



REGIONE SICILIA
COMUNE DI MONREALE (PA)

PROGETTO

IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA PARI A 27216 kWp (20,905 MW IN IMMISSIONE)
DENOMINATO "PRINCIPE X" ED OPERE CONNESSE INDISPENSABILI
DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI MONREALE (PA)

TITOLO

Rel. 01 - Relazione descrittiva generale

PROGETTISTI	PROPONENTE	VISTI
 SCM Ingegneria S.r.l. Via Carlo del Croix, 55 Tel.: +39 0831-728955 72022 Latiano (BR) Mail: info@scmingegneria.com OM Ingegneria e Ambiente S.r.l. Viale Croce Rossa, 25 Tel.: +39 091 9763933 90144 Palermo (PA) Mail: info@omingegneria.it Redattore Luca Maculan	PRINCIPE SOLAR X S.R.L. Sede legale e Amministrativa: Viale della Croce Rossa, 25 90144 PALERMO (PA) PEC: principesolarxsrl@pec.it	

PROGETTAZIONE



Scala	Formato Stampa	Cod.Elaborato	Rev.	Nome File	Foglio
	A4	FVPRXD-I_Rel.01	00	Rel.01_Relazione descrittiva generale	1 di 78

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Ott-23	Prima Emissione	L. Maculan	D.Cavallo	L.Nettuno

INDICE

1	INTRODUZIONE	5
2	DATI GENERALI	5
2.1	Dati del Proponente	5
2.2	Località di realizzazione dell'intervento	5
2.3	Destinazione d'uso	5
2.4	Dati catastali.....	6
2.5	Connessione	6
3	DESCRIZIONE DELLA FONTE UTILIZZATA	7
3.1	Sviluppi internazionali per il fotovoltaico.....	7
3.2	L'agrivoltaico	10
3.3	Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici	12
3.3.1	Requisito A	13
3.3.2	Requisito B	13
3.3.3	Requisito C	14
3.3.4	Requisiti D ed E.....	15
4	IMPIANTO AGRIVOLTAICO "PRINCIPE X"	16
4.1	Principi generali per la scelta del sito	16
4.2	Identificazione migliore tecnologia da adottare	16
4.2.1	Impianto fisso.....	16
4.2.2	Impianto monoassiale (inseguitore di rollio).....	17
4.2.3	Impianto monoassiale (inseguitore ad asse polare).....	17
4.2.4	Impianto monoassiale (inseguitore di azimut).....	18
4.2.5	Impianto biassiale	18
4.2.6	Impianto biassiale su strutture elevate.....	19
4.2.7	Valutazione soluzione migliore	19
4.3	Impianto Agrivoltaico Interfilare.....	19
5	RISPARMIO EMISSIONI E PRODUZIONE IMPIANTO.....	22
5.1	Risparmio di combustibile.....	22
5.2	Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.....	22
5.3	Stima produzione impianto fotovoltaico.....	22
6	LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO	26
6.1	Inquadramento geografico e territoriale.....	26
6.2	Inquadramento geologico e geomorfologico del sito	29
6.3	Inquadramento vincolistico.....	34
6.4	Inquadramento paesaggistico	37

7	DESCRIZIONE GENERALE.....	40
8	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO.....	41
9	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	42
9.1	Moduli fotovoltaici.....	43
9.2	Strutture di supporto.....	44
9.2.1	Considerazioni ecologiche.....	47
9.2.2	Altezza ottimale.....	47
9.2.3	Montaggio rapido.....	47
9.2.4	Massima durata.....	47
9.3	Collegamento dei moduli fotovoltaici.....	47
9.4	Gruppo di conversione CC/CA (String Inverters).....	48
9.5	Cabine di trasformazione.....	50
9.5.1	Trasformatore Elevatore.....	51
9.5.2	Quadro 36 kV.....	51
9.5.3	Compartimento BT.....	52
9.6	Cabine servizi ausiliari.....	52
9.7	Cabine di raccolta 36 kV.....	54
9.8	Edificio Magazzino/Sala di controllo.....	55
9.9	Cavi.....	56
9.9.1	Cavi solari di stringa.....	56
9.9.2	Cavi solari DC.....	56
9.9.3	Cavi BT.....	57
9.9.4	Cavi Dati.....	57
9.9.5	Cavi 36 kV.....	58
9.10	Rete di terra.....	59
9.11	Misure di protezione e sicurezza.....	60
9.11.1	Protezione contro il corto circuito.....	60
9.11.2	Misure di protezione contro i contatti diretti.....	60
9.11.3	Misure di protezione contro i contatti indiretti.....	60
9.11.4	Misure di protezione dalle scariche atmosferiche.....	60
9.12	Sistemi ausiliari.....	61
9.12.1	Sistema di sicurezza e sorveglianza.....	61
9.12.2	Sistema di monitoraggio e controllo.....	61
9.12.3	Sistema di illuminazione e forza motrice.....	62
9.13	Connessione alla RTN.....	62
10	REALIZZAZIONE IMPIANTO.....	63

10.1	Recinzione	63
10.2	Viabilità interna a carattere agricolo	64
10.3	Mitigazione perimetrale	65
10.4	Cavidotti	67
10.5	Trattamento del suolo	67
10.6	Trasporto di materiali.....	68
10.7	Uso di risorse.....	68
11	INTERFERENZE CAVI INTERRATI	69
12	FASI E TEMPI DI ESECUZIONE	71
13	MANUTENZIONE.....	71
14	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	72
14.1	Ricadute sociali.....	72
14.2	Ricadute occupazionali	72
14.3	Ricadute economiche.....	73
15	TERMINOLOGIA.....	74
16	NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	75

1 INTRODUZIONE

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico, mediante tecnologia fotovoltaica con tracker monoassiale, che la Società PRINCIPE SOLAR X S.R.L. (di seguito "la Società") intende realizzare nel Comune di Monreale (PA).

L'impianto avrà una potenza installata di 27216 kWp per una potenza di 20,905 MW in immissione, e l'energia prodotta verrà immessa sulla rete RTN in alta tensione.

Si evidenzia che sebbene la potenza di picco dell'impianto agrivoltaico in progetto sarà pari a 27216 kWp, la potenza in immissione sarà di 20,905 MW, inferiore rispetto alla potenza installata di picco in quanto, per l'effetto combinato delle perdite legate alla disposizione geometrica dei pannelli (dovute a ombreggiamento, riflessione), delle perdite proprie dell'impianto (dovute a temperatura, sporcamento, mismatch, conversione ecc.) e delle perdite di connessione alla rete, l'energia immessa al punto di consegna non sarà mai superiore ai 20,905 MW. Qualora, in condizioni meteo-climatiche favorevoli, l'impianto potesse produrre più di 20,905 MW, la potenza sarà limitata a livello dei convertitori AC/DC in modo da non superare il limite di immissione previsto al punto di consegna.

2 DATI GENERALI

2.1 Dati del Proponente

Di seguito i dati anagrafici del soggetto proponente:

SOCIETA' PROPONENTE	
Denominazione	PRINCIPE SOLAR X S.R.L.
Indirizzo sede legale	Viale della Croce Rossa, 25 – 90144 Palermo (PA)
Codice Fiscale/Partita IVA	07133700828
Capitale Sociale	10.000,00 €
PEC	principesolarxsrl@pec.it

Tabella 2-1 – Informazioni principali della Società Proponente

2.2 Località di realizzazione dell'intervento

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente documento e il relativo cavidotto 36 kV saranno realizzati nel Comune di Monreale (PA).

2.3 Destinazione d'uso

L'area oggetto dell'intervento ha una destinazione d'uso agricolo.

2.4 Dati catastali

I terreni interessati dall'intervento per quanto riguarda l'area di impianto, così come individuati da catasto del comune Monreale (PA) sono:

- FG 153 – Particelle 210, 138, 132, 127, 155, 142.
- FG 154 – Particelle 252, 186, 188, 163, 164.

L'area della cabina utente 36 kV interesserà invece i seguenti terreni, così come individuati da catasto del comune di Monreale (PA):

- FG 152 - Particella 4

Tutti i terreni su cui saranno installati i moduli fotovoltaici e realizzate le infrastrutture necessarie, risultano di proprietà privata e corrispondono a terreni ad uso prevalentemente agricolo.

Luogo di installazione	Comune di Monreale
Potenza di Picco (kWp)	27216 kWp
Potenza Nominale (kW)	27216 kWp
Potenza massima in immissione	20,095 MW
Informazioni generali del sito	Sito collinare ben raggiungibile da strade statali/provinciali/comunali
Tipo di strutture di sostegno	Inseguitore monoassiale
Coordinate area impianto Area nord	Latitudine: 37°53'53.37"N Long. 13°19'23.21"E
Coordinate area impianto Area sud	Latitudine: 37°53'07.37"N Long. 13°18'52.47"E
Coordinate cabina utente	Latitudine 37°53'59.22"N Longitudine 13°17'59.91"E

Tabella 2-2 – Dati catastali

2.5 Connessione

La Società PRINCIPE SOLAR X S.R.L. è titolare della richiesta di connessione alla RTN presentata a Terna S.p.A. ("il Gestore") per una potenza in immissione di 20,905 MW. Alla richiesta è stato assegnato Codice Pratica 202101163.

Il gestore ha trasmesso la soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG), accettata in data 13 Dicembre 2022.

Il progetto di connessione prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la stazione elettrica di trasformazione della RTN a 220/36 kV in doppia sbarra, denominata "Monreale 3", da collegare in entra - esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

3 DESCRIZIONE DELLA FONTE UTILIZZATA

Il sole è un'inesauribile fonte di energia che, grazie alle moderne tecnologie, viene utilizzata in maniera sempre più efficiente; le celle fotovoltaiche, infatti, permettono di generare elettricità direttamente dal sole.

Il fotovoltaico è una tecnologia decisamente compatibile con l'ambiente che determina una serie di benefici qui di seguito riassunti:

- assenza di generazione di emissioni inquinanti;
- assenza di rumore;
- non utilizzo di risorse legate al futuro del territorio;
- creazione di una coscienza comune verso un futuro ecologicamente sostenibile.

La promozione e la realizzazione di centrali di produzione elettrica da fonti rinnovabili trova come primo contributo sociale da considerare quello della tutela dell'ambiente e del territorio che si ripercuote a beneficio della salute dell'uomo.

Il contributo ambientale conseguente dalla promozione dell'intervento in questione si può definire secondo due parametri principali:

- Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.
- Risparmio di combustibile;
- Consolidamento del sedime agricolo
- Diminuzione dei fenomeni alluvionali

Relativamente ai vantaggi territoriali:

- Consolidamento del sedime agricolo
- Diminuzione dei fenomeni alluvionali

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

3.1 Sviluppi internazionali per il fotovoltaico

La produzione di energia rinnovabile è una delle sfide principali della società moderna e di quella futura ed il fotovoltaico rappresenta oggi la soluzione più semplice ed economica per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Negli ultimi anni, infatti, l'ONU, l'Unione Europea e le principali agenzie internazionali che ricoprono un ruolo fondamentale in materia ambientale si sono occupate, con particolare attenzione, delle problematiche riguardanti la produzione di energie rinnovabili.

A livello internazionale, nel settembre del 2015, l'ONU ha adottato un Piano mondiale per la sostenibilità denominato Agenda 2030 che prevede 17 linee d'azione, tra le quali è presente anche

lo sviluppo di impianti agrivoltaici per la produzione di energia rinnovabile.

L'Unione Europea ha poi recepito immediatamente l'Agenda 2030, obbligando gli Stati membri ad adeguarsi a quanto stabilito dall'ONU.

A livello nazionale, il 10 novembre 2017, è stata approvata la SEN (Strategia Energetica Nazionale) fino al 2030. Questa contiene obiettivi più ambiziosi rispetto a quelli dell'agenda ONU 2030, in particolare:

- la produzione di 30 GW di nuovo fotovoltaico;
- la riduzione delle emissioni di CO₂;
- lo sviluppo di tecnologie innovative per la sostenibilità.

A livello europeo, invece, l'art. 194 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea prevede che l'Unione debba promuovere lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili per meglio allineare e integrare gli obiettivi in materia di cambiamenti climatici nel nuovo assetto del mercato.

Nel 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sulle energie rinnovabili (Direttiva UE/2018/2001), nel quadro del pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei», inteso a far sì che l'Unione Europea sia il principale leader in materia di fonti energetiche rinnovabili e, più in generale, ad aiutare l'UE a rispettare i propri obiettivi di riduzione di emissioni ai sensi dell'accordo di Parigi.

La nuova direttiva stabilisce un nuovo obiettivo in termini di energie rinnovabili per il 2030, che deve essere pari ad almeno il 32% dei consumi energetici finali, con una clausola su una possibile revisione al rialzo entro il 2023. Gli Stati membri potranno proporre i propri obiettivi energetici nazionali nei piani nazionali decennali per l'energia e il clima.

A livello nazionale, nel 2020, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), ha adottato il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che rappresenta uno strumento fondamentale per far volgere la politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021) di recepimento della direttiva RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050.

L'obiettivo suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

Più nel dettaglio, il PNIEC prevede che in Italia per raggiungere gli obiettivi prefissati si dovrebbero installare circa 50 GW di impianti fotovoltaici entro il 2030, con una media di circa 6 GW all'anno e, considerando che l'attuale potenza installata è inferiore ad 1 GW, è chiaro che è necessario trovare soluzioni alternative per accelerare il passo.

Alla luce di quanto sopra detto, nel caso di quelli che fino ad oggi erano considerati "impianti fotovoltaici a terra", è evidente che l'occupazione di suoli agricoli è inevitabile per raggiungere gli ambiziosi obiettivi comunitari imposti.

È doveroso ricordare, inoltre, che per gli impianti fotovoltaici a terra su suolo agricolo non sussistono più supporti pubblici alla produzione di energia ma il costo per unità di potenza installata

è sensibilmente diminuito. Questo fattore può essere considerato come la maggiore spinta verso l'installazione di nuovi impianti.

L'approccio che si è utilizzato fino ad oggi prevedeva una ricerca continua di appezzamenti di terreno per l'installazione di grandi impianti anche su aree agricole non interessate da vincoli ambientali e paesaggistici e collocati in aree prossime a infrastrutture per il collegamento alla rete elettrica RTN (rete di Trasmissione Nazionale). Tali potenziali impianti, generalmente della potenza di diverse decine di MW, sono in grado di produrre un reddito sufficiente al sostenimento di tutti i vari business plans redatti per la verifica di fattibilità economica dell'impianto stesso.

Questo approccio, che può prevedere il recupero di terreni marginali o abbandonati, destinandoli totalmente alle produzioni energetiche, può anche avere dei limiti quando si sviluppa su terreni produttivi. Infatti, la richiesta di superfici di terreni per grandi impianti non necessariamente implica un ruolo attivo degli agricoltori, causando quindi una perdita del reddito agricolo nei fondi utilizzati per la costruzione di impianti e perdita della qualifica di terreno agricolo per il cambio di destinazione di uso che viene fatto nel terreno (con conseguente rinuncia alla PAC ed ai relativi piani di sviluppo rurale).

Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. "agrivoltaici", ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

A riguardo, è stata anche prevista, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l'obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti.

Il tema è rilevante e merita di essere affrontato in via generale, anche guardando al processo di individuazione delle c.d. "aree idonee" all'installazione degli impianti a fonti rinnovabili, previsto dal decreto legislativo n. 199 del 2021 e, dunque, ai diversi livelli possibili di realizzazione di impianti fotovoltaici in area agricola, ivi inclusa quella prevista dal PNRR. In tutti i casi, gli impianti agrivoltaici costituiscono possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard.

In tale quadro, sono state elaborate nel Giugno 2022 le "Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici" (nel seguito indicate come linee guida), prodotte nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della transizione ecologica - dipartimento per l'energia, e composto da:

- CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria;
- GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;
- ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;
- RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Tale documento ha lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico, sia per ciò che riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre

tipologie di impianti agrivoltaici, che possono comunque garantire un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

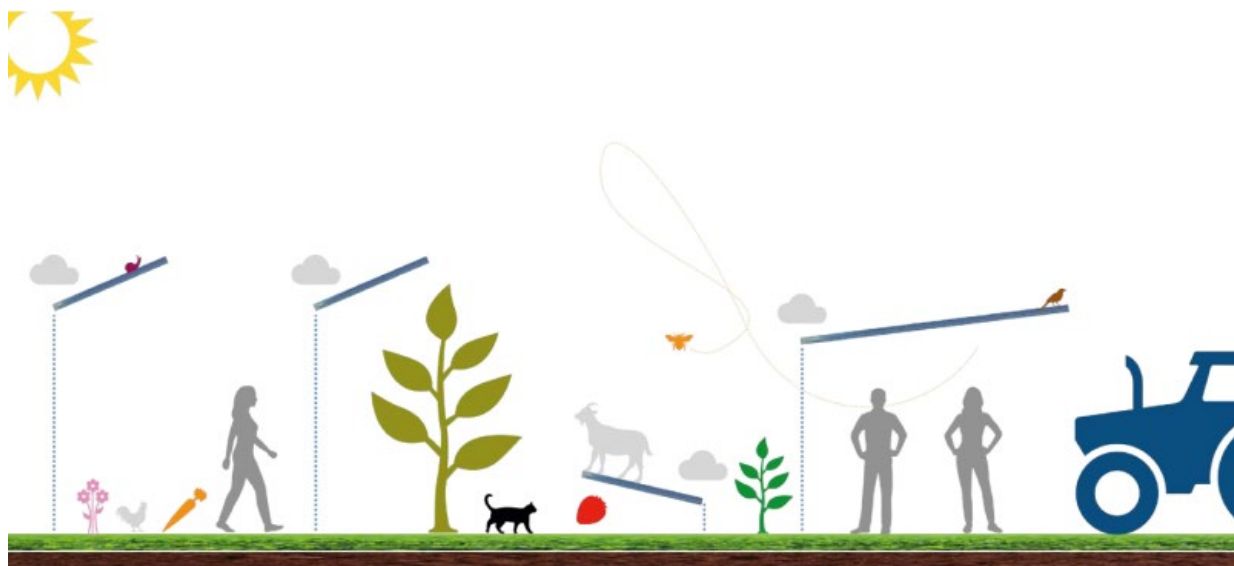
3.2 L'agrivoltaico

È innanzitutto doveroso chiarire dal punto di vista della definizione di impianto la differenza tra impianto fotovoltaico, agrivoltaico e agrivoltaico avanzato. Dalla CEI PAS 82-93 (Linee Guida MiTE) si possono esporre le seguenti definizioni:

- *Impianto fotovoltaico: insieme di componenti che producono e forniscono elettricità ottenuta per mezzo dell'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche in corrente alternata o in corrente continua e/o di immetterla nella rete distribuzione o di trasmissione;*
- *Impianto agrivoltaico (o agrovoltaico, o agro-fotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni installative, con montaggio dei moduli su strutture fisse o su strutture che consentono la rotazione dei moduli stessi, tali da consentire l'utilizzo duale del terreno interessato a tale installazione e non compromettere la continuità delle attività agricole che vengono svolte sotto e/o tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici*
- *Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:*
 - *adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;*
 - *prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;*

I sistemi agrivoltaici possono essere caratterizzati da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) e gradi di integrazione ed innovazione differenti, al fine di massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale), e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti.

Dal punto di vista spaziale, il sistema agrivoltaico può essere descritto come un "pattern spaziale tridimensionale", composto dall'impianto agrivoltaico, e segnatamente, dai moduli fotovoltaici e dallo spazio libero tra e sotto i moduli fotovoltaici, montati in assetti e strutture che assecondino la funzione agricola, o eventuale altre funzioni aggiuntive, spazio definito "volume agrivoltaico" o "spazio poro", come mostrato nella seguente figura.



Fonte: Alessandra Scognamiglio, "Photovoltaic landscapes": Design and assessment. A critical review for a new transdisciplinary design vision, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 55, 2016, Pages 629-661, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.072>.

Figura 3-1 – Schematizzazione di un sistema agrivoltaico

Un impianto agrivoltaico, confrontato con un usuale impianto fotovoltaico a terra, presenta dunque una maggiore variabilità nella distribuzione in pianta dei moduli, nell'altezza dei moduli da terra, e nei sistemi di supporto dei moduli, oltre che nelle tecnologie fotovoltaiche impiegate, al fine di ottimizzare l'interazione con l'attività agricola realizzata all'interno del sistema agrivoltaico.

Il pattern tridimensionale (distribuzione spaziale, densità dei moduli in pianta e altezza minima da terra) di un impianto fotovoltaico a terra corrisponde, in generale, a una progettazione in cui le file dei moduli sono orientate secondo la direzione est-ovest (angolo di azimuth pari a 0°) ed i moduli guardano il sud (nell'emisfero nord), con un angolo di inclinazione al suolo (tilt) pari alla latitudine meno una decina di gradi; le file di moduli sono distanziate in modo da non generare ombreggiamento reciproco se non in un numero limitato di ore e l'altezza minima dei moduli da terra è tale che questi non siano frequentemente ombreggiati da piante che crescono spontaneamente attorno a loro. Questo pattern - ottimizzato sulla massima prestazione energetica ed economica in termini di produzione elettrica - si modifica nel caso di un impianto agrivoltaico per lasciare spazio alle attività agricole e non ostacolare (o anche favorire) la crescita delle piante.

I pannelli di ultima generazione adottati in questi impianti sono dotati di una tecnologia innovativa bifacciale: anche il lato B contribuirà alla produzione, sfruttando la luce riflessa dalla superficie del terreno, oltre quella diretta, con un'efficienza superiore del 20% rispetto al fotovoltaico tradizionale. Sono montati su inseguitori mono assiali per seguire così il sole nel suo arco quotidiano ed è previsto l'uso di pannelli di taglia grande per ridurre la superficie occupata favorendo il connubio tra la produzione di energia elettrica e le coltivazioni agricole.

Il decreto legislativo n.199 del 2021 ha stabilito che per l'accesso ai contributi PNRR gli impianti

dovranno essere realizzati in conformità alle predette disposizioni del decreto-legge 77/2021, ma che le condizioni per l'accesso ai contributi del PNRR saranno stabilite con un apposito decreto del Ministro della transizione ecologica.

3.3 Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici

Di seguito vengono riportati i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi, come indicati nelle linee guida 2022:

- *REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;*
- *REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;*
- *REQUISITO C: L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;*
- *REQUISITO D: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta 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;*
- *REQUISITO E: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.*

In funzione del rispetto di tali requisiti, gli impianti agrivoltaici possono avvalersi delle seguenti definizioni:

- Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico". Per tali impianti dovrebbe inoltre previsto il rispetto del requisito D.2.
- Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di "impianto agrivoltaico avanzato" e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.

Il rispetto dei A, B, C, D ed E sono pre-condizione per l'accesso ai contributi del PNRR, fermo restando che, nell'ambito dell'attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", come previsto dall'articolo 12, comma 1, lettera f) del decreto legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.

3.3.1 Requisito A

Il requisito A viene soddisfatto se l'impianto è progettato e realizzato in modo tale da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da:

- consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica;
- valorizzare il potenziale produttivo di entrambi.

Tale requisito si può coniugare nei seguenti parametri:

A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione.

Si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola.

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Al fine di non limitare l'adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %.

3.3.2 Requisito B

Il requisito B viene soddisfatto se il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della sua vita tecnica, in maniera da garantire sinergicamente la produzione energetica ed agricola non compromettendo la continuità dell'attività agricola.

In particolare, dovrebbero essere verificate:

B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento, valutando in particolare:

- L'esistenza e la resa della coltivazione, rispetto al valore medio della produzione negli anni precedenti l'installazione dell'impianto agrivoltaico, o a valori medi di produzioni analoghe nella stessa area.
- Il mantenimento dell'indirizzo produttivo in caso di coltivazioni già presenti, o eventualmente il passaggio a indirizzi produttivi di valore economico più elevato, fermo restando in ogni caso il mantenimento di produzioni DOP o IGP.

B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

La produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (in GWh/ha/anno), paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico

standard, non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima.

3.3.3 Requisito C

TIPO 1) l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. In questa condizione la superficie occupata dalle colture e quella del sistema agrivoltaico coincidono, fatti salvi gli elementi costruttivi dell'impianto che poggiano a terra e che inibiscono l'attività in zone circoscritte del suolo.

TIPO 2) l'altezza dei moduli da terra non è progettata in modo da consentire lo svolgimento delle attività agricole al di sotto dei moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un uso combinato del suolo, con un grado di integrazione tra l'impianto fotovoltaico e la coltura più basso rispetto al precedente (poiché i moduli fotovoltaici non svolgono alcuna funzione sinergica alla coltura).

TIPO 3) i moduli fotovoltaici sono disposti in posizione verticale. L'altezza minima dei moduli da terra non incide significativamente sulle possibilità di coltivazione (se non per l'ombreggiamento in determinate ore del giorno), ma può influenzare il grado di connessione dell'area, e cioè il possibile passaggio degli animali, con implicazioni sull'uso dell'area per attività legate alla zootecnia. Per contro, l'integrazione tra l'impianto agrivoltaico e la coltura si può esplicare nella protezione della coltura compiuta dai moduli fotovoltaici che operano come barriere frangivento.

Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, si possono fissare come valori di riferimento per rientrare nel tipo 1) e 3):

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- 2,1 metri nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).

Si può concludere che:

- Gli impianti di tipo 1) e 3) sono identificabili come impianti agrivoltaici avanzati che rispondono al REQUISITO C.
- Gli impianti agrivoltaici di tipo 2), invece, non comportano alcuna integrazione fra la produzione energetica ed agricola, ma esclusivamente un uso combinato della porzione di suolo interessata.

3.3.4 Requisiti D ed E

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto.

L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Gli esiti dell'attività di monitoraggio, con specifico riferimento alle misure di promozione degli impianti agrivoltaici innovativi citate in premessa, sono fondamentali per valutare gli effetti e l'efficacia delle misure stesse.

A tali scopi il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (REQUISITO D):

- D.1) il risparmio idrico;
- D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

In aggiunta a quanto sopra, al fine di valutare gli effetti delle realizzazioni agrivoltaiche, il PNRR prevede altresì il monitoraggio dei seguenti ulteriori parametri (REQUISITO E):

- E.1) il recupero della fertilità del suolo;
- E.2) il microclima;
- E.3) la resilienza ai cambiamenti climatici.

Infine, per monitorare il buon funzionamento dell'impianto fotovoltaico e, dunque, in ultima analisi la virtuosità della produzione sinergica di energia e prodotti agricoli, è importante la misurazione della produzione di energia elettrica.

4 IMPIANTO AGRIVOLTAICO "PRINCIPE X"

4.1 Principi generali per la scelta del sito

Il sito è stato selezionato sulla base dei seguenti parametri:

- L'area presenta buone caratteristiche di irraggiamento orizzontale globale, con una produzione di energia attesa a P50 pari a 54,07 GWh e circa 1987 kWh/kWp/anno (ore equivalenti);
- L'esistenza di una rete viaria ben sviluppata ed in buone condizioni, che consente di minimizzare gli interventi di adeguamento e di realizzazione di nuovi percorsi stradali per il transito dei mezzi di trasporto delle strutture durante la fase di costruzione;
- La sostanziale assenza di vincoli ambientali e paesaggistici preclusivi alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico.

Conclusa l'analisi preliminare, la Società ha valutato quale tecnologia impiantistica adottare, considerando che un fattore chiave per la scelta della tecnologia è che questa possa integrarsi al meglio con l'attività di coltivazione agricola tra le interfile, garantendo la continuità nella produzione agricola ed un aumento della redditività agricola stessa.

Al termine di questo ulteriore processo di valutazione, tenuto conto dei vincoli ambientali e dei requisiti di buona progettazione, si è arrivati a definire il layout dell'impianto agrivoltaico.

4.2 Identificazione migliore tecnologia da adottare

La soluzione proposta nel presente progetto è il risultato di una analisi approfondita tra le differenti tecnologie disponibili sul mercato, al fine di individuare la soluzione più idonea, considerando i seguenti criteri:

- Impatto visivo
- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici
- Costo di investimento
- Costi di Operation and Maintenance
- Producibilità attesa dell'impianto

4.2.1 Impianto fisso

- Impatto visivo

Contenuto, data la limitata altezza delle strutture

- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici

Limitata, sia per l'eccessivo ombreggiamento che per la scarsa possibilità di accesso con mezzi meccanici, risultanti in una scarsa possibilità di sfruttare l'area sotto i pannelli

- Costo di investimento
Contenuto
- Costi di Operation and Maintenance
Limitati, data la facilità di accesso ai pannelli
- Producibilità attesa dell'impianto
È la tecnologia disponibile sul mercato che comporta la minor producibilità possibile.

4.2.2 Impianto monoassiale (inseguitore di rollio)

- Impatto visivo
Contenuto, data la limitata altezza delle strutture
- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici
Rispetto ad un impianto fisso è possibile utilizzare mezzi meccanici tra le file. E' inoltre possibile utilizzare pannelli bifacciali per massimizzare la produzione e ridurre l'ombreggiamento sotto i pannelli, aumentando la sfruttabilità dell'area.
- Costo di investimento
Leggermente più alto del costo dell'impianto fisso
- Costi di Operation and Maintenance
Anche per questa soluzione i costi di manutenzione sono limitati, data la facilità di accesso ai pannelli. I costi sono leggermente più alti rispetto all'impianto fisso per la presenza dei tracker e relativi motori.
- Producibilità attesa dell'impianto
La produzione è decisamente aumentata rispetto ad un impianto fisso, nell'ordine di 15-18%

4.2.3 Impianto monoassiale (inseguitore ad asse polare)

- Impatto visivo
Moderato, data l'altezza aumentata delle strutture
- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici
Limitata, causa la complicazione delle strutture e l'esigenza di fondazioni fuori terra che limitano notevolmente il passaggio dei mezzi e l'accessibilità e lo sfruttamento dell'area sotto i pannelli, nonostante la riduzione dell'ombreggiamento, grazie alla possibilità di utilizzare moduli bifacciali
- Costo di investimento
Aumentato di un 10-15 % rispetto all'impianto fisso, causa la maggiore complessità delle strutture di sostegno dei moduli e la necessità di fondazioni in cemento

- Costi di Operation and Maintenance

Anche per questa soluzione i costi di manutenzione sono limitati, data la facilità di accesso ai pannelli. I costi sono leggermente più alti rispetto all'impianto fisso per la presenza dei tracker e relativi motori.

- Producibilità attesa dell'impianto

La producibilità è decisamente più alta dell'impianto fisso, grazie all'inseguimento del sole.

4.2.4 Impianto monoassiale (inseguitore di azimut)

- Impatto visivo

Elevato, data la notevole altezza delle strutture e dei pannelli

- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici

Limitata dal fatto che i pannelli richiedono molto spazio per il movimento ad inseguimento, che non consente accesso ai mezzi agricoli.

- Costo di investimento

Decisamente più alti dei costi di un impianto fisso, date le strutture più complicate

- Costi di Operation and Maintenance

Anche la manutenzione risulta più complessa e costosa, a causa delle notevoli altezze raggiunte-

- Producibilità attesa dell'impianto

In analogia alla tipologia precedente, la produzione è aumentata grazie all'inseguimento del sole.

4.2.5 Impianto biassiale

- Impatto visivo

Elevato, data la notevole altezza delle strutture e dei pannelli

- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici

Elevata, dato il facile accesso alle aree sotto le strutture con mezzi meccanici

- Costo di investimento

Decisamente più alti dei costi di un impianto fisso, date le strutture più complicate

- Costi di Operation and Maintenance

Anche la manutenzione risulta più complessa e costosa, a causa delle notevoli altezze raggiunte

- Producibilità attesa dell'impianto

In analogia alla tipologia precedente, la produzione è significativamente aumentata grazie

all'inseguimento del sole.

4.2.6 Impianto biassiale su strutture elevate

- **Impatto visivo**
Elevato, data la notevole altezza delle strutture e dei pannelli
- **Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici**
Elevata, dato il facile accesso alle aree sotto le strutture con mezzi meccanici
- **Costo di investimento**
Elevato, è la soluzione che comporta i costi più alti, sia per le strutture elevate, che per la complicazione del sistema di inseguimento
- **Costi di Operation and Maintenance**
Elevati, dovuti alla difficoltà di accesso ai pannelli e alla complicazione del sistema di inseguimento
- **Producibilità attesa dell'impianto**
In analogia alla tipologia precedente, la produzione è significativamente aumentata grazie all'inseguimento del sole.

4.2.7 Valutazione soluzione migliore

Andando ad assegnare punteggi ad ogni criterio e per le differenti soluzioni descritte nei paragrafi precedenti, è possibile individuare la tecnologia che consente il miglior compromesso.

Tale valutazione ha portato ad individuare la seguente classifica:

1. Impianto monoassiale (inseguitore di rollio)
2. Impianto fisso
3. Impianto monoassiale (inseguitore ad asse polare)
4. Impianto biassiale su strutture elevate
5. Impianto monoassiale (inseguitore di azimut)
6. Impianto biassiale

La soluzione prevista nel presente progetto corrisponde esattamente alla prima di questa classifica.

4.3 Impianto Agrivoltaico Interfilare

L'impianto "PRINCIPE X" prevede l'installazione di tracker monoassiali tali da consentire il soddisfacimento dei requisiti A, B e D2 indicati nei paragrafi precedenti.

In particolare, la distanza tra i filari consente il passaggio di mezzi meccanici di lavorazione agricola.

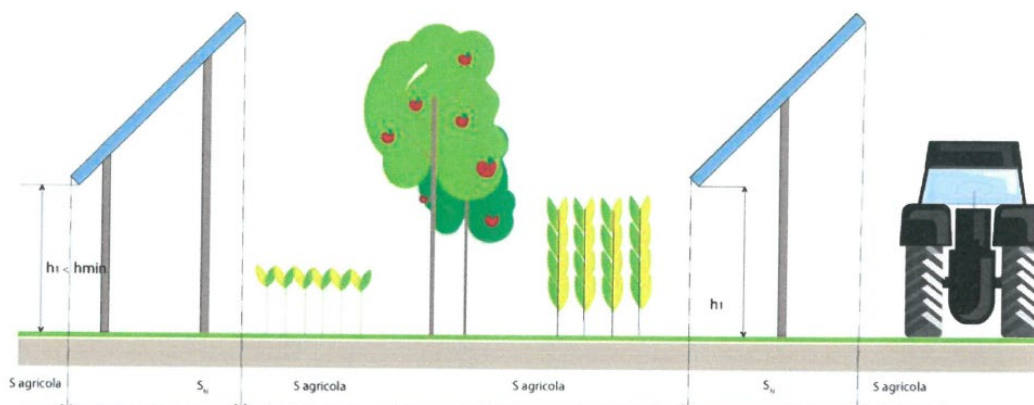


Figura 4-1 – Tipologia “Impianto agrivoltaico interfilare, sotto-tipologia 1; in questo caso tutta la superficie sotto i moduli non è utilizzabile ai fini agricoli e non è possibile sotto di essi il transito di mezzi di lavoro e di animali da pascolo

Si può riassumere la corrispondenza dei requisiti A e B dalla seguente tabella:

N. Requisito	Requisito	Impianto “PRINCIPE X”
A.1	$Sup_{Agricola}/Sup_{Totale} > 70\%$	72,71 %
A.2	$LAOR (Sup_{Captante}/Sup_{Totale}) < 40\%$	23,13 %
B.1	Continuità dell’attività agricola: a) esistenza e resa della coltivazione b) Mantenimento indirizzo produttivo	a) Si è stimato un aumento del fabbisogno di manodopera pari a 2,13 ULU b) Miglioramento dell’indirizzo produttivo in quanto, oltre alla coltivazione di colture erbacee con riferimento alle leguminose da granella, si aggiungerà la piantumazione di olivi da olio da uso intensivo.
B.2	Producibilità elettrica minima ($FV_{agri} \geq 0,6 \times FV_{standard}$)	$FV_{agri}/FV_{standard} = 93,86\%$ (dove è stato calcolata una producibilità elettrica $FV_{agri} = 1,07$ GWh/anno/ha ed ipotizzato una producibilità elettrica standard $FV_{standard} = 1,14$ GWh/anno/ha)
D.2	Monitoraggio della continuità dell’attività agricola	L’impianto agronomico verrà realizzato secondo i moderni modelli di rispetto della sostenibilità ambientale, con l’obiettivo di realizzare un sistema agricolo “integrato” e rispondente al concetto di agricoltura 4.0, attraverso l’impiego di nuove tecnologie a servizio del verde, con piani di monitoraggio costanti e puntuali. Nel corso della vita dell’impianto agrivoltaico verranno monitorati i seguenti elementi: <ul style="list-style-type: none"> • esistenza e resa delle coltivazioni • mantenimento dell’indirizzo produttivo Tale attività verrà effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con cadenza annuale

Tabella 4-1 – Verifica dei requisiti previsti dalla CEI 82-93 (Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici)

N.	Descrizione	Superficie (m ²)
1	Superficie contrattualizzata	-
2	Area Recintata	361.927
3	Fascia arborea esterna	26.338
4	Area coltivata esterna (uliveto/altro) – agricola	101.392
5	Superficie strade e piazzole esterne recinzione	354
6	Superficie taglia fuoco – non agricola	9.262
7	Fascia arborea esterna - non agricola	6.802
8	TARE – Laghetto	-
9	TARE - Canali/corsi d'acqua	4.146
10	TARE - Cumuli di pietra	-
11	TARE – altro	-
12	Superficie strade e piazzole esterne	354
13	Superficie strade e piazzole area impianto	11.023
14	Superfici edifici-cabine-magazzini-ecc	470
15	Superficie occupata dai moduli (se non innovativo)	117.420
16	Superficie non coltivata sotto i moduli – Pali strutture e risalite cavi	-
17	Superficie non coltivata sotto i moduli – Area inverter	-
18	Superficie non coltivata esterna – taglia fuoco + siepe	16.064
19	Superficie lorda totale	506.075
20	Stare - Superficie Tare	4.146
21	Stot - Superficie del sistema agrofofv	501.929
22	SN - Superficie non utilizzata	145.331
23	SAU - Superficie Agricola	356.598
24	Sapv - Superficie di un sistema agrivoltaico	-
25	Spv - Superficie ingombro moduli (orizzontale)	117.420
Parametri linee guida MiTe		
	A.1: Superficie Agricola SAU/Superficie Totale (Stot)	71,05%
	A.2: LAOR - Superficie Captante (Spv)/Superficie Totale (Stot)	23,39%

Tabella 4-2 – Calcolo parametri A.1 e A.2 linee guida MiTe

Alla luce di quanto sopraesposto, è possibile affermare che l'impianto "PRINCIPE X", rispetta i requisiti A, B e D2 previsti dalla CEI PAS 82-93 (Linee Guida in Materia di Impianti Agrivoltaici).

5 RISPARMIO EMISSIONI E PRODUZIONE IMPIANTO

5.1 Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo al risparmio di combustibile relativo all'impianto fotovoltaico in questione può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Risparmio di combustibile	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	9.672,78
TEP risparmiate in 20 anni	193.455,60

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

5.2 Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive

L'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Dato il parametro dell'energia prodotta, il contributo alle emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive, relativo all'impianto in oggetto, può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474,0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [ton]	24.518,17	19,29	22,09	0,72
Emissioni evitate in 20 anni [ton]	490.363,41	385,88	441,74	14,48

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL

5.3 Stima produzione impianto fotovoltaico

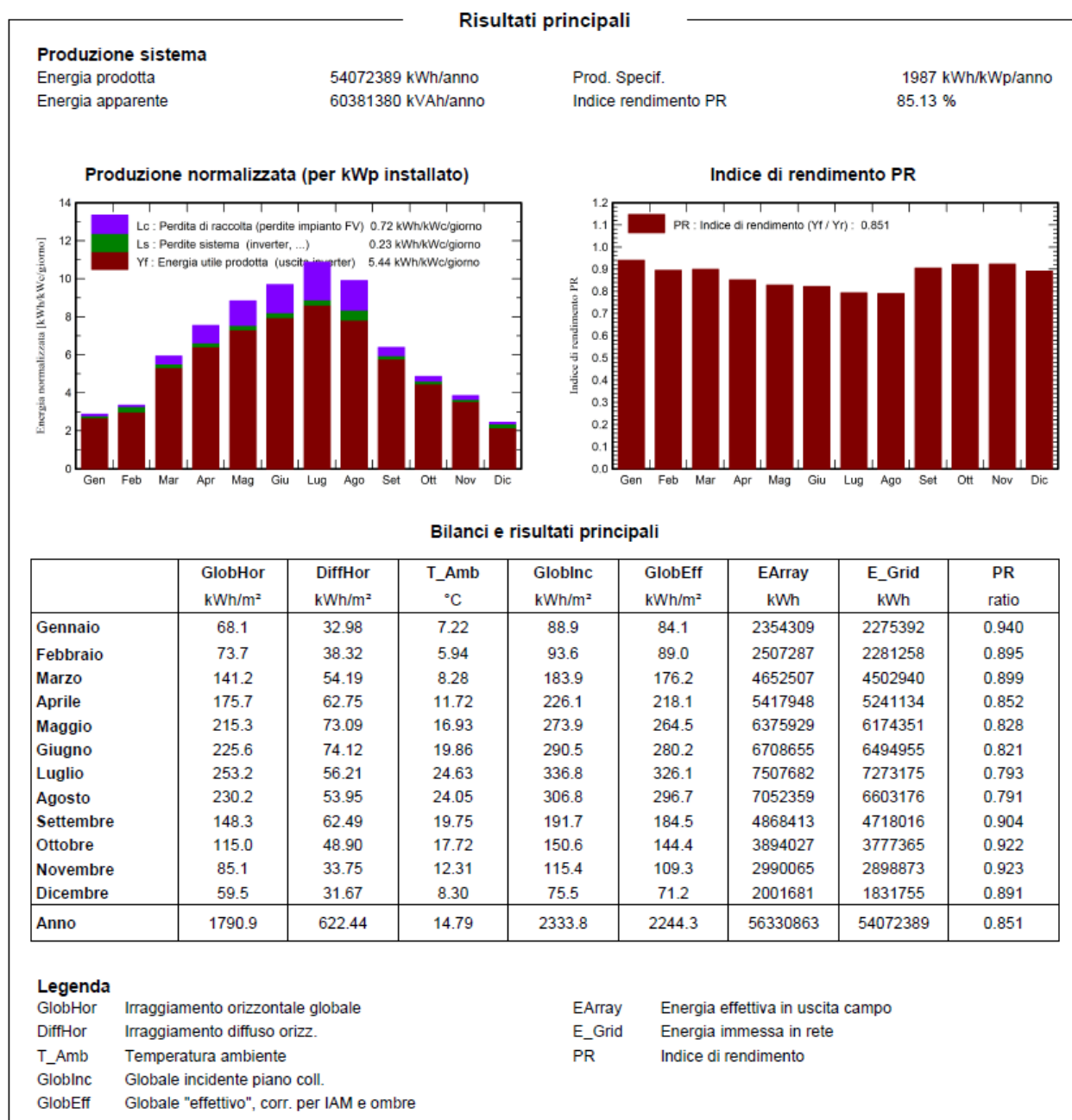
L'impianto, come detto, sarà installato nel comune di Monreale (PA) nell'area identificata dalle coordinate baricentriche identificate nel precedente paragrafo

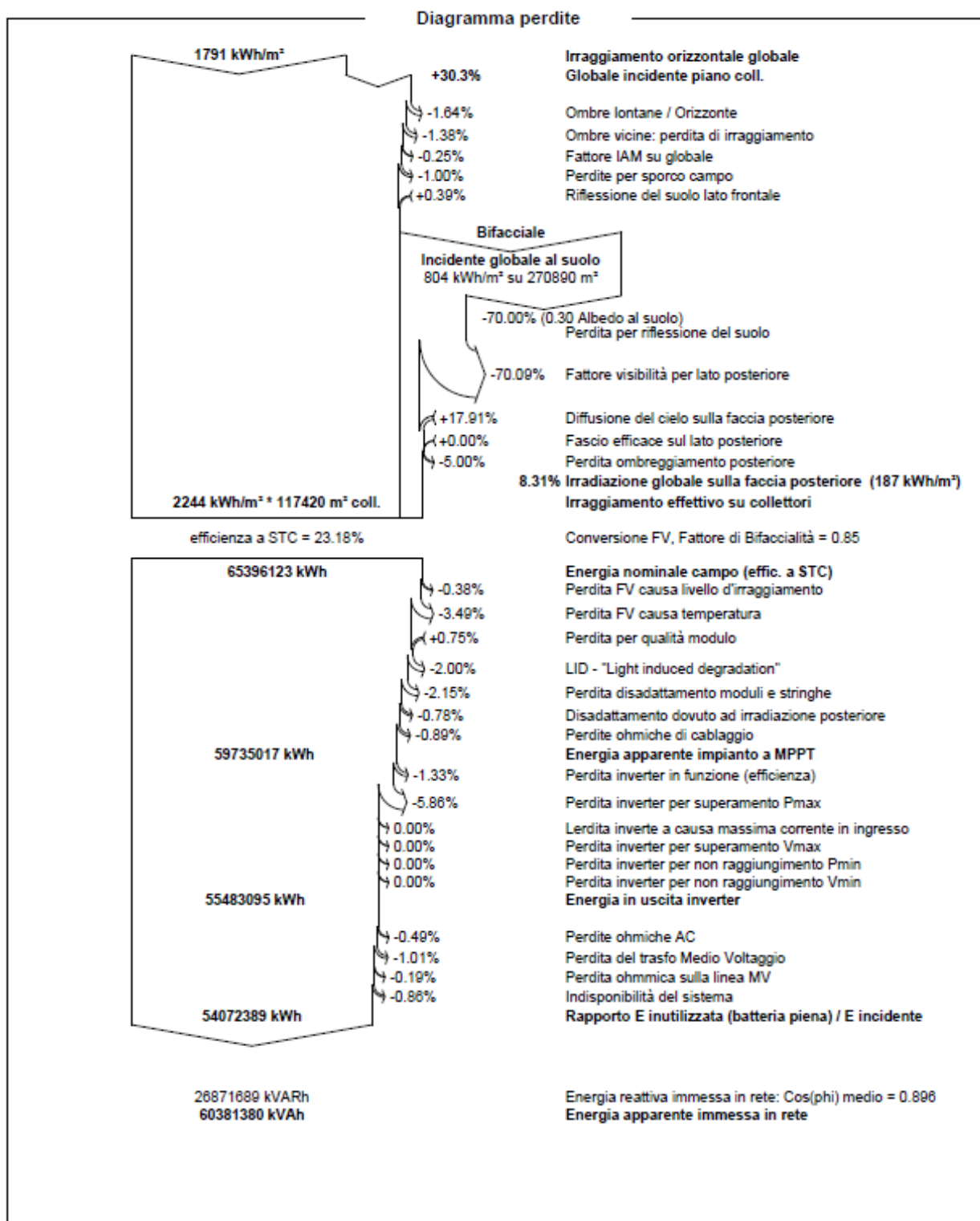
Nella località di progetto si può considerare un irraggiamento medio annuo su superficie del modulo fotovoltaico installato su tracker di circa 2333,8 kWh/m².

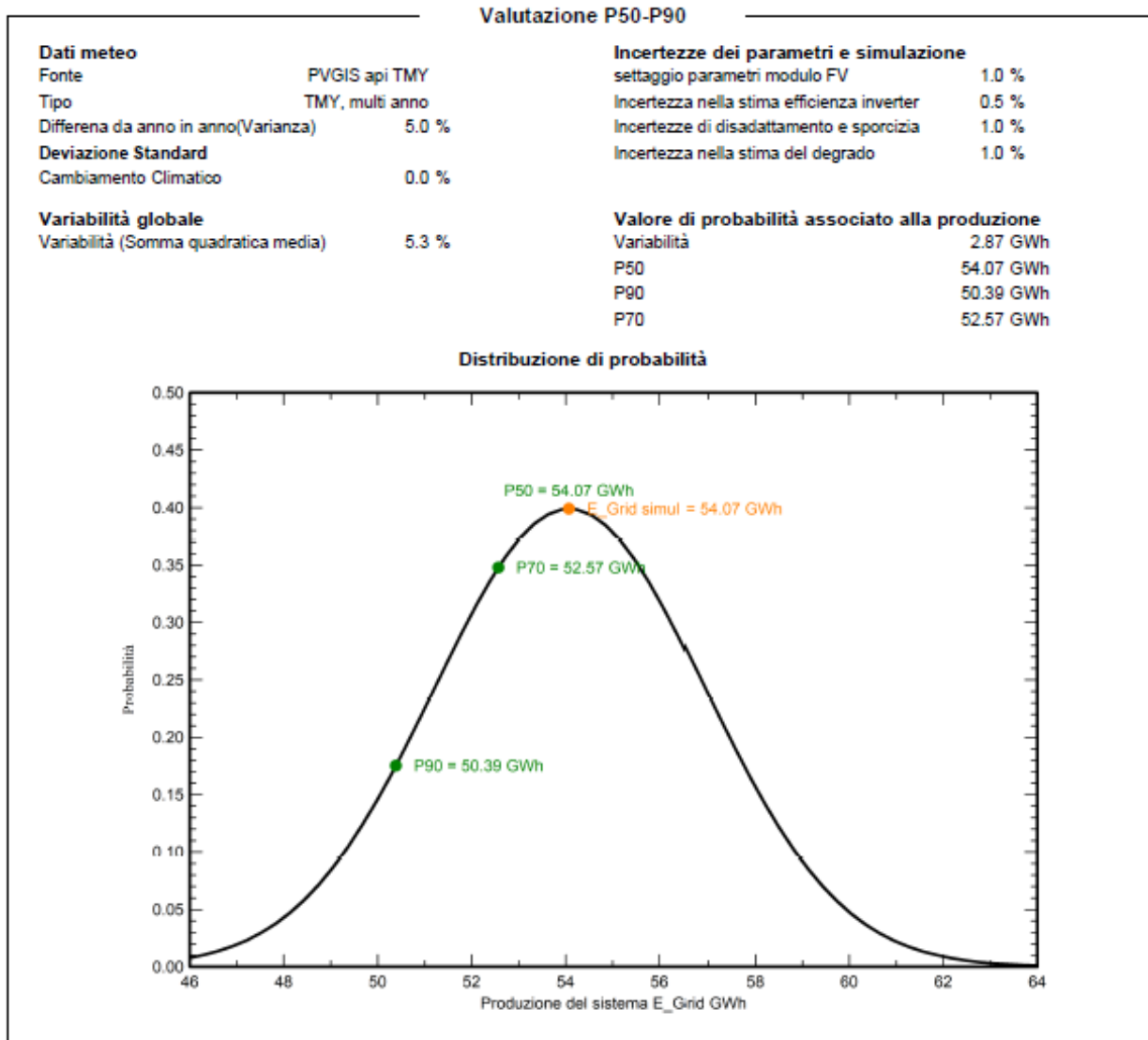
La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$PSTC = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = 720 \times 37800 = 27.216.000 \text{ Wp}$$

Di seguito estratto con i risultati del rapporto relativo alla simulazione della producibilità del sito, allegato alla documentazione del presente progetto:







6 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

6.1 Inquadramento geografico e territoriale

L'area presa in considerazione nel presente progetto ricade amministrativamente all'interno del Comune di Monreale (PA), per un'area complessiva recintata di circa 37 ettari.

