

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
PARCO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE
OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN**

IMPIANTO PIETROLUPO 04

Comune di MINEO (CT)

Località “Contrada Torretta” - “Torretta Mongialino”

**A. PROGETTO DEFINITIVO DELL’IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE
INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI**

OGGETTO

Codice: ITS_PTL04 | Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006

N° Elaborato: A13_SIA | Studio Impatto Ambientale - Quadro Progettuale

Tipo documento	Data
Progetto definitivo	Maggio 2022

Progettazione



Proponente



ITS Medora Srl
Via Sebastiano Catania, 317
95123 Catania (CT)
P.IVA 05767670879
pec: itsmedora@pec.it

Rappresentante legale

Emmanuel Macqueron

Progettisti

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Maggio 2022	Emissione	LD	QV/AS/DR	QI

ITS_PTL04_A13_SIA_Quadro progettuale.doc

ITS_PTL04_A13_SIA_Quadro progettuale.pdf

INDICE

1. PREMESSA.....	4
2. STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE - QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	6
2.1. CRITERI PROGETTUALI	7
3. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO	9
3.1. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO DEI LUOGHI	11
4. CARATTERISTICHE DEL PROGETTO.....	14
4.1. SINTESI DELLA CONFIGURAZIONE DI IMPIANTO	15
5. DESCRIZIONE CAMPO FOTOVOLTAICO	19
5.1. MODULI FOTOVOLTAICI	19
5.2. TRACKER.....	21
5.3. INVERTER	23
5.4. TRASFORMATORE	25
5.5. CABINE DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE	26
5.6. CABINA DI CONSEGNA	28
5.7. STAZIONE UTENTE 30/150 kV	28
5.8. IMPIANTO DI TERRA	28
5.9. CAVI	29
5.10. AUSILIARI	29
5.11. IMPIANTO DI TELEGESTIONE	30
5.12. ANEMOMETRO	30
5.13. OPERE A CONTO RNO DELL'IMPIANTO	30
5.14. VIABILITÀ INTERNA	31
6. REALIZZAZIONE IMPIANTO, RISORSE NATURALI IMPIEGATE ED EMISSIONI.....	33
6.1. FASE DI CANTIERE.....	34
6.1.1. <i>Materiali e risorse naturali impiegate.....</i>	<i>35</i>
6.1.2. <i>Valutazione dei residui e delle emissioni prodotte.....</i>	<i>35</i>

6.2.	FASE DI ESERCIZIO	36
6.2.1.	<i>Materiali e risorse naturali impiegate</i>	37
6.2.2.	<i>Valutazione dei residui e delle emissioni prodotte</i>	37
6.3.	FASE DI DISMISSIONE	37
7.	ANALISI DI MICROSITING E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	38
7.1.	FATTORI CHE INFLUENZANO LA PRODUZIONE	40
8.	ANALISI DELLE ALTERNATIVE	42
8.1.	ALTERNATIVA “0”.....	43
8.2.	ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	45
8.3.	ALTERNATIVA LOCALIZZATIVA	46
9.	CONCLUSIONI.....	48

1. PREMESSA

Il presente Studio di Impatto Ambientale è parte integrante della domanda della istruttoria tecnica sull'impatto ambientale di un progetto proposto dalla società ITS MEDORA SRL che è finalizzato alla realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza di 70 MW e delle opere connesse stanziato nell'agro del comune di Mineo (CT) su un'area di estensione pari a 137,61 ha circa nelle località "Torretta" e "Torretta Mongialino".

Le procedure di valutazione di impatto ambientale sono disciplinate dal D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii. Per gli impianti di produzione di energia elettrica da FER soggetti a procedure di valutazione di impatto ambientale, le funzioni amministrative sono attribuite alle Regioni per quasi tutti i tipi di impianti (sono di competenza dello Stato solo quelli a mare, gli impianti idroelettrici > 30 MW, impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW e quelli termici superiori a 300 MW).

L'opera preposta rientra tra gli "impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW", così come precisato al comma 6, art. 31 del DL n.77 del 31 maggio 2021 ("Decreto Semplificazioni Bis") che modifica l'allegato IV alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 (punto 2 lettera b) ed è pertanto **soggetta a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale**. Inoltre, per effetto dei disposti dell'art. 27 comma 1 del D. Lgs. 152/2006 così come modificato e aggiornato dal D.Lgs. 104/2017, "nel caso di procedimenti di VIA di competenza statale, il proponente può richiedere all'autorità competente che il provvedimento di VIA sia rilasciato nell'ambito di un provvedimento unico (PUA) comprensivo di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale.

Il progetto proposto rientra inoltre nell'ambito del più ampio procedimento di Autorizzazione Unica di cui all'art. 12 del D. Lgs. 387/03 e ss.mm.ii.

Il SIA, pertanto, si prefigge l'obiettivo di prevedere e stimare l'impatto ambientale del proposto impianto agrivoltaico, di identificare e valutare le possibili alternative e di indicare le misure per minimizzare o eliminare gli impatti negativi, al fine di permettere all'Autorità competente la formulazione della determinazione in merito alla VIA di cui agli art. 25, 26, 27 del Titolo III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

Inoltre, si sono studiate tutte le accortezze progettuali che tendono a mitigare gli impatti dell'impianto agrivoltaico e delle relative opere elettriche: dall'utilizzo di pannelli non riflettenti (per eliminare l'impatto sull'avifauna e ridurre il rischio di abbagliamento), al ripristino morfologico dei luoghi impegnati dal cantiere e delle opere elettriche, al rispetto dell'orografia e del paesaggio riguardo alla progettazione del layout e della posizione e dei tracciati delle opere elettriche.

2. STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE - QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto in ossequio a quanto richiesto dalla normativa regionale e nazionale in materia ambientale. Illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto agri-voltaico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti dalla sua realizzazione, il quadro delle relazioni spaziali e territoriali che si stabiliscono tra l'opera e il contesto paesaggistico; individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione degli effetti negativi sull'ambiente.

Nel dettaglio, lo studio, secondo le indicazioni di cui all'*art. 22 All. VII Parte II D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.*, si articola in tre macro sezioni:

- ▲ **QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 3 DPCM 1988*): in cui si definisce il quadro di riferimento normativo e programmatico in cui si inserisce l'opera, con il dettaglio sulla conformità del progetto alle norme in materia energetica e ambientale e agli strumenti di programmazione e di pianificazione paesaggistica e urbanistica vigenti, nonché agli obiettivi che in essi sono individuati verificando la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni di legge;
- ▲ **QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 4 DPCM 1988*): vengono motivate la scelta della tipologia d'intervento e del sito di installazione, viene descritto l'impianto agro-voltaico in tutte le sue componenti, riportando una sintesi degli studi progettuali, le caratteristiche fisiche e tecniche degli interventi e la descrizione della fase di realizzazione e di esercizio dell'impianto. Viene inoltre affrontata l'analisi di eventuali alternative tecnologiche, localizzative e strategiche, nonché dell'alternativa zero.
- ▲ **QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 5 DPCM 1988*): in cui si individuano e valutano i possibili impatti, sia negativi che positivi, derivanti dalla realizzazione dell'opera in relazione ai diversi fattori ambientali, con diverso grado di approfondimento in funzione delle caratteristiche del progetto, della specificità del sito e della rilevanza, della probabilità, della durata e della reversibilità dell'impatto.

Verrà inoltre predisposta una *Sintesi non Tecnica* che riassume in sé tutti i contenuti al fine di rendere fruibile lo studio di impatto ambientale soprattutto durante la fase di coinvolgimento del pubblico.

La presente relazione costituisce la Parte Seconda dello Studio di Impatto Ambientale e si concentra principalmente sulla descrizione approfondita del progetto, trattandone le caratteristiche fisiche e tecniche, e di tutte le fasi che determinano la vita dell'opera, nonché le ragionevoli alternative considerate.

2.1. Criteri progettuali

La scelta dell'area in cui collocare l'impianto è stata effettuata a valle di alcuni aspetti imprescindibili così riassumibili:

- *Caratteristiche orografiche/ geomorfologiche dell'area*, con particolare riguardo ai sistemi che compongono il paesaggio (acqua, vegetazione, uso del suolo, viabilità carrabile e percorsi pedonali, conformazione del terreno, colori);
- Fenomeno dell'*ombreggiamento*: i moduli verranno disposti di modo tale che l'ombra generata dagli stessi non si ripercuota su pannelli afferenti allo stesso campo fotovoltaico;
- *Caratteristiche di insolazione dell'area*, funzione della latitudine del sito (a sud dell'Italia l'insolazione è maggiore che al nord);
- *Scelta delle Strutture (materiali)*;
- *Viabilità esistente*;
- *Impatto paesaggistico*.

Con riferimento agli obiettivi e ai criteri di valutazione suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento dell'infrastruttura nel territorio senza tuttavia trascurare i criteri di rendimento energetico determinati dalle migliori condizioni di esposizione al sole:

- *rispetto dell'orografia del terreno* (limitazione delle opere di scavo/riporto);
- massimo *riutilizzo della viabilità esistente*; realizzazione della nuova viabilità rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche

percettive generali del sito;

- impiego di *materiali* che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, muri di contenimento, ecc.) e sistemi vegetazionali;
- attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione "ante operam" con particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o rimboschimento delle aree occupate temporaneamente da camion e autogrù nella fase di montaggio dei pannelli.

A tutto questo vanno aggiunte alcune considerazioni più generali legate alla natura stessa del fenomeno di insolazione e alla conseguente caratterizzazione dei siti idonei per lo sfruttamento di energia solare. E' possibile allora strutturare un impianto fotovoltaico riappropriandosi di un concetto più vasto di energia associata al sole, utilizzando le tracce topografiche, gli antichi percorsi, esaltando gli elementi paesaggistici, facendo emergere le caratteristiche percettive (visive) prodotte dagli stessi pannelli fotovoltaici. L'asse tecnologico e infrastrutturale dell'impianto fotovoltaico, ubicato nei punti con migliori condizioni geotecniche e di irraggiamento, incrociandosi con le altre trame, diventa occasione per far emergere e sottolineare le caratteristiche peculiari di un sito.

3. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Il progetto di campo agri-voltaico prevede l'installazione di n° 118'908 pannelli fotovoltaici di una potenza complessiva pari circa a 70 MW da stanziare nel territorio comunale di Mineo (CT).

Il sito scelto per l'installazione dell'impianto agri-voltaico è da individuare nelle località "Contrada Torretta" e "Torretta Mongialino", area dislocata a sud-ovest del centro abitato di Ramacca da cui dista (in linea d'aria) 7 km circa, ad ovest del centro abitato di Palagonia da cui dista circa 9 km, a nord-ovest del centro abitato di Mineo da cui dista (in linea d'aria) circa 8 km, a nord-est dal centro di Caltagirone da cui dista circa 20 km, ad est da centro di Piazza Armerina da cui dista 15 km ed infine a sud-ovest dal centro di Aidone da cui dista 16 km.

Le coordinate geografiche che individuano il punto centrale del sito destinato alla realizzazione del progetto in esame sono fornite nel sistema UTM WGS 84 e sono le seguenti:

- Longitudine: 466.201 m E;
- Latitudine: 4.131.424 m N.

I pannelli saranno collegati fra loro ed alla stazione di trasformazione mediante cavi elettrici in CC a BT e poi alla cabina di consegna mediante un elettrodotto interrato a 30 kV.

La nuova stazione elettrica, ubicata nel territorio comunale di Ramacca, sarà inserita in entra - esce sulla futura linea a 380 kV "Raddusa".

L'impianto, e l'annesso cavidotto, ricadono nella seguente cartografia - Carta Tecnica Regionale (CTR) della regione Sicilia in scala 1: 5.000: Foglio n° 639080.

