

Regione Sicilia



Comune di Calatafimi Segesta



Provincia di Trapani



Comune di Gibellina



Progetto di un impianto agrivoltaico avanzato denominato "Làgani", una potenza complessiva pari a 70,365 MWp integrato con un sistema di accumulo della potenza di 10 MW, da realizzarsi nei Comuni di Calatafimi Segesta (TP) e Gibellina (TP)

PROGETTO DEFINITIVO

DELL'IMPIANTO DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI

CODICE ELABORATO

GOSO_CLT_001_R_00

TITOLO ELABORATO

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

Proponente:

GO-SOLE

GO-SOLE S.r.L.

Piazza del Grano 3
39100 Bolzano (BZ)
go-sole@legalmail.it

CF/P.IVA 03225430218

Progettazione



Progettista

Dr. Geol. Michele Ognibene



Dr. Ing. Daniele Cavallo

| REVISIONI | N. | Data | Descrizione revisione | Redatto | Controllato | Approvato |
|-----------|----|------|-----------------------|--------------------------------|-------------|-----------|
| | | 00 | 28.08.2024 | DEFINITIVO PER CONSEGNA VIA/AU | R.CAVALLO | D.CAVALLO |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

| | |
|---|-----------|
| 1. OGGETTO E SCOPO | 5 |
| 2. DATI GENERALI | 5 |
| 2.1. Dati del Proponente..... | 5 |
| 2.2. Località di realizzazione dell'intervento | 6 |
| 2.3. Destinazione d'uso..... | 6 |
| 2.4. Dati catastali | 6 |
| 2.5. Connessione..... | 8 |
| 3. DESCRIZIONE DELLA FONTE UTILIZZATA | 9 |
| 3.1. Sviluppi internazionali per il fotovoltaico | 9 |
| 3.2. L'agrivoltaico..... | 11 |
| 3.3. Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici | 14 |
| 3.3.1. Requisito A | 14 |
| 3.3.2. Requisito B | 15 |
| 3.3.3. Requisito C | 15 |
| 3.3.4. Requisiti D ed E | 16 |
| 4. IMPIANTO AGRIVOLTAICO "LÀGANI" | 18 |
| 4.1. Principi generali per la scelta del sito | 18 |
| 4.2. Identificazione migliore tecnologia da adottare | 18 |
| 4.2.1. Impianto fisso | 18 |
| 4.2.2. Impianto monoassiale (inseguitore di rollio) | 19 |
| 4.2.3. Impianto monoassiale (inseguitore ad asse polare) | 19 |
| 4.2.4. Impianto monoassiale (inseguitore di azimut) | 20 |
| 4.2.5. Impianto biassiale | 20 |
| 4.2.6. Impianto biassiale su strutture elevate | 20 |
| 4.2.7. Valutazione soluzione migliore | 21 |
| 4.3. Impianto Agrivoltaico "Làgani" | 21 |
| 5. RISPARMIO EMISSIONI E PRODUZIONE IMPIANTO..... | 25 |
| 5.1. Risparmio di combustibile..... | 25 |
| 5.2. Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive..... | 25 |
| 5.3. Stima produzione impianto fotovoltaico | 25 |
| 6. VALUTAZIONE DEL RITORNO ENERGETICO SULL'INVESTIMENTO..... | 29 |
| 6.1. Inquadramento | 29 |
| 6.2. Valutazione specifica dell'EROEI | 31 |
| 7. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO | 32 |
| 7.1. Inquadramento geografico e territoriale | 32 |

| | |
|---|-----------|
| 7.2. Inquadramento geologico e geomorfologico del sito | 34 |
| 7.3. Inquadramento vincolistico | 37 |
| 7.4. Inquadramento paesaggistico | 39 |
| 8. DESCRIZIONE GENERALE | 40 |
| 9. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO | 42 |
| 10. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 43 |
| 10.1. Moduli fotovoltaici | 43 |
| 10.2. Strutture di supporto | 45 |
| 10.2.1. Considerazioni ecologiche | 48 |
| 10.2.2. Altezza ottimale | 48 |
| 10.2.3. Montaggio rapido | 48 |
| 10.2.4. Massima durata | 49 |
| 10.3. Collegamento dei moduli fotovoltaici | 49 |
| 10.4. Cabine di conversione inverter | 49 |
| 10.5. Cabine MT | 51 |
| 10.6. Cavi | 53 |
| 10.6.1. Cavi solari di stringa | 53 |
| 10.6.2. Cavi solari DC | 53 |
| 10.6.3. Cavi alimentazione trackers | 54 |
| 10.6.4. Cavi Dati | 54 |
| 10.6.5. Cavi MT | 54 |
| 10.7. Rete di terra | 56 |
| 10.8. Misure di protezione e sicurezza | 57 |
| 10.8.1. Protezione contro il corto circuito | 57 |
| 10.8.2. Misure di protezione contro i contatti diretti | 57 |
| 10.8.3. Misure di protezione contro i contatti indiretti | 57 |
| 10.8.4. Misure di protezione dalle scariche atmosferiche | 57 |
| 10.9. Sistemi ausiliari | 58 |
| 10.9.1. Sistema di sicurezza e sorveglianza | 58 |
| 10.9.2. Sistema di monitoraggio e controllo | 58 |
| 10.9.3. Sistema di illuminazione e forza motrice | 59 |
| 10.10. Connessione alla RTN | 59 |
| 10.11. Sistema di accumulo | 60 |
| 11. REALIZZAZIONE IMPIANTO | 62 |
| 11.1. Recinzione | 62 |
| 11.2. Viabilità interna a carattere agricolo | 63 |

| | |
|--|----|
| 11.3. Mitigazione perimetrale..... | 64 |
| 11.4. Cavidotti | 67 |
| 11.5. Trattamento del suolo..... | 68 |
| 11.6. Trasporto di materiali | 69 |
| 11.7. Uso di risorse | 69 |
| 11.8. Progetto idraulico | 69 |
| 11.9. Demolizione ruderi esistenti | 71 |
| 11.10. Dismissione o Spostamento linee MT e BT | 73 |
| 12. INTERFERENZE CAVI INTERRATI | 76 |
| 13. FASI E TEMPI DI ESECUZIONE | 79 |
| 14. MANUTENZIONE..... | 79 |
| 15. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE..... | 80 |
| 15.1. Ricadute sociali | 80 |
| 15.2. Ricadute occupazionali..... | 80 |
| 15.3. Ricadute economiche | 81 |
| 16. TERMINOLOGIA | 82 |
| 17. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO | 84 |

1. OGGETTO E SCOPO

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico avanzato, mediante tecnologia fotovoltaica con tracker monoassiale, che la Società proponente – GO-SOLE srl - intende realizzare in agro dei Comuni di Calatafimi Segesta (TP) e Gibellina (TP).

L'impianto avrà una potenza installata di 70.365 kWp 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 70.365 kWp, la potenza in immissione sarà di 54,400 kW, 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, sporco, mismatch, conversione ecc.) e delle perdite di connessione alla rete, l'energia immessa al punto di consegna non sarà mai superiore a tale valore. Qualora, in condizioni meteo-climatiche favorevoli, l'impianto potesse produrre più potenza, la stessa sarà limitata a livello dei convertitori AC/DC in modo da non superare il limite di immissione previsto al punto di consegna.

Si evidenzia inoltre che l'impianto sarà completo di un sistema di accumulo da 10 MW, con capacità di 40 MWh.

L'impianto permetterà di ottenere una produzione annua di circa 131 GWh/anno, pari al consumo medio annuo di energia elettrica di 52.250 famiglie.

Questo progetto, inoltre, apporterà importanti benefici ambientali sia in termini di mancate emissioni di inquinanti che di risparmio di combustibile: l'impianto consentirà di evitare l'emissione di circa 58.000 t/anno di anidride carbonica. Il bilancio sull'ambiente sarà pertanto nettamente positivo.

2. DATI GENERALI

2.1. DATI DEL PROPONENTE

Di seguito i dati anagrafici del soggetto proponente:

| SOCIETA' PROPONENTE | |
|----------------------------|--|
| Denominazione | GO-SOLE S.R.L. |
| Indirizzo sede legale | Piazza del Grano, 3 - 39100 Bolzano (BZ) |
| Codice Fiscale/Partita IVA | 03225430218 |
| Capitale Sociale | 10.000,00 € |
| PEC | go-sole@legalmail.it |

Tabella 2-1 – Informazioni principali della Società Proponente

2.2. LOCALITÀ DI REALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

L'impianto agrivoltaico oggetto del presente documento sarà realizzato nel comune di Calatafimi Segesta (TP). Il cavidotto 30 kV relativo all'impianto interesserà invece i comuni di Calatafimi Segesta e di Gibellina (TP).

La Stazione Utente, il sistema di accumulo e le opere di rete relative all'impianto saranno realizzate nel comune di Gibellina (TP).

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 di Calatafimi Segesta (TP) sono:

- Area impianto 1:
 - FG 106 particelle 30, 38
- Area impianto 2:
 - FG 107 particelle 146, 147, 148, 149, 166, 167, 169, 170, 171, 177, 178, 179, 180, 181, 185, 186, 187
- Area impianto 3:
 - FG 107 particella 26
- Area impianto 4:
 - FG 107 particelle 37, 39, 42, 43, 57, 104, 105, 106, 125, 151, 152, 153, 154, 160, 161, 162
- Area impianto 5:
 - FG 108 particelle 2, 9, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 21, 23, 24, 25, 27, 37, 38, 39, 40, 41, 57, 60, 61, 71, 72, 75, 76,77
- Area impianto 6:
 - FG 109 particelle 8, 9
 - FG 112 particelle 1, 3, 37, 38, 53, 54, 57, 100, 101, 102, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114
- Area impianto 7:
 - FG 113 particelle 104, 105, 122, 135, 136, 162, 163, 189, 190, 123, 73, 167, 63, 72, 160, 161, 166, 168, 186, 187, 188
- Area impianto 8:
 - FG 122 particelle 68, 126, 127

L'area della Stazione Utente e dello stallo condiviso 220 kV interesserà i seguenti terreni, così come individuati da catasto del comune di Gibellina (TP):

- FG 5 particelle 192, 209, 210 e 284

Il sistema di accumulo intesserà i seguenti terreni, così come individuati da catasto del comune di Gibellina (TP):

- FG 5 particelle 180, 190

Le opere di rete e la stazione RTN cui si collegherà l'impianto, interesserà invece i seguenti terreni, così come individuati da catasto del comune di Gibellina (TP):

- FG 7 particelle 115, 214, 216

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 Calatafimi Segesta (TP) |
| Potenza di Picco (kWp) | 70.365 kWp |
| Potenza Nominale (kW) | 54.400 kWp (Potenza disponibile per la connessione) |
| Informazioni generali del sito | Sito collinare ben raggiungibile da strade statali/provinciali/comunali |
| Tipo di strutture di sostegno | Inseguitore monoassiale |
| Coordinate area impianto 1 | Latitudine 37°51'25.45"N Longitudine 12°52'40.04"E |
| Coordinate area impianto 2 | Latitudine 37°51'50.60"N Longitudine 12°52'58.58"E |
| Coordinate area impianto 3 | Latitudine 37°51'49.80"N Longitudine 12°53', 24.90"E |
| Coordinate area impianto 4 | Latitudine 37°51'36.00"N Longitudine 12°53'6.38"E |
| Coordinate area impianto 5 | Latitudine 37°51'50.99"N Longitudine 12°53'47.31"E |
| Coordinate area impianto 6 | Latitudine 37°51'49.75"N Longitudine 12°54'42.50"E |
| Coordinate area impianto 7 | Latitudine 37°51'30.81"N Longitudine 12°55'44.26"E |
| Coordinate area impianto 8 | Latitudine 37°51'11.52"N Longitudine 12°55'57.49"E |
| Coordinate BESS | Latitudine 37°49'2.13"N Longitudine 12°56'25.68"E |
| Coordinate stazione utente | Latitudine 40°42'51.42"N |

| | |
|-----------------------------|---------------------------|
| | Longitudine 8°24'31.65"E |
| Coordinate stallo condiviso | Latitudine 37°49'17.96"N |
| | Longitudine 12°56'28.40"E |
| Coordinate stazione RTN | Latitudine 40°42'51.42"N |
| | Longitudine 8°24'31.65"E |

Tabella 2-2 – Dati impianto

2.5. CONNESSIONE

La Società FRI-EL S.p.A. ha presentato a Terna S.p.A. ("il Gestore") la richiesta di connessione alla RTN per una potenza in immissione di 54,4 MW. Alla richiesta è stato assegnato Codice Pratica 202200711.

Il progetto di connessione prevede che la centrale venga collegata in antenna a 220 kV con una nuova stazione elettrica di smistamento (SE) a 220 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Partinico - Partanna".

La STMG è stata volturata alla società proponente il progetto, con accettazione da parte di Terna S.p.A. in data 06 Giugno 2024.

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 trovano 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 culturale), 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 preconditione 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 esplicitare 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 esplicitare 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 “LÀGANI”

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 130,62 GWh e circa 1856 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 sfrutta3bilità 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 "LÀGANI"

Alla luce delle definizioni e dei requisiti identificati nei paragrafi precedenti, l'impianto agrivoltaico "Làgani", oggetto del presente progetto, può avvalersi della definizione di impianto agrivoltaico integrato innovativo, in funzione delle seguenti caratteristiche peculiari:

- adotta soluzioni integrative innovative di cui al punto C delle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici del giugno 2022 atte a garantire la piena integrazione tra l'attività agricola e la produzione di energia fotovoltaica volte a ottimizzare le prestazioni di entrambi sistemi;
- con riferimento alla superficie totale d'impianto, circa il 90% ne rappresenta l'area coltivata (62,43 ha), suddivisa nella maniera seguente:

| Tipologia coltivazione | Superficie (Ha) |
|---|-----------------|
| Coltivazione piante officinali | 7,2468 |
| <i>Rosmarino</i> | 3,6062 |
| <i>Lavanda</i> | 0,3751 |
| <i>Origano</i> | 3,2655 |
| Oliveto | 13,1374 |
| Coltivazione Prati stabili (foraggiere permanenti) | 90,0768 |
| Impianto area di rinaturalizzazione (macchia termofila) | 2,2506 |
| Impianto area di mitigazione impluvi (vegetazione ripariale) | 2,2901 |

Tabella 4-1 – Suddivisione area coltivata

- mantiene l'attività agricola sull'area, attualmente destinata a colture estensive ed incolto prevedendo la realizzazione di prati polifiti, ideali sia per la semplicità di gestione che per l'allevamento ovino;
- completa l'attività agricola con l'olivocoltura (tramite la realizzazione di una fascia perimetrale, che funge da opera di mitigazione e schermatura verso le aree limitrofe e la coltivazione di un'area agricola dedicata) e con la coltivazione di piante officinali;
- riqualificazione i bacini irrigui esistenti che troveranno funzione nella conservazione dell'avifauna esistente e potranno essere utilizzati per l'irrigazione delle attività agricole.

Alla luce dell'analisi dei presenti paragrafi, si può riassumere la corrispondenza ai requisiti delle Linee Guida del MiTe per mezzo della seguente tabella:

| N. Requisito | Requisito | Impianto "Làgani" |
|--------------|--|--|
| A.1 | $Sup_{Agricola}/Sup_{Totale} > 70\%$ | 92,14 % |
| A.2 | $LAOR (Sup_{Captante}/Sup_{Totale}) < 40\%$ | 26,19 % |
| B.1 | Continuità dell'attività agricola: a) esistenza e resa della coltivazione b) Mantenimento indirizzo produttivo | Si è stimato un aumento del fabbisogno di manodopera e un miglioramento dell'indirizzo produttivo in quanto, oltre alla coltivazione di colture erbacee e colture da rinnovo, si aggiungerà la piantumazione di oliveti e piante officinali. |
| B.2 | Producibilità elettrica minima ($FV_{agri} \geq 0,6 \times FV_{standard}$) | $FV_{agri}/FV_{standard} = 91,5 \%$ (avendo stimato in 142,68 GWh/anno la producibilità di un impianto fotovoltaico standard sulla stessa superficie. |

| N. Requisito | Requisito | Impianto "Làgani" |
|--------------|---|--|
| C.1 | Altezza minima dei moduli fotovoltaici dal suolo: <ul style="list-style-type: none"> • Superiore a 2,1 m nel caso di attività colturale • Superiore a 1,3 m nel caso di attività zootecnica | 3,23 m (Altezza asse di rotazione) 2,10 m (Altezza minima dal suolo) |
| C.2 | Attività Agricola svolta sotto i moduli | L'attività agricola svolta sia sotto le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici che nelle interfila, attraverso la realizzazione di un prato stabile polifita e la coltivazione di piante officinali sarà di tipo meccanizzato. |
| D.1 | Monitoraggio del risparmio idrico | Le colture previste sono colture in asciutto tranne per i casi in cui si prevede una irrigazione di soccorso e nell'impianto delle piante officinali. Sarà però installato un sistema di sensori adatti al monitoraggio dello stato di umidità del suolo, sia al di sotto dei moduli che sulle parti non coperte ("testimone" – cfr. E.2). |
| 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 |
| E.1 | Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo | Saranno previste analisi del terreno ogni 3-5 anni per identificare le caratteristiche fondamentali del suolo e la dotazione di elementi nutritivi: scheletro, tessitura, carbonio organico, pH del suolo, calcare totale e calcare attivo, conducibilità elettrica, azoto totale, fosforo assimilabile, capacità di scambio cationico (CSC), basi di scambio (K scambiabile, Ca scambiabile, Mg scambiabile, Na scambiabile), Rapporto C/N, Rapporto Mg/K. |
| E.2 | Monitoraggio del microclima | Prevista l'installazione di sensori agro-meteo che permettono di registrare e ottenere numerosi dati relativi alle colture (ad esempio la bagnatura fogliare) e all'ambiente circostante (valori di umidità dell'aria, temperatura, velocità del vento, radiazione solare). |
| E.3 | I risultati dei monitoraggi verranno appuntati nel quaderno di campagna. | I risultati dei monitoraggi verranno appuntati nel quaderno di campagna. |

Tabella 4-2 – Verifica dei requisiti previsti dalla CEI 82-93 (Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici)

Alla luce di quanto sopraesposto, è possibile affermare che l'impianto "Làgani", rispetta i requisiti A, B, C e D previsti dalla CEI PAS 82-93 (Linee Guida in Materia di Impianti Agrivoltaici), e può pertanto essere qualificato come **impianto agrivoltaico avanzato**.