Dal punto di vista Cartografico il sito ricade all'interno delle Tavole Foglio n° 607 "Corleone", Quadrante II e Foglio n° 607 "San Giuseppe Jato", Quadrante I, della Carta Ufficiale d'Italia edita dall' I.G.M.I. in scala 1:25.000 ed all'interno delle sezioni 607080 – 607120 della Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000.

L'area interessata dal progetto è facilmente raggiungibili grazie ad una rete di strade di vario ordine presenti in zona.



Figura 6-1 – Inquadramento regionale

L'impianto presenta due aree aventi le seguenti coordinate GPS:

Area Nord:

- Lat. 37°53'53.37"N Long. 13°19'23.21"E
- Altimetria media risulta essere circa 603 m s.l.m.

Area Sud:

- Lat. 37°53'07.37"N Long. 13°18'52.47"E
- Altimetria media risulta essere circa 603 m s.l.m..

Per quanto riguarda invece la cabina utente, site anch'esse nel comune di Monreale (PA), le coordinate risultano essere le seguenti:

- Lat. 37°53'59,22"N Long. 13°17'59.91"E
- Altimetria media risulta essere circa 562 m s.l.m..

La Stazione Elettrica RTN denominata "Monreale 3" è localizzata nel Comune di Monreale in Località Borgo Aquila, a circa 10,5 km sud rispetto al nucleo urbano di Piana degli Albanesi, ed è raggiungibile attraverso le strade provinciali SP103 ed SP42.

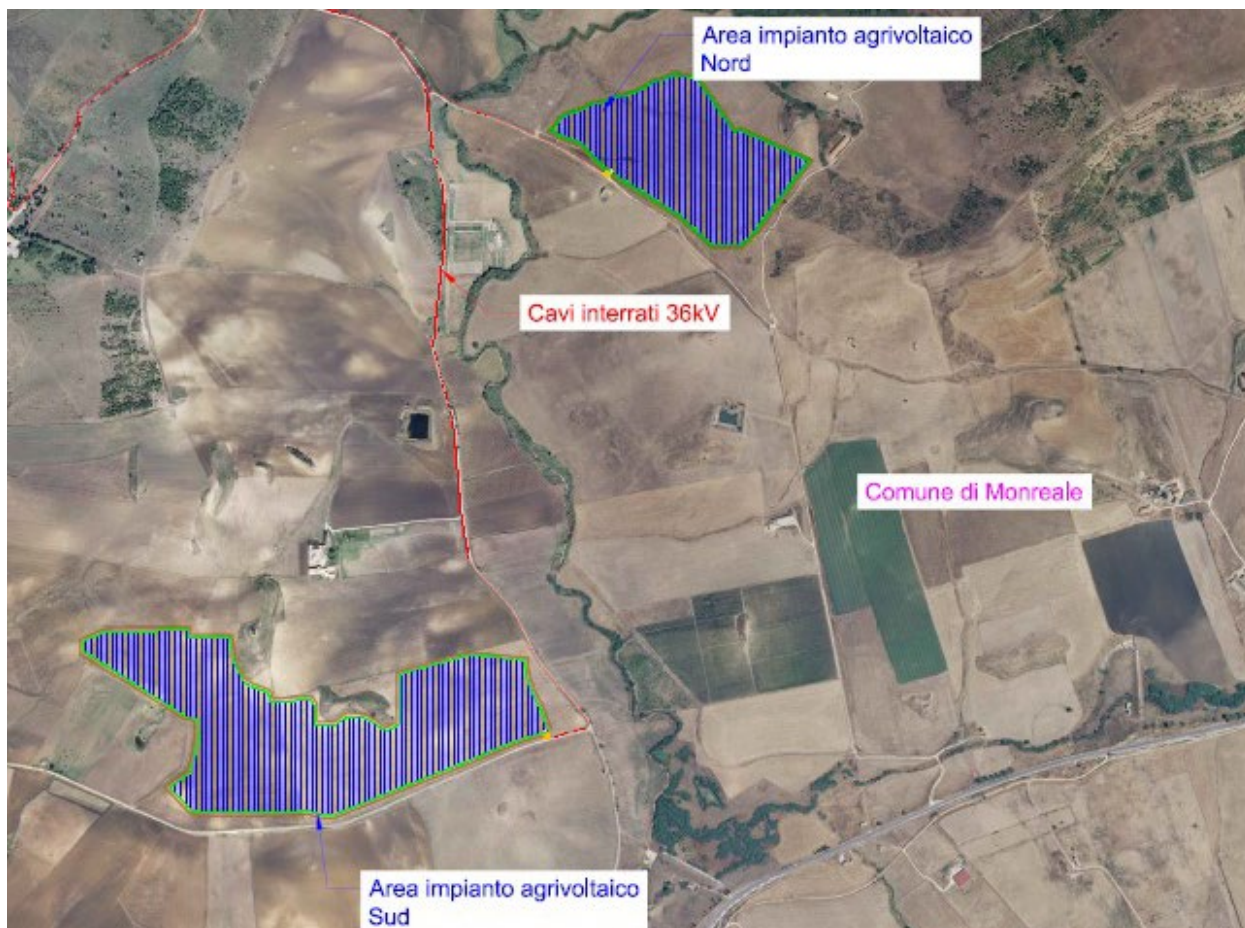


Figura 6-2 – Inquadramento su ortofoto – Area impianto

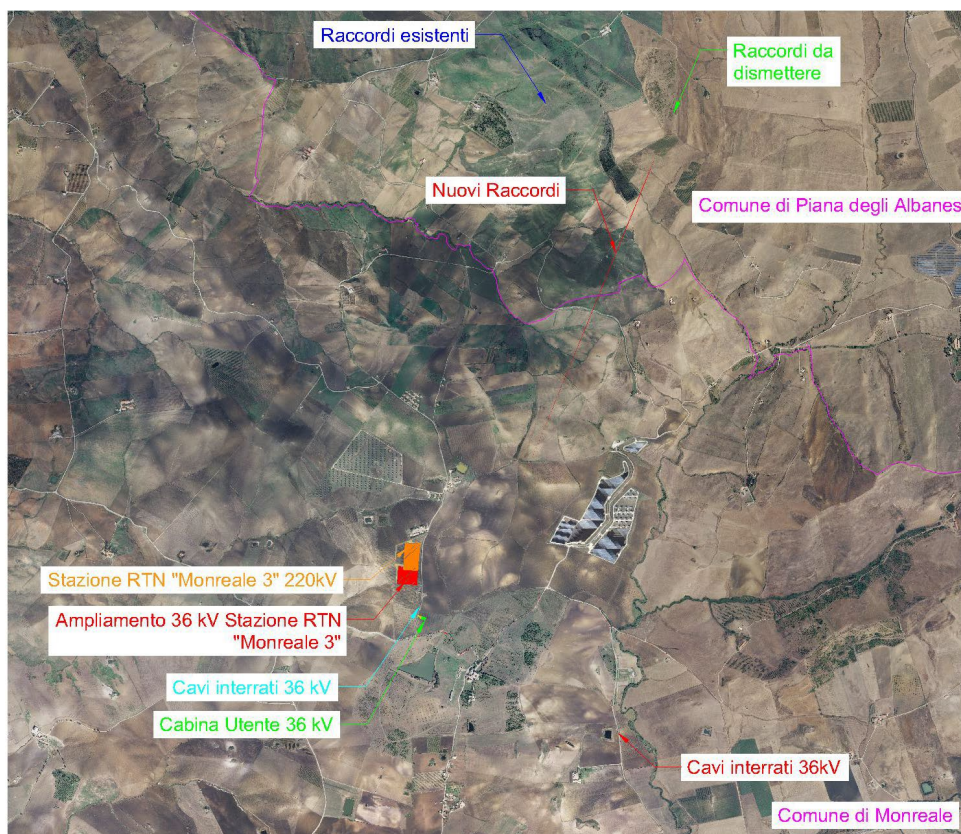


Figura 6-3 – Inquadramento su ortofoto – Area opere di connessione

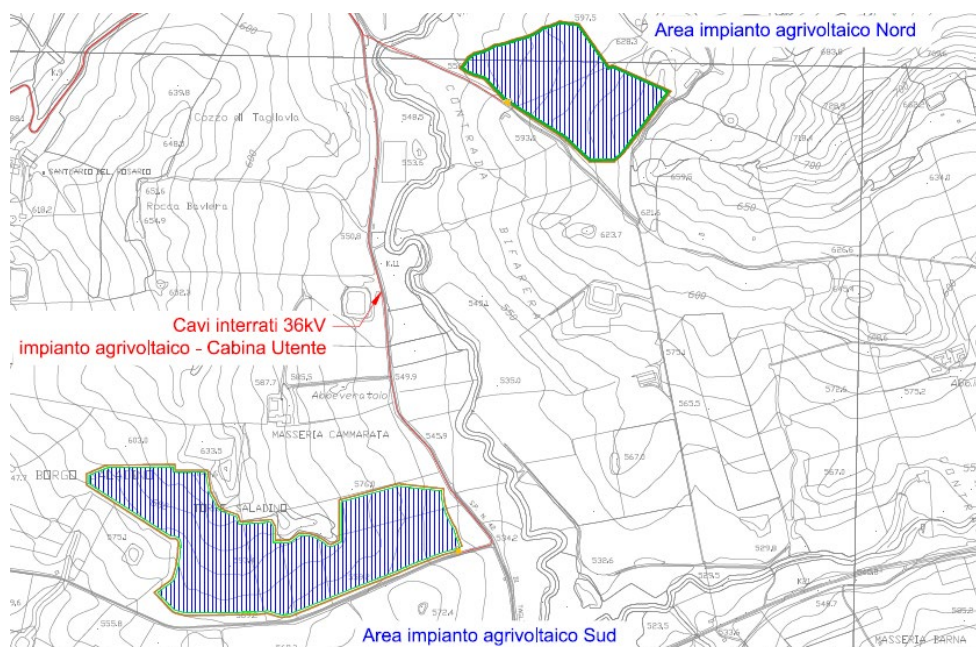


Figura 6-4 – Inquadramento su IGM 1:25000 – Area impianto

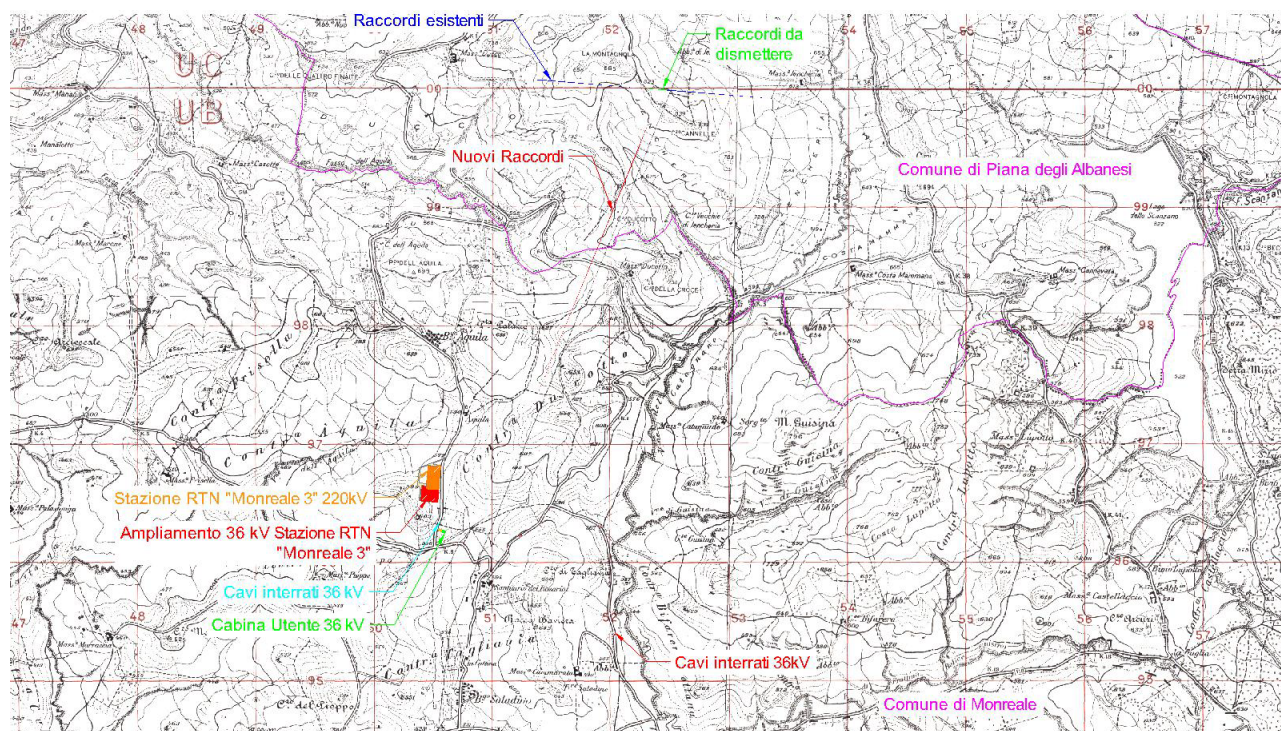


Figura 6-5 – Inquadramento su IGM 1:25000 – Area opere di connessione

6.2 Inquadramento geologico e geomorfologico del sito

Dal punto di vista geologico generale l'area di progetto si inquadra in un settore molto complesso ed articolato della dorsale montuosa settentrionale siciliana; dal punto di vista strutturale l'area fa parte del complesso geologico noto nella letteratura di settore come "I monti di Palermo", ovvero il segmento della catena appenninica siciliana delimitato, rispettivamente da Fiume Eleuterio ad est e dal Fiume Jato ad occidente e digradante a sud verso le colline dell'Alta Valle del Belice.

In linea generale la catena Appennino – Magrebide, originatasi dalla collisione tra la placca africana e quella euroasiatica, nel settore siciliano risulta costituita dalla sovrapposizione tettonica in falde di unità carbonatiche e terrigeno-carbonatiche di età Mesozoica–Terziaria derivanti da diversi domini paleogeografici noti come Piattaforma Carbonatica Panormide, Bacino Imerese, Piattaforma Carbonatica e Carbonatica Pelagica Trapanese. A partire dal Miocene inferiore tali domini sono stati deformati verso l'esterno seguendo una direzione Nord-Sud, dando così origine a dei corpi geologici con omogeneità di facies e di comportamento strutturale ma nell'insieme alquanto complessa.

Più nel dettaglio l'area è caratterizzata da una serie di alti strutturali costituiti da rilievi di natura prevalentemente carbonatica e da rocce di natura terrigena che occupano e ricoprono le depressioni morfologiche comprese tra i vari massicci montuosi. I principali rilievi montuosi sono rappresentati, nella porzione settentrionale, dai Monti di Piana degli Albanesi e dalla dorsale del Monte Kumeta ad ovest e dai rilievi di Rocca Busambra e Rocche di Rao ad est; procedendo verso la parte mediana del bacino si hanno i rilievi di M. Maranfusa, nella zona di Roccamena. Nelle aree di basso morfologico comprese tra i vari rilievi di natura carbonatica o arenacea, si rinvengono coperture terrigene e clastiche di natura argillosa, argilloso-marnosa, silicea, e più a sud, anche

evaporitica.

Con specifico riferimento all'area vasta di progetto i terreni affioranti sono riferibili a complessi litologici rappresentati da "formazioni" geologiche ampiamente riconosciute in letteratura. Le formazioni individuate nel sito di progetto, secondo un ordine stratigrafico sono le seguenti:

Unità Numidiche

- Formazione Tavernola (Burdigaliano sup. – Langhiano)
- Flysch Numidico (Oligocene – Miocene inf.)

Unità Sicane

- Marne della Formazione di Cardellia (Oligocene – Miocene)

Terreni tardorogeni

- Formazione Terravecchia (Tortoniano sup. – Messiniano inf.)
- Formazione Castellana Sicula (Serravalliano sup. – Tortoniano inf.)

Depositi recenti o attuali

- Complesso alluvionale (Recente)
- Complesso detritico (Recente).
- Depositi Eluvio-Colluviali (Recente)

Geologia del sito intervento

Con specifico riferimento all'area di progetto Nord prevalgono i depositi tardorogeni con estesi affioramenti di Argille siltose e marne mioceniche e di depositi quaternari di copertura, nel dettaglio (Tav. 05a):

Depositi terrigeni della formazione Cardellia (sigla CARG: RDE)

Depositi costituiti da marne sabbiose grigio-verdastre, talora rossastre ed in genere laminate, con foraminiferi planctonici ed abbondanti icnofossili; limitatamente all'area d'impianto Nord, affiorano in corrispondenza della porzione sud-occidentale.

Depositi terrigeni della Formazione di Castellana Sicula (sigla CARG: SIC)

Depositi costituiti da argille siltoso-marnose mioceniche di colore grigio prevalenti, a stratificazione indistinta, con intercalazioni di siltiti ed areniti quarzose di colore giallastro.

Costituiscono nei fatti il substrato litologico di tutta la porzione centrale dell'area di impianto.

Depositi terrigeni della formazione Terravecchia (sigla CARG: TRV)

Affiorano in corrispondenza della porzione più orientale dell'impianto fotovoltaico rappresentate nello specifico prevalentemente dal membro conglomeratico della formazione (TRV-1), costituito da paraconglomerati con elementi arrotondati immersi in matrice sabbioso-argillosa di colore bruno-giallastro.

Depositi Quaternari

Depositi olocenici di copertura che vanno ad interessare localmente, in copertura, tutte i substrati sopra descritti, sia relativamente all'area di impianto sia, soprattutto alle aree interessate dal cavidotto. Nel dettaglio:

litologie a1; Accumuli gravitativi caotici di materiali eterogenei ed eterometrici, in matrice da argillosa a sabbiosa, localmente a grossi blocchi, a luoghi stabilizzati o senza indizi di evoluzione in atto.

litologie b; Sabbie e ghiaie a clasti poligenici ed eterometrici, a grana da media a grossolana;

litologie b2; Depositi eluviali e colluviali costituiti da ghiaie, sabbie e limi variamente frammisti, spesso pedogenizzati, presenti nella porzione

Con specifico riferimento all'area di progetto Sud e al cavidotto MT prevalgono i depositi tardorogeni con estesi affioramenti di Argille siltose e marne mioceniche e di depositi quaternari di copertura, nel dettaglio (Tav. 05a):

Formazione del Flysch Numidico (sigla CARG: FYN)

Peliti e peliti argillose con sottili livelli arenacei biocalcarenitici e megabrecce ad elementi carbonatici, quarzareniti e siltiti argillose (Chattiano - Burdigaliano.). Tale substrato interessa la porzione orientale e settentrionale dell'impianto oltre alla maggior parte del cavidotto di collegamento con la Stazione utente.

Marne Della Formazione di Tavernola (sigla CARG: TAV)

Marne e peliti griogio-verdastre intercalate a livelli arenacei che si alternano a banchi di arenarie fini (Chattiano – Burdigaliano) Tale substrato interessa la maggior parte dell'area Sud, il tratto terminale del cavidotto e il substrato della Stazione Utente.

Depositi Quaternari

Depositi olocenici di copertura che vanno ad interessare localmente, in copertura, tutte i substrati sopra descritti, sia relativamente all'area di impianto sia, soprattutto alle area interessate dal cavidotto. Nel dettaglio:

litologie a1; Accumuli gravitativi caotici di materiali eterogenei ed eterometrici, in matrice da argillosa a sabbiosa, localmente a grossi blocchi, a luoghi stabilizzati o senza indizi di evoluzione in atto.

litologie b; Sabbie e ghiaie a clasti poligenici ed eterometrici, a grana da media a grossolana.

Dal punto di vista morfologico generale l'area vasta di progetto si inquadra in un contesto medio collinare, nella fascia altimetrica compresa tra i 200 m ed i 900 m s.l.m. (Tavola 06), caratterizzato da ampie zone sub-pianeggianti, in corrispondenza delle aree di fondovalle, che si raccordano ai modesti alti topografici tra i quali Cozzo S. Guglielmo, Cozzo Malvelotto, Cozzo Strasatto, M. Poirà,

Cozzo Trentasalme, Cozzo della Patria, Rocche di Rao, Cozzo Tagliavia e vette minori, localizzati a sud della linea di passaggio del cavidotto, e i rilievi di Monte Galiello, Cozzo di Monello, Cozzo del Gelso, Cozzo Marraccia, Cozzo del Pioppo, Punta Palazzo siti a nord; tali rilievi, in destra idraulica al Fiume Belice sinistro, sono contraddistinti da versanti di natura prevalentemente argilloso-marnosa con pendenze modeste, in linea di massima comprese tra i 10° ed i 15°, che assumono valori più elevati in corrispondenza di affioramenti di lapidei di natura calcarea, arenacea e/o conglomeratica oltre che in corrispondenza delle scarpate di alcune incisioni idrografiche che si impostano su terreni a prevalente componente argillosa (Tavola 04).

Con particolare riferimento alle aree di impianto, esse sono ubicate appena a nord-ovest delle Bocche di Rao, a quote topografiche comprese tra i 530 ed i 625 m s.l.m., in corrispondenza del bacino idrografico del Fiume di Frattina, affluente in destra idrografica del Belice Sinistro; i versanti, di natura argilloso-marnosa, hanno pendenze generalmente inferiori ai 10°, raccordandosi all'area di fondo-valle con pendenze che si riducono gradualmente, raggiungendo valori minori di 2°.

Relativamente alla linea di connessione MT, essa si snoda dapprima internamente alle aree di impianto e prosegue verso nord, esternamente all'impianto, per virare verso Ovest all'incrocio tra la S.P. 104 e la S.P.42 e infine verso Nord lungo la S.P. 103, raggiungendo durante il suo percorso, di oltre 5 Km, una quota massima di circa 610 m, fino a connettersi alla Stazione di Utenza posta ad una altitudine di circa 562 metri s.l.m.

L'elettrodotto, sostanzialmente, si sviluppa quasi interamente in corrispondenza di una viabilità già esistente, attraversando vari sottobacini idrografici, la maggior parte dei quali afferenti al Fiume Belice destro e solo alcuni al Fiume Belice sinistro.

Alla luce della configurazione morfologica sopra descritta i fenomeni di dissesto appaiono localizzati e quasi sempre relegati ai versanti argillo-siltosi, dove fenomeni di richiamo vallivo delle sponde delle incisioni idrografiche in approfondimento, determinano pendenze tali da creare una instabilità delle sponde e conseguentemente diffusi fenomeni superficiali lenti nell'immediato intorno, in particolare specie se caratterizzate da pendenze elevate.

Con specifico riferimento ai manufatti in progetto, gli areali interessati dall'impianto fotovoltaico non risultano interferire con aree in dissesto identificate sulla cartografia del P.A.I.– Sicilia (Tav. 09), sebbene il limite sud-orientale e meridionale dell'area di impianto nord risultino in prossimità di due aree identificate in dissesto attivo con codici P.A.I. 057-6MO-174 e 057-6MO-182 (Fig.01). Si tratta di aree di circa 1 km² interessate da fenomeni di franosità diffusa, presumibilmente riferibili al meccanismo sopra descritto e che vanno a determinare, due aree a Pericolosità Geomorfologica P2 (media).