Di seguito si riporta uno stralcio dell'elaborato grafico "Carta con localizzazione georeferenziata" raffigurante il perimetro dell'intera area individuata per la realizzazione dell'impianto; il sistema di riferimento utilizzato è l'UTM WGS 84.

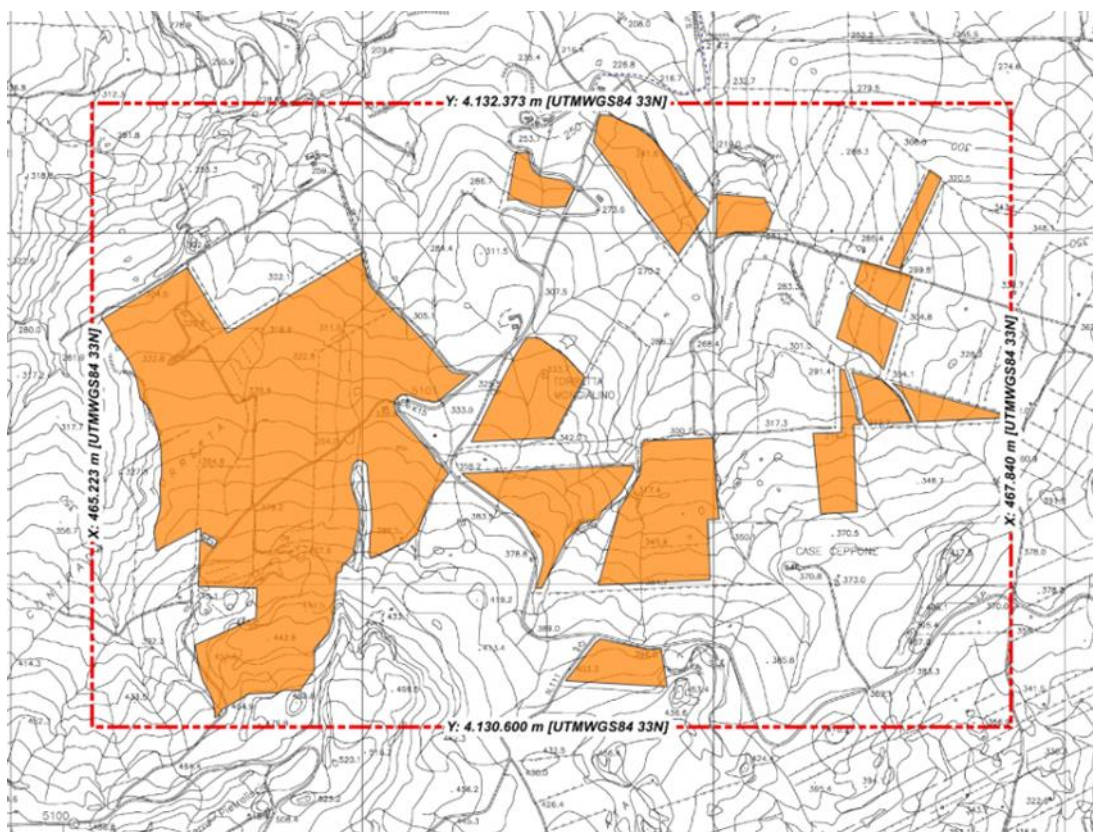


Figura 1: coordinate geografiche del perimetro racchiudente l'area di progetto fornite nel sistema di riferimento UTM WGS84 - (Rif.- "Carta con localizzazione georeferenziata")

L'area da destinare al campo fotovoltaico è perlopiù destinata a seminativo e in minore entità al pascolo e si colloca all'esterno di aree di pregio ambientale e paesistico, lontano da corsi d'acqua naturali e impluvi.

La viabilità utile al collegamento dell'area è costituita in egual modo sia dalla SP 182 che dalla SP179.

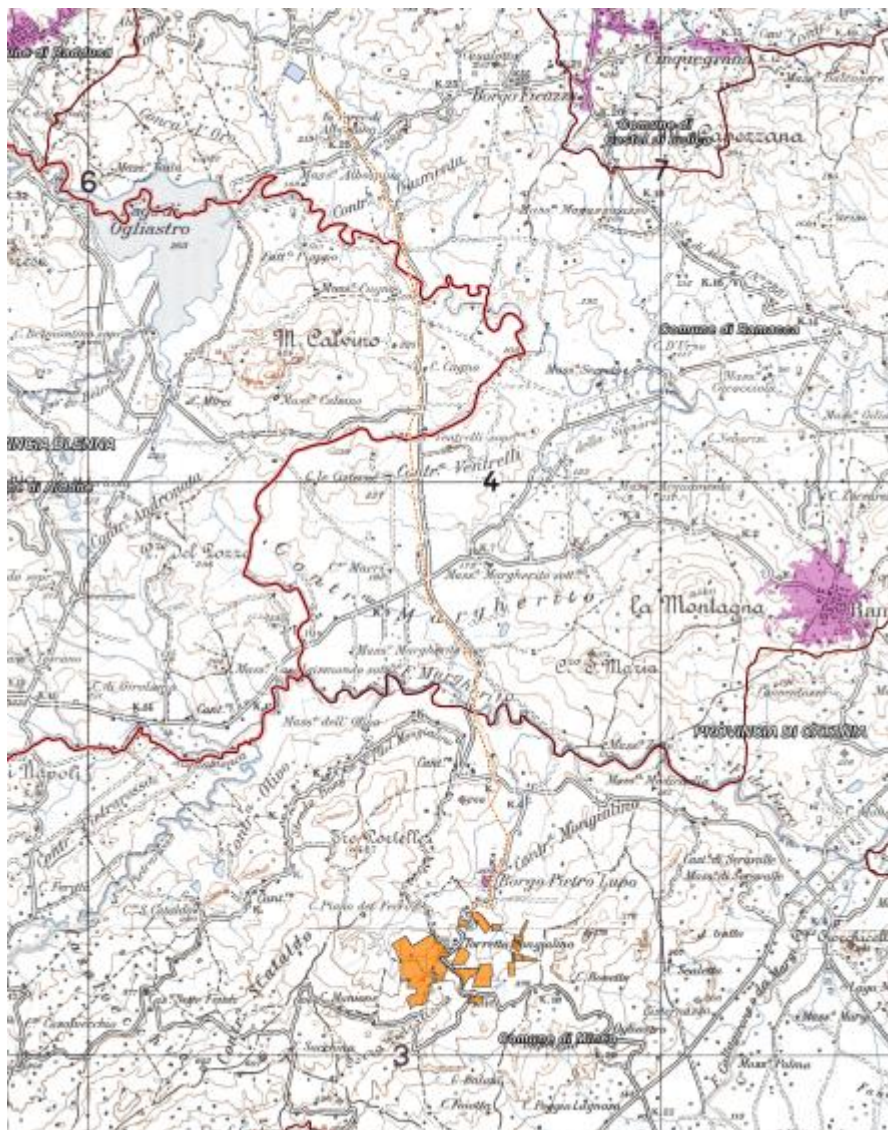


Figura 2: Inquadramento generale dell'area su IGM 25.000 (Rif. Elaborato grafico "Inquadramento generale")

3.1. Descrizione dello stato di fatto dei luoghi

Il sito è localizzato a circa 6 km dal centro abitato di Ramacca da cui dista (in linea d'aria) 6 km circa, a circa 11 km dal centro abitato di Palagonia ed infine a circa 12 km dal comune di Mineo. L'area di impianto ricade interamente in area agricola.

Attualmente l'area in progetto è in parte destinata a colture, quali cereali e foraggiere, in forma estensiva facendo ricorso alle tecniche convenzionali di coltivazione; mentre in parte risulta incolta. Senza entrare nei dettagli di ogni coltura, variabili da caso a caso, nella sua generalità questo tipo di coltivazioni sono caratterizzate da:

- Limitato utilizzo di manodopera, in conseguenza della totale meccanizzazione;
- Ricorso ad aratura profonda (30-40 cm), e lavorazioni meccaniche di erpicatura che, pur se utili a massimizzare la produttività, causano un impoverimento progressivo della sostanza organica del terreno per effetto dell'ossigenazione del terreno;
- Utilizzo di concimi (in particolare azotati), ammendanti e antiparassitari che, dilavati parzialmente dalle piogge, contribuiscono all'inquinamento delle acque superficiali e di falda, e alla contaminazione dei prodotti alimentari;
- Utilizzo abbondante di carburanti fossili per il funzionamento delle trattrici agricole convenzionali.

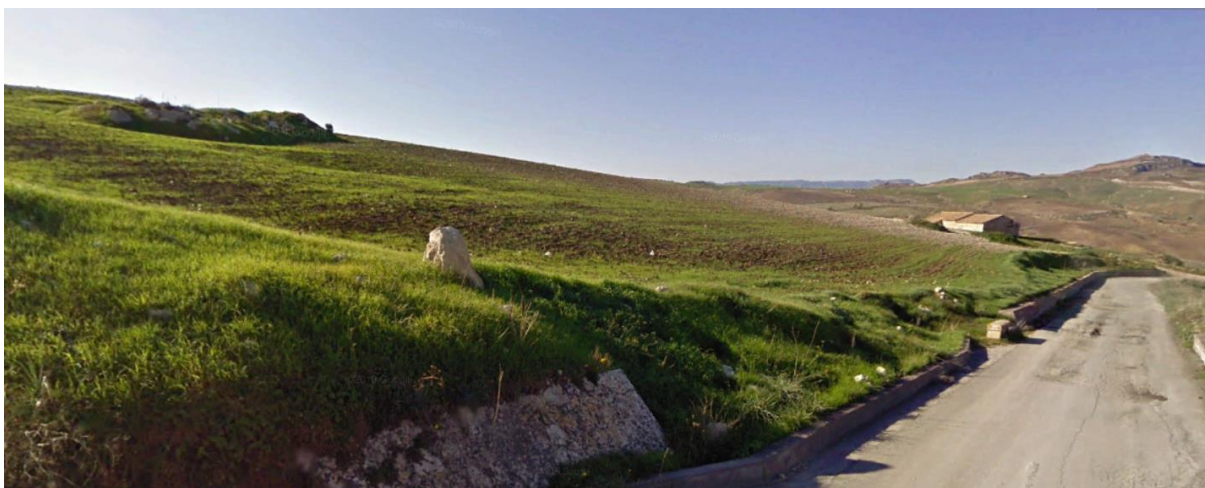


Figura 3: Immagine area di impianto ripresa da SP 179 in direzione sud-ovest (Fonte: Google Earth)

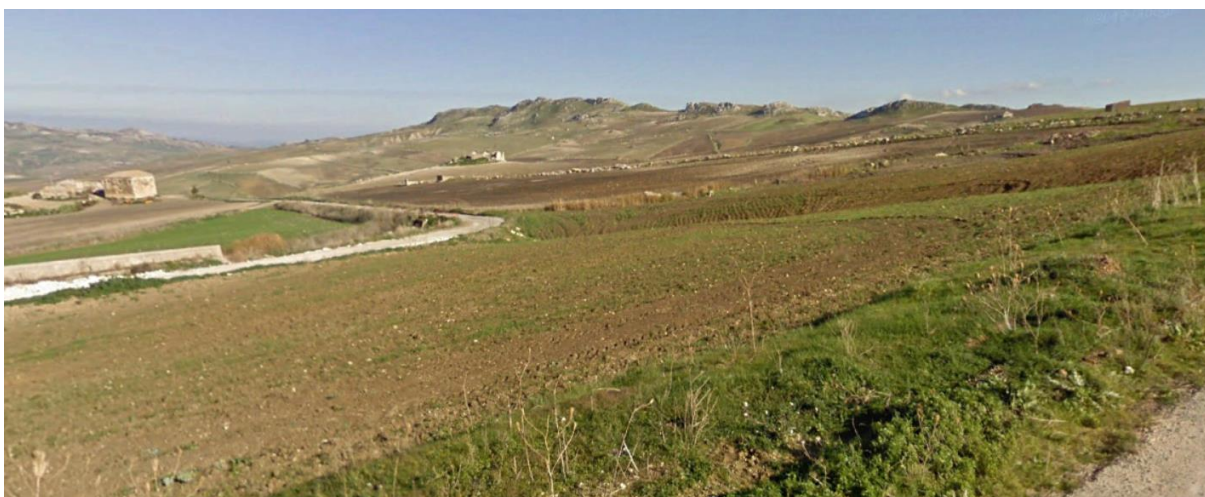


Figura 4: Immagine area di impianto ripresa da SP 179 direzione sud-est (Fonte: Google Earth)



Figura 5: Immagine area di impianto ripresa da SP 179, nei pressi di Borgo Pietrolupo (Fonte: Google Earth)

Il sistema agrivoltaico proposto prevede di installare inseguitori solari mono-assiali nei quali, contrariamente a quanto avviene con il fotovoltaico tradizionale (pannelli fissi rivolti verso sud) che presenta una zona d'ombra concentrata in corrispondenza dell'area coperta dai pannelli stessi, vi è una fascia d'ombra che si sposta con gradualità durante il giorno da ovest a est sull'intera superficie del terreno. Come conseguenza non si vengono a creare zone costantemente ombreggiate o costantemente soleggiate.