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 | 24.425,19 |
| TEP risparmiate in 20 anni | 488.503,80 |

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] | 444,4 | 0.058 | 0.218 | 0.003 |
| Emissioni evitate in un anno [ton] | 58.045,75 | 7,63 | 28.52 | 0,38 |
| Emissioni evitate in 20 anni [ton] | 1.160.914,9 | 152,56 | 570,48 | 7,60 |

Fonte dati: Rapporto ISPRA 317/2020 tabelle 2.3 e 2.15

5.3. STIMA PRODUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

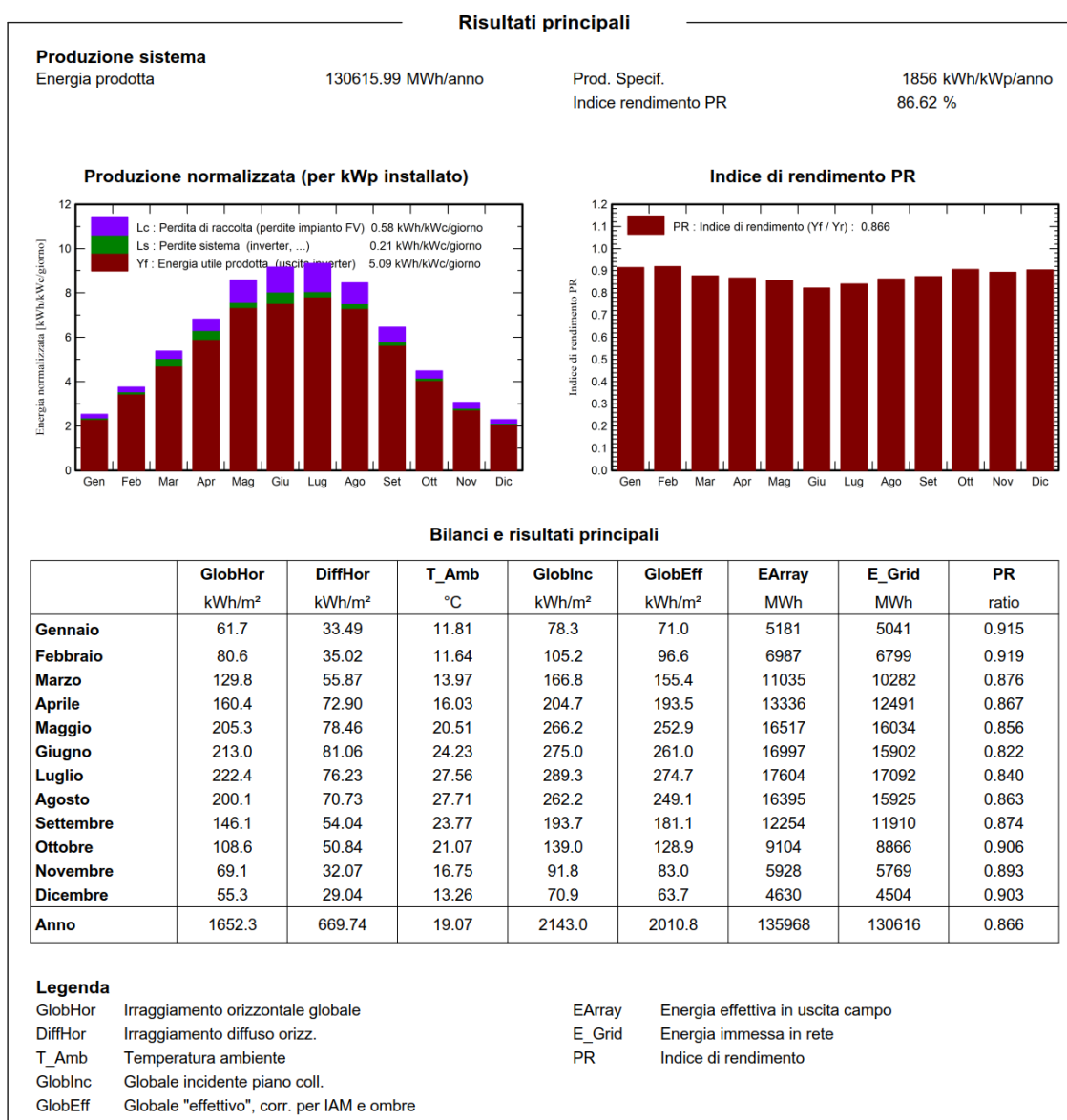
L'impianto, come detto, sarà installato nei Comuni di Calatafimi Segesta e Gibellina (TP) nelle aree identificate dalle coordinate baricentriche identificate nel precedente paragrafo.

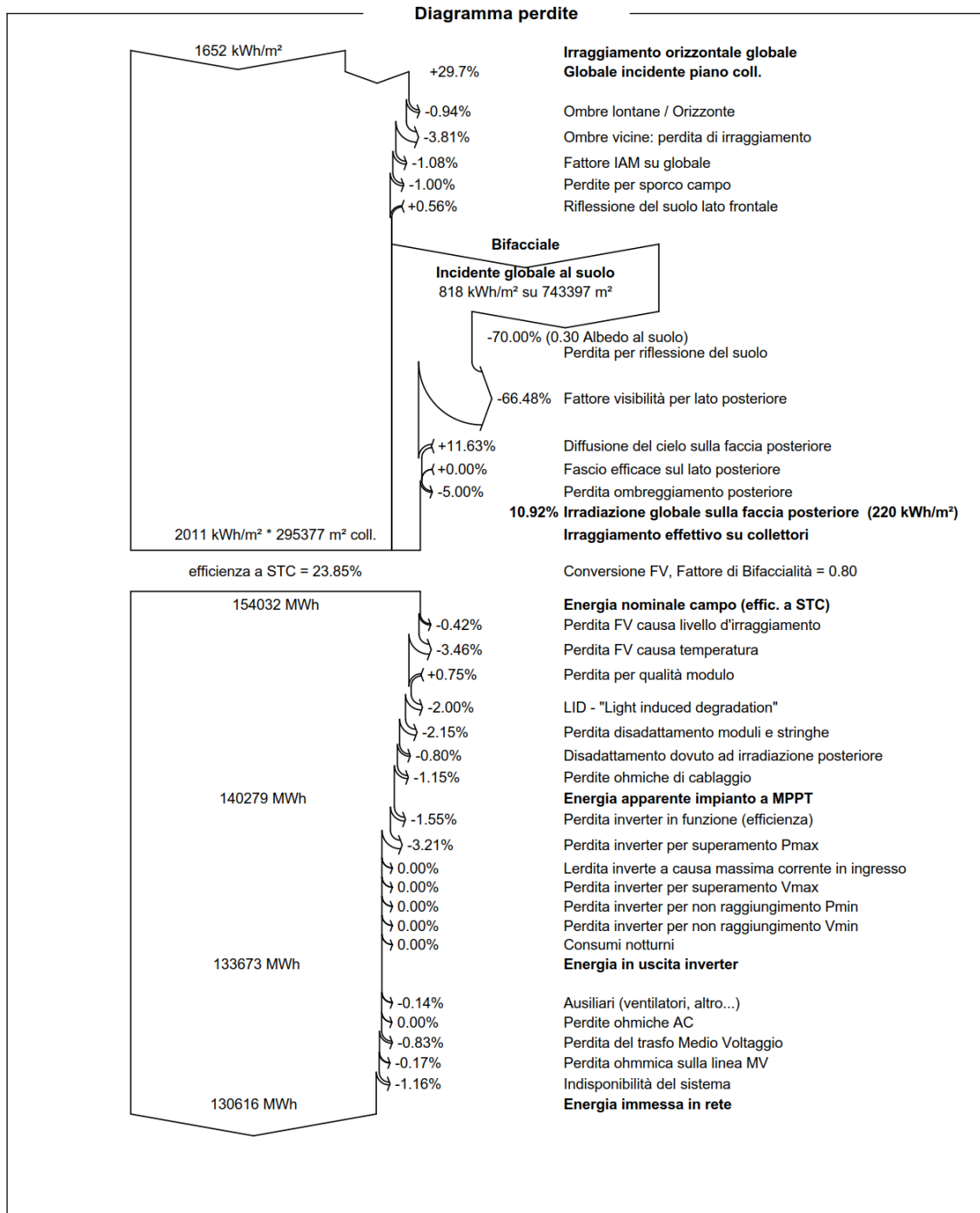
Nella località di progetto si può considerare un irraggiamento medio annuo su superficie del modulo fotovoltaico installato su tracker di circa 2143 kWh/m².

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

$$PSTC = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = 740 \times 95.088 = 70.365 \text{ kWp}$$

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





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteonorm 8.1 (1991-2009), Sat=100%
 Tipo TMY, multi anno
 Differenza da anno in anno (Varianza) -1.0 %
Deviazione Standard
 Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale (meteo e sistema)

Variabilità (Somma quadratica media) 2.1 %

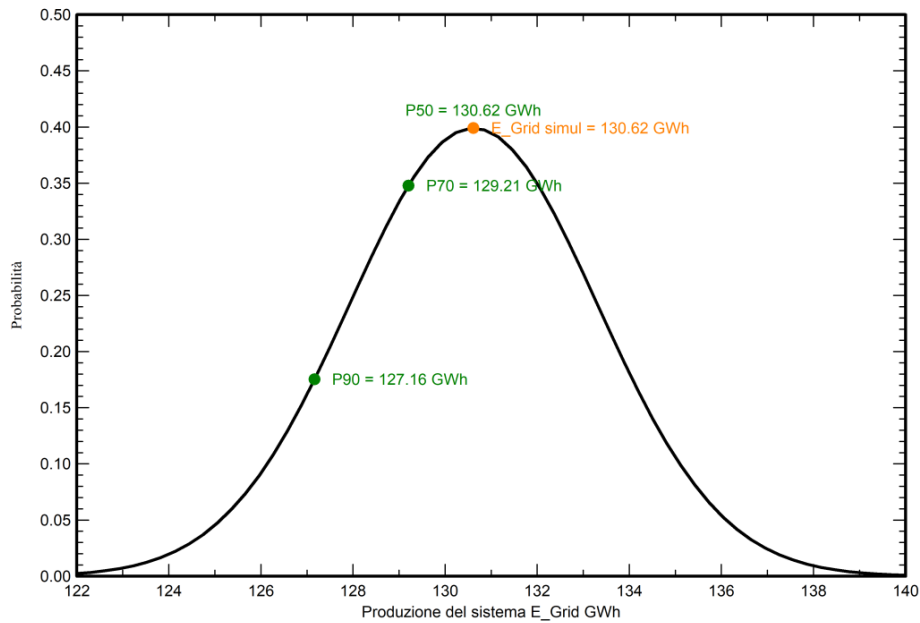
Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV 1.0 %
 Incertezza nella stima efficienza inverter 0.5 %
 Incertezze di disadattamento e sporcizia 1.0 %
 Incertezza nella stima del degrado 1.0 %

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità 2.69 GWh
 P50 130.62 GWh
 P90 127.16 GWh
 P70 129.21 GWh

Distribuzione di probabilità



6. VALUTAZIONE DEL RITORNO ENERGETICO SULL'INVESTIMENTO

6.1. INQUADRAMENTO

L'utilizzo delle fonti di energia ha un costo; per valutare l'efficienza e la sostenibilità dell'investimento occorre procedere ad un confronto pesato fra costi e benefici. In tal senso, è stato da tempo introdotto un criterio di valutazione basato sulle quantità di energia spese per la realizzazione e ricavate dal funzionamento di un impianto, sintetizzato con il coefficiente EROEI (Energy Returned On Energy Invested) o EROI (Energy Returned On Investment). In italiano, si parla di Ritorno energetico dell'investimento.

L'EROEI è dunque il rapporto fra l'energia che un impianto è in grado di produrre durante la sua vita attiva e l'energia necessaria per costruirlo, alimentarlo, mantenerlo ed infine smantellarlo. In formula l'indice risulta il seguente:

$$\text{EROEI} = \frac{\text{energia prodotta}}{\text{energia spesa}}$$

Un valore di EROEI pari a 10 indica che per ogni unità di energia spesa nella produzione si ottengono 10 unità di energia prodotta. Un investimento energetico è valido in generale quando l'energia che viene prodotta da quell'impianto durante la sua vita attiva è superiore a quella spesa per realizzarlo e farlo funzionare. La convenienza energetica si ha quindi solo per valori di EROEI > 1.

Il calcolo dell'indice EROEI non è semplice e le valutazioni possono essere discordanti, tuttavia costituisce un riferimento importante. L'incertezza nei risultati dipende dalla complessità e dalla variabilità dei fattori energetici.

Il calcolo rigoroso è basato sull'analisi del ciclo di vita dell'impianto, che fa riferimento agli standard ISO per quanto riguarda l'individuazione dei criteri. Il ciclo di vita comprende l'energia necessaria per:

- estrarre, trasportare e trasformare i minerali e le materie prime
- produrre i componenti
- costruire e realizzare l'impianto in loco
- rifornire e mantenere l'impianto
- smantellare l'impianto a fine vita

è da sottolineare che l'incertezza e la variabilità dei dati in ingresso in tali valutazioni sono molto elevate e dipendenti dalle tecnologie e l'organizzazione dei singoli produttori e gestori dei vari impianti e dalle dimensioni degli stessi.

Di seguito si riporta una tabella di letteratura che riassume le valutazioni massime e minime dell'EROEI per i principali vettori e fonti energetiche:

| Fonte primaria o secondaria | EROEI | |
|---|--------|---------|
| | Minimo | Massimo |
| Fonti energetiche esauribili | | |
| Petrolio | 5 | 15 |
| Metano | 8 | 20 |
| Carbone | 2 | 17 |
| Nucleare | 1 | 20 |
| Sabbia bituminosa | 1 | 1,5 |
| Fonti energetiche rinnovabili | | |
| Idroelettrico | 30 | 100 |
| Eolico | 10 | 80 |
| Geotermico | 2 | 13 |
| Fotovoltaico | 3 | 60 |
| Solare termico | 30 | 200 |
| Solare termodinamico | 10 | 20 |
| Biomasse solide | 3 | 27 |
| Impianti biogas | 10 | 20 |
| Energie dalle onde, dalle maree e correnti marine | 2 | 10 |
| Risparmio energetico | 2 | 300 |
| Vettori energetici rinnovabili | | |
| Gassificazione biomassa | 2 | 10 |
| Bioetanolo da cereali-barbabietole-leguminose | 1 | 5 |
| Bioetanolo da canna da zucchero | 3 | 8 |
| Bioetanolo da cellulosa | 2 | 7 |
| Bioetanolo da gassificazione | 2 | 6 |
| Olio vegetale da oleaginose | 3 | 6 |
| Biodiesel | 3 | 5 |
| Olio da microalghe | 5 | 10 |

Fonte: www.energoclub.org

Tabella 6-1 – Valutazioni massime e minime EROEI

Nel calcolo dell'EROEI non è conteggiato il contenuto energetico della fonte primaria, che sia quello del petrolio o della radiazione solare; questo penalizza nel confronto le fonti rinnovabili perché non tiene conto del fatto che sono "gratuite": l'energia non utilizzata viene dissipata senza produrre costo energetico o monetario.

È stato proposto da tempo l'uso di un indice EROEI globale, valido per confrontare la convenienza di un investimento energetico tra fonti esauribili e fonti rinnovabili (FER); si è visto che l'applicazione di questo tipo di valutazione porterebbe ad avere un parametro globale sempre >1 per le FER e sempre <1 per le fonti esauribili, ovvero:

- circa 0,4 per la generazione elettrica con combustibili fossili

- 0,8 per produrre carburanti dal petrolio
- - 0,8-0,9 per produrre energia termica da un combustibile tradizionale

6.2. VALUTAZIONE SPECIFICA DELL'EROEI

La valutazione dell'energia prodotta è esplicitata nella relazione "GOSO_CLT_005_Rapporto di producibilità" ed ha portato ad un valore pari a 130,616 GWh/a di energia immessa in rete.

Il valore dell'energia spesa per la realizzazione dell'impianto può essere invece valutato in base alle informazioni tecniche messe a disposizione dai principali fornitori di fiducia del Proponente e da dati relativi ad altri impianti simili, da cui risulta un consumo energetico pari a 2,7 MWh per ogni kWp installato. Detto valore comprende l'energia per: costruzione di tutti i componenti dell'impianto (pannelli, tracker, inverter, componentistica, apparati elettrici, ecc.); installazioni e realizzazioni; operazioni di amministrazione, manutenzione e sicurezza; trasporti; smaltimenti.