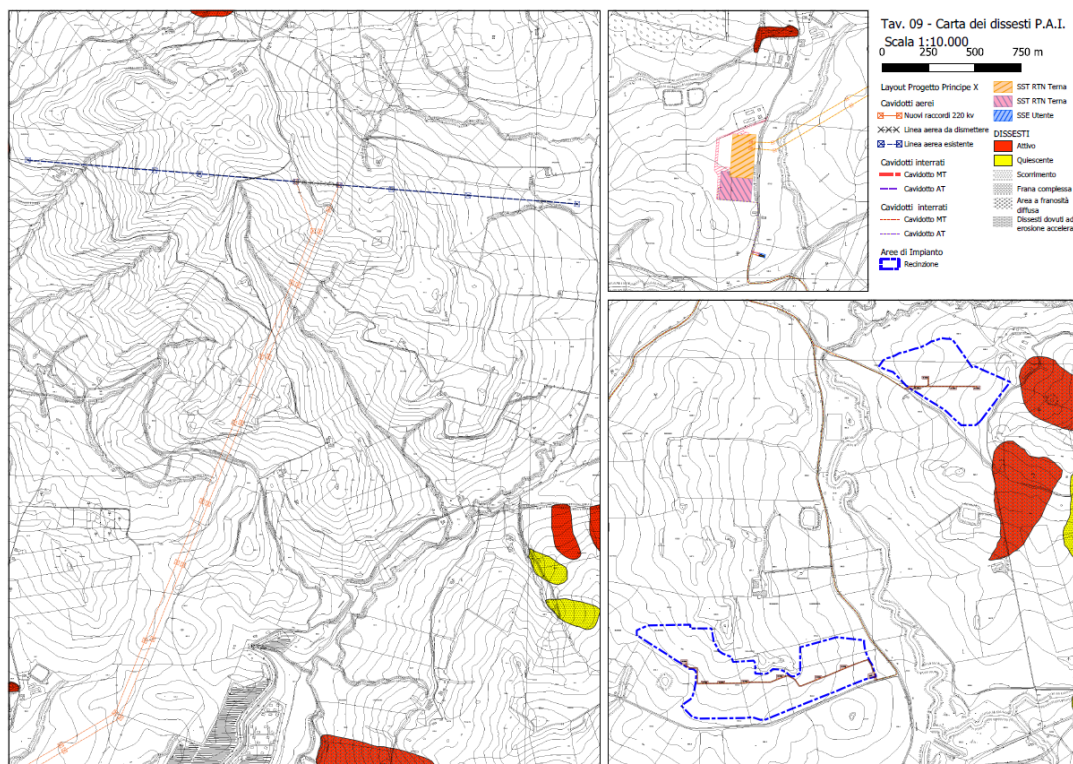


Figura 6-6 - Estratto da "Carta dei Dissesti P.A.I. – shapefile aggiornamento Settembre 2023.

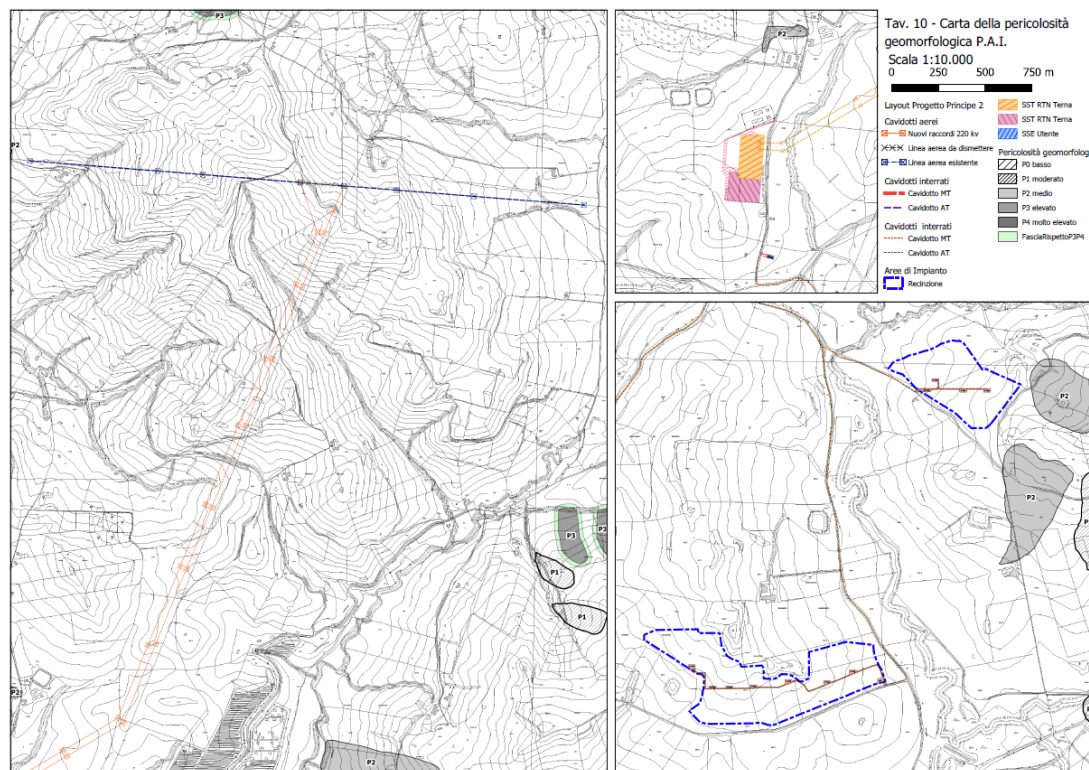


Figura 6-7 - Estratto da "Carta della pericolosità geomorfologica P.A.I. – shapefile aggiornamento Settembre 2023.

6.3 Inquadramento vincolistico

L'area in cui saranno installati i moduli fotovoltaici afferenti all'impianto in progetto, il cavidotto di vettoriamento dell'energia elettrica prodotta e l'area delle stazioni elettriche ricadono nel territorio del Comune di Monreale in provincia di Palermo.

Dal punto di vista urbanistico è stato analizzato il Piano Regolatore Generale Comunale (P.R.G.C.) del Comune di Monreale (PA) adottato con le Deliberazioni Consiliari del 07.07.1977 n. 189 e del 18.05.1978 n. 149 con le modifiche, prescrizioni e stralci di cui al Decreto dell'Assessorato Regionale del Territorio e dell'Ambiente del 09.08/.1980 n. 213 e il Regolamento Edilizio comunale approvato con D.A. n. 150 del 27/05/1980 e il Piano Regolatore Generale Comunale (P.R.G.C.) del comune di Piana degli Albanesi adottato con delibera commissariale n°64/1999.

Le aree di impianto, il cavidotto di collegamento, la stazione utente ricadono nel territorio del Comune di Monreale in Zona Omogenea E – "Rurale" secondo quanto indicato nella specifica cartografia del P.R.G. comunale e che risulta disciplinata dall'art. 17 delle relative norme di attuazione.

Il progetto in studio non presenta elementi di contrasto con le indicazioni del P.R.G. del Comune interessato e risulta conforme alle prescrizioni dello strumento urbanistico vigente in quanto collocato in aree che ricadono in zone agricola E del P.R.G.

La realizzazione di impianti produttivi in verde agricolo è contemplata dalle Leggi Regionali a partire dall'art. 35 della L.R. 7 agosto 1997, n.30, come modificato dal comma 3 dell'art. 89 della L.R. n°6/2001 e dall'art. 38 della L. 7/2003. Inoltre, ai sensi del D.Lgs. 387/03 all'art. 12, comma 1, si considerano "di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti le opere, comprese quelle connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione ed esercizio, per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" ed inoltre secondo quanto previsto dall'art. 3 del Regolamento (UE) 2022/2577 del Consiglio del 22 dicembre 2022 che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili, la pianificazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, la loro connessione alla rete, la rete stessa, gli impianti di stoccaggio sono considerati d'interesse pubblico prevalente e d'interesse per la sanità e la sicurezza pubblica nella ponderazione degli interessi giuridici nei singoli casi.

L'area interessata dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico in esame RISULTA ESTERNA, rispetto alla perimetrazione del vincolo idrogeologico istituito ai sensi del R.D. n. 3267 del 30/12/1923.

Sono state riscontrate delle interferenze tra il percorso del cavidotto MT in uscita da entrambe le aree di impianto sino alla confluenza dei due cavidotti con il perimetro esterno dell'area sotto vincolo idrogeologico. Si segnala che l'area di impianto, e l'area della Stazione Utente, NON sono interessate dal regime vincolistico riconducibile al vincolo idrogeologico.

Si renderà pertanto necessario predisporre regolare istanza per il rilascio del Nulla Osta da parte dell'ente preposto e che sarà presente in conferenza dei servizi.

Inoltre, la superficie interessata dall'impianto in progetto, RISULTA ESTERNA rispetto alle aree tutelate indicate nell'ambito della cartografia di cui al P.T.P.R. Sicilia.

L'ambito in cui ricade l'area di impianto dei pannelli fotovoltaici, la stazione utente e il cavidotto

MT ricadono all'interno dell'Ambito 5 – Area dei rilievi dei monti Sicani SIA07.1 - Vincoli P.T.P.R. Sicilia), unitamente a circa 2500 metri di sviluppo delle linee aeree di connessione. Oltre i 2500 metri, per un tratto di circa 1500 metri, le linee aeree di connessione ricadono nell'ambito territoriale 4 – Area dei rilievi e delle pianure costiere del Palermitano.

Relativamente all'area su cui si prevede di realizzare l'impianto, si rileva che la stessa risulta esterna ad aree sottoposte a vincolo ai sensi del D.lgs.42/04. Solo alcuni piccoli tratti del cavidotto di connessione alla SSE, nei pressi di Contrada Contrada Tragliavia, lungo la S.P. attraversano aree nelle quali insiste il vincolo di cui all'art.142, lett. c, D.lgs.42/04 - Aree fiumi 150 m. (Tavola SIA07.2 - Sistema delle Tutele - Vincoli Paesaggistici Istituiti). Sempre secondo il PTPR Sicilia l'area impianto Nord ricade totalmente in zona vincolo idrogeologico mentre la zona impianto Sud ricade parzialmente nell'area a vincolo idrogeologico nel suo settore orientale (Campo 5) e nella fascia di rispetto di 150 metri delle aree fiumi.

Per quanto concerne l'area interessata dalle Stazioni Elettriche si segnala che la stessa **RISULTA ESTERNA** ad ulteriori aree sottoposte a tutela.

Si riporta, a seguire lo stralcio della carta dei vincoli istituiti allegata al SIA riferita al P.T.P della provincia di Agrigento ed alla quale si rimanda per maggiori dettagli (vedasi allegato SIA07.2 - Sistema delle tutele - Vincoli Paesaggistici Istituiti, dalla quale si rileva quanto sopra rappresentato.

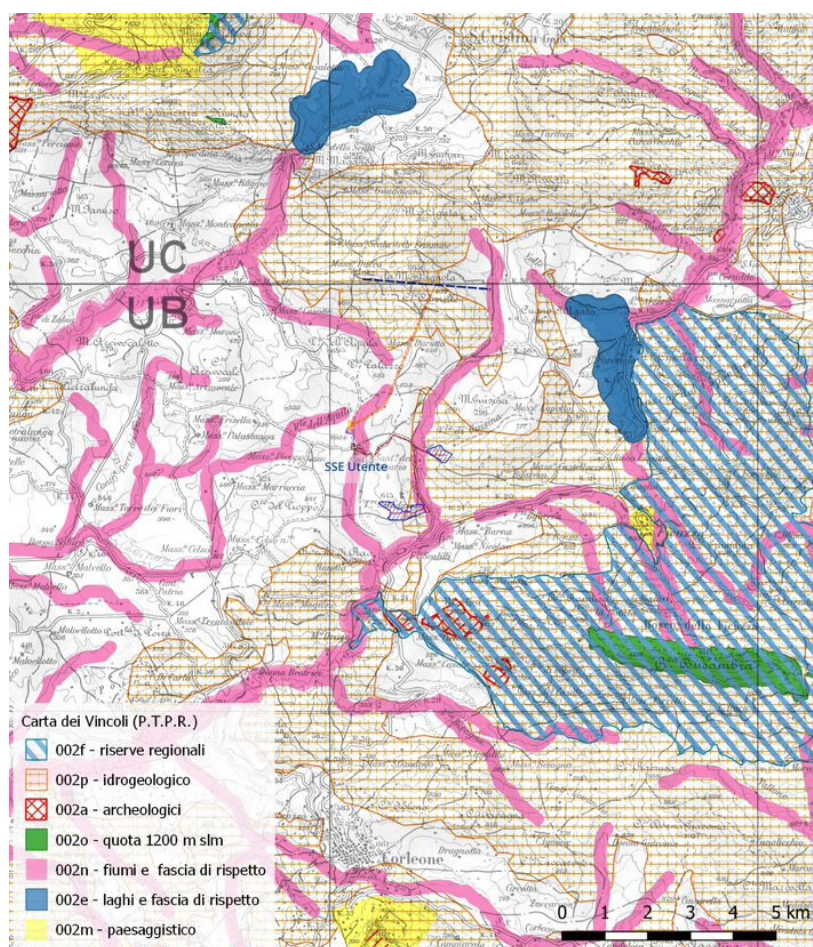
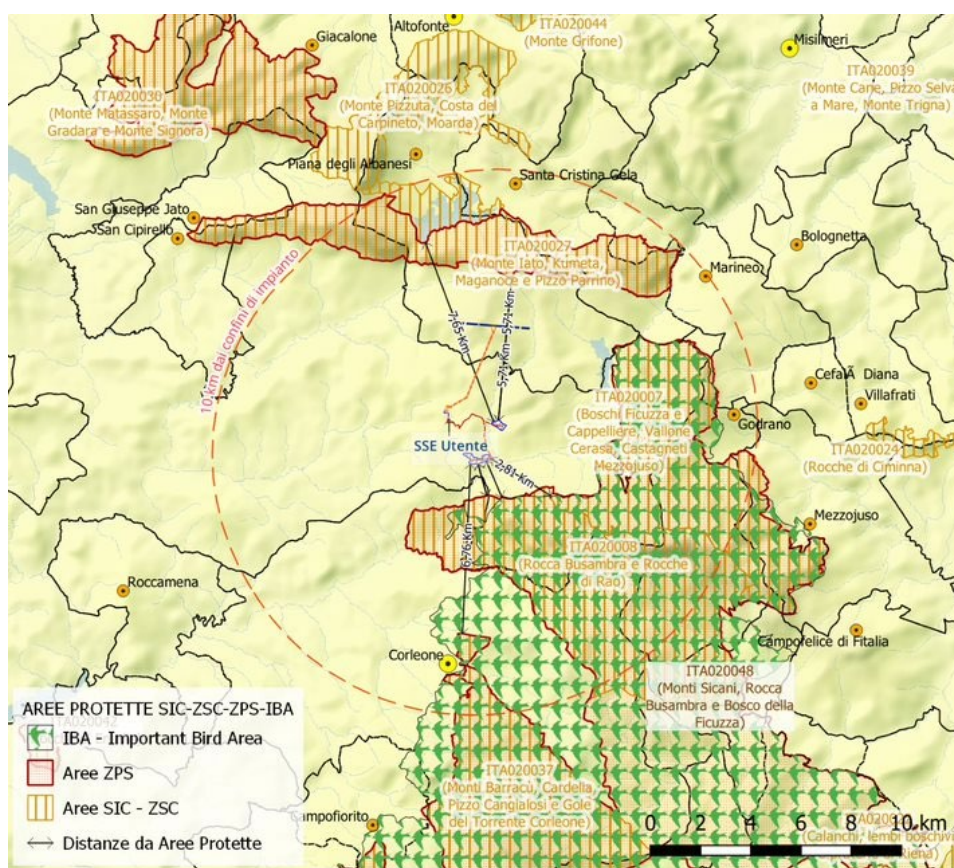


Figura 6-8 – Stralcio Carta dei vincoli istituiti –SIA07.2 - Sistema delle tutele - Vincoli Paesaggistici Istituiti

Infine, relativamente alle aree percorse dal fuoco, si rappresenta, che il sito su cui insisterà l'impianto in progetto, risulta esterno, per quanto riguarda l'area Nord rispetto alle zone censite nella specifica cartografia quali aree percorse da incendi (aree percorse da incendi 2011/2021). L'area impianto Sud risulta invece interamente interessata da un'area percorsa da incendio nell'anno 2017; si fa presente che, ai sensi della Legge 353/2000 art. 10, essendo l'area ad uso seminativo semplice, non si applicano i divieti di edificazione previsti dal sopracitato decreto legge. Per quanto attiene alle aree protette, il sito non insiste all'interno di alcuna area protetta, né tantomeno in aree SIC/ZSC o ZPS afferenti alla rete Natura 2000 di cui alla Direttiva 92/43/CEE "Habitat" volte a garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario.

Si riportano nella tabella e nella figura che seguono i siti di interesse comunitario afferenti alla rete Natura 2000, più prossimi all'area di impianto:



Elenco SIC-ZSC/ZPS - IBA entro 10 Km dall'area di Impianto

Codice	Denominazione	Tipo	Aree in ha	Distanze in Km
ITA020008	Rocca Busambra e Rocche di Rao	SIC	6.242,71	1,3
ITA020048	Monti Sicani, Rocca Busambra e Bosco della Ficuzza	ZPS	59.354,80	1,3
IBA215	Monti Sicani, Rocca Busambra e Bosco della Ficuzza	IBA	88.453,37	1,6
ITA020007	Boschi Ficuzza e Cappelliere, Vallone Cerasa, Castagneti Mezzojuso	SIC	4.627,07	2,8
ITA020027	Monte Iato, Kumeta, Maganoce e Pizzo Parrino	ZPS	3.033,63	5,7
ITA020027	Monte Iato, Kumeta, Maganoce e Pizzo Parrino	SIC	3.033,63	5,7

Figura 6-9 – Elenco delle Aree Natura 2000 con indicazione della distanza dall'area di progetto - SIA07.1-Vincoli P.T.P.R. Sicilia

L'impianto fotovoltaico non interferisce con i siti Natura 2000 sopra elencati e le relative aree non presentano habitat e/o specie vegetali e/o animali di cui alle Direttive 92/43/CE e 2009/147/CE.

I siti più vicini all'area interessata dall'impianto agrivoltaico di progetto, si trovano ad una distanza di oltre 1 Km e sono rappresentati dal SIC/ZPS ITA020008 Rocca Busambra e Rocche di Rao e dalla ZPS ITA020048 Monti Sicani, Rocca Busambra e Bosco della Ficuzza.

Sul sito in studio non sono stati riscontrati habitat di riferimento del SIC così come indicati nel Formulario Standard reso dal Ministero dell'Ambiente.

L'area in oggetto non ricade pertanto in zone escluse o sensibili, così come definite all'art. 2, comma 18 e 19, del D.A. n°173 del 17/05/2006 recante "Criteri relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole".

Si può quindi concludere che l'intervento in progetto è compatibile anche con le prescrizioni delle Direttive 92/43/CE e 2009/147/CE relative alla "Rete Natura 2000".

Per quanto sopra asserito la rete ecologica insistente ed esistente nell'area studio risulta pochissimo efficiente e scarsamente funzionale sia per la fauna che per le associazioni floristiche limitrofe le aree interessate al progetto.

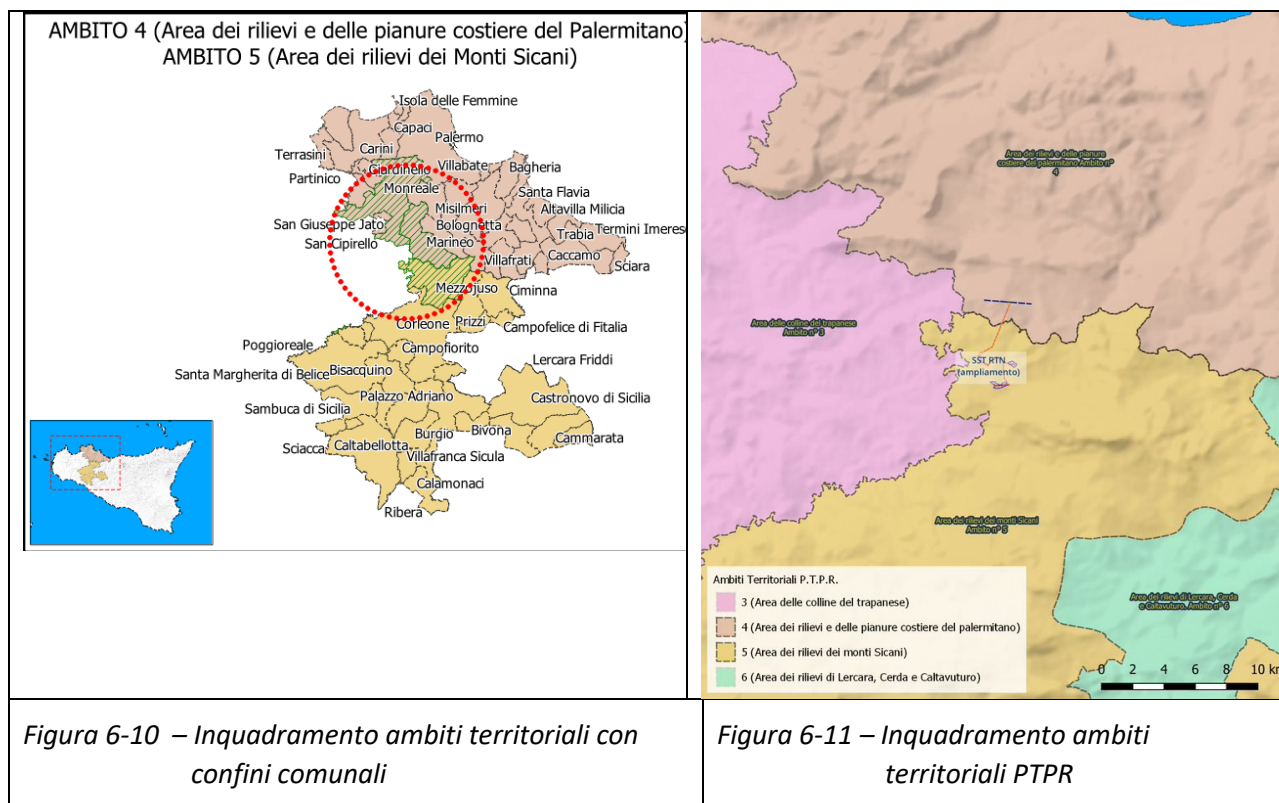
Come evidenziato nella Carta della biodiversità si rileva che il sito di progetto non presenta al suo interno alcuno degli habitat di interesse comunitario ivi compreso quelli prioritari inclusi negli allegati della direttiva 92/43/CEE e si possono escludere, quindi, effetti negativi quali la distruzione, modifica, sostituzione e frammentazione degli stessi, in relazione alla realizzazione dell'opera in progetto.

Non si segnalano interferenze dirette nè con la matrice degli habitat dell'area analizzata né con la rete ecologica regionale.

La condotta elettrica interrata interseca, in prossimità di contrada Bifarera Sottana ai piedi di Cozzo Tagliavia, l'Habitat naturale prioritario **6220* Percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei Thero-Brachypodietea**; mentre in prossimità del puntodi giunzione con il cavidotto in uscita dall'area impianto Nord in contrada Bifarera Sottana, in prossimità del Vallone Guisina, interferisce con l'habitat **92A0* Foreste a galleria di Salix alba e Populus alba**.

6.4 Inquadramento paesaggistico

L'ambito in cui ricade l'area di impianto dei pannelli fotovoltaici, la stazione utente e il cavidotto MT ricadono all'interno dell'Ambito 5 – Area dei rilievi dei monti Sicani SIA07.1 - Vincoli P.T.P.R. Sicilia), unitamente a circa 2500 metri di sviluppo delle linee aeree di connessione. Oltre i 2500 metri, per un tratto di circa 1500 metri, le linee aeree di connessione ricadono nell'ambito territoriale 4 – Area dei rilievi e delle pianure costiere del Palermitano.



Le basse e ondulate colline argillose che caratterizzano gran parte dell’ambito delle colline del trapanese sono rotte qua e là da rilievi montuosi calcarei o da formazioni gessose nella parte meridionale, si affacciano sul mare Tirreno e scendono verso la laguna dello Stagnone e il mare d’Africa formando differenti paesaggi: il golfo di Castellammare, i rilievi di Segesta e Salemi, la valle del Belice che rappresentano le principali peculiarità paesaggistiche d’ambito risultano, di fatto, lontane dell’areale di interesse.

Il paesaggio di tutto l’ambito è fortemente antropizzato. I caratteri naturali in senso stretto sono rarefatti. La vegetazione è costituita per lo più da formazioni di macchia sui substrati meno favorevoli all’agricoltura, confinate sui rilievi calcarei.

La monocoltura della vite incentivata anche dalla estensione delle zone irrigue tende ad uniformare questo paesaggio.

La presenza pregnante del versante meridionale della Rocca Busambra caratterizza il paesaggio del Corleonese e definisce un luogo di eccezionale bellezza.

L’area ha rilevanti qualità paesistiche connesse alla morfologia ondulata delle colline argillose e alla permanenza delle colture tradizionali dei campi aperti e dai pascoli di altura. Anche i boschi e la discreta diffusione di manufatti rurali e antiche masserie oltre che ai numerosi siti archeologici sono rappresentativi di questa parte del territorio isolano. I ritrovamenti archeologici tendono a evidenziare la presenza di popolazioni sicane e sicule, respinte sempre più verso l’interno dalla progressiva ellenizzazione dell’isola.