In funzione delle specifiche condizioni morfologiche ed orografiche in cui si opera, a valle di una analisi pedo-agronomica, è stato proposto di allestire opportune superfici per il collocamento di arnie, al fine di avviare in loco l'attività dell'apicoltura. Inoltre la produzione di miele potrà essere sostenuta anche destinando parte delle superfici lasciate scoperte dai pannelli fotovoltaici alla semina (idrosemina) di specie mellifere perenni con fioriture il più possibile scalari.

4. CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

L'impianto da progetto, di tipo "grid-connected" da realizzarsi è collocato interamente nel comune di Mineo (CT) e al di fuori di siti in cui siano presenti habitat/specie floristiche e/o faunistiche a rischio o di interesse conservazionistico; sono esclusi anche i *siti* indicati come *non idonei* dal DM 10/09/2010 (paragrafo "AREE E SITI NON IDONEI - DM 10/09/2010").

I terreni dell'area coinvolta nelle località "Contrada Torretta" e "Torretta Mongialino" sono collocati a sud-ovest del centro abitato di Ramacca da cui dista (in linea d'aria) 7 km circa, ad ovest del centro abitato di Palagonia da cui dista circa 9 km, a nord-ovest del centro abitato di Mineo da cui dista (in linea d'aria) circa 8 km, a nord-est dal centro di Caltagirone da cui dista circa 20 km, ad est da centro di Piazza Armerina da cui dista 15 km ed infine a sud-ovest dal centro di Aidone da cui dista 16 km.

L'estensione dell'area dell'impianto sarà pari a circa 137,61 ha, di cui, considerando la proiezione orizzontale dei pannelli al suolo, solo circa il 30 % sarà occupata dai pannelli fotovoltaici, con una potenza complessiva dell'impianto pari a circa 70 MW.

Il parco si articola in n°14 sottocampi, ciascuno dei quali di potenza di 5 MWp, interconnessi tra loro, suddivisione necessaria per l'adeguamento all'orografia dell'area.

La stazione di utenza verrà realizzata in prossimità della futura stazione di trasformazione 380/150 kV - da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV "Raddusa" - prevista su un'area di circa 1845 mq e sarà costituita da una sezione a 150 kV con isolamento in aria.

La viabilità utile al collegamento dell'area è costituita in egual modo sia dalla SP182 che dalla SP179.

L'area ricade in zona agricola e risulta distare circa 6 km dal centro abitato di Ramacca (situato a nord-est dell'impianto) in cui non sono presenti insediamenti abitativi stanziali, né masserie e/o capannoni ad uso agro-silvo-pastorale.

Il layout definitivo non può inoltre prescindere da una verifica in situ grazie alla quale i punti interessati dalla futura installazione dei pannelli fotovoltaici vengano reputati idonei in quanto ad accessibilità e fattibilità dei lavori.

Per le coordinate dell'impianto fotovoltaico fare riferimento al paragrafo "*Inquadramento territoriale*".

4.1. Sintesi della configurazione di impianto

A valle degli accorgimenti esposti precedentemente si è progettato, nel comune di Mineo (CT), un impianto costituito da:

- Un campo o *generatore fotovoltaico* che intercetta la luce del sole e genera energia elettrica. Il campo è costituito da n° 118'908 *moduli fotovoltaici* in silicio cristallino con una potenza di picco fino a 665 Wp e collegati in serie (stringhe) per una potenza complessiva di 70 MW; i moduli sono completi di cablaggi elettrici;
- I *Tracker* o strutture di supporto dei pannelli fotovoltaici fissati al terreno che, consentendo l'inclinazione del pannello orientandolo in direzione dell'energia solare incidente, hanno la funzione di massimizzare l'efficienza in termini energetici;
- N° 392 *inverter* che trasformano l'energia elettrica generata dal campo fotovoltaico e immagazzinata nella batteria (corrente DC o corrente continua) in corrente alternata (corrente CA) pronta all'uso;
- N° 15 *cabine di trasformazione* o di *campo* all'interno delle quali vi è un locale adibito all'allocazione del quadro BT e di quello MT, trafo MT/BT e quadro ausiliari;
- N° 1 *cabina di consegna* con quadri MT, trafo MT/BT per ausiliari, quadro BT, sistemi ausiliari e una control room;
- N° 1 *stazione utente* di trasformazione MT/AT. La sottostazione di utenza per la trasformazione MT/AT, a differenza delle altre componenti, verrà posta al di fuori del perimetro interno del campo fotovoltaico e in vicinanza della SSE di trasformazione; essa è completa di componenti elettriche quali apparecchiature BT e MT, trasformatore MT/BT, locali MT, locali misure, locali batteria, locali gruppo elettrogeno ecc...
- *Cavidotto MT*, per la connessione cabina di consegna- stallo utente AT/MT;
- *Cavidotto AT*, per la connessione tra lo stallo utente e la cabina di TERNA;
- Sistema di storage (accumulo): realizzato mediante la posa in opera di container attrezzati atti ad ospitare dei sistemi di accumulo¹.
- *Opere civili* quali:

¹ Per sistemi di accumulo, si intende l'insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete.

- ▲ Fabbricati, costituiti da un edificio quadri comando e controllo e per i servizi ausiliari;
- ▲ Strade e piazzole per l'installazione delle apparecchiature (ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato);
- ▲ Fondazioni e cunicoli per i cavi;
- ▲ Ingressi e recinzioni;
- ▲ Adeguamento della viabilità esistente;
- Servizi ausiliari.

L'energia elettrica viene prodotta da ogni singola stringa ad una tensione in CC del valore prossimo a 1400 Vcc che a seguito della conversione dell'inverter sarà, sempre in BT, pari a 400 Vca. L'energia così prodotta sarà trasmessa attraverso una linea in cavo alla cabina BT/MT, dove il trasformatore la eleva a 30 kV (valore adatto per il trasporto su grandi distanze limitandone le perdite). Diverse linee in cavo collegheranno fra loro i gruppi di cabine MT/BT e quindi proseguiranno alla volta della cabina di raccolta, tali linee costituiscono il cavidotto di collegamento interno, mentre la linea in cavo che collega la cabina di raccolta alla stazione di trasformazione 30/150 kV costituisce il cavidotto esterno.

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- *Opere civili:* adeguamento della rete viaria esistente per il raggiungimento dell'impianto, realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici, realizzazione del punto di consegna dell'energia elettrica (costituito da una stazione di trasformazione 30/150 kV di utenza). Per la connessione dell'impianto alla RTN è prevista la realizzazione delle opere descritte nel paragrafo successivo "Opere Elettriche".
- *Opere impiantistiche:* installazione dei pannelli fotovoltaici con relative apparecchiature di elevazione/trasformazione dell'energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra i pannelli, la cabina e la stazione di trasformazione. Installazioni, prove e collaudi delle apparecchiature elettriche (quadri, interruttori, trasformatori ecc.) nelle stazioni di trasformazione e smistamento. Realizzazione degli impianti di terra di tutte le parti metalliche, della cabina di raccolta e della stazione e realizzazione degli impianti relativi ai servizi ausiliari e ai servizi generali.

OPERE ELETTRICHE

Le opere elettriche vedono un insieme di elementi che vanno dalla connessione dei quadri contenuti i pannelli sino al cavidotto aereo in AT.

Di seguito si riporta un elenco riassuntivo delle opere elettriche previste per il funzionamento del campo fotovoltaico di progetto; in ordine si prevede l'installazione di:

- ▲ N°118'908 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino con potenza di picco fino a 665 Wp collegati tra di loro in serie in modo da formare stringhe da 72 moduli ciascuna;
- ▲ N° 392 inverter decentralizzati, ossia afferenti a più stringhe e dunque a più moduli;
- ▲ N°15 cabine di trasformazione (14 cabine di campo più una di consegna), all'interno di ciascuna si collocano: quadro di parallelo inverter, trasformatore MT/BT e quadro MT di protezione;
- ▲ Linee MT-BT-terra collocate all'interno del campo per il trasferimento dell'energia proveniente da ciascuna delle cabine di trasformazione (o di campo) fino alla cabina di consegna;
- ▲ Cavidotto interrato esterno in MT per il trasferimento dell'energia prodotta dalla cabina di consegna alla stazione utente 30/150 kV nel comune di Ramacca;
- ▲ N° 1 SSE di trasformazione da realizzarsi in prossimità della futura stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Raddusa".

Tabella 1: Sintesi caratteristiche impianto fotovoltaico di Mineo (CT), località “Contrada Mongialino”

Scheda riassuntiva dati progettuali	
OGGETTO	Realizzazione di un parco da fonte rinnovabile fotovoltaica con n. 118'908 pannelli fotovoltaici di potenza unitaria fino a 665 Wp
COMMITTENTE	ITS MEDORA SRL
LOCALIZZAZIONE CAMPO FOTOVOLTAICO	Comune di Mineo (CT)
LOCALIZZAZIONE OPERE CONNESSIONE UTENTE	Ramacca
N° PANNELLI	118'908
N° INVERTER	392
N° TRACKER	1'652
POTENZA SINGOLA	Fino a 665 Wp
POTENZA COMPLESSIVA	70 MW
COLLEGAMENTO ALLA RETE	Cavidotto MT da 30 kV, sottostazione elettrica di trasformazione 150/30 kV da ubicare in adiacenza ad una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV “Raddusa”
PRODUZIONE ANNUA ENERGIA STIMATA	119'000 MWh/anno
MANCATE EMISSIONI INQUINANTI ²	
TON di CO ₂ /anno evitate	29899,94 Ton/anno
TON di NO _x /anno evitate	24,395 Ton/anno
TON di SO _x /anno evitate	5,41 Ton/anno
Tep annuo risparmiato ³	22'253 Tep/anno

² Vedasi nel dettaglio la **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** nel paragrafo “Benefici prodotti sul comparto atmosferico” in cui sono riportate le mancate emissioni di inquinanti relative all’installazione del parco fotovoltaico in esame

³ Delibera EEN 3/2008 -ARERA

5. DESCRIZIONE CAMPO FOTOVOLTAICO

Viene di seguito riportata la descrizione particolareggiata di ciascuna delle parti costituenti il parco fotovoltaico.