Risulta quindi che per la realizzazione, funzionamento e dismissione dell'impianto Làgani un valore approssimativo dell'indice EROEI è stimabile come sotto:

$$E_{\text{prodotta}} = 130,616 \text{ GWh/anno} \times 20 \text{ anni} = 2.612 \text{ GWh}$$

$$E_{\text{spesa}} = 2,7 \text{ MWh/kWp} \times 70.365 \text{ kWp} = 189.986 \text{ MWh} = 190.0 \text{ GWh}$$

$$\text{EROEI} = E_{\text{prodotta}} / E_{\text{spesa}} = \mathbf{13,75}$$

L'indice risulta in linea con i valori tabellati da letteratura e pertanto accettabile.

In conclusione, il ritorno dell'investimento energetico dell'impianto in progetto è da ritenersi nettamente positivo.

7. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

7.1. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E TERRITORIALE

L'area presa in considerazione nel presente progetto ricade amministrativamente all'interno del Comune di Calatafimi Segesta (TP), per un'area complessiva recintata di circa 106 ettari.

Dal punto di vista cartografico, l'area di impianto ricade all'interno delle Tavole Foglio n°257, Quadrante II Orientazione SE denominato "Calatafimi" mentre la stazione lato utente e il sistema di accumulo interesseranno il Foglio n°257 Quadrante II Orientazione NE "S. Ninfa". Il tracciato del cavidotto ricadrà anche nel Foglio n°258 Quadrante IV Orientazione SO "Monte Pietroso" e il Foglio n°258 Quadrante III Orientazione NO "Gibellina", della Carta Ufficiale d'Italia edita dall' I.G.M.I. in scala 1:25.000. Il progetto si inquadra altresì nella Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000 all'interno delle sezioni 606110 "Monte Baronìa" i cluster da Area 1 ad Area 6 e parte del cavidotto, nella sezione 606120 "Sirignano" i sotto impianti Area 7 e Area 8 e parte del cavidotto, infine nella sezione 606160 "Costa di Raia" la stazione lato utente, il sistema di accumulo e la parte terminale del cavidotto.

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



Figura 7-1 – Inquadramento regionale

Le coordinate delle diverse aree di impianto, nonché del sistema di accumulo, della stazione utente, dello stallo condiviso e delle opere di rete sono riportate in Tabella 2-2.

Si riportano di seguito estratti delle tavole di progetto riportanti l'inquadramento di tali opere.

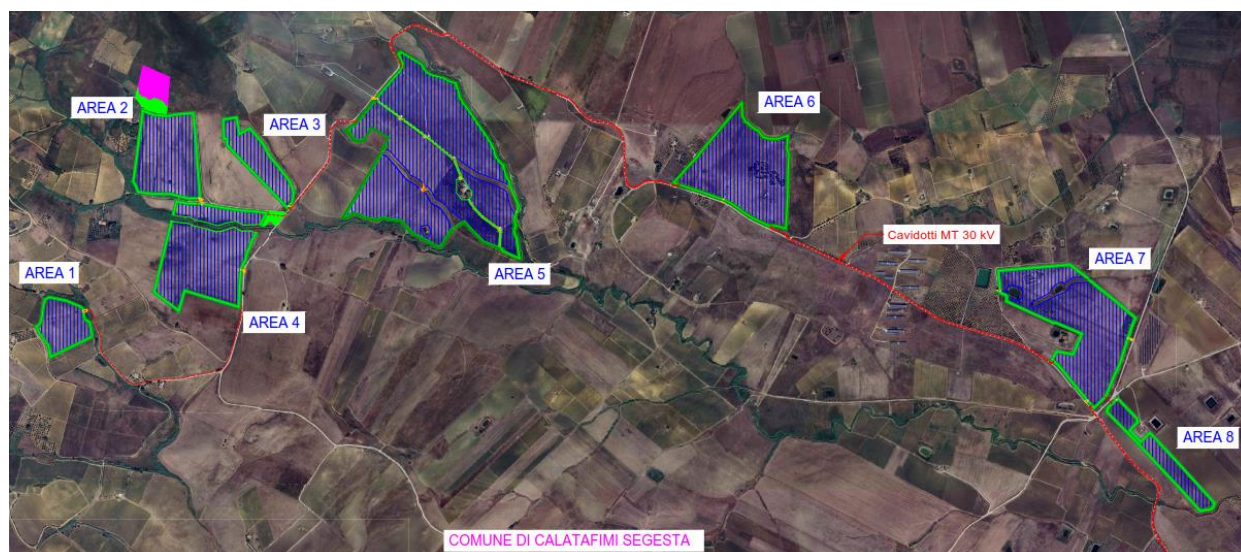


Figura 7-2 – Area impianto su ortofoto



Figura 7-3 – Area opere di rete su ortofoto

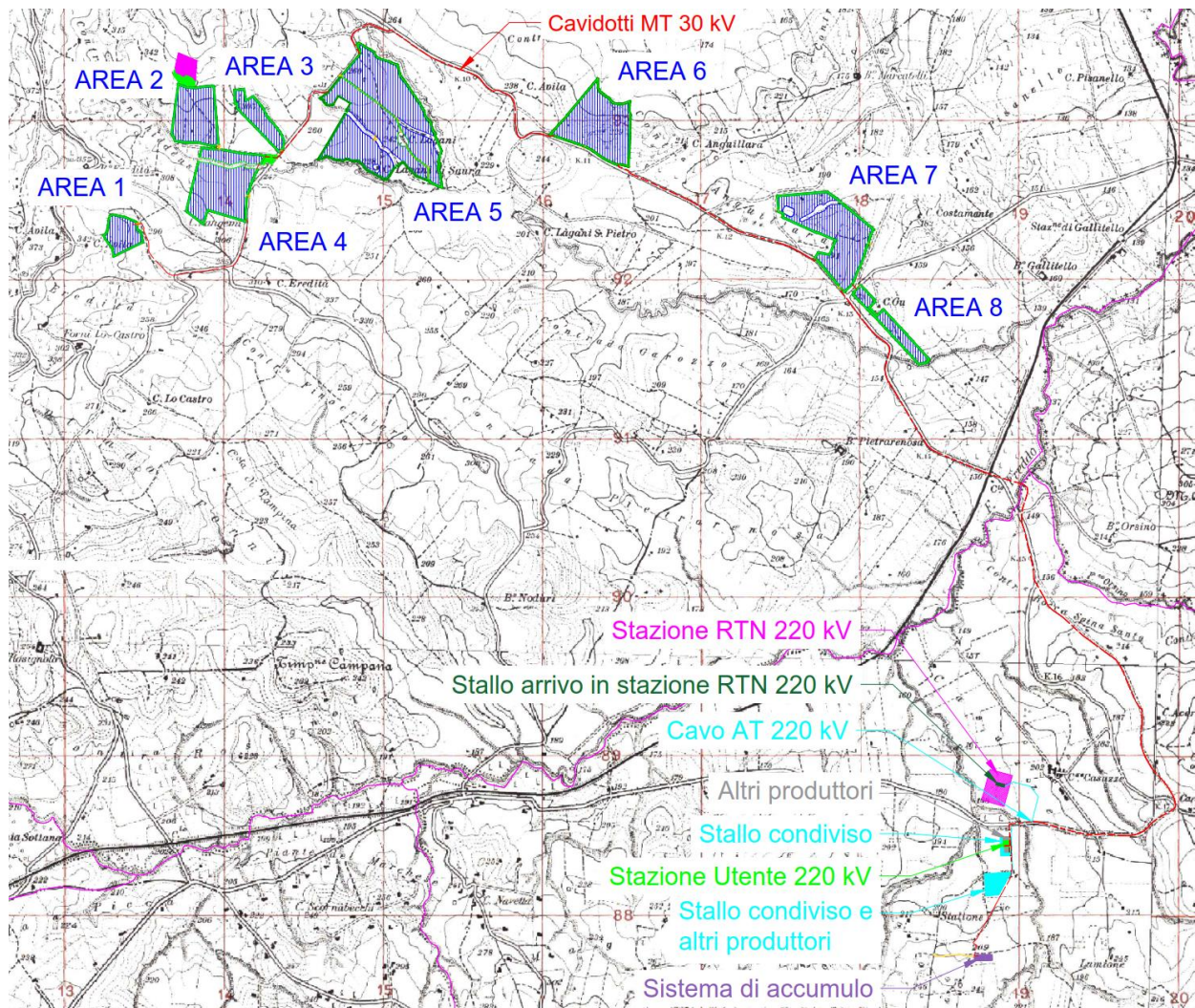


Figura 7-4 – Inquadramento su IGM 1:25000 – Area impianto

7.2. INQUADRAMENTO GEOLOGICO E GEOMORFOLOGICO DEL SITO

Dal punto di vista geologico generale l'area in progetto si inquadra in un contesto, appartenente al settore settentrionale della Sicilia, espressione della componente nord-occidentale della catena Appenninico-Maghrebide (Catalano et al., 1995; 1996). I terreni affioranti in quest'area sono rappresentati, principalmente, da successioni meso-cenozoiche carbonatiche di mare basso e da un pacco di pelagiti argillo-marnosi e arenacei (Unità Trapanesi), da successioni meso-cenozoiche carbonatiche di mare basso (Unità Panormidi), da successioni meso-cenozoiche carbonatiche e silicoclastiche di mare profondo (Unità Imeresi) e da terreni clastico-terrigeni del Flysch Numidico. Ricoprono l'edificio strutturale i depositi calcarenitici detritico-organogeni plio-quadernario.

Nel dettaglio, nell'area oggetto di studio affiorano una serie di formazioni geologiche di età compresa tra il Cretaceo superiore e l'attuale, rappresentate da unità riferibili alla Catena Appenninico-Maghrebide e riconducibili alle seguenti diverse unità Stratigrafico Strutturali di seguito descritte dalle più antiche alle più recenti.

Formazione Terravecchia (facies conglomeratico-arenacea sigla Carg TRV-1)

Trattasi di una formazione complessa caratterizzata da un'estrema eterogeneità strutturale e tessiturale che permette di dividerla in diverse facies: facies conglomeratico-arenacea; facies arenacea e facies pelitica. La facies conglomeratico-arenacea (TRV1) è costituita da un'alternanza irregolare di ortoconglomerati oligomittici e areniti (o sabbie). I conglomerati si presentano con elementi arrotondati pluridimensionali di natura principalmente quarzarenitica e calcarea, clasto- sostenuti o fango-sostenuti e immersi in una matrice arenitico-sabbiosa color marrone. I livelli arenacei sono costituiti da grani essenzialmente quarzarenitici di taglia variabile immersi in matrice siltoso-argillosa; spesso sono poco coerenti o incoerenti (sabbie). Questa affiora in corrispondenza delle porzioni meridionali dell'area 4 e lungo il tracciato del cavidotto tra le aree 1 e 4.

Formazione Terravecchia (membro conglomeratico-sabbioso sigla Carg TRV-2)

La facies conglomeratico-sabbiosa mostra nel complesso una stratificazione piano parallela od ondulata ben evidente a grande scala; all'interno dei livelli conglomeratici è possibile riscontrare delle "embriciature" nei ciottoli mentre all'interno dei livelli arenacei sono osservabili laminazioni. La facies arenacea è costituita esclusivamente da areniti e/o sabbie color marrone e variamente cementate, in cui si intercalano sottili livelli irregolari di conglomerati o argilliti grigio-azzurre; le sabbie sono di taglia medio-fine e quando coerenti (areniti) sono composte da grani immersi in una matrice siltosa con cemento quarzarenitico; all'interno degli strati sabbiosi sono facilmente individuabili laminazioni e stratificazioni piano parallele, incrociate e a lisca di pesce. Tale formazione ricopre totalmente il substrato dell'area 2 e parzialmente le porzioni settentrionali dell'area 3 e occidentali dell'area 4. Una preliminare caratterizzazione sismo-stratigrafia ha consentito di ottenere delle prime indicazioni sugli spessori delle unità coinvolte e le relative velocità delle onde s. Nello specifico è stata effettuata un'indagine di sismica masw (Mw1) all'interno dell'area 1.

I risultati, piuttosto omogenei, hanno evidenziato la presenza di una coltre di terreno agrario con spessore di circa 1,10 m dal p.c. per poi passare ad una porzione sabbiosa poco consistente fino a 5 metri dal p.c..

Formazione Terravecchia (membro pelitico-argilloso sigla Carg TRV)

La facies pelitica è costituita da argille sabbioso-siltose, spesso marnose di colore grigio-azzurro, in cui si intercalano sottili livelli arenitici e talora lenti conglomeratiche; la frazione argillosa è costituita essenzialmente da caolinite, illite e montmorillonite, mentre lo scheletro sabbioso è costituito da grani di diversa natura (quarzo, calcite, gesso, etc.). La facies si presenta quasi sempre massiva e in alcuni punti tettonizzata.

Tale formazione, predominante nel sito in progetto, ammantava le aree 5, 6, 7, le porzioni centro settentrionali dell'area 8, gran parte delle opere di rete incluso la stazione lato utente ed il sistema di accumulo. Una preliminare caratterizzazione sismo-stratigrafia ha consentito di ottenere delle prime indicazioni sugli spessori delle unità coinvolte e le relative velocità delle onde s.

Nello specifico sono state effettuate due indagini di sismica masw (Mw2 e Mw4) all'interno delle aree 3 e 5. I risultati hanno evidenziato la presenza di una coltre di eluviale con spessore di circa 1,10-3 m dal p.c. per poi passare ad una porzione argillosa rilevata fino a 16 metri dal p.c..

Complesso alluvionale

È costituito da tutte le litologie di natura alluvionale, ovvero ghiaie, sabbie e limi, affioranti lungo le aste del Fiume Freddo e degli affluenti significativi, nonché da depositi alluvionali terrazzati.

Le ghiaie si presentano con clasti di natura poligenica, arrotondati e immersi in una matrice sabbioso-limosa incoerente; la giacitura delle ghiaie è sub-orizzontale. Le sabbie hanno granulometria variabile e sono costituite da grani quarzosi e carbonatici. I terrazzi fluviali invece, si presentano sub-pianeggianti e sono costituiti in prevalenza da ghiaie e sabbie. Tali depositi interessano in maniera molto limitata un tratto del cavidotto in corrispondenza dell'interferenza con l'attraversamento del Fiume Freddo, la stazione RTN e le porzioni meridionali delle aree 5 e 8 in corrispondenza della quale è stata effettuata l'indagine sismica Masw 3.

I risultati hanno evidenziato la presenza di una coltre di terreno vegetale con spessore di circa 1 m dal p.c. per poi passare ai depositi alluvionali costituita da sabbie e limi con spessori di circa 4 metri.

Dal punto di vista morfologico generale i manufatti in progetto si collocano all'interno del sottobacino idrografico del Fiume San Bartolomeo, a quote assolute comunque assai modeste ed appartenenti prevalentemente alle classi 100-200 m s.l.m. e 200-300 m.

Dal punto morfo-altimetrico il sito in progetto risulta delimitato nella parte settentrionale da una cinti di rilievi collinari tra i quali si annoverano da nord ovest verso nord est Pizzo Castelluzzi (547 m s.l.m.), Pizzo Seifila (506 m s.l.m.) e Pizzo Falcone (398 m s.l.m.). A ovest riconosciamo il Monte Baronia (630 m s.l.m.) mentre a sud oltre l'alveo del Fiume Torto si rilevano Montagna della Magione (556 m s.l.m.), Montagna Finestrelle (663 m s.l.m.) e Rocca delle Penne (673 m s.l.m.).

Dall'analisi della carta delle pendenze il sito risulta caratterizzato da valori medi che ricadono nella classe 2-5° e 5-10.

Alla luce della configurazione morfologica sopra descritta i fenomeni di dissesto appaiono piuttosto diffusi e quasi sempre riconducibili allo stesso meccanismo di disequilibrio, ovvero a fenomeni di richiamo vallivo delle incisioni idrografiche in approfondimento, in particolare nell'Area 5, le quali determinano pendenze tali da creare una instabilità delle sponde e conseguentemente diffusi fenomeni superficiali di richiamo nell'immediato intorno, a monte e ai fianchi delle incisioni, anche in corrispondenza di pendenze assai modeste. Stante tale situazione geomorfologica esistente, tenuto conto anche delle pendenze generali degli areali di interesse appare possibile ma necessariamente subordinato ad una accurata e puntuale sistemazione idrogeologica degli impluvi che interferiscono con gli areali interessati. Tali opere dovrebbero essenzialmente mirare ad un rimodellamento degli alvei incisi con una ulteriore riduzione delle pendenze e con la protezione sia del fondo alveo che delle stesse pareti.

Per quanto riguarda la dorsale interrata di collegamento alla sottostazione, questa si estenderà per circa 12 km principalmente lungo la viabilità pubblica, inevitabilmente, si rilevano, aree in dissesto del manto stradale, non censite in seno alla cartografia PAI, spesso per mancata e/o scarsa manutenzione o per scorrette pratiche di aratura che di fatto vanno ad obliterare i presidi idraulici esistenti. Le verifiche dirette attraverso sopralluoghi, integrate con gli studi e le indagini specifiche, hanno evidenziato alcune situazioni di pericolosità censite anche in seno alla cartografia PAI. In particolare si riscontra complessivamente un'area di interferenza relativo al cavidotto di connessione, sempre in corrispondenza di una viabilità esistente, per come di seguito riportato. La pericolosità (P2 media) è dovuta alla presenza di un dissesto individuato come "erosione accelerata", identificato con codice 045-9CA-061 e classificato in stato attivo; l'analisi

delle ortofoto satellitari nel periodo 2003-2023 conferma la presenza di un fenomeno geomorfologico attivo legata alla presenza di un impluvio in fase di approfondimento, il cui naturale decorso risulta obliterato dalla fitta vegetazione che ne limita di fatto la capacità di invaso. La pericolosità geomorfologica non appare comunque ostativa rispetto alle opere in progetto se supportata dalla messa in opera di opportune opere bonifica dell'attraversamento idraulico unitamente alla sistemazione idraulica del fenomeno erosivo, con tecniche di ingegneria naturalistiche.

