volto ad ottenere l'autorizzazione per l'installazione dell'impianto, restano ancora molti aspetti da trattare per completare il lavoro.

Tra tutti, quello di importanza maggiore è legato alla resa agricola del terreno su cui verrà realizzato l'impianto: trattandosi di un agrivoltaico, al fine di rientrare nei registri ed ottenere l'incentivo da parte del GSE, è necessario realizzare dei sistemi di monitoraggio. Tali sistemi dovranno permettere di verificare l'impatto dell'impianto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate. Risulta necessaria quindi la realizzazione di uno studio agronomico completo e ben articolato, il quale dovrà essere eseguito da un agronomo esterno all'azienda e che abbia la possibilità di visitare il sito in questione.

Un ulteriore aspetto che non è stato ancora considerato è quello relativo alla viabilità ed agli accessi del sito, sia per quanto riguarda l'impianto sia per la fase di cantiere, in cui saranno coinvolti lavoratori ed automezzi; è infatti di fondamentale importanza predisporre gli accessi allo skid ed alle cabine elettriche, le quali devono essere raggiungibili in modo agibile. Essendo un impianto realizzato in zona agricola, devono essere inoltre prese in considerazione delle misure di mitigazione e compensazione visiva, attraverso la realizzazione di fasce vegetate in prossimità delle recinzioni.

Infine restano da progettare anche il sistema di illuminazione, il quale non deve essere invasivo, quello di sicurezza (allarmi, telecamere, ecc...) e di comunicazione.

In definitiva è possibile affermare come la soluzione dell'agrivoltaico sia un tassello fondamentale in ottica di transizione energetica, in quanto le soluzioni tecniche all'avanguardia, che si stanno diffondendo negli ultimi anni, permettono di sfruttare al meglio il territorio esistente e garantiscono una producibilità degli impianti estremamente elevata. Inoltre, attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture e l'ammodernamento di quelle esistenti, la realizzazione di tali impianti permette la riqualificazione di aree che resterebbero altrimenti trascurate, creando nuovi posti di lavoro e mantenendo vive le produzioni originarie dei luoghi.

Bibliografia

- [1] CEI 85-25: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione*, 2008.
- [2] CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*, 2021.
- [3] ARPA Friuli Venezia Giulia. Cos'è la Valutazione d'Impatto Ambientale. http://www.arpa.fvg.it/cms/istituzionale/servizi/VIA/pagine/cosa_VIA.html.
- [4] Bosettiegatti.eu. Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. https://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2006_0152_allegati.htm.
- [5] Christoph J Brabec, N Serdar Sariciftci, and Jan C Hummelen. Plastic solar cells. *Advanced functional materials*, 2001.
- [6] Alison J Breeze, Ashley Salomon, David S Ginley, Hartwig Tillmann, Hans-Heinrich Hoerhold, and Brian A Gregg. Improved efficiencies in polymer-perylene diimide bilayer photovoltaics. In *Organic Photovoltaics III*. International Society for Optics and Photonics, 2003.
- [7] Cassa Depositi e Prestiti, SNAM, Terna. La transizione energetica in Italia e il ruolo del settore elettrico e del gas. Report, 2019.
- [8] Miriam Cobianchi. Cosa sta succedendo al clima? Storia del cambiamento climatico sulla terra. Report. Dipartimento di Scienze della Terra e dell' Ambiente, DISTA, Università di Pavia.
- [9] Commissione Europea. Accordo di Parigi. https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_it.
- [10] Commissione Europea. La lotta al cambiamento climatico nel mondo. https://ec.europa.eu/clima/sites/youth/milestones_it.
- [11] Confagricoltura, Elettricità Futura. Impianti fotovoltaici in aree rurali: sinergie tra produzione agricola ed energetica. 2021. Report.

- [12] Confederazione Svizzera. L'Accordo di Parigi sul clima. https://www.bafu.admin.ch/bafu/it/home/temi/clima/info-specialisti/clima--affari-internazionali/l_accordo-di-parigi-sul-clima.html.
- [13] Consulente Energia. Inseguitori di tilt. <http://www.consulente-energia.com/a-fotovoltaico-inseguitori-solari-di-tilt.html>.
- [14] Ecoage. Effetto serra. <https://www.ecoage.it/effetto-serra.htm>.
- [15] ElectroYou. Codici ANSI/IEE C37.2. https://www.electroyou.it/vis_resource.php?section=DomRisp&id=712.
- [16] Elektro.it. Criteri di scelta dei cavi per posa interrata. http://www.elektro.it/cavi_interrati/cavi_interrati_05.htm.
- [17] Enel Green Power. Cos'è la transizione energetica. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica>.
- [18] Enel Green Power. Il cambiamento climatico: le cause, gli effetti, i rimedi. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/cambiamento-climatico-cause-conseguenze>.
- [19] Enel Green Power. Le rinnovabili per la transizione energetica. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/fonti-rinnovabili>.
- [20] Ente Nazionale per l'Aviazione Civile. Il protocollo di Kyoto. <https://www.enac.gov.it/ambiente/impatto-ambientale/le-emissioni-gassose/il-protocollo-di-kyoto>.
- [21] Fotovoltaico norditalia. L'autorizzazione unica per gli impianti fotovoltaici. <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/mondo-fotovoltaico/la-autorizzazione-unica-per-gli-impianti-fotovoltaici>.
- [22] Fotovoltaicosulweb. L'autorizzazione unica per un impianto fotovoltaico: documenti e termini. <http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/autorizzazione-unica.html>.
- [23] Fotovoltaicosulweb. Scegliere un inseguitore solare. <http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/gli-inseguitori-solari.html>.
- [24] GSE - Gestore Servizi Energetici. Autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili. <https://www.gse.it/normativa/autorizzazioni>.