5.1. Moduli fotovoltaici

La componente basilare di un impianto fotovoltaico è costituita dalla *cella fotovoltaica*, la quale, in condizioni standard (vale a dire quando essa si trova ad una temperatura di 25°C ed è sottoposta ad una potenza della radiazione pari a 1000 W/m²), è in grado di produrre circa 1,5 W di potenza. La potenza in uscita da un dispositivo FV quando esso lavora in condizioni standard prende il nome di potenza di picco (Wp).

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico i moduli impiegati sono fino a 665 Wp con dimensioni 2384 x 1303 x 35 mm con standard qualitativo conforme alla norma IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016 & Factory Inspection.



NEW

CanadianSolar

HiKu7 Mono PERC
640 W ~ 670 W
CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MS

MORE POWER

- 670 W
Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
- Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
 Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001:2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
 UNE 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual

Figura 6: Esempio di Datasheet moduli FV

Più pannelli disposti in serie vanno a costituire una stringa fotovoltaica; più stringhe collegate in serie costituiscono la vela o generatore fotovoltaico.

Il pannello siffatto possiede delle caratteristiche di resistenza alle alte temperature verificata mediante test a 105 °C per 200 ore di funzionamento e dagli urti da grandine fino ad 83 km/h, grazie all'utilizzo di vetro temperato da 3.2 mm, in grado di garantire il migliore equilibrio tra resistenza meccanica e trasparenza.

Le caratteristiche principali dei pannelli utilizzati, illustrate nella scheda tecnica, sono riportate nella Tabella 2 (caratteristiche tecniche ed elettriche).

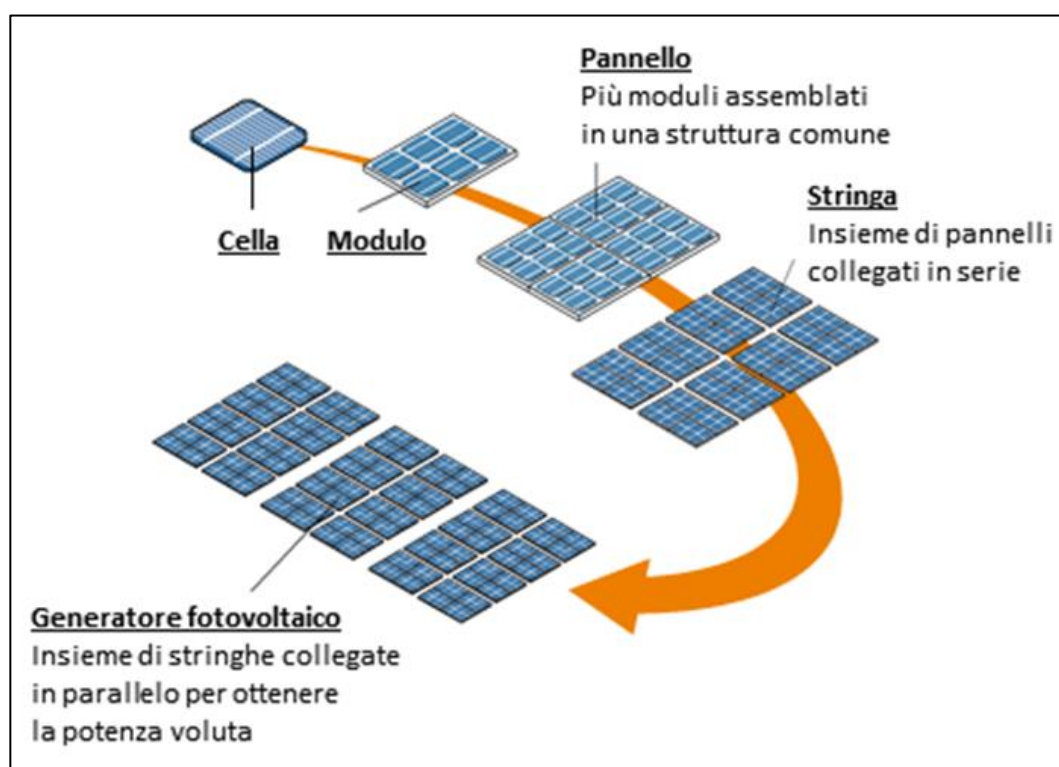


Figura 7: unità elementari del generatore fotovoltaico

I pannelli fotovoltaici sopra descritti sono collegati in serie in n°72 a formare una vela da 47'880 Wp e saranno disposti secondo due serie, ciascuna delle quali si compone a sua volta di n. 3 file; su ciascuna fila sono allocati n.12 pannelli (talvolta - in base alle esigenze di layout e/o di orografia - è possibile trovare una sola serie e quindi una vela costituita da n°36 pannelli).

La scelta del pannello è puramente semplificativa per cui per maggiori dettagli a riguardo si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.

La società si riserva inoltre la possibilità - in fase successiva di progettazione esecutiva - di predisporre una vela costituita da una diversa disposizione dei pannelli, da definire a seguito di analisi e valutazioni e che abbia lo scopo di massimizzare la produzione di energia elettrica dell'impianto, nonché di rendere migliore l'integrazione del progetto, e quindi dei pannelli, all'interno del paesaggio.

ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W	670 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	38.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A	17.32 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A	18.55 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (Pmax)	480 W	484 W	487 W	491 W	495 W	499 W	502 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.2 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V	36.1 V	36.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.64 A	13.72 A	13.74 A	13.76 A	13.79 A	13.83 A	13.85 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.2 V	42.3 V	42.5 V	42.7 V	42.9 V	43.1 V	43.3 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.83 A	14.86 A	14.89 A	14.93 A	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Tabella 2: caratteristiche tecniche ed elettriche dei pannelli

5.2. Tracker

I Tracker o inseguitori solari offrono ai pannelli una certa libertà di movimento; possono essere monoassiali o biassiali se possiedono rispettivamente uno o due gradi di libertà.

I tracker monoassiali ruotano attorno ad un singolo asse di rotazione in funzione della posizione del sole.

Il tracker monoassiale è in grado quindi di seguire il tragitto del sole (compiuto durante il giorno nella volta celeste) realizzando un angolo di 150° circa attorno ad un asse di rotazione nord-sud in direzione est-ovest.

Tale tipologia è particolarmente indicata per i paesi a bassa latitudine caratterizzati da un percorso del sole più ampio nell'arco dell'anno (in particolar modo i paesi a sud, compresa l'Italia).

Tale sistema di inseguimento del sole viene definito di *back-tracking* e viene pensata per eliminare il problema di ombreggiamento (problema che sorge all'alba e al tramonto quando le file di moduli si sollevano verso l'orizzonte). La posizione base è quella notturna ossia quella orizzontale rispetto al suolo, si ha invece una rotazione (in funzione dei raggi solari) nelle ore centrali del giorno di $\pm 55^\circ / 0^\circ$ (dove 0° rappresenta la posizione orizzontale rispetto al suolo).

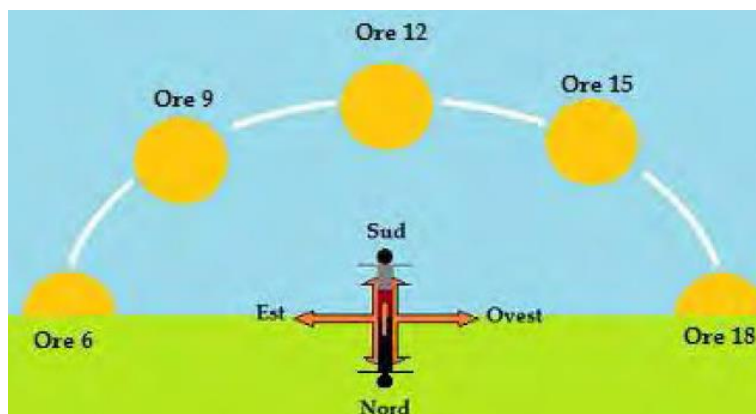


Figura 8: variazione della posizione del tracker e dunque del modulo in funzione delle ore del giorno

Con tale sistema è possibile registrare un aumento della produzione pari al 25%.

Il sistema di movimentazione può esser programmato annualmente mediante un orologio, trattasi dunque di un algoritmo astronomico detto *Suntracker* oppure gestito al momento da automatismi quali:

- anemometri, per la valutazione della ventosità;
- solarimetro, il quale orienta il sistema in direzione della radiazione solare incidente.

Per maggiori dettagli sui tracker si veda il paragrafo “Tracker” - Elaborato “Relazione tecnica impianto fotovoltaico”.

5.3. *Inverter*

L'inverter è un convertitore di tipo statico che viene impiegato per la trasformazione della CC prodotta dai pannelli in CA; esso esegue anche l'adeguamento in parallelo per la successiva immissione dell'energia in rete.

L'inverter possiede infatti una parte in continua in cui sono alloggiati gli ingressi in CC provenienti dai tracker (stringhe) e un sezionatore di protezione che a seguito della conversione dell'energia in CA vede l'uscita di linee di collegamento in BT verso la cabina di campo. Le linee di collegamento in BT di uscita appena menzionate andranno poi a confluire nelle platee attrezzate in cui saranno posizionati i quadri di parallelo per il collegamento alle cabine di trasformazione: a conversione avvenuta infatti, la tensione in BT a 400 V viene consegnata, a mezzo di cavidotto interrato in BT, alla cabina di trasformazione o di campo dove il trasformatore provvede ad eseguire una elevazione a 30 kV.

I convertitori utilizzati per il campo fotovoltaico in esame sono gruppi statici trifase della potenza di 175 kWp costituito da 18 ingressi per stringhe e relativo monitoraggio.

L'efficienza massima dell'inverter è del 99% con n°9 MPPT indipendenti che consentono una riduzione delle perdite e dei mismatching delle stringhe: ciascuna stringa, sorretta dal tracker, è collegata ad uno degli ingressi indipendenti dell'inverter di modo che ciascuna di essa sia indipendente in quanto ad esposizione (ed orientamento) e in modo che in caso di blocco o disallineamento di 1 tracker gli effetti non si ripercuotano sugli altri.

Agli inverter sono collegati n°4 tracker, ciascuno dei quali sorregge n°72 pannelli fotovoltaici, disposti secondo due serie, ciascuna delle quali si compone a sua volta di n. 3 file su cui sono allocati n.12 pannelli, ciascuno dei quali con potenza pari fino a 665 Wp, in condizioni standard. La potenza complessiva nominale collegata a ciascun inverter è pari a quella dei n°4 tracker ossia pari circa a 191.5 kWp, valore raggiungibile solo in casi particolari.

L'inverter scelto ha una potenza di conversione di 175,0 kWp e presenta n°18 ingressi (+ e -) con n°9 inseguitori indipendenti, aventi la funzione di ottimizzare, mediante un algoritmo interno, la produzione di energia da ciascun ingresso.

Gli inverter vengono posizionati:

- su *strutture infisse* nel terreno con copertura realizzata in legno, in modo da ridurre gli effetti termici dovuti ad irraggiamento diretto nelle ore più calde, garantendo la ventilazione naturale di cui sono già dotati;
- *all'interno della stessa viabilità interna* del campo fotovoltaico (a margine delle varie file di tracker) e opportunamente collegati al cavidotto;
- e predisposti *in coppia* per:
 - avere un risparmio sui costi dato dal numero ridotto di cavidotti da installare;
 - facilitare e velocizzare l'operazione di manutenzione in quanto la vicinanza di due inverter e la condizione di funzionamento simile, permetterà un rapido riscontro dei parametri di funzionamento delle due macchine ed una individuazione delle anomalie.

FUNZIONAMENTO DELL'INVERTER

L'inverter, una volta connesso alla rete, a mezzo di teleruttore lato CA, comincia ad erogare energia in funzione delle condizioni d'insolazione e della presenza di rete ai valori previsti.

La presenza di un microprocessore va a garantire la ricerca del punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico corrispondente all'insolazione del momento.