7.3. INQUADRAMENTO VINCOLISTICO

L'impianto agrivoltaico che il soggetto proponente intende realizzare, ricade nel territorio del comune di Calatafimi Segesta (TP). Il cavidotto 30 kV relativo all'impianto interesserà invece i comuni di Calatafimi Segesta e di Gibellina (TP). La Stazione Utente, il sistema di accumulo da 10 MW e le opere di rete relative all'impianto saranno realizzate nel comune di Gibellina (TP). L'area interessata dal progetto è facilmente raggiungibile grazie ad una rete di strade di vario ordine presenti in zona.

Dalla consultazione delle cartografie dello strumento urbanistico del Comune di Calatafimi Segesta (Piano Regolatore Generale approvato con Decreto Assessoriale n°556/DRU del 30/10/2001 e come attestato dai certificati di destinazione urbanistica rilasciati dallo stesso comune, l'area di impianto ricade nella **Zona Territoriale Omogenea "E" Zona agricola produttiva**.

Le aree interessate dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico in esame, SONO PARZIALMENTE INTERESSATE dal vincolo idrogeologico ai sensi dell'articolo 7 del RD 30 dicembre 1923, n. 3267. 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.

Sul sito di installazione come mostrato nella carta dei **Vincoli P.T.P.R. Sicilia** si segnala che l'area di impianto n. 3 e alcuni tratti del cavidotto di connessione ricadono in aree vincolate ai sensi del suddetto Codice e individuate come **Aree di rispetto di 150 metri dalle sponde dei fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle Acque Pubbliche**, vincolate ai sensi dell'art. 142 lett. c) del D.Lgs 42/2004.

Analizzando lo strumento di pianificazione paesaggistica a livello provinciale, (Piano Paesaggistico degli Ambiti 2 e 3 ricadenti nella provincia di Trapani), tale fattispecie trova conferma limitatamente ai tratti interessati dal cavidotto mentre non trova invece riscontro relativamente alla citata Area di impianto n. 3 che risulta pertanto, non interessata da alcun vincolo, così come le altre aree di impianto, fatta eccezione per il già citato vincolo idrogeologico ai sensi dell'articolo 7 del RD 30 dicembre 1923, n. 3267 ricadente su alcune aree di impianto.

Analizzando la suddetta cartografia si segnala che alcune porzioni dell'area di impianto n. 5 sono limitrofe ad alcune aree soggette a vincolo paesaggistico ai sensi del D.Lgs 42/2004 ed in particolare aree censite quali "**Aree boscate - Art. 142, Lett. g, D.Lgs 42/2004 e s.m.i.**" inoltre, una limitatissima porzione di superficie all'interno dell'Area n. 2, nella quale comunque non è prevista l'installazione dei pannelli fotovoltaici è interessata dalla **Fascia di rispetto di cui alla L.16/96**.

Tale situazione si riscontra anche per una limitata porzione delle aree limitrofe all'Area di impianto n. 2; in particolare per l'area agricola esterna (nella quale si prevede di impiantare un

oliveto), e per la contigua area di compensazione nella quale è previsto comunque un intervento di rinaturalizzazione con l'impianto di essenze arbustive tipiche della macchia mediterranea.

Inoltre, va segnalata la presenza dell'area "*Pantani di Anguillara*" tutelata ai sensi dell'**art. 134 lett. c del D.Lgs 42/2004 e s.m.i.**" ricompresa all'interno del P.L. 18 - Fiume Freddo del P.T.P. di Trapani, che è limitrofa all'impianto limitatamente alle aree di installazione 6 e 7.

Relativamente al cavidotto interrato per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto agrivoltaico in progetto, si segnalano alcuni tratti di interferenza con l'area "*Pantani di Anguillara*" tutelata ai sensi dell'**art. 134 lett. c del D.Lgs 42/2004 e s.m.i.**"; inoltre, alcune brevi porzioni, in corrispondenza del tratto stradale in cui la S.P. 12 che attraversa tramite ponte già esistente il Fiume Freddo, intercetta la tratta dell'autostrada A29 Palermo-Mazara del Vallo, ricadono in area vincolata ai sensi del suddetto Codice e individuata come **Are**
di rispetto di 150 metri dalle sponde dei fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle Acque Pubbliche, vincolate ai sensi dell'art. 142 lett. c) del D.Lgs 42/2004. A tal proposito si segnala che la proposta per il superamento della suddetta interferenza, consiste nella posa in canalina zincata saldamente ancorata alla trave di cls del ponte esistente.

Un'altra interferenza del cavidotto con aree tutelate ai sensi dell'art. 142 lett. c) del D.Lgs 42/2004 si segnala, nei pressi della località "*Case Casuzze*" nel comune di Gibellina (Tp).

Si rappresenta, comunque che il cavidotto interrato si sviluppa lungo la viabilità già esistente ed oggetto di traffico veicolare.

Con riferimento alla perimetrazione delle **aree percorse dal fuoco**, si rappresenta, che il sito su cui insisterà l'impianto in esame, l'area interessata dalla tratta del cavidotto, e l'area delle stazioni elettriche e l'area occupata dal sistema di accumulo, risultano esterne rispetto alla perimetrazione delle aree censite nella specifica cartografia, quali aree percorse da incendi.

Per quanto attiene alle aree protette, il sito di progetto, 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. Purtuttavia, si rappresenta che sono presenti, entro la fascia di rispetto di 2 Km, Siti di Importanza Comunitaria (SIC) o Zone di Protezione Speciale (Zps).

Nella fattispecie, si segnala, la presenza del sito Natura 2000 **SIC/ZPS ITA010034 "*Pantani di Anguillara*"** che è limitrofo all'impianto limitatamente alle aree di installazione 6 e 7. Ulteriori aree Natura 2000, si trovano oltre i 2 km rispetto all'area di impianto.

Per quanto concerne gli IBA (Important Bird Areas), si rileva che in relazione alle aree di progetto, queste risultano esterne e molto distanti. Quella più prossima, risulta essere l'**IBA 158 "*Monte Cofano, Capo S. Vito e Monte Sparagio*"** che dista oltre 10 km dal sito di installazione.

All'esterno delle aree interessate dal progetto, si osservano formazioni legate a particolari habitat e specificatamente al **6220* - Percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei Thero-Brachypodietea** e **5330 - Arbusteti termo-mediterranei e pre-desertici (macchia a lentisco)** e **91AA* - Boschi orientali di quercia bianca**

Infine, l'area del sito in questione rientra tra le zone dichiarate sismiche e tale aspetto verrà considerato nei progetti esecutivi delle opere.

Per il comune di *Calatafimi Segesta* (TP) nell'ambito del quale ricade l'impianto in esame, la zona sismica, indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale della Sicilia n. 408 del 19.12.2003 e

successivamente modificata con la D.G.R. n. 81 del 24 febbraio 2022 è la **Zona sismica 2** - zona con pericolosità sismica media dove possono verificarsi forti terremoti. I criteri per l'aggiornamento della mappa di pericolosità sismica sono stati definiti nell'Ordinanza del PCM n. 3519/2006, che ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore dell'accelerazione orizzontale massima (a_g) su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni.

Per la zona sismica 2 l'accelerazione con probabilità di superamento del 10% in 50 anni $[a_g]$ è $0,15 < a_g \leq 0,25$ g mentre l'accelerazione orizzontale massima convenzionale (Norme Tecniche $[a_g]$ è pari a 0,25 g.

Relativamente al comune di Gibellina, nel territorio del quale ricade la Stazione Utente e l'area di Storage, la zona sismica, indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale della Sicilia n. 408 del 19.12.2003 e successivamente modificata con la D.G.R. n. 81 del 24 febbraio 2022 è la **Zona sismica 1** - Zona con pericolosità sismica alta. Indica la zona più pericolosa dove possono verificarsi fortissimi terremoti.

7.4. INQUADRAMENTO PAESAGGISTICO

Dal punto di vista paesaggistico l'ambito del P.T.P.R. in cui è ricompresa l'area di impianto, è definito **Ambito 3 – Colline del Trapanese**.

Analizzando il contesto paesaggistico a livello provinciale si rileva che il progetto in esame interessa una porzione di territorio della provincia di Trapani, ricompresa all'interno del piano Paesaggistico degli ambiti 2 e 3 ricadenti nella provincia di Trapani "Area della Pianura costiera occidentale - Area delle colline del trapanese".

Il Piano Paesaggistico suddivide il territorio in "**Paesaggi Locali**", individuati, così come previsto dal comma 2 dell'art. 135 del Codice, sulla base delle caratteristiche naturali e culturali del paesaggio.

Con riferimento al progetto in esame, si rileva che lo stesso interessa esclusivamente il **Paesaggio Locale PL 18 – "Fiume Freddo"** del Piano Paesaggistico degli Ambiti 2 e 3 ricadenti nella provincia di Trapani.

8. DESCRIZIONE GENERALE

La realizzazione dell'impianto occupa un'area di circa 124 ettari e prevede l'installazione di 95.088 moduli fotovoltaici per ottenere una potenza installabile di 70.365 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 10%.

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.

Nell'ambito del progetto è stata eseguita un'attenta valutazione della gestione delle terre e rocce da scavo prodotte, prevedendo di riutilizzare in situ la quasi totalità dei volumi provenienti dagli scavi delle aree dell'impianto fotovoltaico e dalla Stazione di Utenza, che costituiscono la frazione volumetrica maggiore derivante dalle operazioni di scavo per la realizzazione dell'opera.

Per quanto concerne le modalità di gestione dei volumi in esubero derivanti dalla realizzazione delle dorsali lungo le strade, il materiale escavato provenendo da massicciate stradali (gli scavi avranno una profondità di circa 1,2 m) non potrà essere idoneo ad opere di ripristino all'interno delle aree dell'impianto fotovoltaico dove dovrà essere mantenuta la capacità agricola del terreno. Nell'impossibilità, pertanto, di prevedere un riutilizzo in sito di tali quantitativi, si è ipotizzata una gestione di tali quantitativi come rifiuti da destinare a recupero/smaltimento

Le aree interessate dall'intervento sono 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.

La superficie sottratta interessa suoli attualmente destinati a colture intensive (Corine Land Cover 2018 IV livello – ISPRA) a bassa valenza ecologica. 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 agrivoltaico 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 agrivoltaico 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.

9. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Durante la fase di cantiere si eseguiranno le seguenti operazioni:

- movimentazioni di terra per la realizzazione delle fondazioni per le apparecchiature elettromeccaniche, delle carpenterie in sottostazione, del TRAF0 AT/MT, dei basamenti prefabbricati per le Unità di Conversione Inverter che saranno della tipologia Skid outdoor, della cabina in Sottostazione, dei cavidotti MT/BT interni e del cavidotto per la linea di connessione AT
- 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 ulivi 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 22 cabine elettriche di conversione (Inverter Station) saranno posate su plinti in cemento armato posizionati puntualmente sotto i piedi di appoggio dei container. Le 4 cabine di raccolta linee MT saranno 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 16.846 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.

10. 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;
- stazioni Inverter complete di:
 - quadri di campo in corrente continua a protezione dalle possibili correnti inverse sulle stringhe, completi di scaricatori per le sovratensioni e interruttori magnetotermici e/o fusibili per proteggere i cavi da eventuali sovraccarichi
 - inverter, deputati a stabilizzare l'energia raccolta, a convertirla in corrente alternata e ad iniettarla in rete
 - Trasformatori per innalzare dalla bassa alla media tensione;
- Stazione Utente di elevazione dalla media alla alta tensione completa di quadri di interfaccia e dei componenti necessari all'interfacciamento con la rete elettrica secondo le norme tecniche in vigore.
- Sistema di Accumulo, basato sull'impiego di moduli prefabbricati sia per le batterie che per i quadri e i trasformatori necessari a collegare le batterie alla rete MT di impianto.

10.1. MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli individuati sono della potenza di 740 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 30 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.

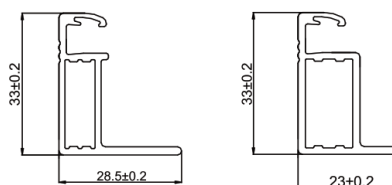
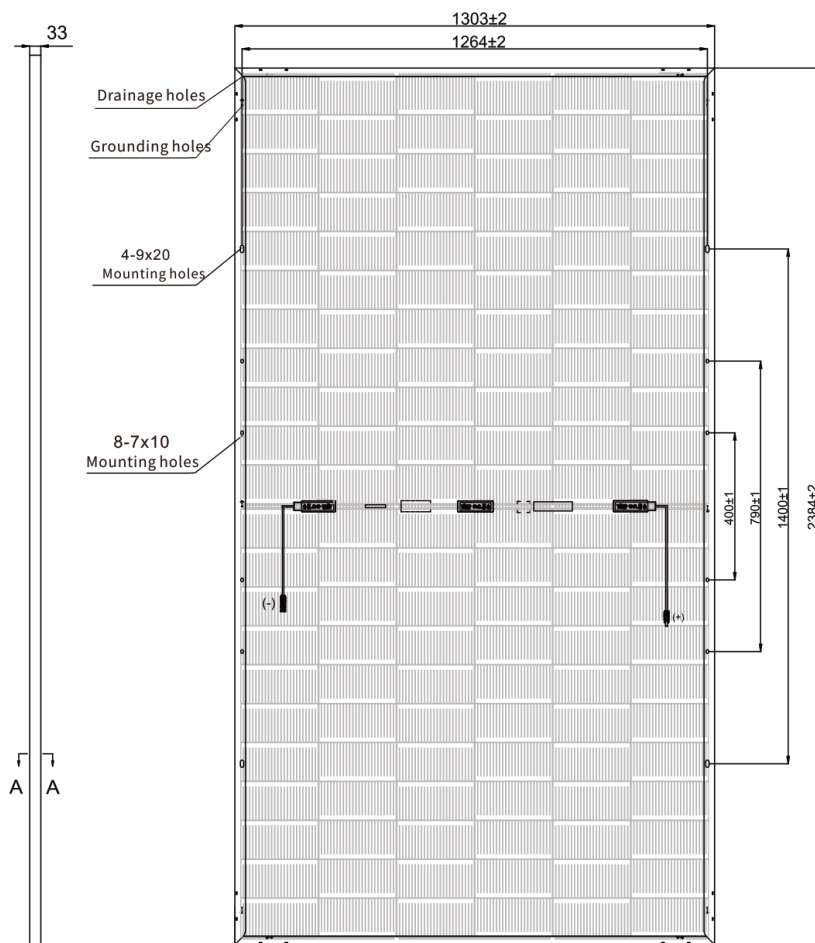


Figura 10-1 – Caratteristiche dimensionali Modulo Fotovoltaico

ELECTRICAL DATA (STC)

| Model Type | RSM132-8-715-740BHDG | | | | | |
|-------------------------------|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Rated Power in Watts-Pmax(Wp) | 715 | 720 | 725 | 730 | 735 | 740 |
| Open Circuit Voltage-Voc(V) | 50.09 | 50.18 | 50.26 | 50.33 | 50.40 | 50.47 |
| Short Circuit Current-Isc(A) | 18.10 | 18.19 | 18.29 | 18.38 | 18.47 | 18.56 |
| Maximum Power Voltage-Vmpp(V) | 42.00 | 42.08 | 42.14 | 42.20 | 42.26 | 42.32 |
| Maximum Power Current-Impp(A) | 17.05 | 17.13 | 17.23 | 17.32 | 17.41 | 17.50 |
| Module Efficiency (%) ★ | 23.0 | 23.2 | 23.3 | 23.5 | 23.7 | 23.8 |

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
 Bifacial factor: 85±10(%) ★ Module Efficiency (%): Rounding to the nearest number

Figura 10-2 – Caratteristiche elettriche Modulo Fotovoltaico

10.2. 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 2,10 m, per agevolare la fruizione del suolo per le attività agricole.