Il paesaggio agricolo dell'alta valle del Belice è molto coltivato e ben conservato, e privo di fenomeni di erosione e di abbandono. Nei rilievi meridionali prevalgono le colture estensive e soprattutto il pascolo. Qui gli appoderamenti si fanno più ampi ed è rarefatta la presenza di masserie. Il vasto orizzonte del pascolo, unito alle più accentuate elevazioni, conferisce qualità panoramiche ad ampie zone.

Il paesaggio vegetale naturale è limitato alle quote superiori dei rilievi più alti dei Sicani (M. Rose, M. Cammarata, M. Troina, Serra Leone) e al bosco ceduo della Ficuzza che ricopre il versante settentrionale della rocca Busambra.

Il paesaggio agrario prevalentemente caratterizzato dal latifondo, inteso come dimensione dell'unità agraria e come tipologia colturale con la sua netta prevalenza di colture erbacee e quelle arboricole, era profondamente connaturato a questa struttura insediativa.

Anche oggi la principale caratteristica dell'insediamento è quella di essere funzionale alla produzione agricola e di conseguenza mantiene la sua forma, fortemente accentrata, costituita da nuclei rurali collinari al centro di campagne non abitate.

Il paesaggio prevalente dell'area di impianto è caratterizzato dall'alternarsi del "Paesaggio delle colture erbacee" con il "Paesaggio del vigneto".

Paesaggio delle colture erbacee

Sotto questa denominazione sono inclusi i paesaggi dei seminativi, e in particolare della coltura dei cereali in avvicendamento con foraggiere, rappresentata quasi esclusivamente dal frumento duro; vi sono inclusi inoltre i terreni collinari, in cui la frequenza di legnose – in particolare olivo, mandorlo e carrubo – è anche localmente alta, ma particolarmente frammentata, e le colture orticole in pian'aria.

Paesaggio del vigneto

Il paesaggio del vigneto comprende espressioni anche significativamente differenti dal punto di vista percettivo, legate alle forme di coltivazione e al tipo di impianto, oltre che alla sostanziale differenza fra la produzione di uva da vino e di uva da mensa; la coltura, molto diffusa, in forma "pura", raramente associata ad altre colture, soprattutto nel mosaico colturale del seminativo associato a vigneto, è estremamente varia sia per le tradizioni locali di coltivazione, che per la presenza di numerosi impianti recenti.

Molti sono i vigneti, che rappresentano una delle maggiori risorse economiche del territorio; oliveti e mandorleti occupano buona parte dell'altopiano risalendo anche nelle zone più collinari. I centri storici, in prevalenza città di fondazione, presentano un disegno dell'impianto urbano che è strettamente connesso a particolari elementi morfologici (la rocca, la sella, il versante, la cresta) ed è costituito fondamentalmente dall'aggregazione della casa contadina.

7 DESCRIZIONE GENERALE

La realizzazione dell'impianto occupa un'area di circa 51 ettari e prevede l'installazione di 37800 moduli fotovoltaici per ottenere una potenza installabile di 27216 kWp.

I moduli fotovoltaici saranno installati su tracker mono-assiali disposti lungo l'asse geografico nord-sud in funzione delle tolleranze di installazione delle strutture di supporto tipologiche ammissibili variabili tra il 5% al 15%.

L'intervento non comporta trasformazioni del territorio e la morfologia dei luoghi rimarrà inalterata.

Non verranno eseguiti scavi di profondità importanti, ma in alcune zone interne alla recinzione verranno realizzati movimenti terra (scavo e riporto) di piccole dimensioni al fine di rendere il terreno idoneo all'installazione dei tracker.

Le aree interessate dall'intervento sono, quindi, idonee all'installazione dei tracker e la caratterizzazione delle pendenze delle aree riporta valori compatibili con le tolleranze ammesse dall'installazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici, per definire una ottimale posizione dei moduli minimizzando i movimenti di terreno.

Le condizioni morfologiche garantiscono una totale esposizione dei moduli ai raggi solari durante le ore del giorno e queste costituiscono le premesse della progettazione definitiva per ottenere la migliore producibilità nell'arco dell'anno.

Non sono interessati corpi idrici pubblici e non saranno modificate le eventuali linee di impluvio dei corsi d'acqua episodici che insistono all'interno delle aree.

Durante la costruzione e l'esercizio sarà previsto l'utilizzo della sola risorsa suolo legata all'occupazione di superficie.

Le superfici sottratte saranno quella strettamente necessarie alle opere di gestione e manutenzione dell'impianto.

Non è previsto lo stoccaggio, il trasporto, l'utilizzo, la movimentazione o la produzione di sostanze e materiali nocivi. La realizzazione e la gestione dell'impianto fotovoltaico non richiedono né generano sostanze nocive. È prevista la produzione di rifiuti solo durante la fase di cantiere, molti dei quali potranno essere avviati a riutilizzo/riciclaggio. Durante la fase di esercizio la produzione di rifiuti è legata alle sole operazioni di manutenzione dell'impianto.

In fase di dismissione le componenti dell'impianto verranno avviate principalmente a centri di recupero e riciclo altamente specializzati e certificati.

L'adozione per il campo fotovoltaico del sistema di fondazioni costituito da pali in acciaio infissi al suolo azzerà la produzione di rifiuti connessi a questa fase.

In ogni caso i rifiuti, prodotti principalmente durante la fase di cantiere, saranno gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

L'impianto fotovoltaico è privo di scarichi sul suolo e nelle acque, pertanto, non sussistono rischi di contaminazione del terreno e delle acque superficiali e profonde.

La regolarità del layout, oltre a dare un'immagine ordinata dell'insieme, consente rapidità di montaggio in fase di cantiere. I moduli fotovoltaici verranno installati su supporti metallici dimensionati secondo le normative vigenti in materia.

8 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Durante la fase di cantiere si eseguiranno le seguenti operazioni:

- movimentazioni di terra per la realizzazione dei basamenti prefabbricati per le Unità di trasformazione, della cabina utente e dei cavidotti 36 kV/BT interni
- esecuzione delle opere civili ed impiantistiche.

Nella realizzazione dei campi fotovoltaici si procederà alla compattazione in sito delle sole superfici adiacenti le cabine elettriche ospitanti quadri, inverter e trasformatori, lasciando indisturbate le rimanenti aree, in modo da non alterare le caratteristiche esistenti del territorio.

Lungo il perimetro degli impianti sarà realizzata una fascia a verde con messa a dimora di una siepe a mitigazione e a schermatura visiva in prossimità delle aree esterne.

La realizzazione del sistema di illuminazione e antintrusione perimetrale, che entra in funzione solo in caso di intrusioni o di attività di manutenzione, consiste nell'installazione di lampioni, ogni 50/70 m circa.

Le 10 cabine elettriche di trasformazione saranno posate su plinti in cemento armato posizionati puntualmente sotto i piedi di appoggio dei container. La cabina di raccolta linee 36 kV sarà della tipologia a prefabbricato, con vasca di fondazione in cls prefabbricato dello spessore di 50 cm, per un volume complessivo di cls di circa 5 m³.

Le maggiori opere in c.a. dovute alla realizzazione del campo fotovoltaico saranno superficiali e di dimensioni ridotte e saranno facilmente asportabili alla fine del ciclo di vita dell'impianto.

La realizzazione della viabilità interna a carattere agricolo, concepita a servizio delle attività di esercizio e manutenzione dell'impianto fotovoltaico occupa una superficie di circa 11780 m² e sarà realizzata con materiali misto di cava stabilizzato facilmente asportabile a fine vita dell'impianto.

Le superfici occupate saranno quelle strettamente necessarie alla gestione dell'impianto e non pregiudicheranno lo svolgimento delle pratiche agricole che potranno continuare indisturbate sulle aree contigue a quelle interessate dall'intervento. I cavidotti saranno interrati e lì dove attraversano i campi e le aree esterne alla recinzione dell'impianto avranno profondità non inferiore a 1,2 m dal piano campagna senza pregiudicare l'esecuzione delle arature profonde.

La produzione di rifiuti sarà minima e legata alla sola manutenzione dell'impianto.

Gli eventuali rifiuti prodotti saranno gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

Non si registrano scarichi ed emissioni solide, liquide e gassose di alcun tipo, e quindi contaminazione del suolo, del sottosuolo, dell'aria e delle acque superficiali e profonde.

L'impianto andrà ad insistere su terreni da sempre destinati ad uso agricolo sui quali non si svolgono

attività che possano contaminare i terreni.

I volumi di scavo verranno utilizzati interamente in sito per il ripristino della viabilità e delle piazzole di cantiere, il rinterro delle fondazioni superficiali, la riprofilatura dell'intera area di cantiere ed il raccordo con il terreno esistente.

I volumi di terra, prima di essere totalmente riutilizzati per le modalità precedentemente descritte, verranno accantonati localmente nei pressi dell'area d'intervento.

9 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli impianti fotovoltaici sono principalmente suddivisi in 2 categorie:

- impianti "ad isola" (detti anche "stand-alone"): impianti non sono connessi alla rete di distribuzione, per cui sfruttano direttamente sul posto l'energia elettrica prodotta ed accumulata in sistema di Storage di energia (batteria);
- impianti "connessi alla rete" (detti anche "grid-connected"): sono impianti connessi alla rete elettrica di distribuzione esistente;

L'impianto in oggetto appartiene alla categoria impianti "Connessi alla Rete", cioè che immettono in rete tutta o parte della produzione elettrica risultante dalla produzione dell'impianto fotovoltaico, opportunamente convertita in corrente alternata e sincronizzata a quella della rete, contribuendo alla cosiddetta generazione distribuita.

I principali componenti di un impianto fotovoltaico connesso alla rete sono:

- campo fotovoltaico, deputato a raccogliere energia mediante moduli fotovoltaici disposti opportunamente a favore del sole;
- i cavi di connessione, che devono presentare adeguate caratteristiche tecniche;
- gli inverter di campo, deputati a stabilizzare l'energia raccolta, a convertirla in corrente alternata e ad iniettarla in rete;
- cabine di trasformazione complete di:
 - quadri in bassa tensione per raccogliere la potenza dei vari inverter e convogliarla al trasformatore;
 - Trasformatori per innalzare dalla bassa alla tensione di rete;
- cabina di raccolta delle linee a 36 kV per ottimizzare il dimensionamento dei cavidotti interrati a 36 kV
- cabina utente a 36 kV per l'allacciamento alla rete elettrica, completa di tutti i servizi ausiliari e i sistemi necessari all'interfacciamento con la rete elettrica secondo le norme tecniche in vigore.

9.1 Moduli fotovoltaici

I moduli individuati sono della potenza di 720 Wp, essendo al momento la scelta disponibile sul mercato su una proiezione temporale attendibile, con tensione di sistema a 1500 V raccolti in stringhe da 28 moduli con le seguenti caratteristiche tecniche.

Le caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico, tuttavia, potranno cambiare nello stato avanzato della progettazione esecutiva in accordo alle migliori condizioni del mercato.

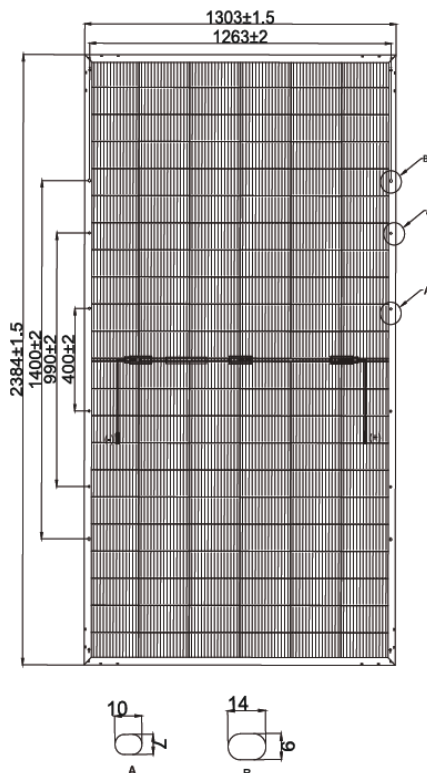


Figura 9-1 – Caratteristiche dimensionali Modulo Fotovoltaico

Electrical Characteristics (STC*)					
HS-210-B132	DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	16.63A	16.69A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	17,43A	17,49A	17,55A	17,61A	17,67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	30A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

Figura 9-2 – Caratteristiche elettriche Modulo Fotovoltaico

9.2 Strutture di supporto

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rollio), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- 1) I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
- 2) La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in metallo, sulla quale viene posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale massimo 60 moduli per struttura disposti su una fila in verticale, considerando la struttura più grande che verrà impiegata sull'impianto);
- 3) L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un attuatore collegato al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nell'angolazione ottimale per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione. La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

Sulla base delle considerazioni geologiche, geomorfologiche e geotecniche, la fondazione su cui poggeranno le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà di tipo ad infissione, costituita da tubolari o omega in acciaio zincato (pali), che saranno infissi direttamente nel terreno mediante l'utilizzo di una macchina specifica. Tale tecnologia è utilizzata nell'ambito dell'ingegneria ambientale e dell'ecoedilizia al fine di non alterare le caratteristiche naturali dell'area soggetta all'intervento. Rispetto alle tradizionali fondazioni in cemento armato tale sistema risulta essere meno invasivo e permette una maggiore facilità di rimozione al momento della dismissione dell'impianto.

Le fondazioni, oltre ad assicurare le strutture di sostegno al terreno, assumono anche la funzione di zavorra per opporsi all'azione del vento.

La realizzazione di queste opere sarà eseguita in varie fasi:

- Rilievo piano - altimetrico e picchettamento dell'area al fine di individuare le aree di posizionamento dei pali;
- Posizionamento della strumentazione atta a eseguire l'infissione tramite opportuna macchina con sistema a compressione;
- Esecuzione dell'infissione;

- Montaggio delle carpenterie metalliche delle strutture porta moduli.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

L'altezza dei pali di sostegno è stata fissata in modo tale che lo spazio libero tra il piano campagna ed i moduli, alla massima inclinazione, sia superiore a 0,50 m, per agevolare la fruizione del suolo per le attività agricole.

Le caratteristiche principali delle strutture di supporto sono mostrate nelle seguenti figure.

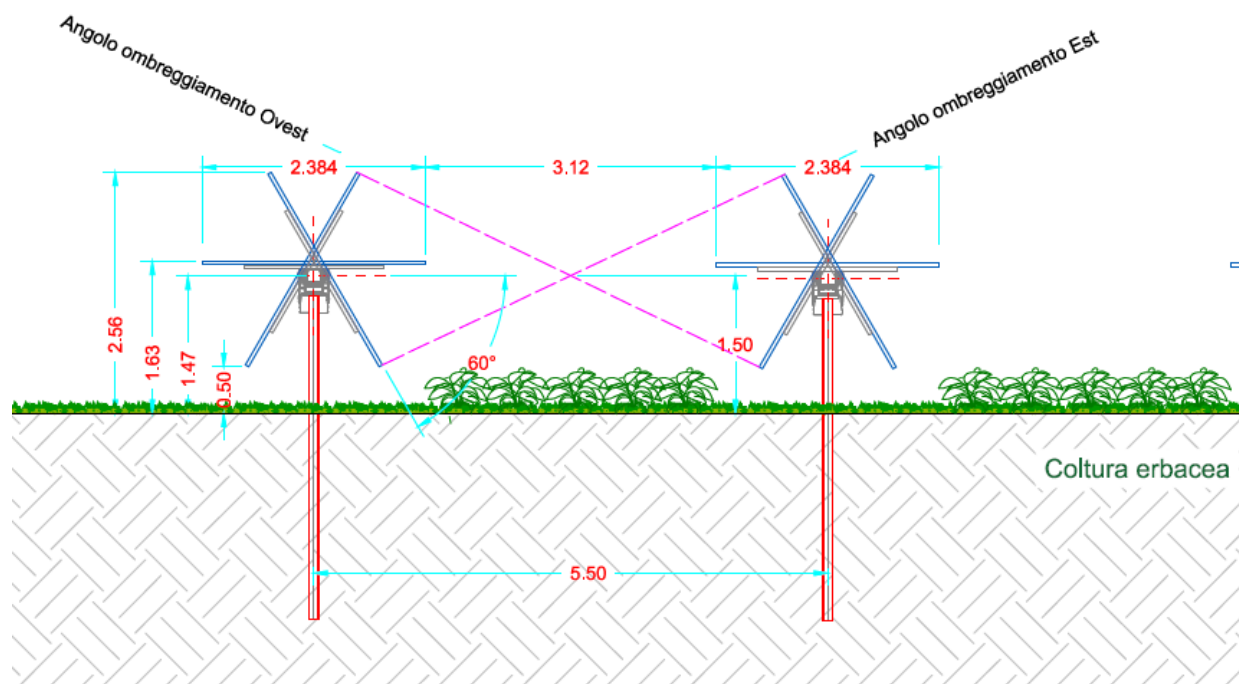
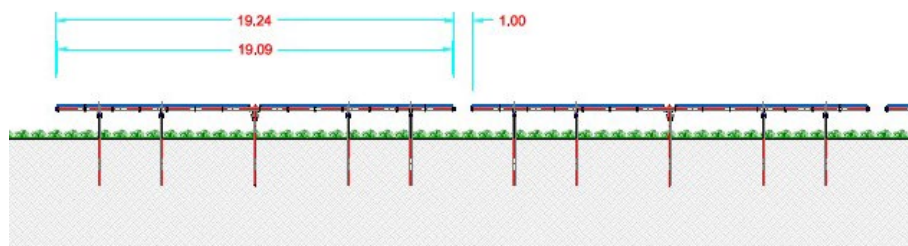
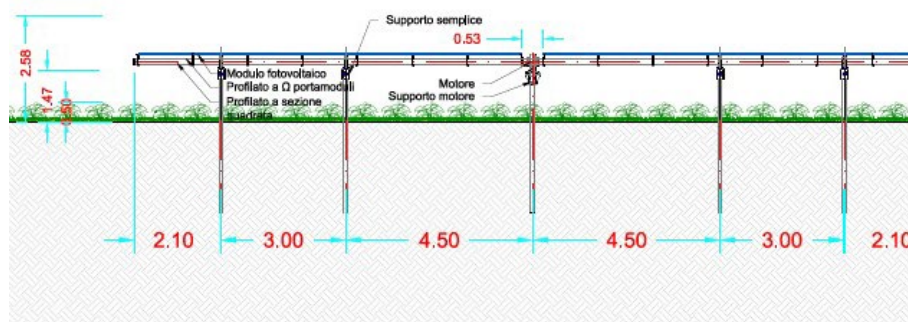


Figura 9-3 – Sezione trasversale tipologica struttura Tracker



taglio sezione longitudinale struttura - Scala 1:100



ta frontale con rotazione 60° - Scala 1:100

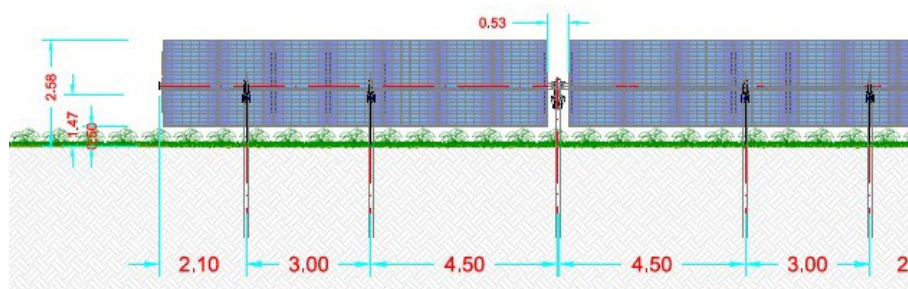


Figura 9-4 – Sezione longitudinale tipologica struttura Tracker 14x1

Nell'impianto saranno utilizzate tre tipologie di strutture di supporto, tutte a singola vela, che si differenziano per il numero di pannelli supportati dalla singola struttura: 56x1, 28x1, 14x1.

Tali strutture sono posizionate all'interno dell'area di impianto in modo da consentire il massimo riempimento e sfruttamento dell'area di impianto stessa.

9.2.1 Considerazioni ecologiche

Il campo di moduli è disposto in modo da far penetrare nel suolo sottostante luce e umidità a sufficienza, e non impedisce in alcun modo la frequentazione di fauna selvatica nell'area. In quest'area si possono così sviluppare condizioni ecologiche di fatto analoghe a quelle riscontrabili su un normale terreno agricolo, privo di copertura dei moduli, a parte alcune (minime) variazioni del microclima, dovute all'ombreggiamento parziale ed alla conseguente riduzione dell'evapotraspirazione.

9.2.2 Altezza ottimale

Poiché la distanza dallo spigolo inferiore del modulo al suolo è di almeno 0,5 m è possibile coltivare e utilizzare la superficie del suolo, anche allevandovi animali. Inoltre, la distanza dal suolo impedisce il danneggiamento o l'insudiciamento da parte degli animali. Tale distanza garantisce inoltre una resistenza sufficiente ad eventuali carichi di neve.

9.2.3 Montaggio rapido

Tutti i componenti sono preassemblati e confezionati conformemente al tipo di modulo scelto. I moduli devono essere soltanto inseriti dall'alto nei punti d'inserimento. Ciò garantisce una maggiore velocità di installazione.

9.2.4 Massima durata

Le strutture sono costruite in acciaio zincato e alluminio mentre la bulloneria è in acciaio inox. L'elevata resistenza alla corrosione garantisce una lunga durata e offre la possibilità di un riutilizzo completo.

9.3 Collegamento dei moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono collegati tra loro in serie attraverso dei connettori di tipo maschio-femmina (tipo MC4 e/o TS4), formando delle stringhe. Ogni stringa è formata da 28 moduli per un totale di 1350 stringhe per l'intero l'impianto fotovoltaico.

Le diverse stringhe sono raggruppate e connesse in parallelo alle string boxes (quadri di parallelo DC), a loro volta collegate agli inverter tramite cavi DC. Le string boxes sono installate all'esterno, sotto le vele, e il loro involucro garantirà lunga durata e massima sicurezza. Le string Boxes con 16, 24 o 32 ingressi di stringa sono dotati di 2 uscite per i cavi per ciascun polo. Possono essere utilizzati cavi con sezioni da 70 a 400 mm².



Figura 9-5 – Tipico String box

9.4 Gruppo di conversione CC/CA (String Inverters)

La conversione della potenza prodotta dai moduli fotovoltaici in DC in AC alla frequenza di rete avviene attraverso inverters di stringa.

Gli inverters sono installati all'esterno, sotto le vele, e il loro involucro garantirà lunga durata e massima sicurezza. A seconda della taglia e del modello costruttivo, gli inverters possono avere un certo numero di ingressi di stringa, ad es 18, 24, 32 e sono dotati di 1 uscita per i cavi in CA; possono essere utilizzati cavi con sezioni da 70 a 300 mm².



Figura 9-6 – Esempio di installazione gruppo di conversione CC/CA (String Inverters)

Gli inverter individuati in questa fase preliminare di progettazione, con una potenza di 300 kW, 330 kVA, da confermarsi in fase di progettazione definitiva, consentono lo sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT (maximum power point tracking) integrata, una ogni 2 stringhe.

Essi costituiscono la soluzione ottimale per centrali fotovoltaiche predisposte per il funzionamento in parallelo alla rete, in grado di soddisfare tutti i requisiti e le funzionalità richieste del codice di rete. La potenza sarà limitata a livello di inverter in modo da non superare il limite di immissione di potenza al punto di consegna nel rispetto di quanto prescritto nella STMG.

L'inverter è marcato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica.



Figura 9-7 – Tipico String inverter

Le caratteristiche principali degli inverter sono riportate nella seguente tabella

Grandezza	Valore
Tensione massima in ingresso	1500 V
Tensione di uscita alla Pn	800 V
Frequenza di uscita	50 Hz
Cos ϕ	0,8 – 1,0
Grado di protezione	IP 66
Range di temperatura di funzionamento	-25 +60 °C
Range di tensione in ingresso	880 – 1325 V
Corrente massima in ingresso (25°C / 50°C)	65 A
Potenza nominale in uscita (CA)	330 kW
Rendimento europeo	98,8 %

Tabella 9-1 – Caratteristiche preliminari string inverters

9.5 Cabine di trasformazione

Le cabine di trasformazione saranno realizzate in container navale, per assicurare semplicità di trasporto nonché rapidità di montaggio e messa in servizio.

Saranno installate 10 cabine di trasformazione.

In fase di progetto esecutivo il numero e le dimensioni delle cabine di trasformazione potranno variare a seconda di eventuali ottimizzazioni tecniche necessarie.