Il convertitore ha come riferimento la tensione di rete e non può erogare energia senza la sua presenza; per cui la mancanza di insolazione, ovvero della rete, pone l'inverter in "stand-by" con la pronta ripartenza al ritorno di entrambe le grandezze ai valori previsti.

Gli organi di manovra sono interni alla macchina, sia dal lato CC che dal lato CA, garantiscono il distacco automatico con sezionamento in caso di mancanza rete ed il riallaccio automatico al ritorno della rete.

La configurazione dell'inverter prevede il collegamento di ciascuna stringa ad un ingresso indipendente dotato a sua volta di sezionatore *DC Switch Box* e di SPD (scaricatore di sovratensione) ma anche di un filtro di protezione da armoniche a valle del quale ciascun MPPT provvede a trasformare l'energia elettrica per fornire all'inverter il miglior valore della curva caratteristica I-V massimizzando sempre il rendimento di conversione indipendentemente dal funzionamento di ciascuna stringa.

L'inverter consente sovraccarichi significativi, garantendo una continuità di esercizio assoluta; i sovraccarichi sono legati ai transitori dovuti a variazioni repentine di

irraggiamento nel corso della giornata che possono verificarsi frequentemente al passaggio di nuvole.

Al fine di monitorare il corretto funzionamento e la resa dell'impianto si predispone un sistema di monitoraggio o supervisione: generalmente per la trasmissione dei parametri di corretto funzionamento, delle anomalie, dei guasti e per il monitoraggio della produzione viene predisposto un collegamento in rete mediante porta dedicata. Il monitoraggio serve a tener sotto controllo dati quali: corrente di stringa, stato dei fusibili dstringa, temperature interna, lettura da sensori esterni, stato della protezione di sovratensione ecc..

Il sistema di monitoraggio dell'impianto permette dunque di conoscere lo stato di funzionamento e di energia prodotta in ogni momento consentendo inoltre di archiviare i dati raccolti in modo da consentire successive elaborazioni.

Per le caratteristiche principali degli inverter impiegati nel progetto in esame si faccia riferimento al paragrafo “*INVERTER*” dell'elaborato “*Relazione tecnica impianto fotovoltaico*”.

5.4. Trasformatore

In base alle esigenze del campo fotovoltaico in termini di energia prodotta vengono predisposte varie cabine di trasformazione all'interno di ciascuna delle quali vi è un vano trasformatore elevatore, separato dal locale di bassa tensione (mediante opportuno grigliato amovibile), all'interno del quale si colloca il trasformatore responsabile dell'elevazione dell'energia prodotta ad una tensione maggiore al fine di ridurre al minimo le perdite nella trasmissione.

I trasformatori, dunque, sono responsabili dell'elevazione da BT a MT; quelli impiegati nel campo fotovoltaico in esame sono in N° 8 e della potenza 2500 kVA.

Ve ne sono di due tipologie:

- *Trasformatori di produzione*: elevatori BT/MT del tipo isolato in olio per l'elevazione della tensione dal valore di uscita degli inverter a quello della rete di distribuzione in MT. Essi sono allocati all'interno della cabina di trasformazione in accoppiamento all'inverter e sono dotati di quadri di campo collegati ad un gruppo di conversione in CA;
- *Trasformatori per ausiliari*: MT/BT del tipo isolato in resina per l'alimentazione degli ausiliari d'impianto.

Per le caratteristiche principali dei trasformatori trifase immersi in olio minerale impiegati nel progetto in esame si faccia riferimento al paragrafo “*TRASFORMATORE*” dell’elaborato “*Relazione tecnica impianto fotovoltaico*”.

5.5. Cabine di conversione e trasformazione

L’energia prodotta in CC dalle stringhe di pannelli fotovoltaici, una volta trasformata in CA dagli inverter, viene veicolata da una rete di distribuzione interna in BT verso le cabine di trasformazione.

Le cabine di conversione e trasformazione altrimenti dette *cabine di campo* sono adibite ad allocare tutte le apparecchiature elettriche funzionali alla trasformazione dell’energia in CA, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in MT; nel dettaglio all’interno della cabina di campo sono allocati:

- *Quadri elettrici di parallelo inverter* per il raggiungimento della potenza nominale di cabina e per la protezione con fusibile di ogni singolo arrivo;
- *trasformatori di cabina* necessari alla elevazione della tensione dai valori di uscita degli inverter (400 V) al valore di tensione di distribuzione (30 kV);
- *quadri in MT* per la protezione e il trasporto dell’energia d’impianto fino alla sottostazione di elevazione;
- *armadi servizi ausiliari* per alimentare i servizi di cabina; i servizi ausiliari dell’impianto sono derivati da un trasformatore dedicato connesso alla linea di distribuzione MT a 30 kV interna al campo; in caso di necessità può essere richiesta, ad E-Distribuzione, una connessione in prelievo in BT;
- *armadi di misura dell’energia elettrica prodotta e armadi di controllo* contenenti tutti le apparecchiature in grado di monitorare le sezioni di impianto;
- *quadri di servizio*, per la gestione dei segnali e il controllo delle varie sezioni di campo.

L’alimentazione del sistema di controllo è provvista di gruppi di continuità (UPS⁴) dedicati.

Per esigenze di conformazione orografica e per semplificazione nell’installazione dei cavi di cablaggio il campo fotovoltaico viene suddiviso in sotto-campi o *sezioni* ognuno dei quali avrà la propria cabina o box di campo.

⁴ Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l’alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

La semplificazione nell'installazione dei cavi di cablaggio è possibile predisponendo la cabina di campo in corrispondenza del baricentro della sezione: in tal modo si riduce al minimo il sistema di cablaggio e si realizza poi un unico cavidotto in MT per il collegamento della cabina di campo alla cabina di consegna.

Per il progetto in esame si prevedono n°14 sezioni o sotto-campi ciascuno dei quali della potenza di 5 MWp; per ogni sezione è prevista una cabina di campo o trasformazione.

La cabina di campo composta da n°2 trasformatori ciascuno della potenza nominale di 2500 kVA, per un totale di 5 kVA, a cui sono collegati n°28 inverter.

La connessione alla rete elettrica da ogni sezione di campo è prevista in linea interrata, in entra-esce da ciascuna sezione di impianto attraverso il collegamento di n°1 cabina di trasformazione per una potenza complessiva di 5 MWp/cadauna, fino alla cabina di consegna situata nel punto di ingresso al campo fotovoltaico (da cui parte la linea di consegna alla stazione utente).

Anche per le cabine di trasformazione viene predisposto un sistema di monitoraggio che possa supervisionare, in tempo reale, i trasformatori, i quadri MT e i pannelli LV, raccogliendo online i parametri elettrici; chiaramente viene predisposto anche il controllo remoto degli interruttori del pannello LV e dell'interruttore MT.

Le cabine di campo MT sono realizzate su platea ricoperta da una tettoia in legno aperta per riparare i trasformatori dagli agenti atmosferici ma per consentire al contempo la ventilazione degli stessi e dei quadri di servizio ivi allocati.

Per l'allocazione della cabina di campo, considerando che la sua fondazione è prefabbricata e costituita da cls vibrato confezionato con cemento ad alta resistenza su geo-tessuto, si rendono necessarie le operazioni di scavo articolate secondo le seguenti fasi:

- Scavo e costipazione del terreno fino ad una profondità di 30 cm rispetto alla quota finita;
- Getto di una soletta in c.a. con rete elettrosaldata spianata e lisciata in modo da garantire una base in piano idonea al montaggio dei monoblocchi;
- Rinterro lungo il perimetro con il terreno (sabbia e/o ghiaia) proveniente dagli sbancamenti.

Le stesse fasi di montaggio sono previste per le cabine di consegna (descritte nel dettaglio nel paragrafo “*Cabina di consegna*”).

5.6. Cabina di consegna

La *cabina di consegna* viene allestita generalmente all’ingresso del campo fotovoltaico per convogliare l’energia prodotta dallo stesso; il cavedio ospita in ingresso i cavi provenienti dalla cabina di trasformazione e in uscita quelli che si dirigono verso la stazione utente 30-150 kV.

All’interno sono allocati anche le celle di MT, il trasformatore MT/BT ausiliari, l’UPS⁵, il rack dati, la centralina antintrusione, gli apparati di supporto e controllo dell’impianto di generazione ed il QGBT⁶ ausiliari e il locale misure con i contatori dell’energia scambiata.

Le cabine di consegna sono realizzate mediante l’assemblaggio di prefabbricati in stabilimento completi di fondazioni del tipo vasca, anch’esse prefabbricate.

Le fasi di montaggio previste per l’assemblaggio sono le stesse descritte per le cabine di campo al paragrafo “*Cabine di conversione e trasformazione*”.

5.7. Stazione utente 30/150 kV

Alla stazione utente convoglia l’energia in MT proveniente dalla cabina di consegna a 30 kV; qui l’energia in MT viene trasformata in AT e poi, mediante linea interrata in AT al fine di limitarne le perdite, trasportata verso la stazione RTN 380/150 kV da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, “Raddusa”.

5.8. Impianto di terra

L’impianto di terra serve a contenere, nei limiti previsti da normativa CEI 99-3⁷, le tensioni di passo e di contatto che si possono verificare a seguito dei guasti verso terra sia sul lato AT che in quello in MT per cui per la protezione di tutte le parti metalliche quali telaio, sezionatori, interruttori di manovra ecc.. è previsto un collegamento allo stesso.

Il collegamento a terra dei moduli fotovoltaici avviene a mezzo della cornice dei pannelli stessi collegati meccanicamente ed elettricamente al telaio collegato a sua volta a terra tramite barre o calze di rame.

⁵ Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l’alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

⁶ QGBT - Quadro Generale di Bassa Tensione.

⁷ “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”

L'impianto si costituisce dunque di un sistema interno di dispersori interconnessi tra loro per il collegamento delle varie installazioni elettromeccaniche e di un sistema esterno (nodo collettore di terra), al quale verranno collegate le varie utenze, costituita da elementi disperdenti.

5.9. Cavi

I cavi sono i responsabili della distribuzione dell'energia elettrica; due sono le tipologie presenti:

- ▲ Conduttori di media tensione;
- ▲ Conduttori di bassa tensione.

Generalmente viene effettuato uno scavo per allocare i cavi: lo scavo prevede una profondità di 1 m con rinterri di sabbia e materiale di risulta proveniente dagli scavi. La posa viene effettuata realizzando una trincea a sezione variabile in funzione della tratta (600-1000 mm) ponendo sul fondo dello scavo (opportunamente livellato), in ordine (procedendo verso il piano campagna):

- un letto di sabbia fine o di terreno scavato (se avente buone caratteristiche geomeccaniche);
- il conduttore di MT;
- il conduttore di terra ossia una corda in acciaio che verrà completamente ricoperta da terra compattata;
- i conduttori in BT, per alcuni tratti;
- uno strato di terra vagliata e compattata a ricoprimento dei conduttori di MT e BT;
- elemento di segnalazione cavi con protezione meccanica;
- rinterro ulteriore di altro terreno vegetale fino al piano campagna.

5.10. Ausiliari

Fanno parte dei sistemi ausiliari:

- ▲ *Illuminazione*: il sistema di illuminazione viene posto sul perimetro del campo fotovoltaico, sulla viabilità interna e sull'ingresso (dove viene garantita in maniera continuativa). Sui pali dell'illuminazione vengono allocate le telecamere per la sorveglianza.
- ▲ *Sorveglianza*: il sistema di anti-intrusione si compone a sua volta di telecamere fisse di tipo DAY-Night, cavo alfa con anime magnetiche, badge di sicurezza (per consentire l'accesso agli addetti) e tesserino e centralina di sicurezza posta all'interno della cabina stessa. L'installazione delle telecamere avviene sui pali di

illuminazione serviti da gruppi di continuità localizzati lungo tutto il perimetro. L'altezza di installazione sarà ad un minimo di 5 m, lungo il perimetro dell'impianto, con sistema di controllo dell'impianto anche in remoto. Sarà posizionato lungo il perimetro anche un sistema di allarme per scongiurare eventuali intrusioni e/o furti.