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

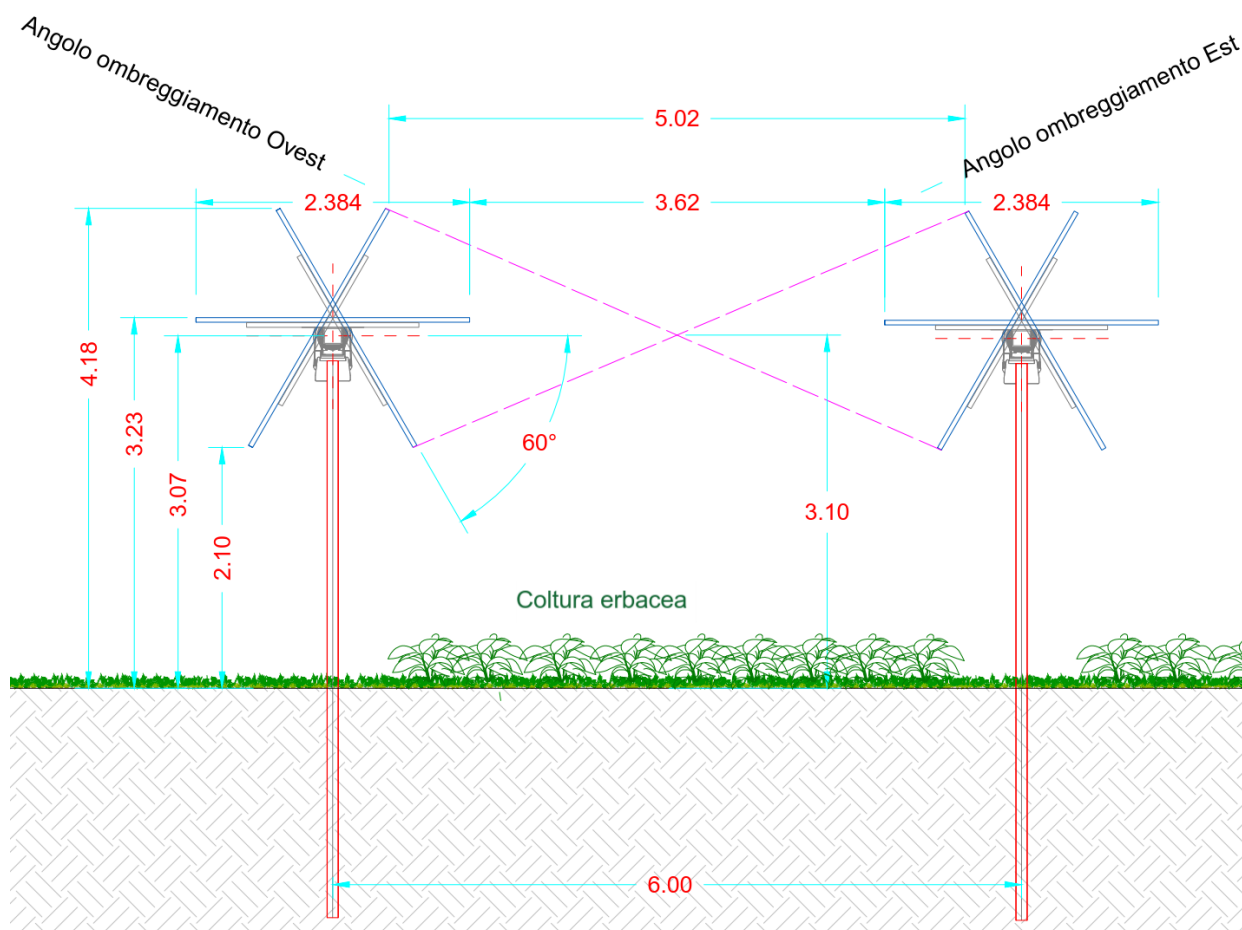


Figura 10-3 – Sezione trasversale tipologica struttura Tracker

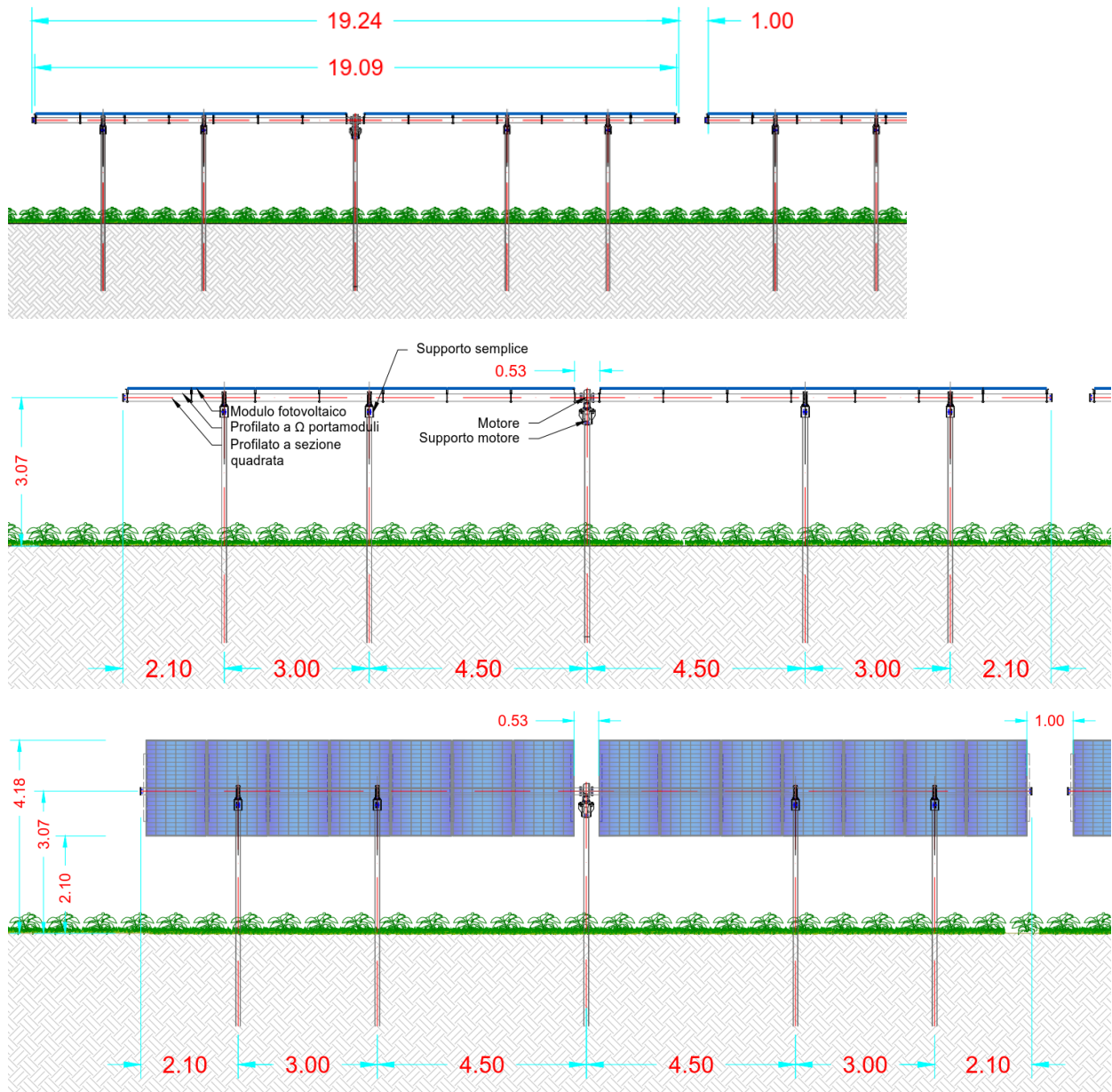
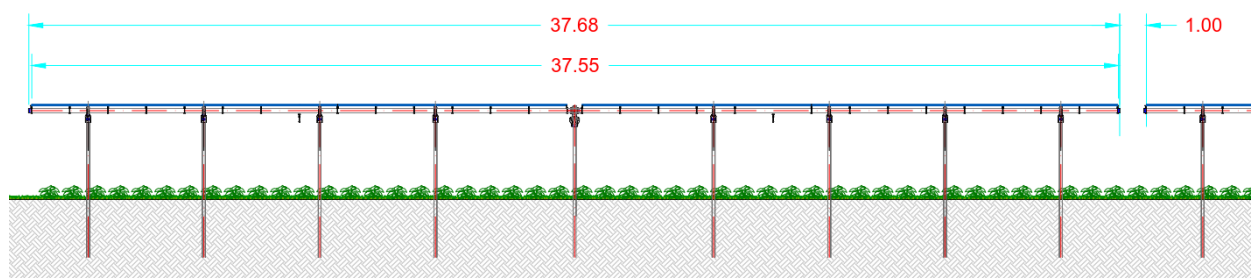


Figura 10-4 – Sezione longitudinale tipologica struttura Tracker 14x1



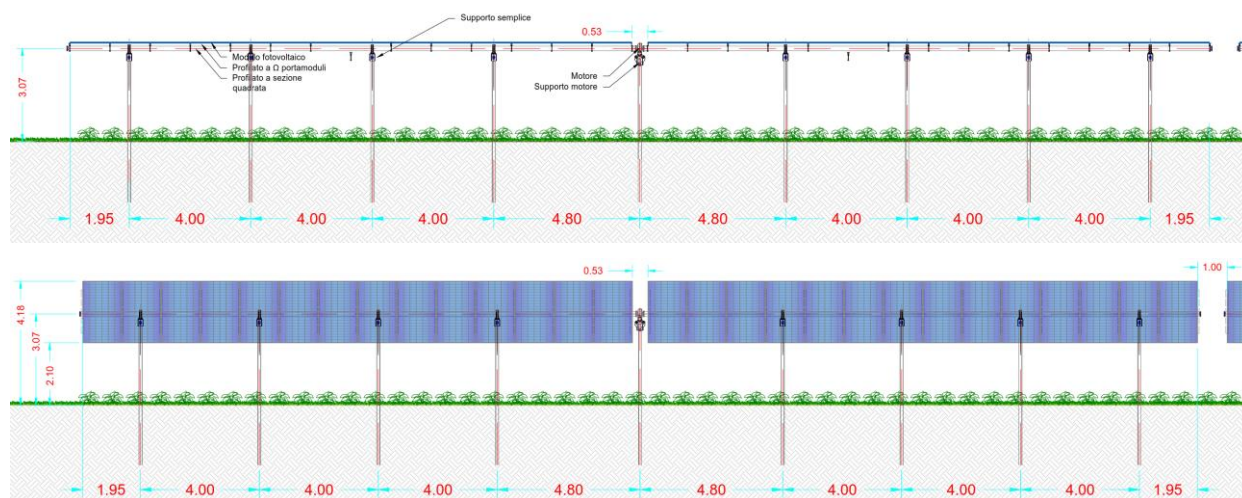


Figura 10-5 – Sezione longitudinale tipologica struttura Tracker 28x1

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: 14x1 e 28x1.

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

10.2.1. 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.

10.2.2. ALTEZZA OTTIMALE

Poiché la distanza dallo spigolo inferiore del modulo al suolo è di almeno 2,1 m è possibile coltivare e utilizzare la superficie del suolo. Tale distanza garantisce inoltre una resistenza sufficiente ad eventuali carichi di neve.

10.2.3. 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.

10.2.4. 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.

10.3. 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 3396 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 10-6 – Tipico String box

10.4. CABINE DI CONVERSIONE INVERTER

Le cabine di conversione Inverter (Power Station) saranno della tipologia a SKID con i vantaggi tecnici e la flessibilità degli inverter centrali modulari.

Saranno installate 22 cabine Inverter di conversione DC/AC, Power Station.

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

Queste Inverter Station consentono il dimensionamento ottimale degli impianti FV fornendo il minor costo di sistema e la massima resa grazie a una perfetta combinazione di appositi

componenti di media tensione è in grado di offrire una densità di potenza ancora maggiore all'interno di un container da 40 piedi che può essere consegnato chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 VCC di tensione, questa soluzione integrata assicura semplicità di trasporto nonché rapidità di montaggio e messa in servizio.

Principali Caratteristiche:

- Per tutte le tensioni di rete delle centrali fotovoltaiche
- Soluzione di piattaforma per una progettazione flessibile delle centrali fotovoltaiche
- Pronta per condizioni ambientali complesse
- Soluzione chiavi in mano
- Container marittimo compatto da 40 piedi
- Componenti testati prefiniti
- Completamente omologato
- 5 anni di garanzia su tutti i componenti
- Efficienza dei costi
- Bassi costi di trasporto
- Costi di installazione minimi

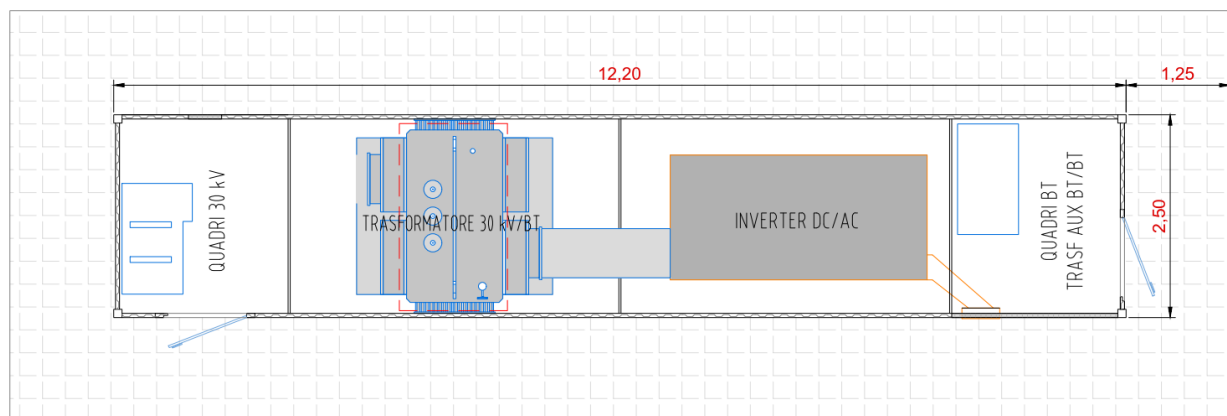


Figura 10-7 – Layout tipico Cabina di Conversione

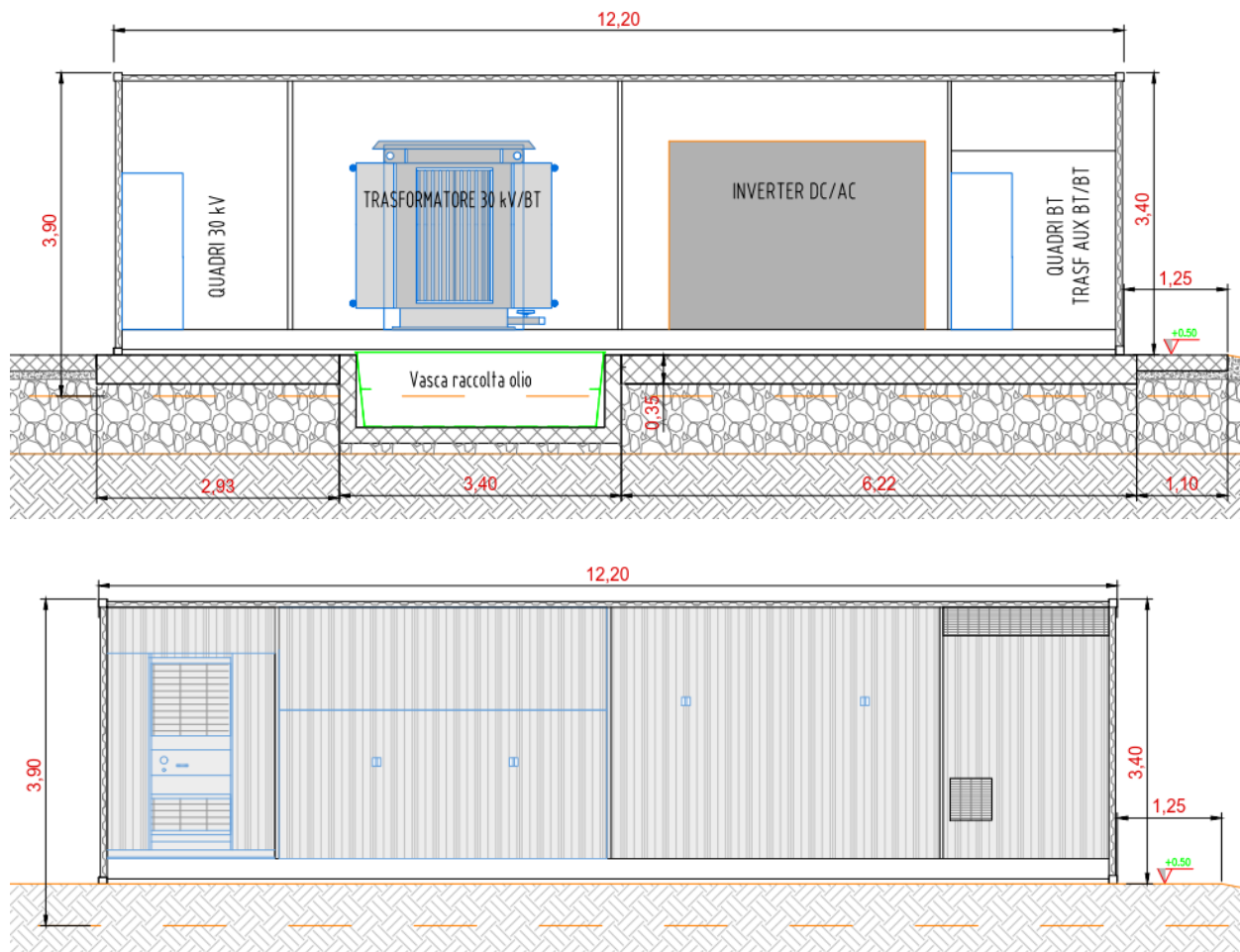


Figura 10-8 – Sezione e vista tipiche Cabina di Conversione

10.5. CABINE MT

Come da schema unifilare e layout di progetto, si prevederà l'installazione di 4 cabine MT con lo scopo di riunire più linee MT in arrivo dalle cabine di conversione e ottimizzare il numero di dorsali di collegamento alla stazione utente.

Queste cabine saranno della tipologia prefabbricata come le altre cabine previste sull'impianto e conterrà principalmente il quadro MT di smistamento per il collegamento alle linee MT.