- [25] GSE - Gestore Servizi Energetici. Regime autorizzativo per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per la Regione Calabria. <https://www.gse.it/normativa/autorizzazioni/calabria>.
- [26] GSE - Gestore Servizi Energetici. Il solare fotovoltaico in Italia: stato di sviluppo e trend del settore, 2020. Report.
- [27] Kevin Harris. How to evaluate a solar combiner box. <https://www.solarpowerworldonline.com/2013/03/how-to-evaluate-a-solar-combiner-box/>.
- [28] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale. Protocollo di Kyoto. <https://www.isprambiente.gov.it/it/servizi/registro-italiano-emission-trading/contesto/protocollo-di-kyoto>.
- [29] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale. Valutazione d'Impatto Ambientale. <https://www.isprambiente.gov.it/it/attivita/autorizzazioni-e-valutazioni-ambientali/valutazione-di-impatto-ambientale-via>.
- [30] DL King, MA Quintana, JA Kratochvil, DE Ellibee, and BR Hansen. Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure. *Progress in Photovoltaics: research and applications*, 2000.
- [31] Tom Markvart. Photovoltaic solar energy conversion. *European Summer University: Energy for Europe, Strasbourg*, 2002.
- [32] Mise. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/WEB_ENERGIACLIMA2030.pdf.
- [33] Okpedia. Effetto serra. <https://www.okpedia.it/effetto-serra>.
- [34] Redazione. Agro-voltaico: il matrimonio tra agricoltura e solare. *Energia*, 2021.
- [35] Rinnovabili.it. COP24 di Katowice i risultati del summit sul clima. <https://www.rinnovabili.it/ambiente/cop24-katowice-risultati/>.
- [36] Terna. Nella transizione energetica. <https://www.terna.it/it/chi-siamo/transizione-energetica>.
- [37] Wikipedia. 2012 United Nations Climate Change Conference. https://en.wikipedia.org/wiki/2012_United_Nations_Climate_Change_Conference.
- [38] Wikipedia. Carta tecnica regionale. https://it.wikipedia.org/wiki/Carta_tecnica_regionale.

- [39] Wikipedia. Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. https://it.wikipedia.org/wiki/Convenzione_quadro_delle_Nazioni_Unite_sui_cambiamenti_climatici.
- [40] Wikipedia. Drogaggio. <https://it.wikipedia.org/wiki/Drogaggio>.
- [41] Wikipedia. Durban Platform. https://en.wikipedia.org/wiki/2011_United_Nations_Climate_Change_Conference#Durban_Platform.
- [42] Wikipedia. Inseguitore solare. https://it.wikipedia.org/wiki/Inseguitore_solare.
- [43] Wikipedia. Nationally Determined Contributions. https://en.wikipedia.org/wiki/Nationally_Determined_Contributions.
- [44] Wikipedia. Nucleo solare. https://it.wikipedia.org/wiki/Nucleo_solare.

Ringraziamenti

Al termine di questi mesi non posso che parlare positivamente di quella che è stata, a tutti gli effetti, la mia prima vera e propria esperienza lavorativa. Il fatto di poter partecipare attivamente ad una lotta che mi sta a cuore, come quella al cambiamento climatico, mettendo in pratica ciò che ho studiato negli ultimi cinque anni, mi ha reso estremamente orgoglioso e per questa opportunità devo sicuramente ringraziare GreenGo. Nel corso del tempo trascorso in azienda ho avuto modo di mettermi alla prova come ingegnere ma soprattutto come persona, dovendomi relazionare con i colleghi del mio team e con altri professionisti esterni. Dopo un primo periodo di ambientamento, in cui devo ammettere di essermi sentito quasi superfluo, mi sono stati assegnati compiti sempre più impegnativi e stimolanti, facendomi sentire al centro del progetto ed al pari degli altri colleghi con più anni ed esperienza di me.

Posso dunque affermare che questa esperienza di tirocinio sia stata estremamente formativa e rappresenti la degna conclusione del mio percorso di studi, perché mi ha permesso di apprendere tutte quelle dinamiche legate al mondo del lavoro che non ho avuto modo di vedere durante questi anni all'università. In questo momento mi sento un po' più pronto per iniziare a lavorare e sicuramente meno spaventato di quello che sarà il futuro.

Colgo quindi l'occasione per ringraziare Fabio e Giuseppe, i quali mi hanno permesso di realizzare questa esperienza, e il team GreenGo in generale, perché tutti, seppur in modo differente, sono riusciti a trasmettermi qualcosa che mi porterò dietro.

Ringrazio anche il professor Davide Fabiani, non solo per essere stato il mio relatore ed avermi accompagnato in questi ultimi mesi, ma anche per avermi indirizzato verso questa strada, che mi ha appassionato molto, attraverso i corsi che ho seguito in questi cinque anni.

Ci tenevo a ringraziare, infine, la mia famiglia, i miei amici e la mia ragazza, per avermi supportato ed essere stati con me durante il mio percorso universitario e più in generale nella vita di tutti i giorni.