- ▲ *Sicurezza elettrica*: consente la protezione contro eventuali sovraccarichi di corrente.

5.11. Impianto di telegestione

L'operatività dell'impianto verrà monitorata costantemente in remoto (tramite internet o tramite sistema dial-in). La produzione giornaliera del campo fotovoltaico sarà messa in relazione con i dati meteo climatici al fine di misurare eventuali malfunzionamenti dell'impianto FV.

Le varie *SMU*⁸ in campo sono collegate tra loro e fanno capo al data logger (integrato all'inverter): le SMU ricavano i dati provenienti dai singoli pannelli, dati che vengono poi raccolti e inviati al data logger il quale li trasferisce in rete (mediante il router), per la supervisione e il controllo.

Sul campo è prevista l'installazione di sonde per il monitoraggio dei dati meteorologici e ambientali; nel dettaglio:

- Temperatura;
- Irraggiamento sul piano (inclinazione del piano);
- Energia elettrica prodotta.

5.12. Anemometro

Per la gestione dei tracker si prevede l'installazione di anemometri che possano controllare direttamente la velocità del vento di modo da poter garantire la messa in sicurezza dei pannelli in caso di elevata ventosità o di turbolenze.

5.13. Opere a contorno dell'impianto

La recinzione viene realizzata per garantire la sicurezza del campo fotovoltaico da eventuali intromissioni dall'esterno.

⁸ *SMU* - System Management Unit

La recinzione, al fine di tutelare il terreno annullandone a monte l'impatto, viene realizzata non mediante l'impiego di basamenti in cemento ma ricorrendo ad attrezzature battipalo o pali di vite.

La recinzione è prevista lungo tutto il perimetro con pali in acciaio zincato a caldo ed una rete in maglia sciolta con un'altezza totale dal piano di calpestio di 2 m badando bene a lasciare 10 cm dal piano campagna di modo da consentire il passaggio della piccola fauna autoctona.

Per mitigare l'impatto visivo-paesaggistico delle strutture foto assorbenti all'interno del contesto agricolo, dominato dall'assenza per molti mesi all'anno di volumetrie vegetali che arricchiscano il profilo del paesaggio e conservano le caratteristiche di ruralità, verranno previste, ove necessario, opportune fasce di verde. Inoltre, allineando i massi presenti all'interno delle particelle lungo i confini dell'impianto e lungo le aree di compluvio delle acque, costruendo una sorta di confine in pietra naturale, si costruirà e in gran parte conserverà una storica forma di paesaggio rurale, caratterizzato dalla presenza di filari di pietra e vegetazione spontanea.

I filari in pietra, con la piantumazione di specie arboree autoctone e la piantumazione sporadica di fichi d'india e fiori di campo, posti a cornice delle strutture, hanno la duplice finalità di mascherare gli elementi foto assorbenti e fornire nel contempo un adeguato collegamento con il sistema ambientale presente nel contesto. Valutando il contesto dei luoghi fortemente compromessi nella loro struttura dal sistema agricolo estensivo ed i coni visivi di maggiore significatività, sono state considerate puntualmente le specifiche situazioni ambientali presenti ai lati del lotto, predisponendo differenziate delle fasce di vegetazione.

Inoltre le specie arboree, arbustive ed erbacee sono state scelte per una loro capacità miellifera. La mitigazione dell'impianto verrà garantita da fasce vegetali che si svilupperanno perimetralmente rispetto all'impianto sulla base di tre tipologie, fascia fiori di campo, fascia filari in pietra ed infine fascia fiori di campo, alberature e/o piante di fico d'india.

5.14. Viabilità interna

Si è scelto di posizionare il campo fotovoltaico a ridosso o in vicinanza di strade esistenti, con un layout tale da minimizzare i movimenti di terra. L'utilizzo delle strade esistenti

consente di ridurre al minimo l'impatto ambientale dell'opera, limitando al minimo la realizzazione di strade ex-novo.

La parte di viabilità già esistente, in base alle specifiche condizioni, sarà oggetto di manutenzione straordinaria al fine di adattarla alle caratteristiche di portanza necessarie al transito dei mezzi di cantiere e di trasporto. Dove dovessero mancare tali caratteristiche.

Per la progettazione della pista di cantiere sono state considerate le prescrizioni previste per il trasporto ed il montaggio dei pannelli fotovoltaici e relative strutture: visti gli ingombri delle componenti, è infatti indispensabile che le strade presentino una larghezza minima atta all'esecuzione in sicurezza dei trasporti. Le piste di cantiere saranno utilizzate in fase di esercizio come strade di accesso al campo per consentire la regolare manutenzione ed il monitoraggio periodico di stringhe e cabine elettriche.

In fase di cantiere saranno utilizzati, per quanto possibile, i materiali provenienti dalle attività di escavazione. Lo strato in misto stabilizzato sarà opportunamente compattato con rullo pesante o vibrante mediante cilindatura a strati sino al raggiungimento di un idoneo livello di compattazione.

Si considera di realizzare un cassonetto di stabilizzato misto con cunetta laterale di scolo e drenaggio delle acque meteoriche. È stata prevista una pendenza longitudinale del 2% per favorire il drenaggio delle acque meteoriche.

Le strade esterne al parco seguono la viabilità esistente e permettono di raggiungere i fondi destinati ad ospitare il campo; sono inoltre ad oggi utilizzati dai braccianti locali e dagli stessi proprietari terrieri che in molti casi non risiedono nella zona.

Dunque, vista la situazione riscontrata in sito, si prevede:

- l'adeguamento e la ristrutturazione parziale (pulizia e ripristino del manto stradale) delle strade vicinali e comunali esistenti (in particolar modo se sterrate);
- la costruzione della nuova viabilità di accesso al campo.

In relazione alla pendenza ed alla copertura vegetale del terreno, si prevede un intervento di preparazione del fondo stradale e stesura del manto della carreggiata, per i nuovi percorsi, secondo le caratteristiche di seguito riportate, che sono anche da utilizzarsi per la realizzazione delle varianti e per la ristrutturazione dei percorsi esistenti.

Caratteristiche tecniche dei percorsi interni:

- Larghezza della carreggiata: 5 m;
- Manto stradale sterrato con strato compattato di almeno 30 cm;

- Materiale suddiviso in 2/3 di pietrisco a pezzatura grossa ed 1/3 di pietrisco a pezzatura fine.

Al termine della fase di cantiere, con il ripristino dello stato dei luoghi, si prevede l'adeguamento della stessa viabilità con rimozione di eventuale materiale in eccesso, sistemazione delle cunette lateralmente a ciascun tratto (in quanto utile in fase di esercizio) e lavori di ripristino dei tratti originariamente asfaltati qualora si fossero deteriorati durante le fasi di trasporto delle apparecchiature e dei materiali da costruzione e realizzazione delle opere.

La viabilità così realizzata, in quanto permanente (nella fase di esercizio), potrà esser utilizzata anche dagli imprenditori agro-pastorali per adempiere alle loro attività.

6. REALIZZAZIONE IMPIANTO, RISORSE NATURALI IMPIEGATE ED EMISSIONI

Si riporta di seguito una descrizione delle caratteristiche della fase di funzionamento ed i fabbisogni, consumi, materiali e risorse naturali impiegate durante la fase di esercizio dell'impianto. Si descrivono inoltre le fonti emissive e le fonti inquinanti sia durante le fasi

di costruzione e di dismissione che di esercizio. Tali argomenti verranno poi ripresi nel paragrafo del Quadro Ambientale e verranno valutati sia per l'impianto di progetto che per effetto di cumulo dovuto alla presenza di altri impianti FER.

6.1. FASE DI CANTIERE

Per l'esecuzione della fase di cantiere le attività previste sono così riassumibili:

- Scavi/sbancamenti, funzionali:
 - ▲ All'adeguamento viabilità/nuova realizzazione per il raggiungimento del campo;
 - ▲ Per la posa di:
 - Collegamenti elettrici delle dorsali di campo e dei servizi ausiliari;
 - Linea MT e cavidotto MT di collegamento alla RTN;
 - Materiale di sottofondo e fondazione a vasca delle cabine elettriche con il locale uffici;
 - Sostegni dei cancelli di accesso all'impianto e dei pali di sostegno del sistema di illuminazione e di video controllo;
 - ▲ Trasporto e successiva installazione in sito del materiale elettrico ed edile;
 - ▲ Installazione, in ordine, di:
 - Tracker;
 - Moduli fotovoltaici;
 - Quadri e cabine elettriche;
 - Recinzione e cancello;
 - Pali di illuminazione;
 - Linee elettriche.
 - ▲ Esecuzione dei collaudi di tutte le apparecchiature elettriche;
 - ▲ Ripristino ambientale del cantiere alla situazione "ante-operam".

I materiali saranno tendenzialmente trasportati sul posto nelle prime settimane di cantiere, in cui avverrà l'approntamento dei pannelli fotovoltaici, del materiale elettrico e di quello necessario per le strutture di sostegno.

Il materiale di risulta sarà utilizzato nello stesso cantiere per eseguire i ricoprimenti ma qualora dovesse essere in quantità superiore verrà destinato a smaltimento in discarica autorizzata.

Da non dimenticare la regimentazione e canalizzazione delle acque superficiali che prevede la realizzazione della viabilità con pendenze laterali pari almeno al 2%.

6.1.1. Materiali e risorse naturali impiegate

Il consumo idrico previsto durante la fase di costruzione è relativo principalmente alla umidificazione delle aree di cantiere, per ridurre le emissioni di polveri e per gli usi domestici. Il consumo idrico civile stimato oscilla fra i 50- 80 l/giorno.

L'approvvigionamento idrico verrà effettuato tramite acquedotto, qualora la rete idrica di approvvigionamento idrico non fosse disponibile si utilizzerà autobotte.

Altra risorsa oggetto di consumi significativi sarà il carburante necessario per i mezzi utilizzati per il trasporto del materiale al cantiere e i mezzi d'opera utilizzati internamente all'area di intervento.

6.1.2. Valutazione dei residui e delle emissioni prodotte

Durante la fase di cantiere si genereranno rifiuti liquidi legati all'uso dei bagni chimici: tali rifiuti saranno conferiti presso impianti autorizzati.

Non vi sono altre tipologie di rifiuto generato ad eccezione di quelli tipici da cantiere quali plastica, legno, metalli, etc. che saranno sottoposti a deposito temporaneo in area dedicata e successivamente conferiti ad impianti regolarmente autorizzati.

La gestione dei rifiuti sarà in linea con le disposizioni legislative e terrà conto delle migliori prassi in materia.

Al fine di limitare il rischio ambientale (*Principio di prevenzione*, art.178 del D.Lgs 152/2006), tutte le attività di gestione dei rifiuti prodotti durante l'attività di costruzione di qualsiasi opera verranno pianificate in modo tale da rispettare i criteri di priorità di riciclaggio e riutilizzo (art.179 del D.Lgs 152/2006).

Pertanto si provvederà a:

- Massimizzare la quantità di rifiuti recuperati per il riciclo;
- Ridurre al minimo la quantità di rifiuti smaltita in discarica;
- Assicurare che eventuali rifiuti pericolosi siano stoccati in sicurezza.

Durante le attività di costruzione e di dismissione, le emissioni in atmosfera saranno costituite:

- Dagli inquinanti rilasciati dai gas di scarico dei macchinari da cantiere e dei mezzi utilizzati per il trasporto del materiale e del personale.

- Dalle polveri provenienti dalla movimentazione dei mezzi e dalla movimentazione delle terre durante le attività di preparazione del sito.