Si potrà prevedere in fase di realizzazione dell'impianto la possibilità di combinare le funzionalità di queste cabine con quelle delle cabine servizi ausiliari, inserendo il quadro BT e i sistemi ausiliari all'interno della cabina MT, in modo da ottimizzare ulteriormente l'occupazione delle aree.

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

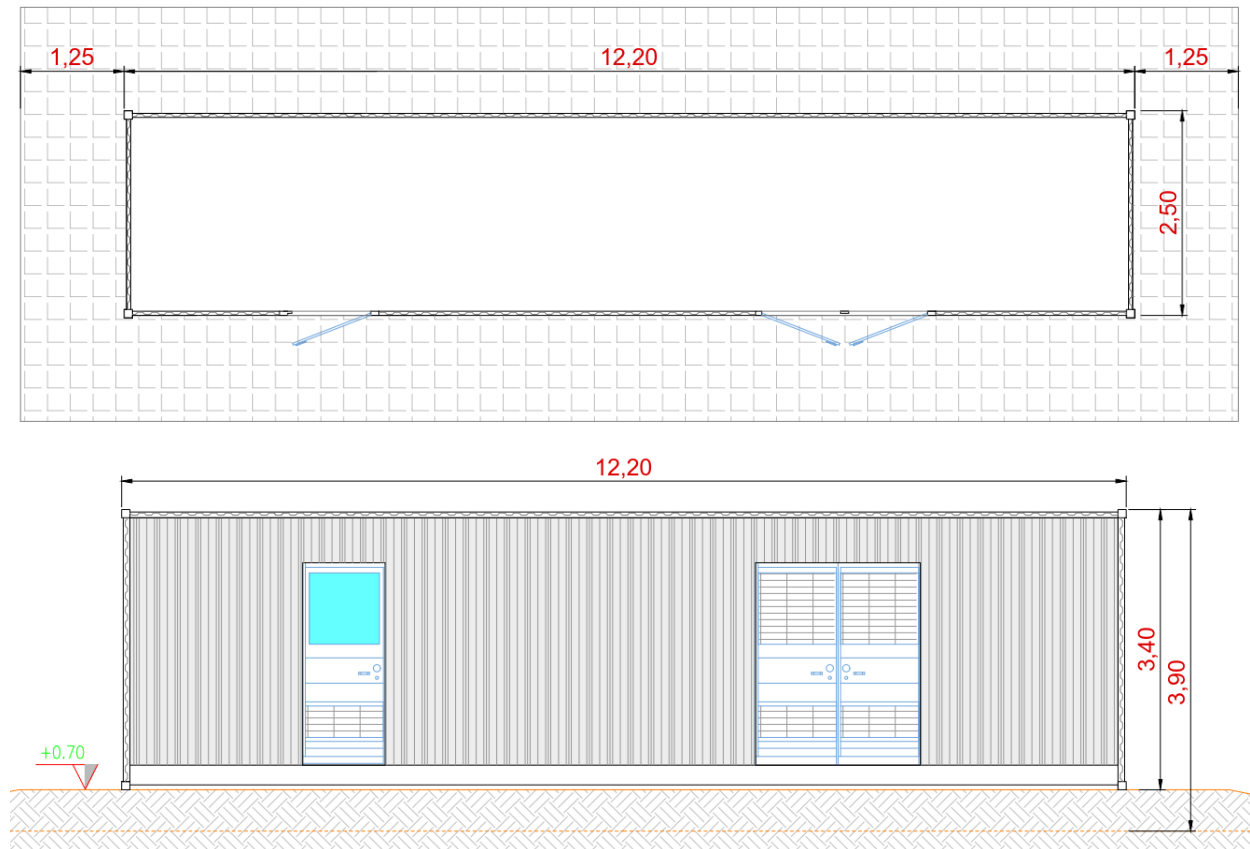


Figura 10-9 – Layout e vista tipici Cabina MT

10.6. CAVI

10.6.1. 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

10.6.2. 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

10.6.3. CAVI ALIMENTAZIONE TRACKERS

Solo nel caso in cui non si installino inseguitori autoalimentati, si prevede l'installazione di cavi di bassa tensione utilizzati per alimentare elettricamente i motori presenti sulle strutture. Potranno essere installati dei quadri di distribuzione per alimentare più motori contemporaneamente. Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture (nei profilati metallici della struttura) che interrati, 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.

Si utilizzerà un cavo per energia, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina di PVC, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi (tipo FG7R).

10.6.4. 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.

10.6.5. CAVI MT

10.6.5.1. Tracciato dei cavi

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

- Interno al perimetro dell'impianto fotovoltaico:
interessa il collegamento dei gruppi di conversione 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 conversione sono progettati per ridurre al minimo il percorso stesso.
- Esterno al perimetro dell'impianto:
le dorsali al di fuori dell'impianto fotovoltaico prevedono 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 MT sono rappresentati nelle Tav. 12 e Tav. 13.

10.6.5.2. Caratteristiche dei cavi

Ciascun tratto di collegamento tra i gruppi di conversione 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 30 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/U _m): | 18/30/36 kV |
| Frequenza nominale: | 50 Hz |
| Sezione | 95 ÷ 800 mm ² |

Tabella 10-1 – Caratteristiche cavi 30 kV

Un esempio del cavo utilizzato per le dorsali 30 kV è riportato nella seguente figura:

ARE4H5E 18/30kV SR/0,2

DESCRIZIONE

Cavo unipolare con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE) a spessore ridotto, schermo a nastro di alluminio, guaina in polietilene (PE). Cavo dotato di barriera radiale e longitudinale all'acqua.

Applicazioni:

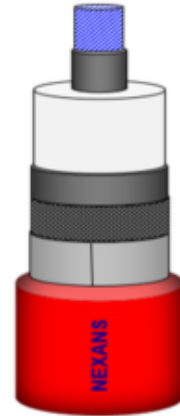
Cavo adatto per posa fissa, in interno o esterno, in aria o direttamente / indirettamente interrato, anche in ambiente umido.

Costruzione:

- **Conduttore:** corda rotonda, rigida, compatta di **alluminio – Cl. 2(IEC 60228)**
- **Semiconduttore interno:** miscela semiconduttiva estrusa
- **Isolamento:** miscela estrusa di polietilene reticolato (**XLPE**)
- **Semiconduttore esterno:** miscela semiconduttiva estrusa – **non pelabile**
- **Barriera longitudinale:** nastro semiconduttivo "water blocking"
- **Schermo e barriera radiale:** nastro di alluminio con applicazione longitudinale (spessore nominale: 0,2 mm)
- **Guaina:** miscela di Polietilene estruso - Colore: rosso.

Caratteristiche funzionali:

- **Tensione nominale U_0/U :** 18/30 kV
- **Temperatura max. di esercizio del conduttore:** 90°C
- **Temperatura max. di cortocircuito del conduttore:** 250°C (max 5s)
- **Temperatura max. di cortocircuito dello schermo:** 150°C
- **Temperatura min. di posa:** -25°C
- **Sforzo max. di trazione sul conduttore durante l'installazione:** 50 N/mm²
- **Raggio min. di curvatura durante l'installazione:** 14D_{cavo}



NORME

Internazionale HD 620;
IEC 60502-2

Figura 10-10 – Esempio cavi 30 kV

10.7. 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 a copertura dell'intera superficie di impianto, 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.

10.8. MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

10.8.1. 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 rinalzo al dispositivo posto nel gruppo di conversione.

10.8.2. 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).

10.8.3. 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.

10.8.4. 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).

10.9. SISTEMI AUSILIARI

10.9.1. 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.

10.9.2. 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 conversione;
- Tensione, potenza attiva ed energia scambiata al punto di consegna;
- Stato interruttori generali MT e BT;
- Funzionamento tracker.

10.9.3. SISTEMA DI ILLUMINAZIONE E FORZA MOTTRICE

In tutti i gruppi di conversione 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.

10.10. CONNESSIONE ALLA RTN

Le 4 dorsali di collegamento in MT a 30 kV, che raccolgono la potenza prodotta dall'intero impianto agrivoltaico, sono collegate al quadro in media tensione a 30 kV installato nella cabina della Stazione Utente 220/30 kV, di proprietà della Società.

Tale stazione sarà a sua volta collegata allo stallo condiviso NORD a 220 kV, adiacente alla medesima, mediante un sistema sbarre a 220 kV.

Lo stallo condiviso NORD a sua volta sarà collegato, mediante un cavidotto a 220 kV ad un ulteriore stallo condiviso SUD a 220 kV, realizzato nelle immediate vicinanze della Stazione Utente.

Questo ultimo stallo condiviso con altri produttori sarà collegato in antenna a 220 kV, mediante ulteriore cavidotto a 220 kV, con una nuova stazione elettrica di smistamento (SE) a 220 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Partinico - Partanna".

La Stazione Utente, gli stalli condivisi e i nuovi elettrodotti a 220 kV per il collegamento dell'impianto agrivoltaico allo stallo a 220 kV della nuova Stazione Elettrica della RTN costituiscono impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 220 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Per maggiori dettagli sulle opere di connessione dell'impianto agrivoltaico si rimanda alla relazione specialistica allegata al presente progetto e alle tavole relative all'Impianto di Utenza.

10.11. SISTEMA DI ACCUMULO

È prevista la realizzazione di un sistema di accumulo posto a sud della sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT da 10 MW/40 MWh, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico.

L'impianto è principalmente costituito dai seguenti componenti:

- Power station: si tratta di un modulo preassemblato, idoneo per l'installazione all'aperto, completo di tutti i componenti necessari ad interfacciare le batterie del sistema di accumulo alla rete elettrica. Include pertanto: il trasformatore MT/BT, i quadri di potenza, gli inverter, tutti i collegamenti elettrici e le protezioni dal sole e dalle intemperie.

Tipicamente ciascun modulo power station ha una potenza di circa 5 MW, dati da 4 inverter, ciascuno con potenza di circa 1,25 MW.

- Modulo batterie (BESS – Battery Energy Storage System), che può essere compost da un container navale 40" (12 m) oppure da un modulo in esecuzione aperta per installazione all'aperto. Tipicamente ciascuna unità BESS da 40" ha una capacità di circa 2,5 MWh e viene collegata ad un inverter della Power station

Il sistema di accumulo previsto per il progetto in esame sarà costituito da due power stations e da 16 moduli BESS, cui corrisponde pertanto un dimensionamento di 10 MW e 40 MWh, come mostrato nella seguente planimetria e nelle tavole di progetto.

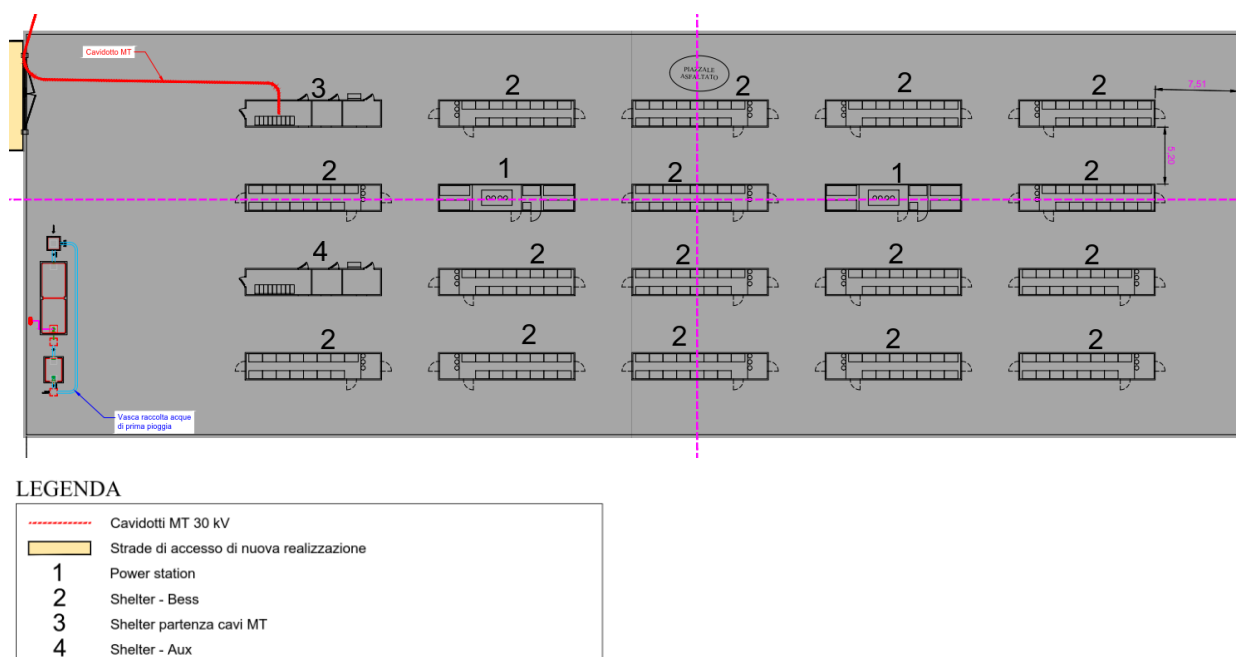


Figura 10-11 – Layout Sistema di Accumulo

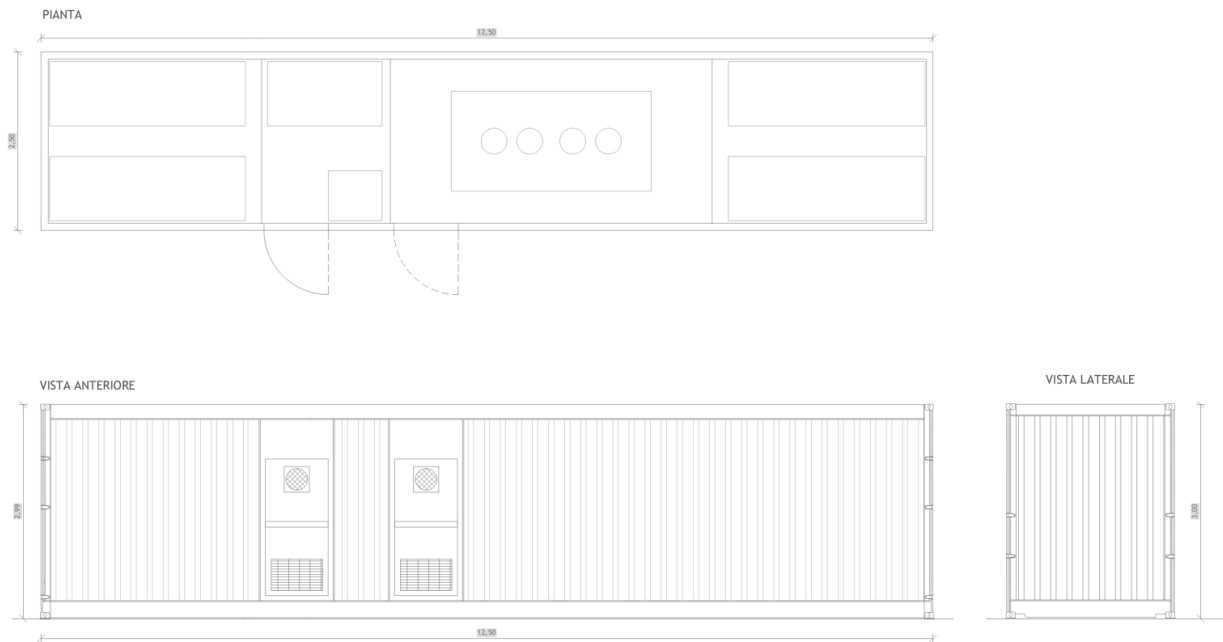


Figura 10-12 – Layout tipico Power Station

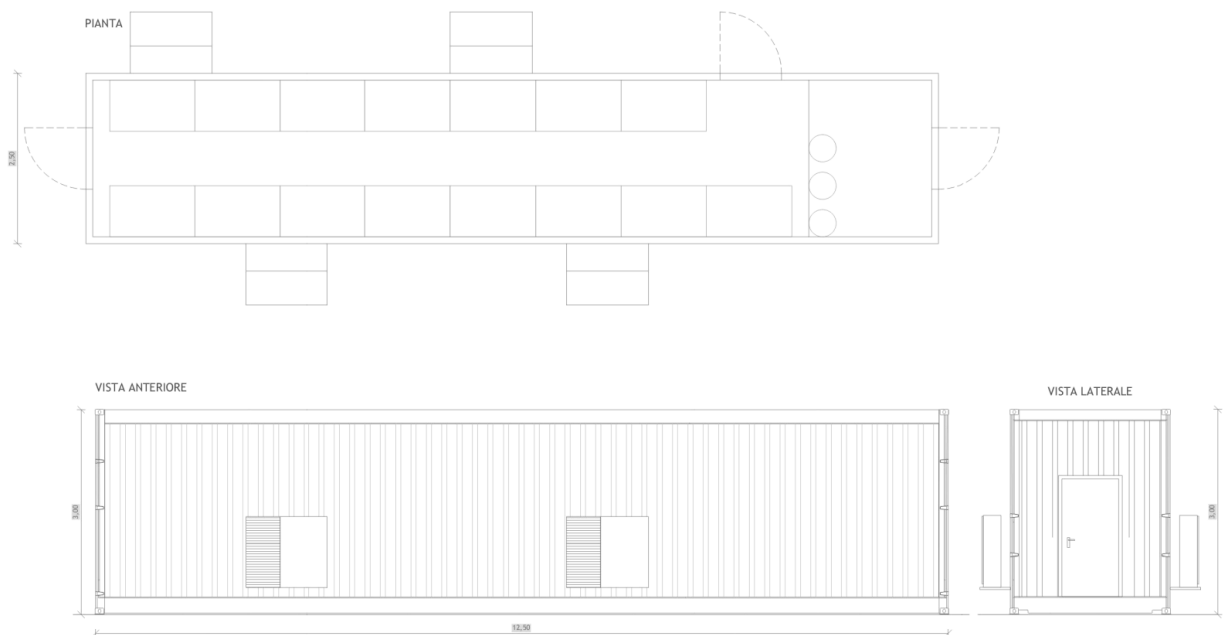


Figura 10-13 – Layout tipico Modulo batterie

Le caratteristiche tecniche dei componenti del sistema di accumulo potranno cambiare nello stato avanzato della progettazione esecutiva in accordo alle migliori condizioni del mercato e alla disponibilità dei materiali stessi.