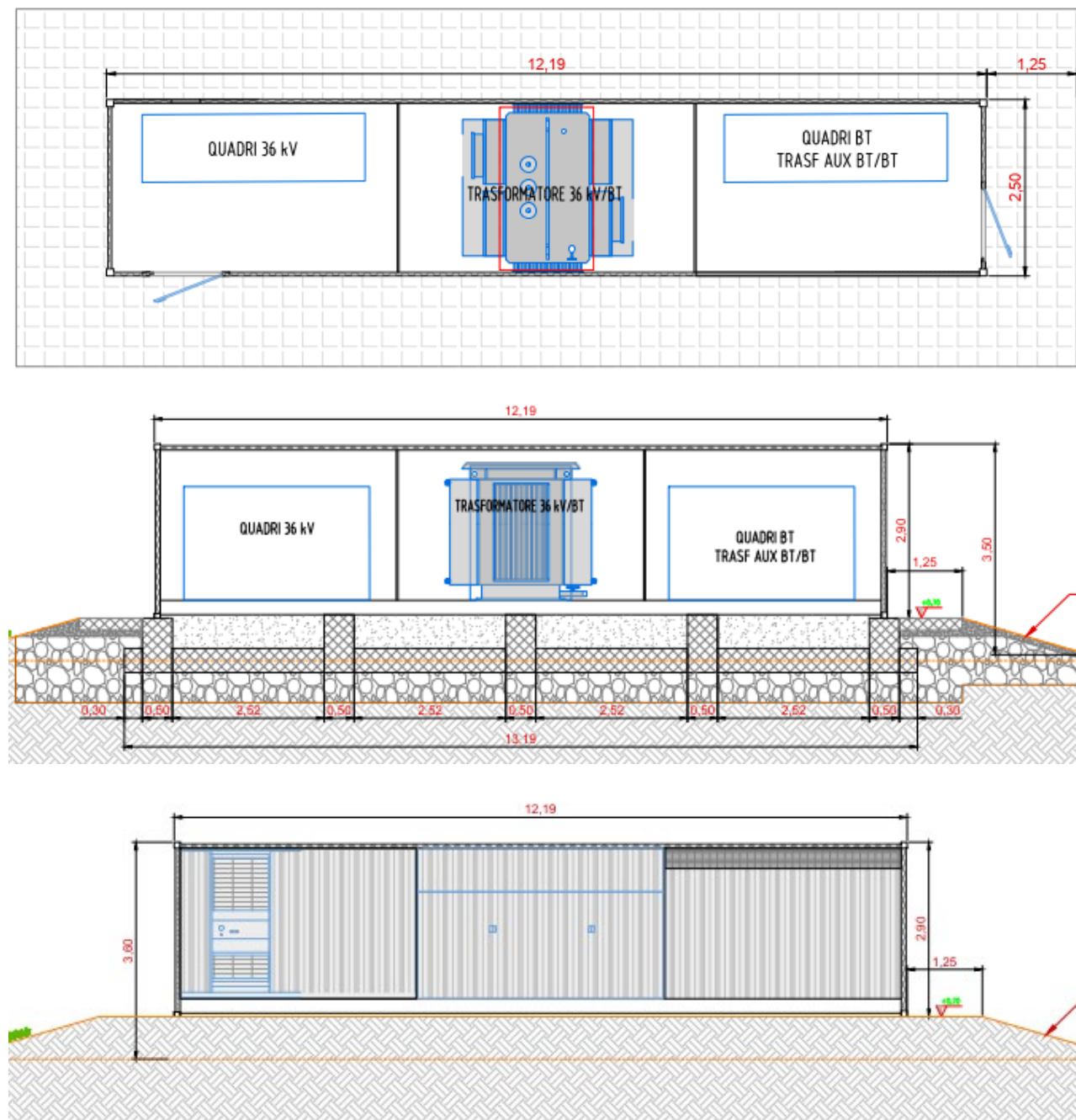


Figura 9-8 – Layout tipico Cabina di trasformazione

9.5.1 Trasformatore Elevatore

Il trasformatore eleva la tensione c.a. in uscita dagli inverter al valore della rete (36 kV). Il trasformatore può essere di tipo a secco o isolato in olio. In quest'ultimo caso è prevista una vasca di raccolta dell'olio in acciaio inox, adeguatamente dimensionata. Il trasformatore è del tipo a basse perdite (Eco- Design).

Il trasformatore è corredato dei relativi dispositivi di protezione elettromeccanica, quali sensori di temperatura, livello olio, relè Buchholz., ecc.

Grandezza	Valore
Tensione di uscita alla Pn	36 kV
Frequenza	50 Hz
Raffreddamento	AN o ONAN
Potenza nominale	1800 – 5400 kVA
Impedenza	7 %
Rendimento europeo	99,5 %

Tabella 9-2 – Caratteristiche preliminari trasformatore elevatore

9.5.2 Quadro 36 kV

All'interno della power station, in comparto separato, è installato il quadro 36 kV isolato in SF6, composto da 2 o 3 celle, a seconda che avvenga un'entra-esce verso un'altra cabina di trasformazione o meno (cella di ingresso, cella di uscita e cella trasformatore elevatore). Le connessioni alle dorsali 36 kV ed al trasformatore elevatore saranno realizzate in cavo.

Grandezza	Valore
Tensione operativa/nominale	36/40,5 kV
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico	185 kV
Tensione nominale di tenuta a 50 Hz (1min)	85 kV
Corrente nominale	≥ 630 A
Corrente di breve durata (3s)	≥ 25 kA
Corrente di picco	≥ 63 kA
Isolamento	SF6
Classificazione d'arco interno	IAC AFLR 25 kA – 1 s
Categoria di perdita di continuità di servizio	LSC 2A

Tabella 9-3 – Caratteristiche preliminari quadri 36 kV

Con riferimento all'isolamento si darà preferenza in fase di progetto esecutivo ad eventuali soluzioni disponibili sul mercato con gas differenti dall'SF₆, che garantiscano un coefficiente effetto serra nettamente inferiori di quest'ultimo.

9.5.3 Compartimento BT

Il compartimento BT ospita le seguenti apparecchiature di bassa tensione:

- Quadro BT principale di raccolta delle linee BT in ingresso (indicativamente da 9 a 36 ingressi) dagli inverter di stringa e di collegamento, tramite condotto sbarre, al trasformatore elevatore;
- Trasformatore per alimentazione servizi ausiliari;
- Quadro BT ed UPS per alimentazioni ausiliarie (F.M., illuminazione, ausiliari quadri, ecc.);
- Sistemi di misura e controllo.

9.6 Cabine servizi ausiliari

Si prevede l'installazione di una serie di cabine ausiliarie distribuite uniformemente sulla superficie dell'impianto, contenenti le seguenti apparecchiature:

- Quadro BT generale del sottocampo corrispondente;
- Quadro BT alimentazione tracker del sottocampo corrispondente;
- Quadro BT prese F.M, illuminazione, antintrusione, TVCC ecc. del sottocampo corrispondente;
- Sistema di monitoraggio, controllo e comando sottocampo di appartenenza tracker;
- Sistema di monitoraggio e controllo sottocampo di appartenenza Impianto Fotovoltaico;
- Sistema di monitoraggio e controllo stazioni meteo di appartenenza;
- Sistema di trasmissione dati sottocampo di appartenenza;

Anche le cabine dei servizi ausiliari saranno della tipologia a SKID, prefabbricate in modo da minimizzare le opere civili richieste e le attività di montaggio in sito.

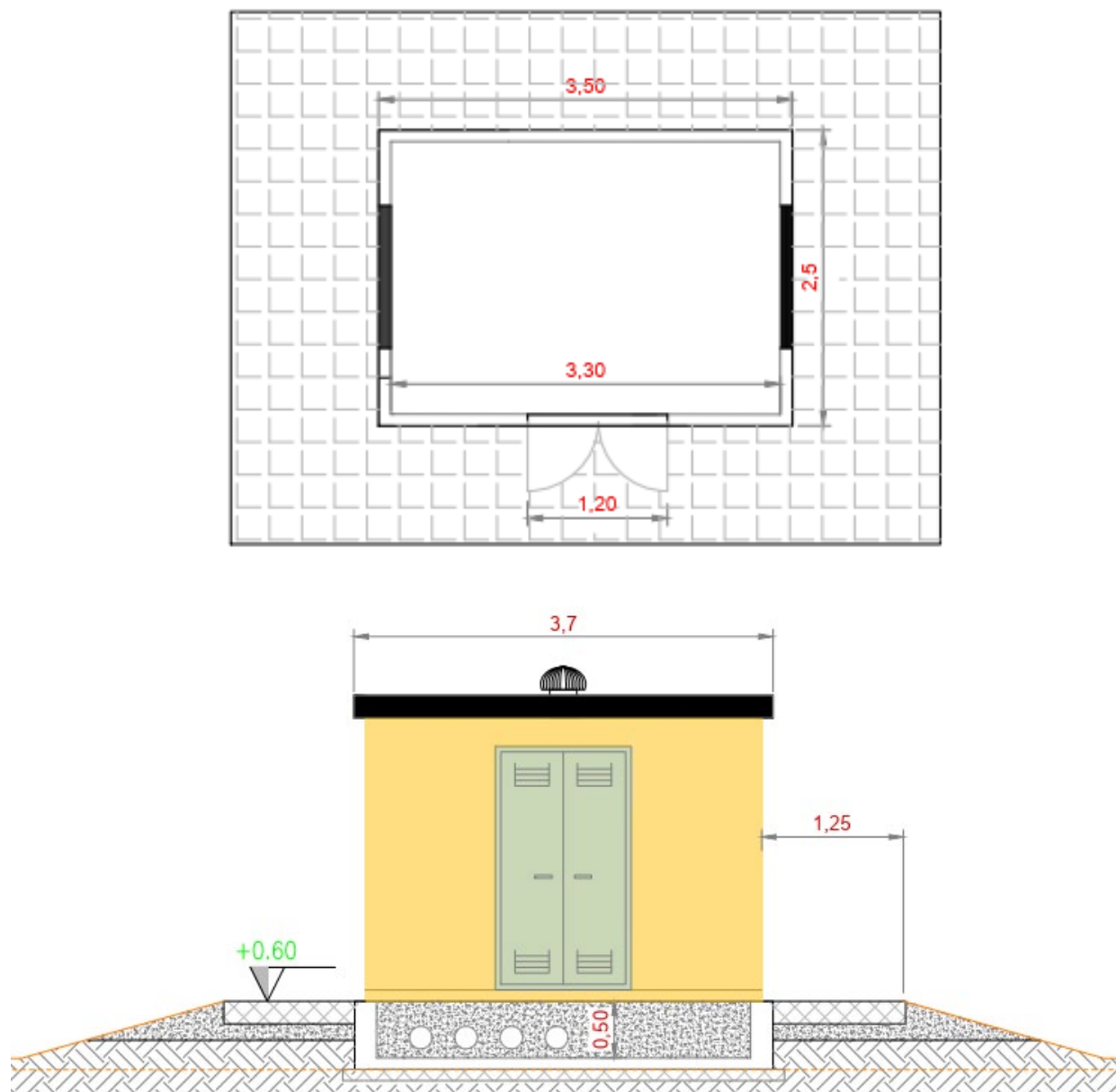


Figura 9-9 – Layout tipico Cabina servizi ausiliari

9.7 Cabine di raccolta 36 kV

Come da schema unifilare e layout di progetto, si prevederà l'installazione di una cabina con lo scopo di riunire più linee 36 kV in arrivo dalle cabine di trasformazione e concentrare la potenza in una unica dorsale di collegamento alla cabina utente.

Questa sarà della tipologia prefabbricata come le altre cabine previste sull'impianto e conterrà principalmente il quadro 36 kV di smistamento per il collegamento alle linee 36 kV.

Si potrà prevedere in fase di realizzazione dell'impianto la possibilità di combinare le funzionalità di questa cabina con quelle delle cabine servizi ausiliari, inserendo il quadro 36 kV di smistamento all'interno della cabina dei servizi ausiliari, in modo da ottimizzare ulteriormente l'occupazione delle aree.

Le caratteristiche tecniche della cabina potrà inoltre cambiare nello stato avanzato della progettazione esecutiva in accordo alle migliori condizioni del mercato e alla disponibilità dei materiali stessi.

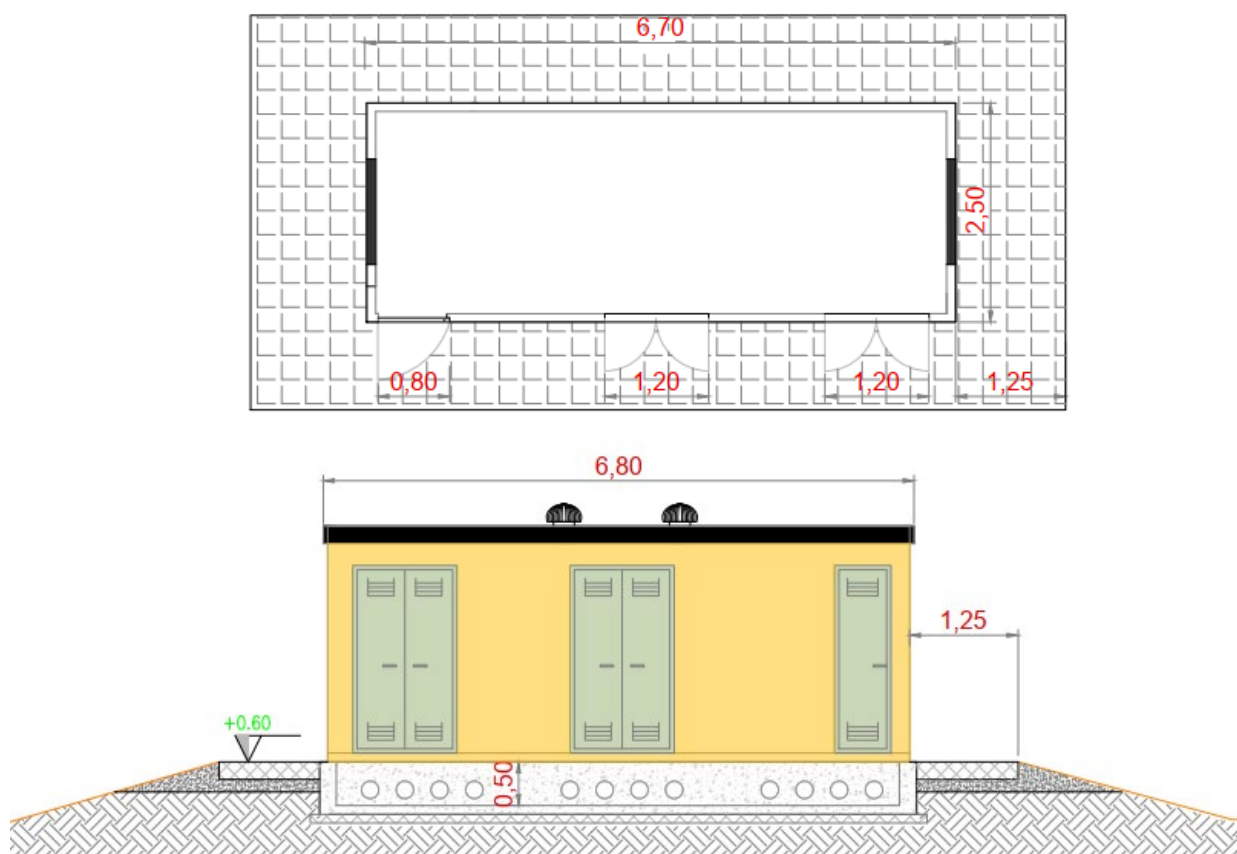


Figura 9-10 – Layout tipico Cabina di raccolta 36 kV

9.8 Edificio Magazzino/Sala di controllo

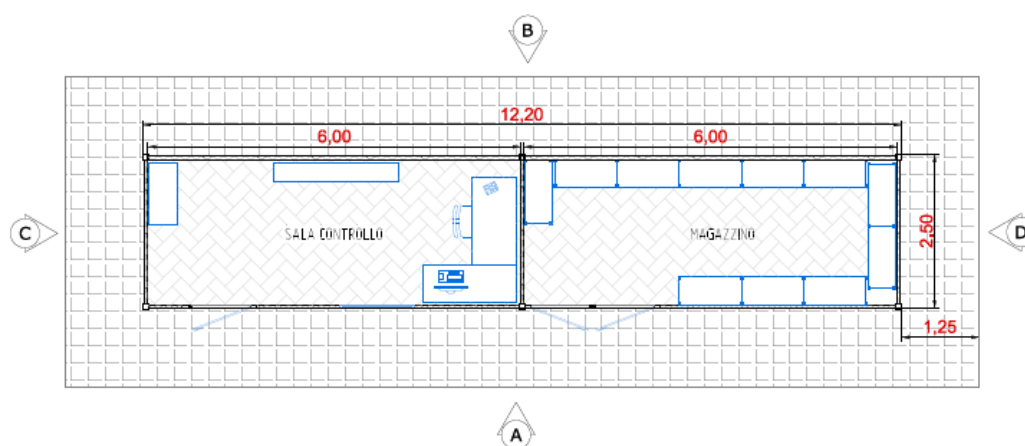
In prossimità degli ingressi alle due aree è previsto da progetto, la realizzazione di n° 2 cabine prefabbricate (una per ogni area) di dimensioni 12,2 X 2,5 m ed altezza pari a circa 3,0 m. Cosiffatte cabine posano su un piano rialzato rispetto alla quota delle strade limitrofe, questo dovuto a delle scelte progettuali che mirano ad intaccare il meno possibile le disposizioni di condotte elettriche e idrauliche poste, appunto, al di sotto della posa delle cabine in questione.

Le cabine avranno una disposizione interna finalizzata ad un ottimale gestione dello spazio e organizzazione della gestione dell'impianto.

Saranno divise a loro volta, dunque, in due ulteriori locali così definiti:

- Sala controllo, dotata di apposita postazione per la ricezione e riscontro dei dati nativi dall' intero impianto e quindi: fotovoltaico, stazioni meteo, trackers, impianto antintrusione/TVCC.
- Magazzino, spazio destinato allo stoccaggio dei materiali di impiego dell'impianto fotovoltaico.

Planimetria - Scala 1:50



Vista A - Scala 1:50

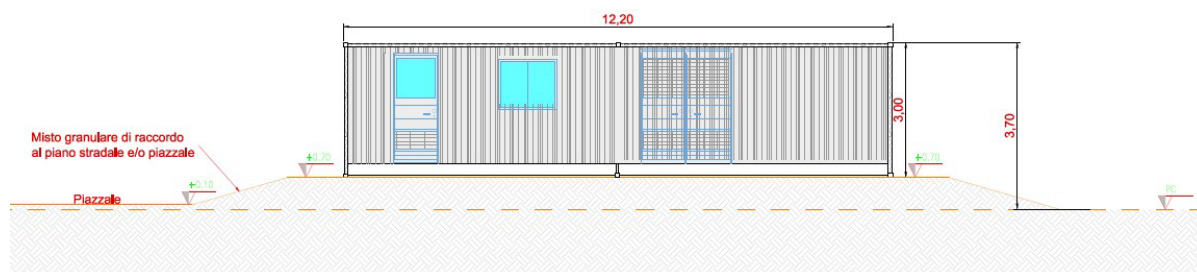


Figura 9-11 – Layout tipico Edificio Magazzino- Sala di controllo

9.9 Cavi

9.9.1 Cavi solari di stringa

Sono definiti cavi solari di stringa i cavi che collegano le stringhe (i moduli in serie) ai quadri DC di parallelo e hanno una sezione variabile da 6 a 10 mm² (in funzione della distanza del collegamento).

I cavi solari di stringa sono alloggiati all'interno del profilato della struttura e interrati per brevi tratti (tra inizio vela e quadro DC di parallelo).

I cavi saranno del tipo H1Z2Z2-K o equivalenti (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti fotovoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi simili, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 60216.

Le condizioni di posa sono:

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40 °C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): 4D

9.9.2 Cavi solari DC

Sono definiti cavi solari DC i cavi che collegano i quadri di parallelo DC agli inverter e hanno una sezione variabile da 70 a 400 mm² (dipende dal numero di stringhe in parallelo e dalla distanza quadro DC-Inverter).

I cavi solari DC sono direttamente interrati e solo in alcuni brevi tratti possono essere posati sulla struttura all'interno del profilato della struttura portamoduli.

I cavi saranno del tipo H1Z2Z2-K o equivalenti (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti fotovoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi simili, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 60216

Le condizioni di posa sono:

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40°C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): 6D

9.9.3 Cavi BT

Questi cavi saranno utilizzati per collegare gli inverter di stringa alle cabine di trasformazione.

I cavi BT sono cavi adatti per l'alimentazione di energia negli impianti industriali, cantieri, in edilizia e sono adatti alla posa interrata ed all'installazione su passerelle, in tubazioni, canalette e sistemi simili.

Cavi BT sono anche impiegati per alimentare elettricamente i motori dei trackers presenti sulle strutture, o anche per alimentare utenze secondarie (es: stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, ecc.).

Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture (nei profilati metallici della struttura), sia interrati con protezione, a seconda del percorso previsto dal quadro BT del sottocampo di appartenenza fino al motore elettrico da alimentare. In alternativa i motori potrebbero essere alimentati dalle string box con alimentatori DC/AC, senza modificare né le caratteristiche dei cavi né il tipo di posa.

La scelta dei cavi BT dipenderà dalla tensione di esercizio dettata dall'impiego cui saranno destinati.

I cavi per il collegamento degli inverter alle cabine di trasformazione saranno del tipo H1Z2Z2-K o equivalenti (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1000 V a.c. per impianti fotovoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Le caratteristiche funzionali saranno:

- Tensione nominale U_0 : 1.000 V c.a.; 1.500 V c.c.;
- Tensione Massima U_m : 1.200 V c.a.; 1.800 V c.c.;
- Massima Temperatura di esercizio: 90°C;
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C.

Per utilizzi con tensioni di 400 V ac si utilizzeranno invece cavi per energia, isolati con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi (FG16R16 - FG16OR16).

9.9.4 Cavi Dati

Costituiscono i cavi di trasmissione dati riguardanti i vari sistemi (fotovoltaico, trackers, stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, contatori, apparecchiature elettriche, sistemi di sicurezza, connessione verso l'esterno, ecc.)

Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- Cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata;
- Cavo in F.O., per i tratti più lunghi.

9.9.5 Cavi 36 kV

9.9.5.1 Tracciato dei cavi

I cavi 36 kV collegano i vari gruppi di trasformazione tra loro fino alla cabina utente. Il tracciato dei cavi 36 kV si può distinguere in:

- Interno al perimetro dell'impianto fotovoltaico:
interessa il collegamento dei gruppi di trasformazione all'interno di ogni area. I cavi sono posati a lato delle strade interne dell'impianto fotovoltaico. I tracciati interni che collegano i gruppi di trasformazione sono progettati per ridurre al minimo il percorso stesso.
- Esterno al perimetro dell'impianto:
la dorsale al di fuori dell'impianto fotovoltaico prevede il tracciato riportato nelle tavole allegate al presente progetto.

Lungo le strade provinciali o comunali, i cavi sono posati in banchina o al di sotto della carreggiata.

In entrambi i casi, i cavi selezionati sono realizzati con adeguata protezione meccanica tale da consentire la posa direttamente interrata, senza la necessità di prevedere ulteriori protezioni. La posa dei cavi è prevista ad una profondità minima di 1,2 m e in formazione a trifoglio. È prevista la posa di apposito nastro segnalatore e ball marker per individuare il percorso dei cavi, i giunti, le interferenze con altri sottoservizi ed i cambi di direzione. I tipici di posa dei cavi 36 kV sono rappresentati nelle Tav. 11a e Tav. 11b.

9.9.5.2 Caratteristiche dei cavi

Ciascun tratto di collegamento tra i gruppi di trasformazione e la stazione utente è stato opportunamente dimensionato in accordo alla normativa tecnica, secondo i criteri di portata, corto circuito, e massima caduta di tensione ammissibile. Le principali caratteristiche tecniche dei cavi a 36 kV sono riportate nella seguente tabella (dati preliminari).