Riguardo alle polveri prodotte durante la fase di cantiere, saranno previste delle misure di mitigazione per l'abbattimento delle stesse: tali procedure vengono esposte nel dettaglio all'interno del quadro di riferimento ambientale.

Il trasporto delle strutture, dei moduli e delle utilities è previsto esclusivamente su gomma ed interesserà i periodi iniziali della fase di costruzione. Il materiale in arrivo sarà depositato temporaneamente in un'area di stoccaggio all'interno della proprietà e verranno utilizzate piste interne esistenti e di progetto per agevolare il trasporto ed il montaggio dell'impianto.

Durante la fase di costruzione, sarà necessaria l'occupazione di suolo sia per lo stoccaggio dei materiali, quali tubazioni, moduli, cavi e materiali da costruzione, che dei rifiuti prodotti. Per la realizzazione dell'impianto non si prevede di incrementare le superfici impermeabilizzate infatti, l'impianto sarà installato sul materiale di fondo presente allo stato di fatto.

6.2. FASE DI ESERCIZIO

Durante la fase di esercizio la gestione dell'impianto fotovoltaico verterà su attività di manutenzione e di pulizia dei pannelli.

La manutenzione ordinaria del sistema consiste in ispezioni periodiche sulle componenti elettriche e meccaniche che lo costituiscono. Tale operazione dovrà essere eseguita secondo la normativa nazionale vigente in modo tale da garantire col tempo le caratteristiche di sicurezza e affidabilità delle singole componenti e dell'impianto nel suo complesso. Per maggiori dettagli consultare l'elaborato "*Piano di manutenzione e gestione dell'impianto*".

Essendo installati all'aperto, i pannelli fotovoltaici sono esposti a molteplici agenti che ne sporcano la superficie. Per tale ragione verrà prevista la pulizia degli stessi al fine di evitare malfunzionamenti.

La pulizia potrà avvenire:

- Metodo A: Aria compressa - Canadian Solar raccomanda di pulire lo sporco superficiale (come polvere) sui moduli solo con la pressione dell'aria.
- Metodo B: Pulizia a umido - Se sulla superficie del modulo è presente uno sporco eccessivo è consigliato utilizzare una spazzola non conduttiva o una spugna. In tal caso bisognerà assicurarsi che qualsiasi spazzola o strumento di agitazione sia costruiti con materiali non conduttivi per minimizzare rischio di scossa elettrica e che non siano abrasivi per il vetro o il telaio di alluminio. Le operazioni di manutenzione straordinaria saranno effettuate da tecnici specializzati ed esclusivamente in caso di avaria dell'apparecchiatura.

6.2.1. Materiali e risorse naturali impiegate

Durante la fase in esercizio il consumo di risorsa idrica sarà legato esclusivamente alla pulizia dei pannelli. Per questa operazione sarà utilizzata solamente acqua senza detersivi.

6.2.2. Valutazione dei residui e delle emissioni prodotte

Durante la fase di esercizio la produzione di rifiuti risulta essere non significativa, in quanto limitata agli scarti degli imballaggi prodotti durante le attività di manutenzione dell'impianto.

In questa fase non è prevista la presenza di sorgenti significative di emissione in atmosfera. Unica eccezione è il generatore di emergenza che entrerà in funzione solo in caso di mancata alimentazione dell'impianto. Si può pertanto affermare che durante la fase di esercizio non si avrà una significativa produzione di rifiuti e di emissioni. Al contrario, si avrà un impatto positivo consentendo un risparmio di emissioni in atmosfera rispetto alla produzione di energia mediante fossili tradizionali.

6.3. FASE DI DISMISSIONE

La vita nominale di un impianto fotovoltaico è della durata di circa 25-30 anni al termine dei quali sarà necessario restituire il luogo alla sua conformazione antecedente, operazione effettuata con un ripristino stato dei luoghi.

Gli interventi necessari alla dismissione e allo smantellamento del campo fotovoltaico sono illustrati di seguito; in ordine si provvederà alla rimozione di:

- ▲ moduli fotovoltaici;

- ▲ tracker;
- ▲ cabine elettriche con relativi apparati e fondazioni;
- ▲ cavidotti (qualora si voglia salvaguardare la morfologia dell'area è possibile lasciare i cavi esattamente lì dove si trovano perché in realtà essendo interrati non danno alcun tipo di problema);
- ▲ ripristino del manto stradale;
- ▲ locale ufficio e relativa fondazione;
- ▲ recinzione;
- ▲ cancello d'ingresso e relativi plinti;
- ▲ pali illuminazione e relativi plinti di fondazione e pozzetti.

Al termine delle fasi appena descritte si attua un ripristino della morfologia dei luoghi con eventuali opere di rinaturalizzazione e rinverdimento con specie floristiche autoctone.

Ovviamente non sarà in alcun modo possibile la dismissione della sottostazione e del cavidotto AT, opere che peraltro potrebbero servire per una futura altra connessione.

Per maggiori dettagli consultare l'elaborato *“Progetto di dismissione dell'impianto”*.

7. ANALISI DI MICROSITING E STIMA DI PRODUCIBILITÀ

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione **PVSyst vers. 7.2.14**.

Pvsyst è un software pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare di impianti isolati o connessi a rete. Oltre al database meteo incluso nel software, PVSyst dà accesso a molte fonti di dati meteorologici disponibili sul web e include uno strumento per importare i dati facilmente.

L'utente ha la possibilità di eseguire simulazioni di impianti e di compararle tra loro ed è assistito nella progettazione di tutto il sistema, dalla scelta del piano orientato fino alla definizione del layout completo delle stringhe sul campo. Infine, il software pone a disposizione dell'utente i risultati della simulazione con l'energia prodotta e i dettagli delle perdite.

Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per la località di “Borgo Pietrolupo”, nel Comune di Mineo (CT): l’attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l’elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito. In particolare, sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.0, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Nell’immagine che segue (Figura 11) si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

Bilanci e risultati principali								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
Gennaio	63.6	27.83	10.22	83.0	69.0	4.64	4.57	0.786
Febbraio	82.6	42.45	10.30	102.7	90.4	6.03	5.94	0.827
Marzo	128.7	61.62	12.70	162.8	147.3	9.67	9.52	0.835
Aprile	162.6	75.75	15.19	207.0	191.8	12.31	12.12	0.836
Maggio	198.2	83.90	19.20	257.2	241.7	15.08	14.83	0.824
Giugno	200.2	81.08	23.46	262.8	247.7	15.17	14.92	0.811
Luglio	215.7	81.80	26.85	284.9	268.6	16.16	15.88	0.796
Agosto	191.2	75.78	27.21	248.8	232.9	14.08	13.84	0.795
Settembre	147.6	60.91	23.62	193.1	174.9	10.87	10.69	0.791
Ottobre	107.8	49.02	20.18	136.5	121.0	7.73	7.61	0.796
Novembre	69.7	38.09	15.44	85.6	72.9	4.80	4.73	0.789
Dicembre	58.7	29.21	11.78	71.4	60.0	4.02	3.96	0.792
Anno	1626.5	707.42	18.06	2095.9	1918.1	120.57	118.61	0.808

Legenda			
GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Figura 9: Dati metereologici

Il grafico che segue (Figura 12) mostra le altezze massime e minime del sole nell’arco dell’anno, e il diagramma delle ombre dovuto al paesaggio circostante. Si tratta di un diagramma orientativo, che tiene conto della posizione del sito e delle interferenze con l’ambiente circostante. Sulla base dei modelli DTM tridimensionali del terreno, è stato elaborato il profilo del terreno per la determinazione delle ombre lontane, che di seguito si riporta.

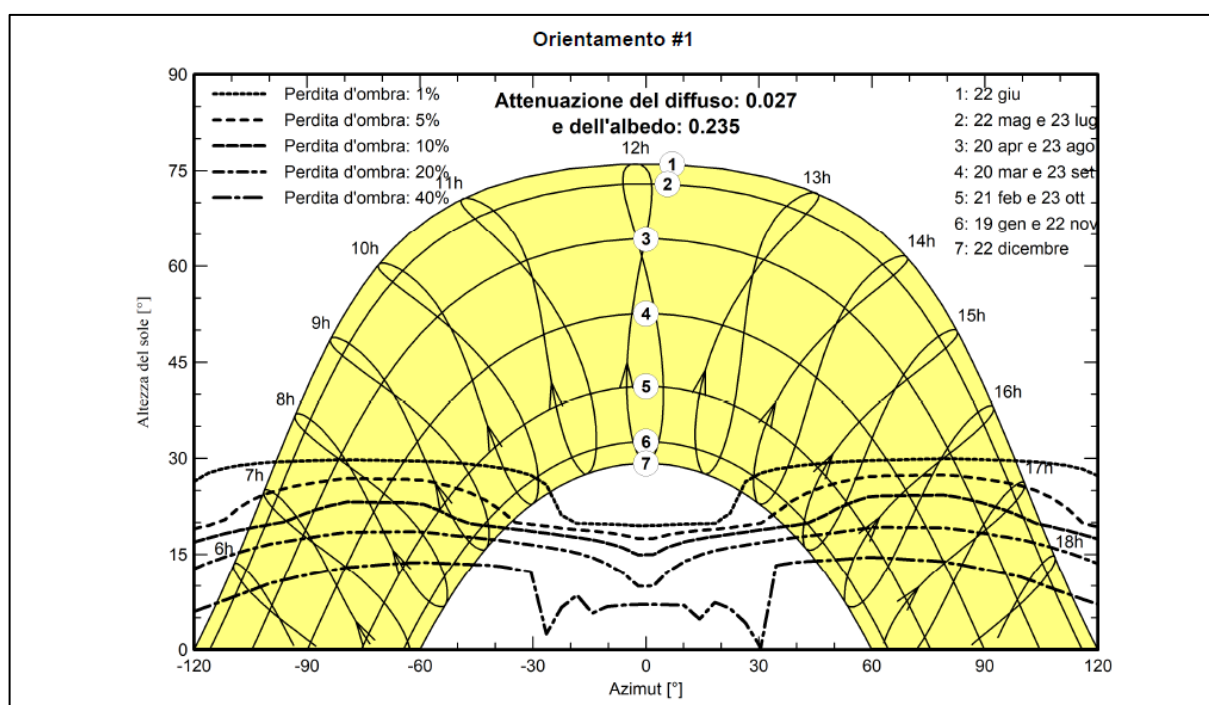


Figura 10: Diagramma clinometrico

A seguito dei rilievi effettuati in sede di sopralluogo, è stato accertato che non esistono ostacoli significativi tali da presentare ombreggiamenti locali sulla superficie dell'impianto fotovoltaico.

Per maggiori dettagli consultare la relazione *“Calcolo della producibilità”* allegata al presente studio di impatto ambientale.

Tabella 3: Producibilità netta del parco fotovoltaico di Mineo (CT) da 70 MW

Producibilità netta del layout d'impianto				
Impianto	Potenza nominale [Wp]	N° pannelli	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]
ITS MEDORA SRL	665	118'908	70	119'000

7.1. Fattori che influenzano la produzione

L'analisi svolta, come indicato nei paragrafi precedenti, dà indicazioni su come è possibile posizionare i pannelli in base alla conformazione orografica dell'area e all'esposizione alla radiazione solare incidente o “insolazione” di modo che l'impianto risulti il più produttivo possibile.

La disposizione dei pannelli sul terreno - vedasi elaborato grafico *“Layout Impianto”* - non è la sola ad influire sul quantitativo di energia prodotta; influiscono anche altri fattori quali:

- Caratteristiche del sito di installazione quali:
 - latitudine,
 - radiazione solare disponibile,
 - temperatura,
 - riflettanza della superficie antistante i moduli;
- Caratteristiche dei moduli:
 - potenza nominale,
 - coefficiente di temperatura,
 - perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- Caratteristiche del BoS (Balance Of System);
- Esposizione dei moduli, funzione di:
 - angolo di inclinazione (Tilt),
 - angolo di orientazione (Azimut);
- Ombreggiamenti eventuali;
- Insudiciamenti del generatore fotovoltaico.