11. 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 stazione utente 220/30 kV;
- posa in opera del sistema di illuminazione/videosorveglianza, comprese le relative fondazioni;
- posa in opera delle essenze arboree perimetralmente all'area;
- realizzazione vasche di laminazione;
- demolizione ruderi esistenti.
- Dismissione o spostamento linee MT e BT in interferenza con le opere dell'impianto.

11.1. RECINZIONE

Il progetto prevede la realizzazione di una recinzione perimetrale di lunghezza pari a circa 15,8 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.

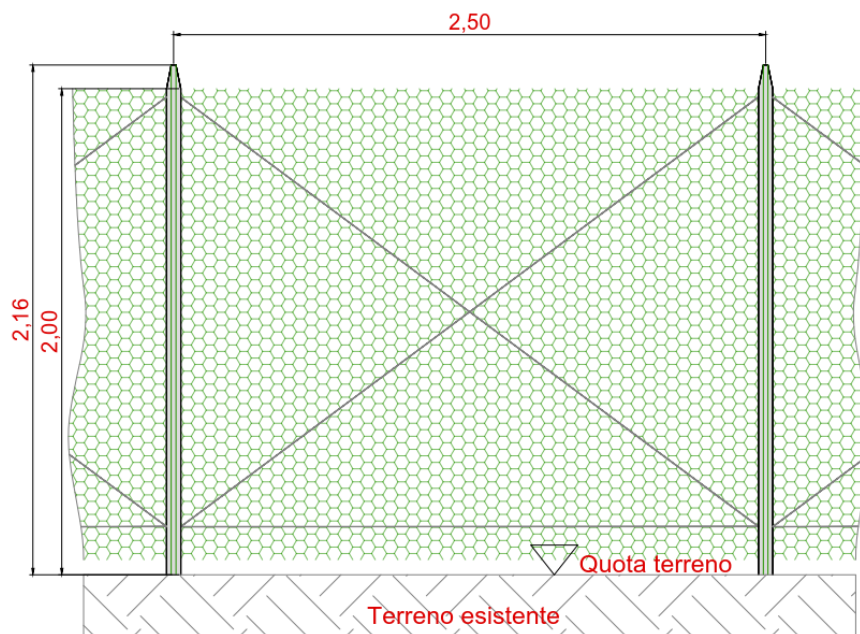


Figura 11-1 – Tipologia tipica recinzione

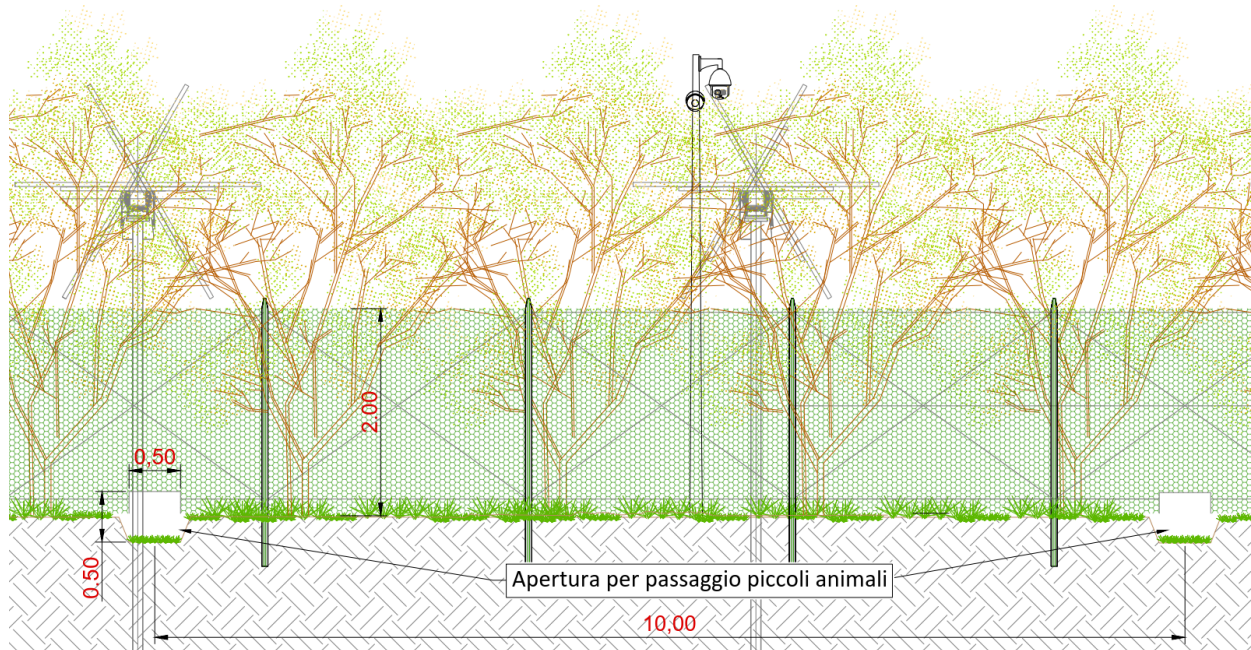


Figura 11-2 –Recinzione – vista frontale

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.

11.2. 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. La viabilità interna sarà di larghezza pari a 3,5 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.

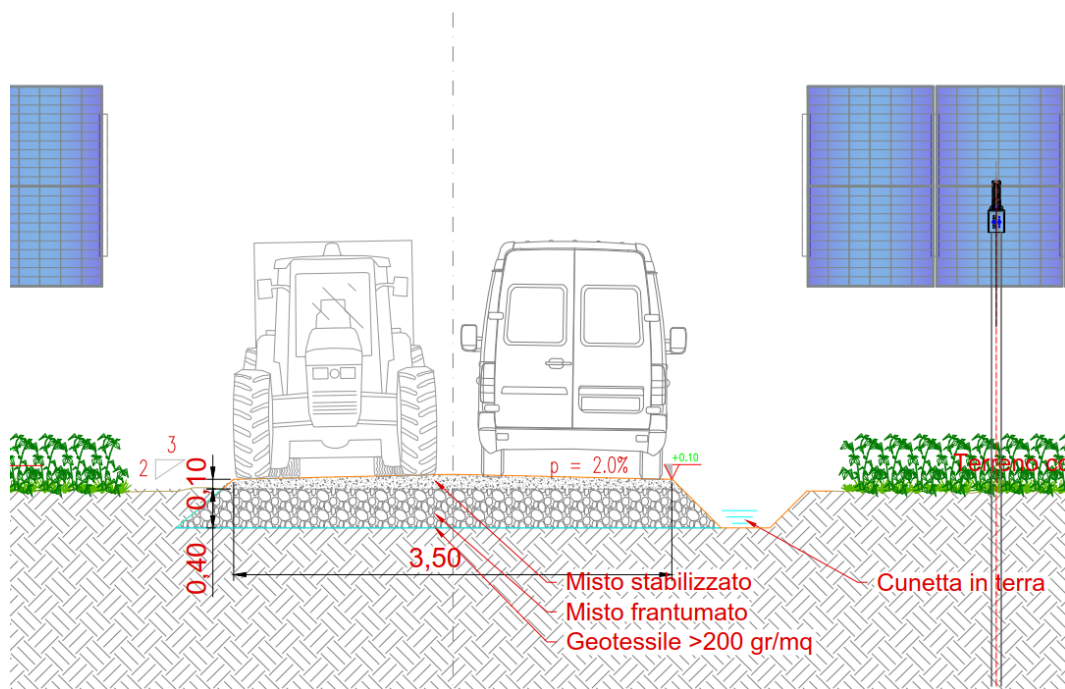


Figura 11-3 – Sezione tipica strada interna con cunetta

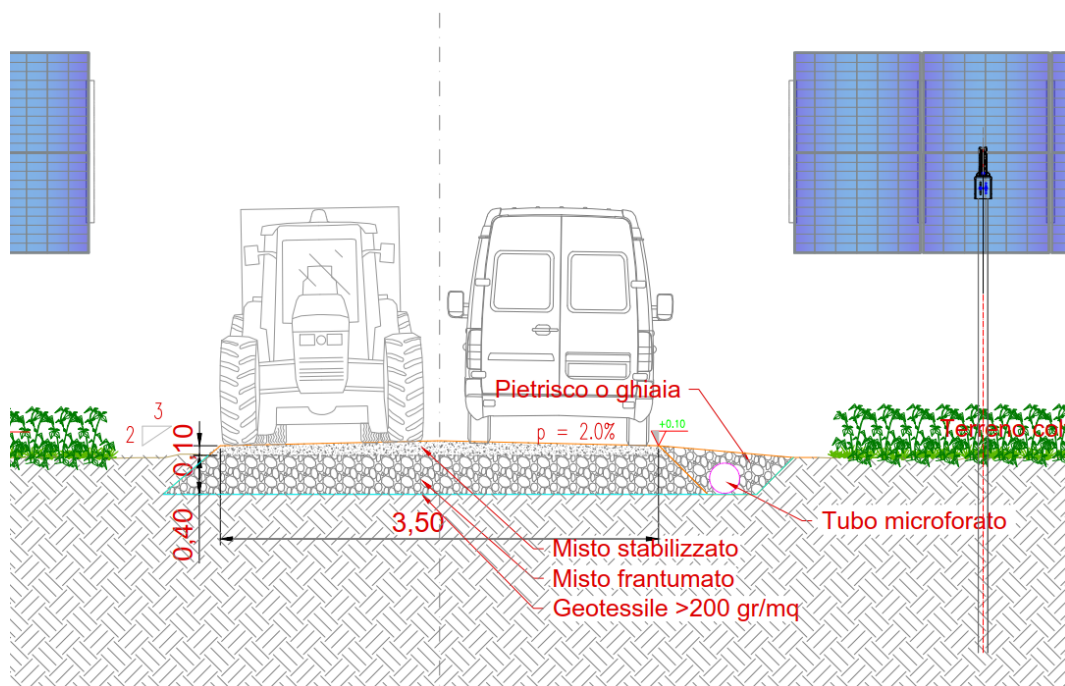


Figura 11-4 – Sezione tipica strada interna con drenaggio

11.3. MITIGAZIONE PERIMETRALE

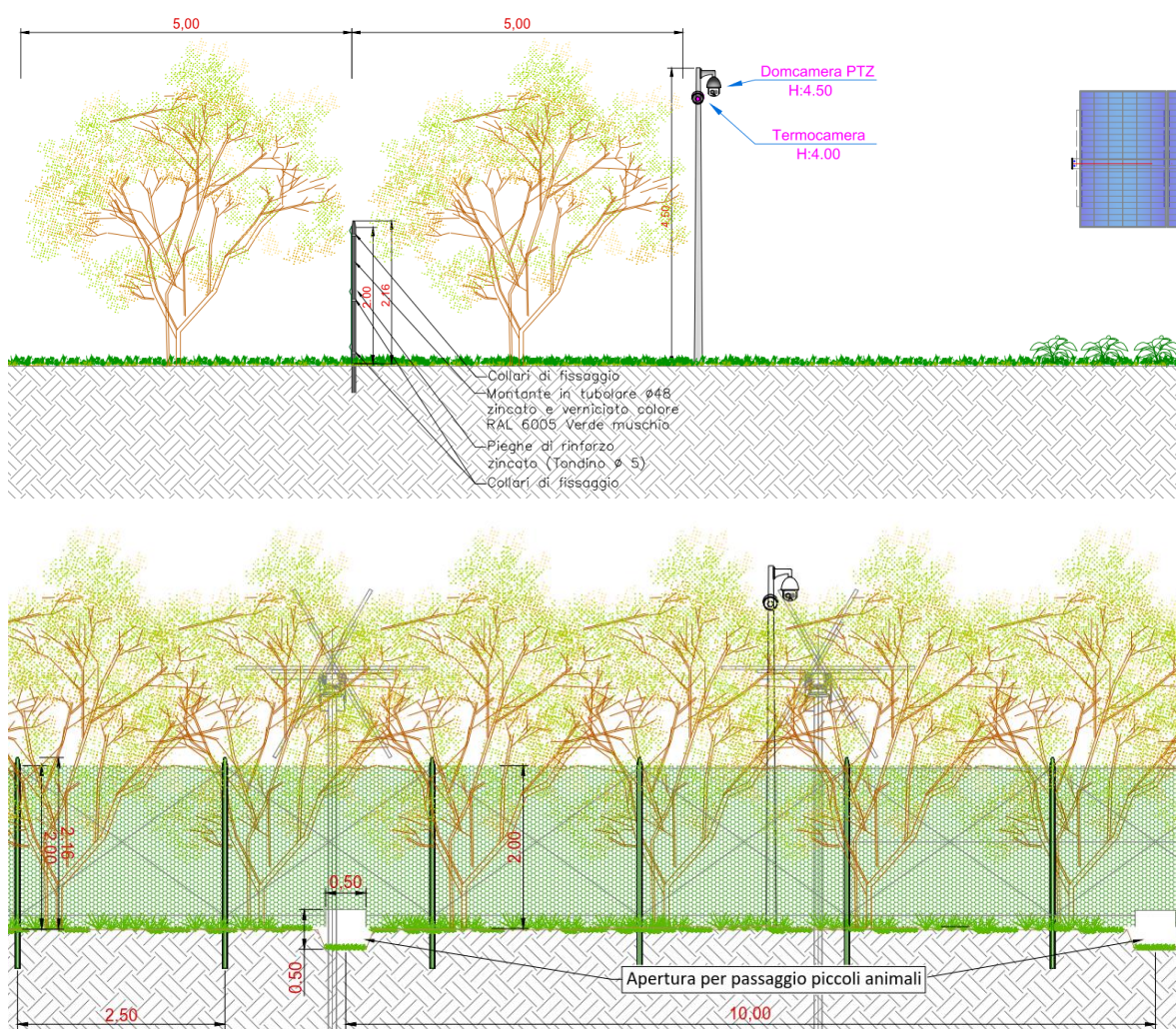
Come indicato nelle tavole di progetto, per la maggior parte dell'estensione della recinzione di impianto, esternamente alla stessa, è prevista la messa a dimora di una fascia perimetrale di 5 m

piantumata ad ulivi. Lungo la stessa recinzione è inoltre prevista la messa a dimora di una ulteriore fascia perimetrale di 5 m piantumata ad ulivi.

Per un breve tratto della recinzione, lungo tratti interni di aree affacciate sulla stessa viabilità esterna, non è prevista la realizzazione di alcuna fascia di mitigazione.

Infine, per un breve tratto della recinzione di impianto è prevista la realizzazione della sola fascia di mitigazione esterna alla recinzione.

Di seguito estratto delle tavole di progetto che identificano il dettaglio di realizzazione della mitigazione perimetrale.