Grandezza	Valore
Tipo	Unipolari
Materiale conduttore	Alluminio
Materiale isolante	XLPE
Schermo metallico	Alluminio
Guaina esterna	PE resistente all'urto (adatti alla posa direttamente interrata)
Tensione nominale (U _o /U _{Um}):	20,8/36/42 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Sezione	95 ÷ 800 mm ²

Tabella 9-4 – Caratteristiche cavi 36 kV

Un esempio del cavo utilizzato per le dorsali 36 kV è riportato nella seguente figura:

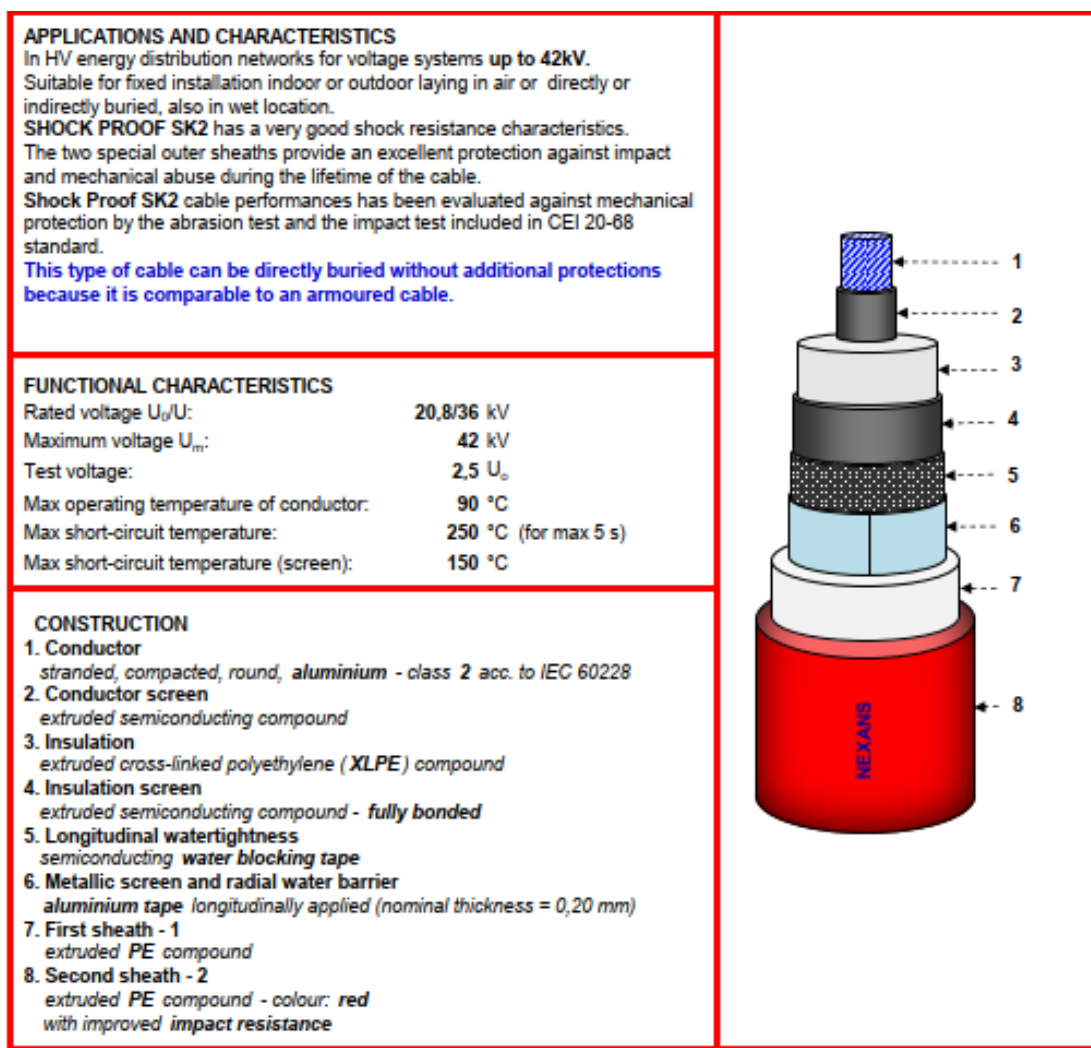


Figura 9-12 – Esempio cavi 36 kV

9.10 Rete di terra

La rete di terra è realizzata in accordo alla normativa vigente (CEI EN 50522 e CEI 82-25) in modo da assicurare il rispetto dei limiti di tensione di passo e di contatto che la stessa impone.

Il dispersore è costituito da una maglia in corda di rame interrata, opportunamente dimensionata e configurata, sulla base della corrente di guasto a terra dell'impianto, delle caratteristiche elettriche del terreno e della disposizione delle apparecchiature.

Dopo la realizzazione, saranno eseguite le opportune verifiche e misure previste dalle norme.

9.11 Misure di protezione e sicurezza

9.11.1 Protezione contro il corto circuito

Per la parte di rete in corrente continua, in caso di corto circuito la corrente è limitata a valori di poco superiori alla corrente dei moduli fotovoltaici, a causa della caratteristica corrente/tensione dei moduli stessi. Tali valori sono dichiarati dal costruttore. A protezione dei circuiti sono installati, in ogni cassetta di giunzione dei sottocampi, fusibili opportunamente dimensionati.

Nella parte in corrente alternata la protezione è realizzata da un dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. L'interruttore posto sul lato CA dell'inverter serve da ricalzo al dispositivo posto nel gruppo di trasformazione.

9.11.2 Misure di protezione contro i contatti diretti

La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- Installazione di prodotti con marcatura CE;
- Utilizzo di componenti con adeguata protezione meccanica (IP);
- Collegamenti elettrici effettuati mediante cavi rivestiti con guaine esterne protettive, con adeguato livello di isolamento e alloggiati in condotti portacavi idonei in modo da renderli non direttamente accessibili (quando non interrati).

9.11.3 Misure di protezione contro i contatti indiretti

Le masse delle apparecchiature elettriche situate all'interno delle varie cabine sono collegate all'impianto di terra principale dell'impianto.

Per i generatori fotovoltaici viene adottato il doppio isolamento (apparecchiature di classe II). Tale soluzione consente, secondo la norma CEI 64-8, di non prevedere il collegamento a terra dei moduli e delle strutture che non sono classificabili come masse.

9.11.4 Misure di protezione dalle scariche atmosferiche

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non è influenzata in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente

continua, sia su quello in corrente alternata. In aggiunta, considerata l'estensione dei collegamenti elettrici, tale protezione è rafforzata dall'installazione di idonei SPD (Surge Protective Device – scaricatori di sovratensione) posizionati nella sezione CC delle cassette di giunzione (String Box).

9.12 Sistemi ausiliari

9.12.1 Sistema di sicurezza e sorveglianza

L'impianto di videosorveglianza è dimensionato per coprire i perimetri recintati delle aree di impianto.

Il sistema è di tipo integrato ed utilizza:

- Telecamere per vigilare l'area della recinzione, accoppiate a lampade a luce infrarossa per assicurare una buona visibilità notturna;
- Telecamere tipo DOME nei punti strategici e in corrispondenza delle cabine/power station;
- Cavo microfonico su recinzione o in alternativa barriere a microonde installate lungo il perimetro, per rilevare eventuali effrazioni;
- Rivelatori volumetrici da esterno in corrispondenza degli accessi (cancelli di ingresso) e delle cabine/power station e da interno nelle cabine e/o container;
- Sistema d'illuminazione vicino le cabine a LED o luce alogena ad alta efficienza, da utilizzare come deterrente. Nel caso sia rilevata un'intrusione l'illuminazione relativa a quella cabina viene attivata.

È quindi possibile rilevare le seguenti situazioni:

- Sottrazione di oggetti;
- Passaggio di persone;
- Scavalco o intrusione in aree definite;
- Segnalazione di perdita segnale video, oscuramento, sfocatura e perdita di inquadratura.

L'impianto è dotato di sistema di controllo e monitoraggio centralizzato tale da permettere la visualizzazione in ogni istante delle immagini registrate, eventualmente anche da remoto.

L'archiviazione dei dati avviene mediante salvataggio su Hard Disk o Server.

9.12.2 Sistema di monitoraggio e controllo

Il sistema di monitoraggio e controllo è costituito da una serie di sensori atti a rilevare, in tempo reale, i parametri ambientali, elettrici, dei tracker e del sistema antintrusione/TVCC dell'impianto e da un sistema di acquisizione ed elaborazione dei dati centralizzato (SAD – Sistema Acquisizione Dati), in accordo alla norma CEI EN 61724.

I dati raccolti ed elaborati servono a valutare le prestazioni dell'impianto, il corretto funzionamento

dei tracker, la sicurezza dell'impianto e a monitorare la rete elettrica.

I sensori sono installati direttamente in campo, nelle stazioni meteorologiche (costituite da termometro, barometro, piranometri/albedometro, anemometro), string box o nelle cabine e misurano, le seguenti grandezze:

- Irraggiamento solare;
- Temperatura ambiente;
- Temperatura dei moduli;
- Tensione e corrente in uscita all'unità di generazione;
- Potenza attiva e corrente in uscita all'unità di trasformazione;
- Tensione, potenza attiva ed energia scambiata al punto di consegna;
- Stato interruttori generali 36 kV e BT;
- Funzionamento tracker.

9.12.3 Sistema di illuminazione e forza motrice

In tutti i gruppi di trasformazione e nelle cabine ausiliarie sono previsti i seguenti servizi minimi:

- illuminazione interna;
- illuminazione di emergenza interna mediante lampade con batteria incorporata;
- illuminazione esterna della zona dinanzi alla porta di ingresso, realizzata con proiettore accoppiato con sensore di presenza ad infrarossi;
- impianto di forza motrice costituito da una presa industriale 1P+N+T 16 A - 230 V e una o più prese bipasso 10/16 A Std ITA/TED.

Nelle altre aree esterne non sono in genere previsti punti di illuminazione. Solo in corrispondenza degli accessi (cancelli di ingresso) saranno installati dei proiettori aggiuntivi sempre con sensore di presenza ad infrarossi.

9.13 Connessione alla RTN

La dorsale di collegamento a 36 kV, che raccoglie la potenza prodotta dall'intero impianto agrivoltaico, è collegata al quadro a 36 kV installato nella Cabina Utente di proprietà della Società.

Tale cabina sarà a sua volta collegata, mediante cavidotto interrato, al quadro 36 kV presente all'interno della stazione di rete Monreale 3, che a sua volta è collegato mediante trasformatori alla rete AT. Il collegamento è in accorto alla soluzione tecnica minima per la connessione (STMG), associata al codice pratica 202001604 e rilasciata da Terna in data 19/10/2022, che prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione della RTN a 220/36 kV in doppia sbarra, denominata "Monreale 3", da collegare in entra - esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

10 REALIZZAZIONE IMPIANTO

Le opere di costruzione dell'impianto constano in:

- realizzazione della recinzione e sistemazione dell'area;
- realizzazione della viabilità interna a carattere agricolo con accessi dalla viabilità esistente;
- posa in opera e installazione delle strutture di supporto inclusi i moduli fotovoltaici;
- realizzazione degli scavi per la posa di condotti e pozzetti interrati per gli impianti elettrici e per la realizzazione degli impianti di terra;
- posa in opera delle cabine elettriche di impianto, comprese le relative fondazioni;
- realizzazione della cabina utente;
- posa in opera del sistema di illuminazione/videosorveglianza, comprese le relative fondazioni;
- posa in opera delle essenze arboree perimetralmente all'area;

10.1 Recinzione

Il progetto prevede la realizzazione di una recinzione perimetrale di lunghezza pari a circa 8,3 km e di altezza pari a 2,0 m con rete elettrosaldata a maglie rettangolari in tonalità RAL 6005 verde muschio da fissare su profili tubolari infissi nel terreno, come meglio specificato nelle tavole che fanno parte integrante del progetto e, in sintesi, nell'immagine che segue.

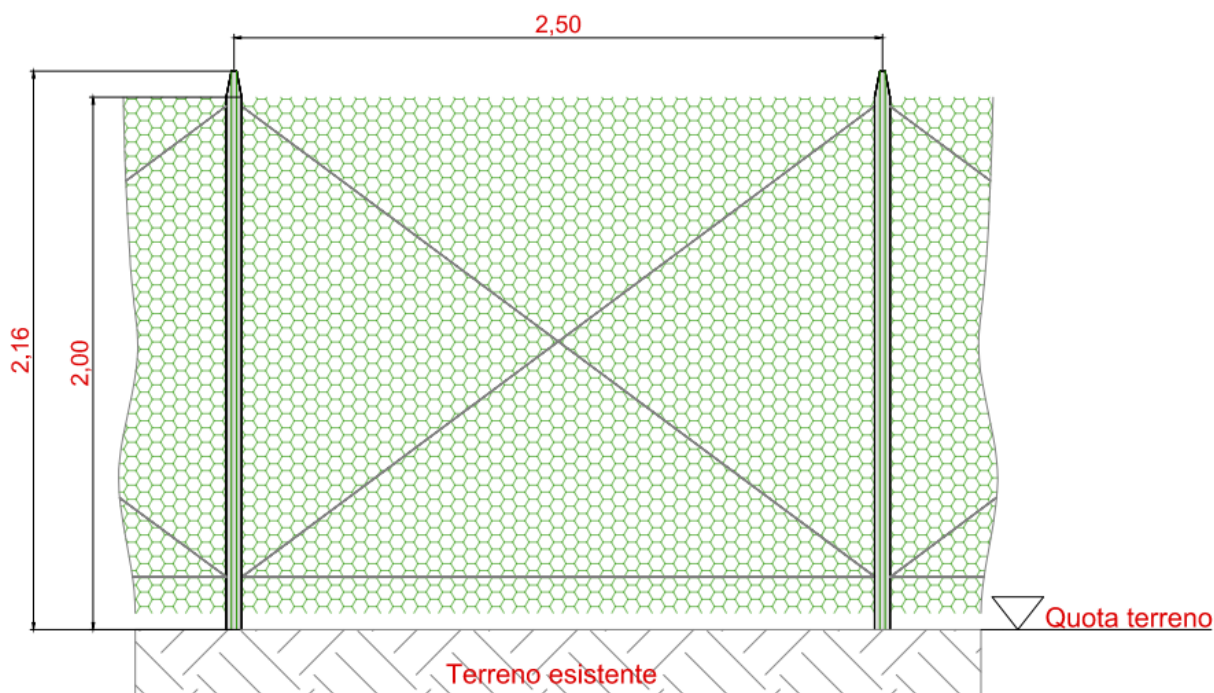


Figura 10-1 – Tipologia tipica recinzione

I paletti saranno di altezza fuori terra di circa 216 cm, infissi per una profondità variabile tra 60 e 150 cm direttamente nel terreno. L'interasse dei paletti sarà di 250 cm. Ogni 10 metri circa sulla recinzione saranno previste delle piccole aperture nella parte bassa al fine di permettere il passaggio di fauna di piccola taglia evitando conseguentemente che la recinzione assuma carattere di barriera ecologica.

10.2 Viabilità interna a carattere agricolo

L'impianto è caratterizzato da accessi su viabilità interpoderale e strade vicinali a servizio dell'impianto fotovoltaico e della cabina utente, e da una viabilità interna a carattere agricolo di servizio, che conduce alle piazzole previste intorno alle unità di trasformazione Inverter, necessaria, sia in fase di realizzazione dell'opera che durante l'esercizio dell'impianto, per l'accesso alle parti funzionali dell'impianto e per le operazioni di controllo e manutenzione. Le viabilità interna sarà di larghezza pari a 4,0 m e avrà un raggio minimo di curvatura interno di 5 m, per consentire un agevole passaggio dei mezzi agricoli in entrambe le direzioni di marcia, come da tavole di progetto e figure seguenti.

Le nuove piazzole e la viabilità a carattere agricolo sarà realizzata, previo opportuno scavo, in misto stabilizzato dello spessore di 10 cm su sottofondo in misto frantumato dello spessore di circa 40 cm.

Le strade interne saranno affiancate da cunette in terra per la raccolta delle acque piovane, tubazioni interrato saranno invece previste in corrispondenza degli attraversamenti per i mezzi agricoli.

Sezioni tipiche delle strade interne all'impianto sono riportate nelle seguenti figure.

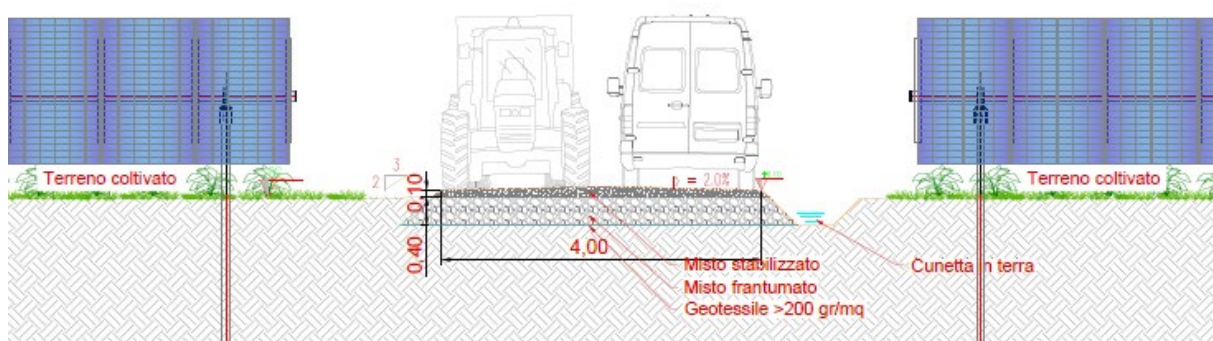


Figura 10-2 – Sezione tipica strada interna con cunetta

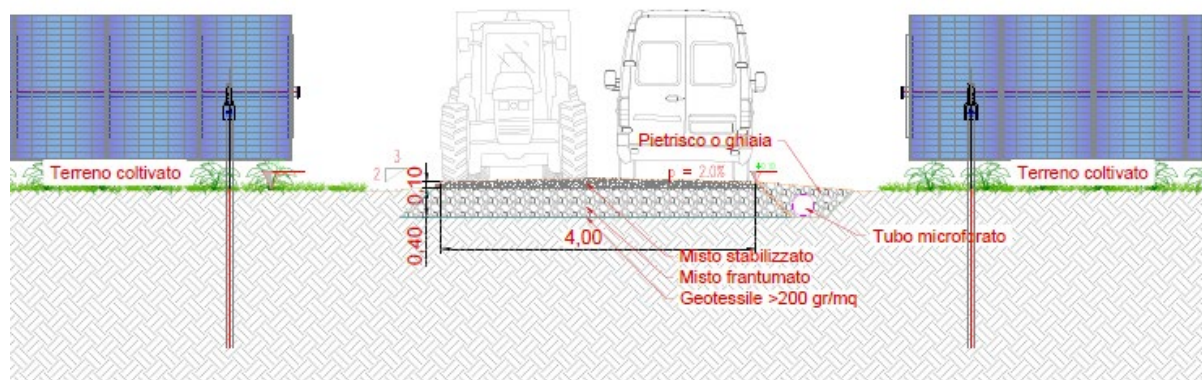


Figura 10-3 – Sezione tipica strada interna con drenaggio

10.3 Mitigazione perimetrale

Come indicato nelle tavole di progetto, per la maggior parte dell'estensione della recinzione di impianto, esternamente alla stessa, è prevista la messa a dimora di una fascia perimetrale di 10 m piantumata ad ulivi o mandorli, come riportato nelle seguenti figure. Per un breve tratto della recinzione questa stessa fascia arborea con ulivi sarà prevista maggiore di 10 m. La fascia arborea perimetrale contribuirà a schermare l'impianto e contribuirà all'inserimento paesaggistico e ambientale dell'opera.

Infine, lungo la recinzione perimetrale interna all'impianto non è prevista una fascia arborea, sempre in accordo alle seguenti figure.

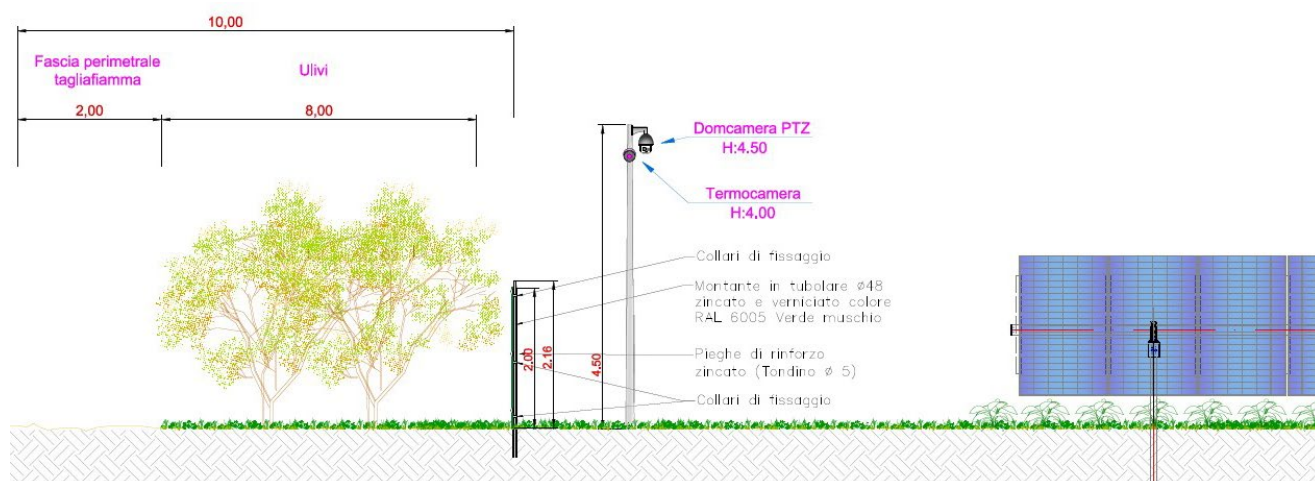


Figura 10-4 – Sezione fascia arborea perimetrale esterna alla recinzione

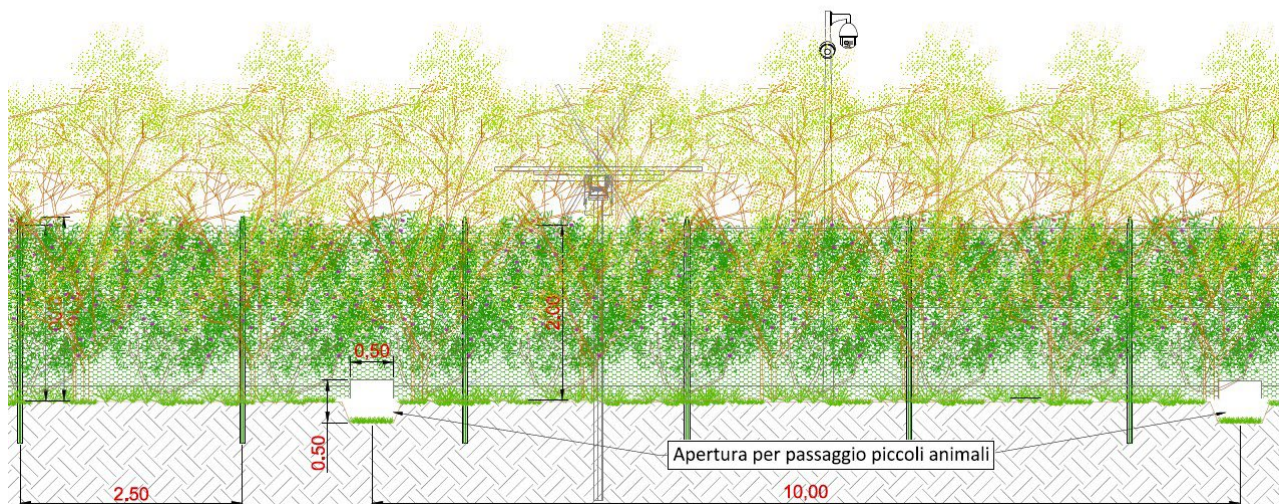


Figura 10-5 – Vista frontale fascia arborea perimetrale esterna alla recinzione

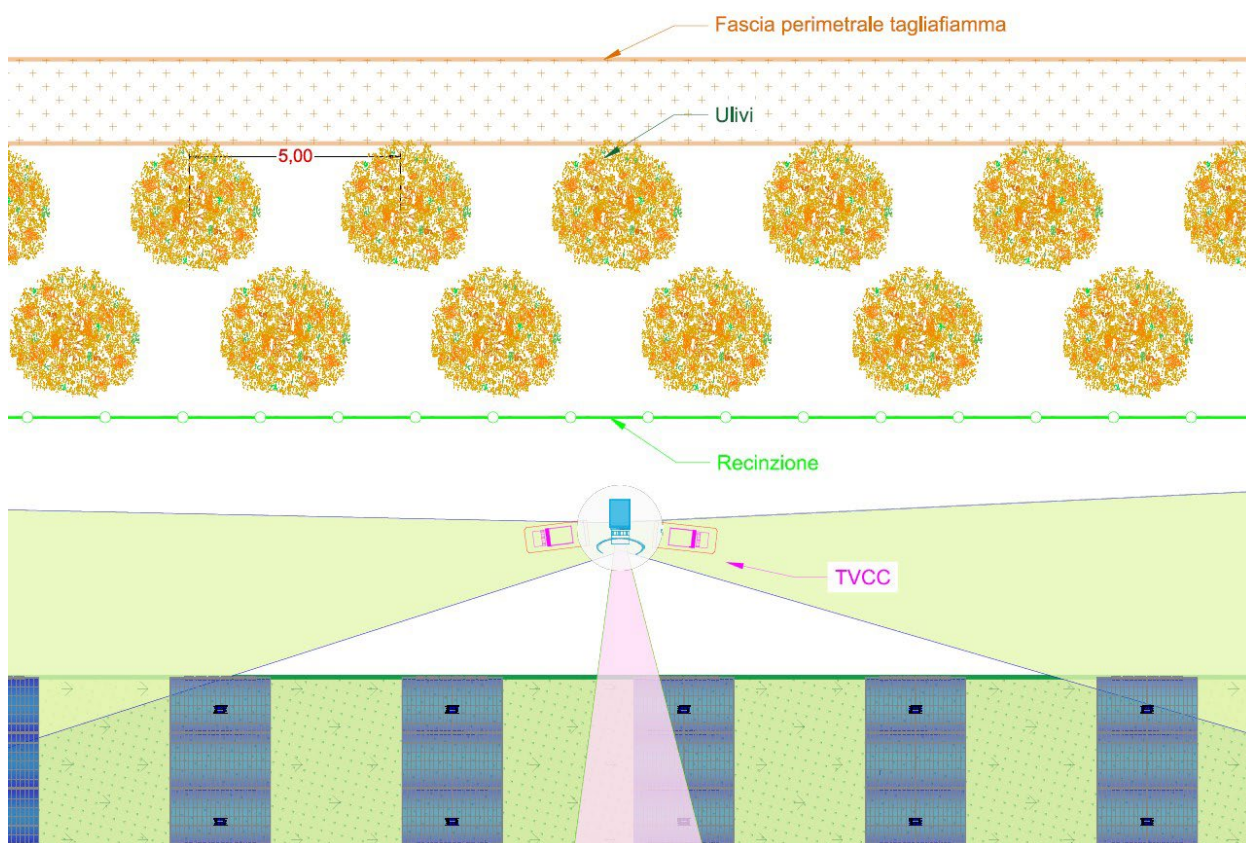


Figura 10-6 – Pianta fascia arborea perimetrale esterna alla recinzione

10.4 Cavidotti

All'interno del campo fotovoltaico verranno realizzati cavidotti per il reticolo dei collegamenti elettrici in bassa tensione utili al collegamento tra le stringhe dei moduli fotovoltaici e i quadri di parallelo Inverter localizzati nello Skid dell'Inverter Station.