L'insieme di tali fattori porta ad una diminuzione della producibilità energetica annua. Le perdite di impianto considerate durante il calcolo sono per default pari al 20.31 %. Nel dettaglio:

- Perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere pari a -7,49%;
- Perdite per basso irraggiamento pari a -0,50%;
- Perdite per temperatura paria a -7,6%;
- Perdite per qualità del modulo fotovoltaico, pari a +0,55%: si tratta dunque di un guadagno prodotto grazie alla tolleranza positiva del modulo di progetto;
- Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico pari a -2,1%;
- Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici con un valore medio di perdita pari a -0,5%;
- Perdite ohmiche di cablaggio pari a -1,05%;
- Perdite sul sistema di conversione pari al -1,62%.

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto imputato nel software di

calcolo PVSyst. Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate, la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 119.000 MWh/anno. Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a 80,84 % al primo anno di esercizio.

8. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

In accordo al D. Lgs 152/2006 e s.m.i., è stata effettuata l'analisi delle principali alternative ragionevoli, al fine di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

Nel presente capitolo si riportano i motivi alla base della scelta del sito d'impianto e della scelta della soluzione tecnica di progetto, in particolare per quel che concerne il layout dell'impianto ad energia solare fotovoltaica.

Come specificato al capitolo precedente, il presente progetto riguarda la realizzazione di un impianto alla produzione di energia da fonte solare da 70 MW di potenza nominale, costituito da 118'908 pannelli e relative opere di connessione alla RTN.

La progettazione è stata eseguita valutando la possibilità di alternative progettuali, tipologiche (con altre fonti) e non escludendo la cosiddetta "alternativa zero".

Di seguito si riportano gli esiti del percorso logico che ha portato alla definizione del layout di progetto.

8.1. Alternativa "0"

L'alternativa zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del progetto, prevedendo di conservare le aree in esame come suoli prettamente agricoli o a pascolo, comunque in condizioni iniziali senza variare la vocazione iniziale degli stessi.

Applicando tuttavia tale alternativa, si precluderebbe la possibilità di sfruttare i vantaggi che nascono dall'utilizzo combinato di agricoltura innovativa e di energia rinnovabile.

L'alternativa zero è assolutamente in controtendenza rispetto agli obiettivi, internazionali (Rif. *Accordo di Parigi sul Clima*) e nazionali (Rif. *Strategia Energetica Nazionale*) di decarbonizzazione nella produzione di energia e di sostegno alla diffusione delle fonti rinnovabili nella produzione di energia.

Il mantenimento dello stato attuale, allo stesso tempo, non incrementa l'impatto occupazionale connesso alla realizzazione dell'opera.

La realizzazione dell'intervento prevede la necessità di risorse da impegnare sia nella fase di progetto, di cantiere che di gestione dell'impianto, aggiungendo opportunità di lavoro a quelle che derivano dalla coltivazione dei suoli.

L'aspetto più rilevante della mancata realizzazione dell'impianto è in ogni caso legato alle modalità con le quali verrebbe soddisfatta la domanda di energia elettrica anche locale, che resterebbe sostanzialmente legata all'attuale dipendenza dalle fonti fossili, con tutti i risvolti negativi direttamente ed indirettamente connessi.

È inoltre da considerare il fatto che l'utilizzo della tecnologia agri-voltaica ben si innesta nell'uso continuo dei suoli con finalità agro-silvo-pastorali, in quanto non c'è un'occupazione totale del suolo. Destinando alcune aree a scopi produttivi e riducendo notevolmente l'utilizzo dei combustibili convenzionali con due importanti conseguenze ambientali:

- risparmio in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale;
- incremento in maniera importante della produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili, favorendo il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Pacchetto Clima-Energia;

L'iniziativa in progetto, inoltre, in un contesto così depresso potrebbe essere volano di sviluppo di nuove professionalità e assicurare un ritorno equo ai conduttori dei lotti su cui si svilupperà il progetto senza tuttavia precludergli la possibilità di continuare ad utilizzare tali terreni per le attività produttive quali l'apicoltura o il pascolamento di specie ovine.

Si sottolinea inoltre che, da consultazione con i proprietari o conduttori dei fondi agricoli è emerso che le attuali rese delle colture in atto (sostanzialmente cereali e foraggere) vanno da discrete a scarse a seconda dei casi. Il progetto di agrivoltaico in questione pertanto, consentirebbe di proporre valide alternative a sostegno del reddito di provenienza agricola, con l'aggiunta di sfruttare il significativo potenziale fotovoltaico del sito.

Su scala locale, la mancata realizzazione dell'impianto comporterebbe certamente l'insussistenza delle azioni di disturbo dovute alle attività di cantiere che, in ogni caso, stante la tipologia di opere previste e la relativa durata temporale, sono state valutate mediamente più che accettabili su tutte le matrici ambientali.

Anche per la fase di esercizio non si rileva un'alterazione significativa delle matrici ambientali, incluso l'impatto paesaggistico. Per quanto concerne gli eventuali impatti connessi, questi molto dipendono dalle scelte progettuali effettuate e dalle modalità con le quali l'opera viene inserita nel contesto. Per tale motivo, molta attenzione è stata posta nella scelta dei criteri progettuali d'inserimento, al fine di ridurre o limitare per quanto possibile l'insorgere di eventuali impatti. (Rif. Quadro Ambientale).

In definitiva, la “non realizzazione dell’opera” permetterebbe di mantenere lo stato attuale, senza l’aggiunta di nuovi elementi sul territorio, ma, allo stesso tempo, limiterebbe lo sfruttamento delle risorse disponibili sull’area e i notevoli vantaggi connessi con l’impiego della tecnologia eolica, quali:

- Uso di fonte energetica rinnovabili;
- Produzione di energia verde;
- Riduzione delle immissioni in atmosfera ed in particolar modo della CO₂;
- Benefici sociali ed effetti occupazionali;

In tal caso, al di là degli aspetti specifici legati al progetto, la scelta di non realizzare l’impianto si rivelerebbe in contrasto con gli obiettivi di incremento della quota di consumi soddisfatta da fonti rinnovabili prefissati a livello europeo e nazionale.

Per quanto sopra, si evince che la considerazione dell’alternativa zero, sebbene non produca azioni impattanti sull’ambiente, compromette i principi della direttiva comunitaria a vantaggio della promozione energetica da fonti rinnovabili, oltre che precludere la possibilità di generare nuovo reddito e nuova occupazione.

Pertanto, tali circostanze dimostrano che l’alternativa zero rispetto agli scenari che prevedono la realizzazione dell’intervento non sono auspicabili per il contesto in cui si debbono inserire.

8.2. *Alternative tecnologiche*

Il conseguimento dei vantaggi in parte citati al paragrafo precedente, concernenti in particolare la produzione di energia a basse emissioni di CO₂, il contenimento del consumo delle risorse naturali, il sostegno all’occupazione, possono essere raggiunti attraverso la realizzazione di un impianto alimentato da fonti energetiche rinnovabili.

La dimensione e la tecnologia scelta per l’impianto fotovoltaico derivano dal duplice obiettivo di massimizzare la produzione di energia rinnovabile e minimizzare l’occupazione di territorio.

Seppur affrontando dei costi maggiori rispetto ad un layout tradizionale, è stato scelto di utilizzare una tecnologia ad inseguimento con moduli fotovoltaici dalle prestazioni di punta (655 Wp) così da avere una producibilità superiore rispetto ad un impianto fotovoltaico a pannelli fissi ed una occupazione di territorio (a parità di potenza installata) minore. Attualmente, paragonando l’efficienza e il costo per kWh prodotto, la tecnologia fotovoltaica a inseguimento monoassiale risulta superiore a tutte le altre. Questa scelta ha

inoltre un riflesso diretto sull'impatto positivo, a livello nazionale, delle emissioni evitate e quindi sulla qualità dell'aria.

Le caratteristiche del sito possono ritenersi idonee sia per l'installazione di un impianto agrivoltaico che di un impianto fotovoltaico tradizionale, infatti il sito presenta un'orografia, che si presta in maniera ottimale all'installazione di campi fotovoltaici, con pendenze ed esposizioni che permettono di sfruttare l'area per questo tipo di tecnologia. Mettendo a confronto le due tecnologie e valutando gli impatti ambientali ad esse connesse, emerge che:

- L'impatto visivo determinato da un impianto agrivoltaico è sicuramente maggiore dato lo sviluppo verticale dei tracker anche se non risulterebbe trascurabile l'impatto determinato da un impianto fotovoltaico a terra con un'estensione notevole; si considerino in ogni caso le misure di mitigazione adottate al fine di ridurre l'impatto visivo e paesaggistico;
- In termini di occupazione di superficie, l'installazione agrivoltaica, come già detto, risulta essere molto vantaggiosa: l'occupazione di suolo è minore rispetto ad un impianto tradizionale in quanto l'interasse di 6 m permette di creare una superficie discontinua evitando, di conseguenza, la totale impermeabilizzazione dell'area;
- L'impatto determinato dall'impianto agrivoltaico sulle componenti naturalistiche, come argomentato nel quadro ambientale e nello studio naturalistico, risulta moderato se non assente.

8.3. *Alternativa localizzativa*

L'ubicazione del progetto così come presentato nasce dalla disponibilità dei proprietari a destinare i terreni a tale finalità per la scarsa valenza agro-economica dei terreni ma soprattutto per la possibilità di tracciare un cavidotto interrato senza avere interferenze con vincoli di natura ambientale e/o paesaggistica di cui i piani di gestione del territorio non permettano il passaggio dello stesso. Per tale ragione non è stata valutata una alternativa localizzativa.

Ad ogni modo per valutare l'idoneità dei terreni all'installazione di pannelli fotovoltaici, è stata condotta una preliminare ed approfondita valutazione sia dal punto di vista geologico ed idrogeologico che dal punto di vista vincolistico e di stima della producibilità.

L'area prescelta è il risultato di un'attenta analisi che tiene conto dei seguenti aspetti:

- Coerenza con i vigenti strumenti della pianificazione urbanistica, sia a scala comunale che sovracomunale, e con la normativa in materia paesaggistico-ambientale;
- Esposizione dell'area e, di conseguenza, producibilità dell'impianto (fondamentale per giustificare qualsiasi investimento economico);
- Vicinanza con infrastrutture di rete e disponibilità di allaccio ad una sottostazione elettrica;

A seguito delle analisi tecniche e vincolistiche appena descritte è stata perimetrata un'area netta utile all'installazione dei Tracker.

9. CONCLUSIONI

Con il presente studio è stato analizzato il progetto agrivoltaico proposto nel comune di Mineo in relazione alle scelte progettuali ed alle alternative tecnologiche, localizzative e all'alternativa "zero".

Sono state quindi descritte le opere relative al progetto, trattando separatamente le opere civili e le opere impiantistiche e motivando ogni volta le scelte progettuali. Ciò ha consentito di verificare che l'impianto fosse compatibile con la natura orografica del sito, con le aree considerate più idonee dal punto di vista dell'esposizione e con le aree tutelate, cercando sempre soluzioni progettuali di minor impatto ambientale possibile.

In conclusione, si può affermare che il progetto risulta compatibile rispetto agli scenari previsti in materia di energia rinnovabile (Es. Conferenza di Parigi sul clima). Inoltre l'analisi delle alternative tecnologiche ha permesso di concludere che la proposta di impianto agrivoltaico risulta la scelta più idonea nel rispetto dei target promossi a livello internazionale e nazionale di incentivazione delle energie rinnovabili e nel rispetto della natura agricola del sito.