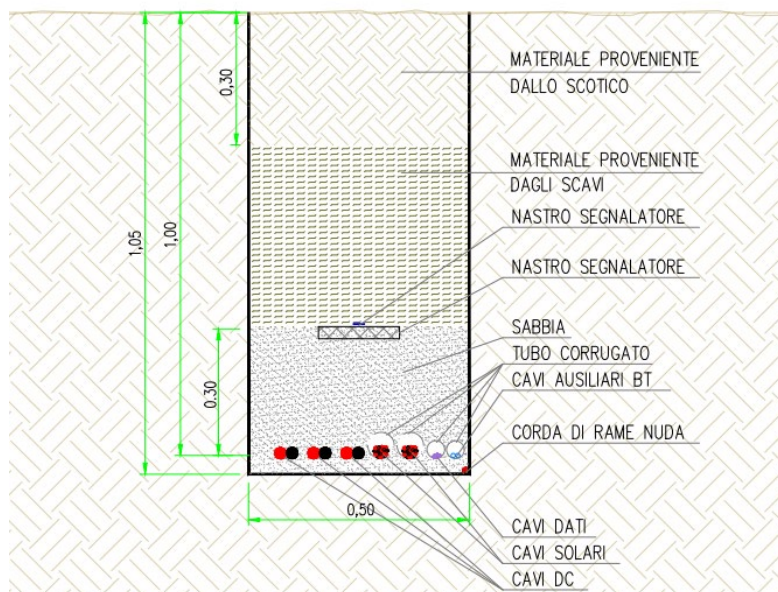


Figura 10-7 – Sezioni tipiche posa cavi BT

Oltre alla rete di distribuzione in bassa tensione verranno realizzate le dorsali a 36 kV per collegare le Cabine di trasformazione alle cabine di raccolta 36 kV localizzate centralmente all'area di impianto.

10.5 Trattamento del suolo

Al termine dei lavori di installazione dell'impianto, a partire dall'inizio dell'estate verranno eseguite una serie di lavorazioni finalizzate all'eliminazione della vegetazione secca, al fine di ottenere una completa preparazione del letto di semina su tutte le aree idonee alla coltivazione.

Le operazioni colturali inizieranno con il dissodamento meccanico di tutte le aree perimetrali "di colletto" di qualsiasi palo, basamento, pozzetto o comunque di tutto ciò che emerge dal terreno, e delle aree dove i pannelli sono più vicini al suolo e dovunque ci siano strutture che possano limitare il passaggio in altezza al di sotto dei due metri con macchine operatrici adeguate (es. fresatrice interceppo). Il passaggio successivo sarà di intervenire con un erpice snodato (detto comunemente tiller) trainato/portato da un trattore di medie dimensioni con arco di protezione reclinabile, per ridurre al minimo l'ingombro in altezza, in modo da poter lavorare senza problemi su tutta la superficie sottostante i pannelli.

La preparazione meccanica del terreno degli spazi liberi tra le file e delle aree perimetrali sarà

eseguita con un trattore di maggiore potenza, tramite intervento di aratura, cui seguiranno diversi passaggi di affinamento per portare il terreno in condizioni di tempera e, nel contempo, evitare la formazione di zolle persistenti di difficile gestione.

Dopo le fasi preparatorie menzionate, nel mese di settembre, si procederà ad una "finta semina", allo scopo di preparare un letto di semina privo di semi di malerbe infestanti. Nei mesi successivi nasceranno e si svilupperanno tutti i semi presenti sullo strato superficiale del terreno, che non riusciranno a raggiungere uno stadio riproduttivo per il sopraggiungere dell'inverno. Verso la fine di gennaio si procederà nuovamente all'affinatura del solo strato superficiale del terreno (top-soil), compattato dalle piogge invernali, intervenendo necessariamente anche con la fresa interceppo sugli spazi sotto ai pannelli e nelle vicinanze delle infrastrutture, mentre negli spazi liberi si praticherà una erpicatura superficiale. Si potrà finalmente procedere alle semine, differenziate sulla base del piano agronomico proposto dagli elaborati di progetto.

Le sementi erbacee da utilizzare per la rinaturalizzazione dei siti saranno prevalentemente specie tappezzanti e avranno l'obiettivo, attraverso il loro costante sfalcio, di consentire di restituire al terreno una nuova sostanza organica, garante della biodiversità derivante da studi sulla vegetazione naturale potenziale dell'area.

Dopo che tutto il terreno sarà stato sottoposto alle lavorazioni sopra menzionate si procederà ad effettuare la semina di un prato permanente sotto i pannelli, la piantumazione di leguminose da granella nello spazio dell'interfila e si provvederà, nella fascia perimetrale di mitigazione, all'apertura delle buche che accoglieranno le piante arboree (*Olea europea*). Le sementi erbacee da utilizzare per gli inerbimenti così come le specie arbustive per gli interventi di rinaturalizzazione saranno scelte in base a studi agronomico-botanici appositamente predisposti con lo scopo di produrre biomassa vegetale in modo da restituire sostanza organica al suolo attraverso la trinciatura di tali essenze.

10.6 Trasporto di materiali

Per quanto possibile si farà ricorso a strutture preassemblate e preverniciate, al fine di ridurre al minimo i trasporti e le attività di cantiere.

Per quanto riguarda la posa in opera dei cavidotti interrati è stimabile che siano necessari 2 escavatori per realizzare i cunicoli su cui posare i cavi e circa 4 autocarri per il trasporto della terra e per il trasporto delle cabine skid che giungeranno già assemblate e predisposte per il collegamento elettrico.

10.7 Uso di risorse

Durante le attività di cantiere l'approvvigionamento elettrico sarà garantito da gruppi elettrogeni. L'approvvigionamento idrico avverrà a mezzo stoccaggio in appositi serbatoi serviti da autobotte.

11 INTERFERENZE CAVI INTERRATI

Come dettagliato nelle tavole allegate al presente progetto (si vedano le tavole 6, 11b, 24 e 25), il percorso dei cavi 36 kV si svolge prevalentemente lungo le strade provinciali SP 42, SP 70, SP 103 e lungo strade vicinali. Lungo queste strade la sezione di posa principale prevede i cavi direttamente interrati con ripristino della pavimentazione stradale esistente.

Sezioni specifiche di posa saranno invece adottate per la risoluzione delle interferenze, che sono individuate puntualmente nella tavola 24. Le sezioni proposte per la risoluzione delle stesse sono riportate nella tavola 25.

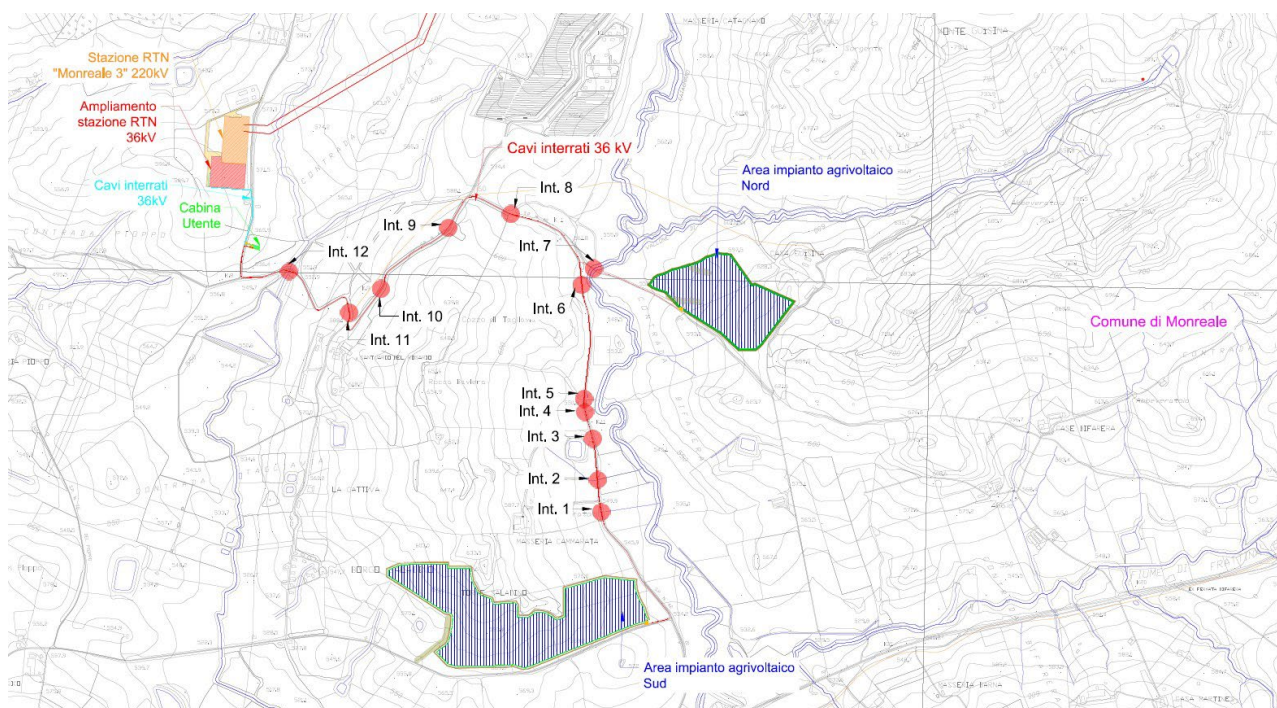


Figura 11-1 – Interferenze con cavidotti interrati impianto

Le interferenze individuate e relative risoluzioni sono riportate nella seguente tabella:

ID Int.	Descrizione	Cavi Interrati	Indicazioni per la posa
Int. 01	Attraversamento manufatto esistente	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 02	Attraversamento reticolo idrografico (manufatto esistente)	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 03	Attraversamento manufatto esistente	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 4	Attraversamento manufatto esistente	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 05	Attraversamento manufatto esistente	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 06	Attraversamento manufatto esistente	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 07	Attraversamento reticolo idrografico (manufatto esistente)	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 08	Attraversamento manufatto esistente	NR 2 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 09	Attraversamento manufatto esistente	NR 2 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 10	Attraversamento manufatto esistente	NR 2 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.
Int. 11	Attraversamento condotta idrica interrata	NR 2 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite protezione meccanica (cassonetto in cemento) con profondità maggiore o uguale a 1 m rispetto alla condotta.
Int. 12	Attraversamento reticolo idrografico (manufatto esistente)	NR 2 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa cavi 36 kV tramite trivellazione orizzontale controllata.

Tabella 11-1 – Identificazione interferenze

Si rimanda alla "Tav.25 - Modalità proposta per la risoluzione delle interferenze dei cavidotti" per i dettagli realizzativi della risoluzione individuata.

12 FASI E TEMPI DI ESECUZIONE

Per il cronoprogramma di esecuzione del progetto si rimanda alla relazione tecnica dedicata, inclusa nel presente progetto.

13 MANUTENZIONE

Gli impianti fotovoltaici connessi in rete devono essere sottoposti a manutenzione periodica, in modo da non determinare perdite di produzione che altrimenti potrebbero compromettere il piano economico e quindi il ritorno dell'investimento.

La manutenzione deve essere svolta da personale qualificato. L'intervento di manutenzione dell'impianto fotovoltaico è da programmare, insieme con le verifiche periodiche, almeno una volta all'anno, meglio all'inizio della primavera, in modo che eventuali difetti non compromettano la produzione del periodo estivo.

La manutenzione consiste nel porre rimedio agli inconvenienti emergenti dall'esame a vista e dalle misure e prove, nell'eseguire le operazioni richieste dal costruttore dell'inverter e nella pulizia dei moduli con acqua (evitare spazzole dure e solventi).

Il progetto deve considerare la disposizione ottimale dei componenti dell'impianto affinché siano facilmente raggiungibili e prevedere gli spazi necessari al personale per la manutenzione. Va quindi garantita l'accessibilità ai moduli, ai quadri e agli inverter, sia per le prove e misure che per eventuali sostituzioni di componenti.

Gli inverter sono dotati di display che indica i principali parametri dell'impianto e quindi consente di avere un'indicazione di massima sulle condizioni complessive dell'impianto stesso ed è accessoriabile con sistemi di monitoraggio.

Infine, è opportuno predisporre un registro su cui riportare i risultati delle verifiche, gli interventi di manutenzione, i guasti e le anomalie che hanno interessato l'impianto.

14 ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

14.1 Ricadute sociali

I principali benefici attesi, in termini di ricadute sociali, connessi con la realizzazione dell'Impianto agrivoltaico, possono essere così sintetizzati:

- misure compensative a favore dell'amministrazione locale, che contando su una maggiore disponibilità economica, può perseguire lo sviluppo di attività socialmente utili, anche legate alla sensibilizzazione nei riguardi dello sfruttamento delle energie alternative;
- proseguimento dell'attività agricola e miglioramento della produttività agronomica delle aree interessata dall'impianto e parziale riasfaltatura delle strade lungo le quali saranno posate le dorsali di collegamento a 30 kV.

Per quanto concerne gli aspetti legati ai possibili risvolti socioculturali derivanti dagli interventi in progetto, nell'ottica di aumentare la consapevolezza sulla necessità delle energie alternative, la Società organizzerà iniziative dedicate alla diffusione ed informazione circa la produzione di energia da fonte rinnovabile quali ad esempio:

- visite didattiche nell'Impianto agrivoltaico aperte alle scuole ed università;
- campagne di informazione e sensibilizzazione in materie di energie rinnovabili,
- attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili aperte alla popolazione.

14.2 Ricadute occupazionali

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico e delle relative opere di connessione coinvolge un numero rilevante di persone: occorrono infatti tecnici qualificati (agronomi, geologi, consulenti locali) per la preparazione della documentazione da presentare per la valutazione di impatto ambientale e per la progettazione dell'impianto, nonché personale per l'installazione delle strutture e dei moduli, per la posa dei cavi, per l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche, per il trasporto dei materiali, per la realizzazione delle opere civili, per l'avvio dell'impianto, per la preparazione delle aree per l'attività agricola, ecc.

Le esigenze di funzionamento e manutenzione dell'Impianto agrivoltaico contribuiscono alla creazione di posti di lavoro locali ad elevata specializzazione, quali tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d'impianto ed i responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

A queste figure si deve poi assommare il personale tecnico che sarà impiegato per il lavaggio dei moduli fotovoltaici ed i lavoratori agricoli impiegati nelle attività di coltivazione e raccolta delle colture dell'impianto agrivoltaico. Il personale sarà impiegato regolarmente per tutta la vita utile dell'impianto, stimata in circa 30 anni.

Gli interventi in progetto comporteranno significativi benefici in termini occupazionali, di seguito riportati:

- vantaggi occupazionali per la fase di cantiere;
- vantaggi occupazionali per la fase di esercizio dell'impianto agrivoltaico, quantificabili in:
 - tecnici impiegati periodicamente per le attività di manutenzione e controllo delle strutture, dei moduli, delle opere civili;
 - vantaggi occupazionali indiretti, quali impieghi occupazionali indotti dall'iniziativa per aziende che graviteranno attorno all'esercizio dell'impianto agrivoltaico, quali ditte di carpenteria, edili, società di consulenza, società di vigilanza, imprese agricole, ecc.

Le attività di lavoro indirette saranno svolte prevalentemente ricorrendo ad aziende e a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti.

14.3 Ricadute economiche

Gli effetti positivi socioeconomici relativi alla presenza di un impianto agrivoltaico che riguardano specificatamente le comunità che vivono nella zona di realizzazione del progetto possono essere di diversa tipologia.

In primis, ai sensi dell'Allegato 2 (Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative) al D.M. 10/09/2010 *"Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"*, *"..l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative a carattere non meramente patrimoniale a favore degli stessi comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientali correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi"*.

Oltre ai benefici connessi con le misure compensative che saranno concordate con i comuni interessati, un ulteriore vantaggio per le amministrazioni locali e centrali è connesso con gli ulteriori introiti legati alle imposte.

Inoltre, nella valutazione dei benefici attesi per la comunità occorre necessariamente considerare il meccanismo di incentivazione dell'economia locale derivante dall'acquisto di beni e servizi che sono prodotti, erogati e disponibili nel territorio di riferimento. In altre parole, nell'analisi delle ricadute economiche locali è necessario considerare le spese che la Società sosterrà durante l'esercizio, in quanto i costi operativi previsti saranno direttamente spesi sul territorio, attraverso l'impiego di manodopera qualificata, professionisti ed aziende reperiti sul territorio locale.

15 TERMINOLOGIA

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini ricorrenti nel campo dell'installazione di generatori fotovoltaici a costituire sistemi elettrici di generazione di potenza destinati ad essere connessi alla rete elettrica.

- **Angolo di azimut:** angolo esistente tra la normale al piano di captazione solare (modulo fotovoltaico) e il piano del meridiano terrestre che interseca il piano di captazione in un punto centrale. L'angolo è positivo per orientamenti verso Est, negativo per orientamenti verso Ovest.
- **Angolo di inclinazione:** angolo formato dal modulo fotovoltaico con l'orizzontale (piano tangente alla superficie terrestre in quel punto). L'angolo è positivo per inclinazioni rivolte verso l'equatore, negativo per inclinazioni rivolte verso il polo.
- **Blocco o sottocampo o subcampo fotovoltaico:** una o più stringhe fotovoltaiche associate e distinte in base a determinate caratteristiche, così come può essere l'occupazione geometrica del suolo, oppure le cui stringhe sono interconnesse elettricamente per dare la potenza nominale al sistema di condizionamento della potenza (PCS).
- **Campo fotovoltaico:** l'insieme di tutti i blocchi o sottocampi che costituiscono l'impianto fotovoltaico.
- **Cella fotovoltaica:** dispositivo base allo stato solido che converte la radiazione solare direttamente in elettricità a corrente continua.
- **Condizioni Standard:** condizioni in cui l'irraggiamento della radiazione solare è pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C.
- **Convertitore statico c.c./c.a.:** apparecchiatura che rende possibile la conversione ed il trasferimento della potenza da una rete in corrente continua alla rete in corrente alternata. E' denominato pure invertitore statico (inverter).
- **Impianto fotovoltaico connesso alla rete:** sistema di produzione dell'energia elettrica costituito da un insieme di componenti ed apparecchiature destinate a convertire l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica da consegnare alla rete di distribuzione in corrente alternata monofase o trifase. I componenti fondamentali dell'impianto sono:
 - il generatore fotovoltaico vero e proprio, costituito dal campo fotovoltaico;
 - il Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS).
- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente e sigillate meccanicamente dal costruttore in un'unica struttura (tipo piatto piano), o ricevitore ed ottica (tipo a concentrazione). Costituisce l'unità minima singolarmente maneggiabile e rimpiazzabile.
- **Potenza di picco:** è la potenza espressa in Wp (watt di picco), erogata nel punto di massima potenza nelle condizioni standard dal componente o sottosistema fotovoltaico.

- **Quadro di campo:** o anche di parallelo stringhe, è un quadro elettrico in cui sono convogliate le terminazioni di più stringhe per il loro collegamento in parallelo. In esso vengono installati anche dispositivi di sezionamento e protezione.
- **Quadro di consegna:** o anche d'interfaccia è un quadro elettrico in cui viene effettuato il collegamento elettrico del gruppo di conversione statica in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione. Esso contiene apparecchiature per sezionamento, interruzione, protezione e misura.
- **Rete pubblica in bassa tensione (BT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione pubblica in corrente alternata, di tipo monofase o trifase, con tensione nominale da oltre 50 V fino a 1000 V.
- **Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS):** è costituito da un componente principale, il convertitore statico c.c./c.a. (inverter), e da un insieme di apparecchiature di comando, misura, controllo e protezione affinché l'energia venga trasferita alla rete con i necessari requisiti di qualità ed in condizioni di sicurezza sia per gli impianti che per le persone.
- **Società Elettrica:** soggetto titolare della gestione ed esercizio della rete BT di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti.

16 NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

Normativa di carattere generale e leggi di riferimento

- Decreto Ministeriale 06/08/2010
- Delibera n°260/06
- Delibere 88/07, 89/07, 90/07
- Delibera n. 188/05 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
- Decreto Ministeriale 28/07/2005 e successive modifiche ed integrazioni
- Decreto legislativo 29/12/2003 n.387
- Decreto del Ministero Ambiente 16/03/2001
- Delibera n. 224/00 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (G.U. n. 19 del 24 gennaio 2001)
- Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 200 kW
- Legge 5 Marzo 1990 n. 46 (G.U. n. 59 Serie generale del 12 marzo 1990)

Norme per la sicurezza degli impianti

- Legge 9 gennaio 1991 n. 9 (G.U. n. 13 Serie generale del 16 gennaio 1991)
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10 (G.U. n. 13 Serie generale del 16 gennaio 1991)
- Decreto 19 luglio 1996 (G.U. n. 172 Serie generale del 24 luglio 1996)

Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio armato, normale e precompresso

ed a struttura metallica

- Legge 2 febbraio 1974 n. 64 - Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche
- Circolare Ministero LL.PP. 14 febbraio 1974 n. 11951 - Applicazione delle norme sul cemento armato L. 5111171 n. 1086
- Decreto 14 febbraio 1992

Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche

- Decreto 16 gennaio 1996

Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".

- Decreto 16 gennaio 1996

Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche.

- Circolare Ministero LL.PP. 4 luglio 1996 n. 156AA.GG./STC
- Istruzione per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" di cui al Decreto Ministeriale 16 gennaio 1996
- Decreto 14 agosto 1996 n. 493 (G.U. n. 223 del 14 agosto 1996)
- Circolare Ministero LL.PP. 10 aprile 1997 n. 65/AA.GG
- Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche" di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996

Normativa riguardante la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici

- CEI PAS 82-93: Impianti Agrivoltaici

Normativa riguardante la progettazione, l'esecuzione e il collaudo dell'impianto fotovoltaico

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 150 V in corrente continua;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili.
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 4501750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 4501750V;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 4611990;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici;
- ENEL DV 606 - Marzo 1997 - Pannello semplificato per la protezione di interfaccia monofase per autoproduttori;
- ENEL DK 5940 - Criteri di allacciamento di impianti di autoproduzione alla rete BT di distribuzione;
- ENEL DK 5740 - Criteri di allacciamento di tetti fotovoltaici alla rete MT di distribuzione - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- IEC 1646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules n Design qualification and type approved;
- CEI 82-4 (EN 61173) - Protezioni contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia;
- Guida CEI 82-8 (EN 61215) Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI 82-9 (EN 61727) - Sistemi fotovoltaici (FV). Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- CEI 22-7 (EN 60146-1-1) - Convertitori a semiconduttore - Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali;
- CEI 22-8 (EN 60146-1-3) Convertitori a semiconduttore - Prescrizioni generali e convertitori

commutati dalla linea Parte 1-3: Trasformatori e reattori;

- CEI 22-9 (EN 50091-2) UPS - Parte 2: Prescrizioni di compatibilità elettromagnetica (EMC);
- CEI 74-4 (EN 50091-1) UPS - Parte 1: Prescrizioni generali e di sicurezza, che stabiliscono i requisiti nei confronti della sicurezza dei prodotti in bassa tensione in conformità alle prescrizioni della direttiva CEE n. 73/23;
- CEI 110-31 (EN 61000-3-2) del 411995, per i limiti delle armoniche in rete;
- CEI 110-28 (EN 61000-3-3) del 1011995, per le fluttuazioni di tensione;
- CEI 110-1; CEI 110-6; CEI 110-8, per la compatibilità elettromagnetica e la limitazione delle emissioni in RF.
- CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", seconda edizione, 2008-09;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", prima edizione, 2001-01;
- CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", terza edizione, 1997:12;
- CEI EN 50443, "Effetti delle interferenze elettromagnetiche sulle tubazioni causate da sistemi di trazione elettrica ad alta tensione in corrente alternata e/o da sistemi di alimentazione ad alta tensione in corrente alternata"
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo", prima edizione, 2006:02;
- CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni";
- CEI EN 50522 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a";
- CEI 11-17, "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica – Linee in cavo".

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materie, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.