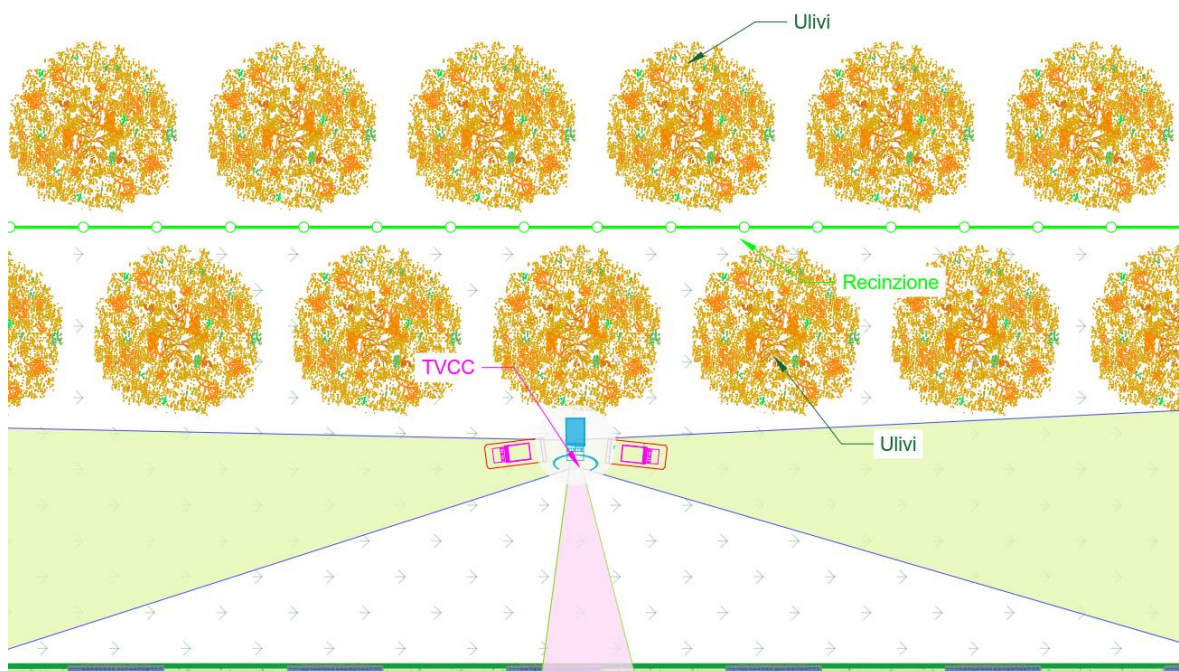


Figura 11-5 – Fascia arborea perimetrale esterna ed interna alla recinzione

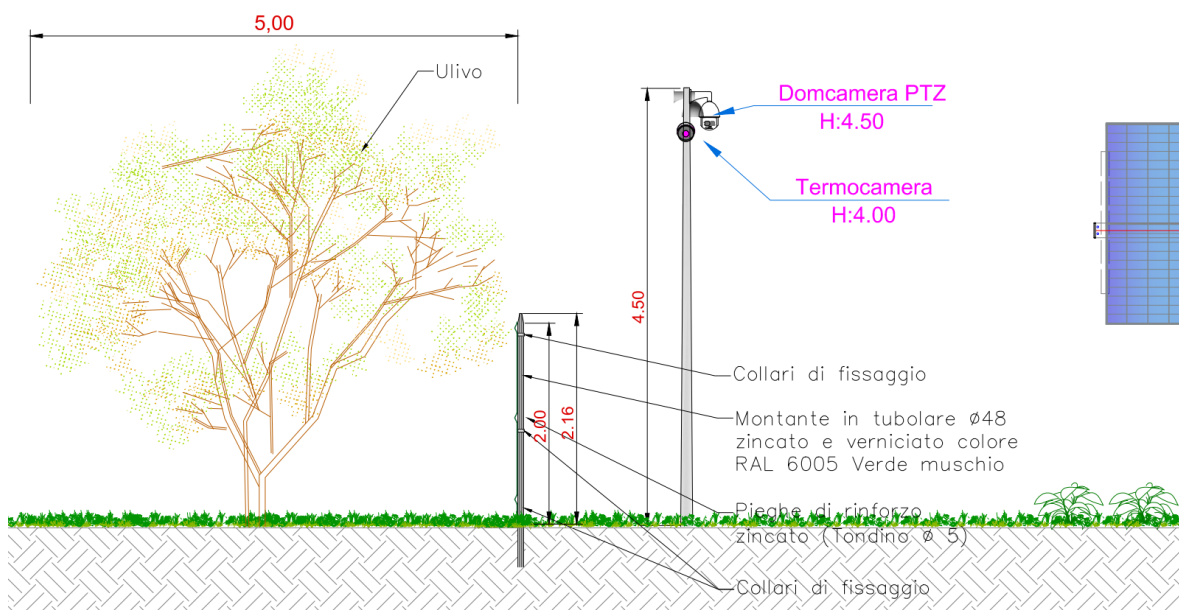


Figura 11-6 – Fascia arborea perimetrale esterna alla recinzione

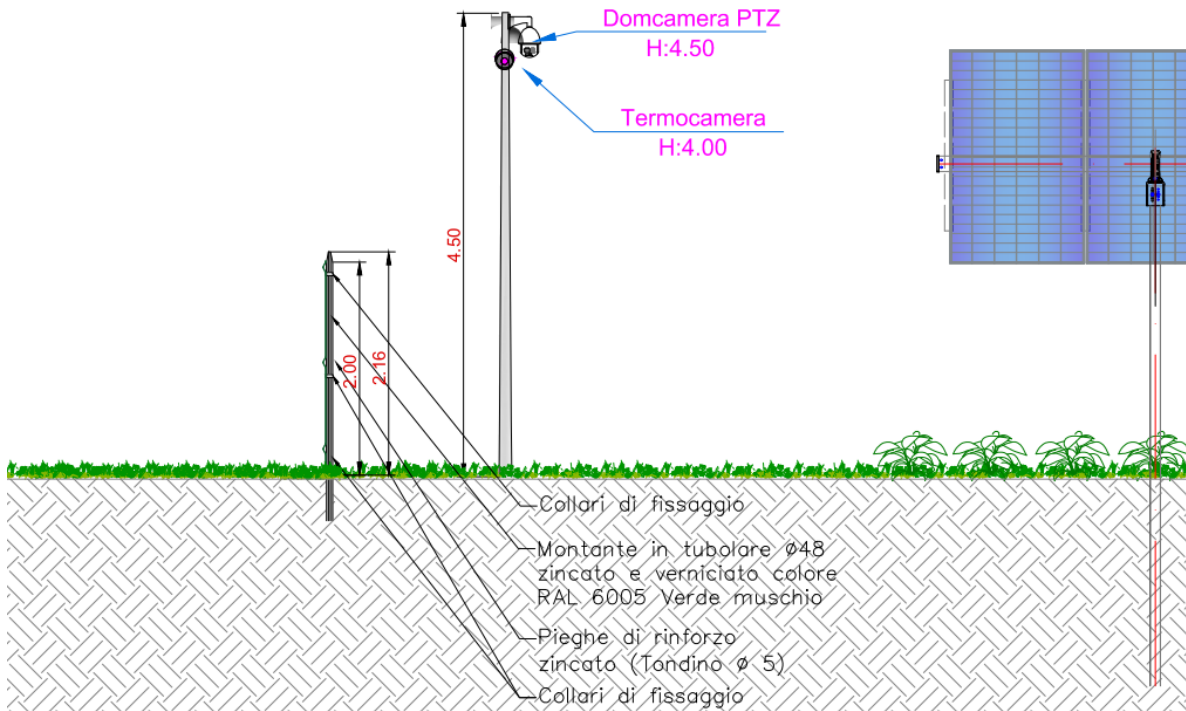


Figura 11-7 – Sezione recinzione senza fascia arborea

11.4. 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.

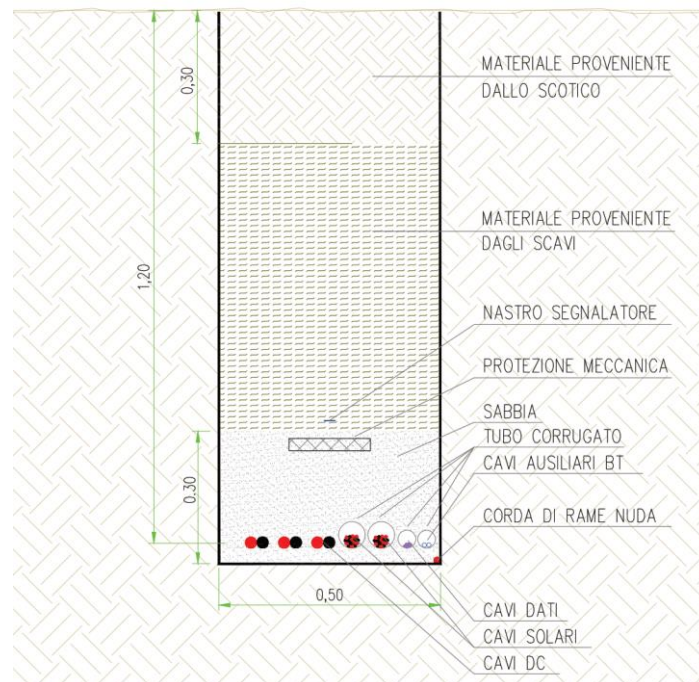


Figura 11-8 – Sezioni tipiche posa cavi BT

Oltre alla rete di distribuzione in bassa tensione verranno realizzate le dorsali in media tensione per collegare le Cabine di conversione Inverter alle cabine di raccolta MT localizzate in prossimità dell'ingresso all'area di impianto.

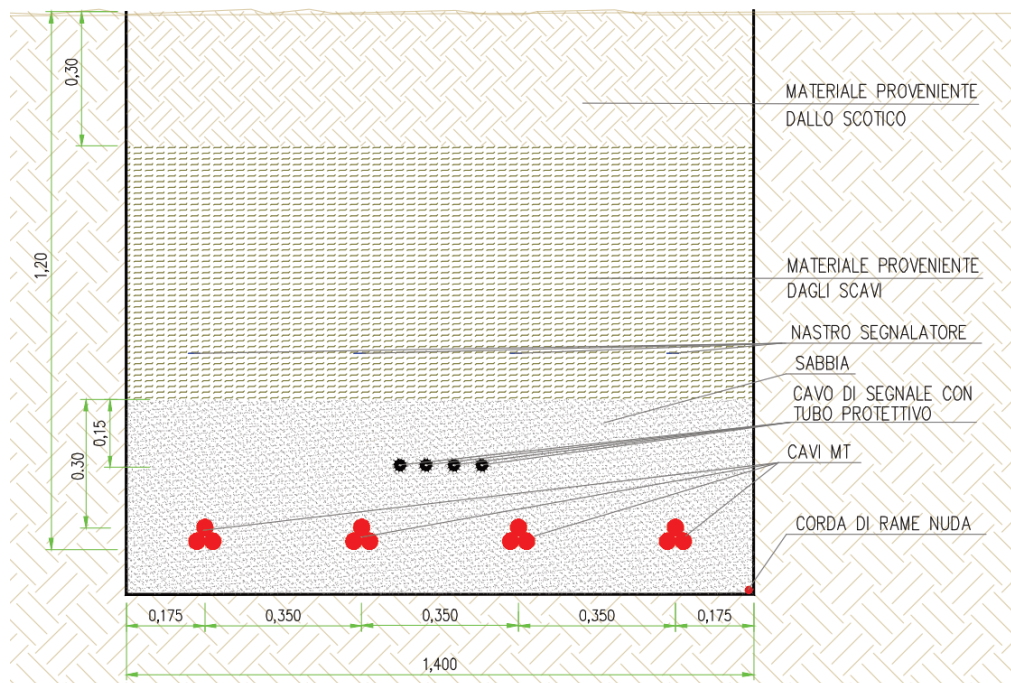


Figura 11-9 – Sezione tipica posa cavi 30 kV

11.5. TRATTAMENTO DEL SUOLO

La proposta progettuale, secondo quanto sovraesposto, prevede, in buona parte dell'area destinata all'attività agricola, la realizzazione di un prato polifita stabile da destinare all'allevamento di ovini da carne. In particolare, si prevede far pascolare nei siti di impianto prescelti le pecore e si provvederà a coltivare in tutte le aree del futuro parco un prato polifita permanente migliorato destinato all'alimentazione degli ovini al pascolo tutto l'anno.

In merito alla modalità di esercizio dell'allevamento ovino, si rappresenta che in fase di progettazione esecutiva sarà stabilito se gestire l'allevamento autonomamente nell'ambito dell'azienda agricola, previa apertura del relativo registro stalla e acquisto dei capi di bestiame o, in alternativa, stipulare dei contratti di pascolamento ad hoc con allevatori terzi della zona che introdurranno gli animali nelle aree di progetto secondo quanto verrà stabilito nel piano di pascolamento.

La messa in coltura di prato stabile permanente, nel contesto nel quale si opera, ha l'obiettivo principale di protezione/stabilità del suolo e miglioramento della fertilità del terreno incontrando un elevato livello di naturalità e di rispetto ambientale per effetto del limitatissimo impiego di input culturali.

Oltre all'attività agronomica/zootecnica sopra descritta, valutate le varie tipologie di colture praticabili anche in relazione alle caratteristiche pedoclimatiche dell'area di progetto, si è deciso di coltivare, in altre aree dell'impianto, colture aromatiche ed officinali e oliveto.

11.6. 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 6 escavatore per realizzare i cunicoli su cui posare i cavi e circa 8 autocarri per il trasporto della terra e per il trasporto delle cabine skid che giungeranno già assemblate e predisposte per il collegamento elettrico.

11.7. 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.

11.8. PROGETTO IDRAULICO

Nell'ambito del progetto idraulico relativo alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico sono previste due vasche di laminazione per la regolamentazione delle acque meteoriche in caso di eventi temporaleschi di notevole intensità, durante i quali le acque stesse non vengano completamente assorbite dal terreno all'interno dell'impianto.

Il progetto idraulico prevede ovviamente, oltre alle vasche di laminazione, la rete di raccolta delle acque meteoriche in eccesso, per convogliarle alle vasche stesse, nonché lo scarico mediante tubi e trincee drenanti.

In via preliminare si prevedono le vasche di laminazione nelle aree 1, 4, 5, 6 e 8, come rappresentato nella tavola 20 e da tipici seguenti:

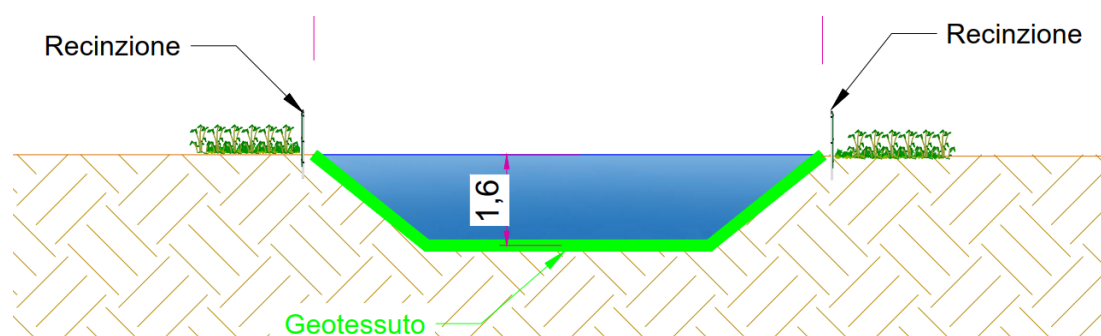


Figura 11-10 – Vasche invarianza idraulica – Sezione tipica

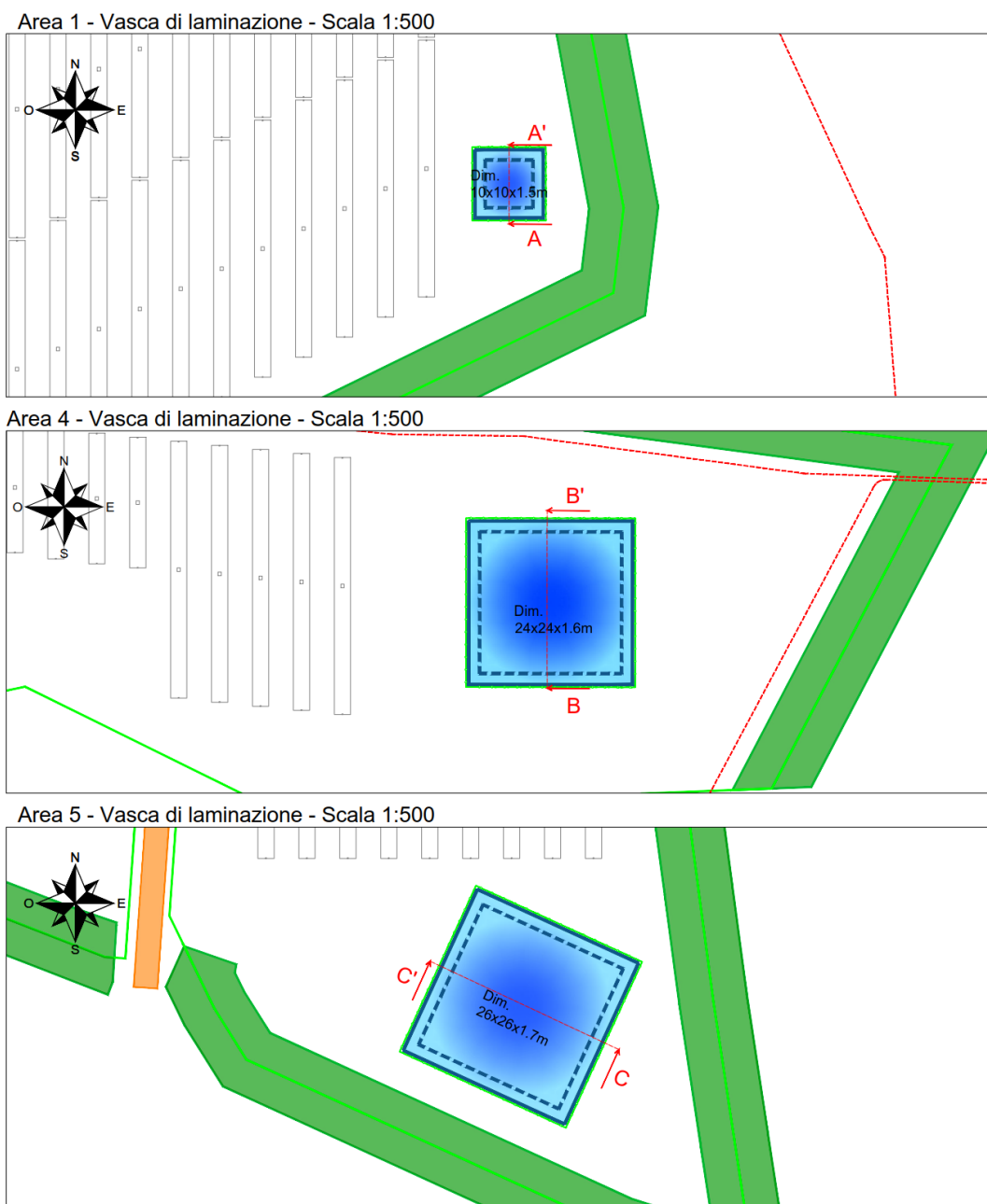
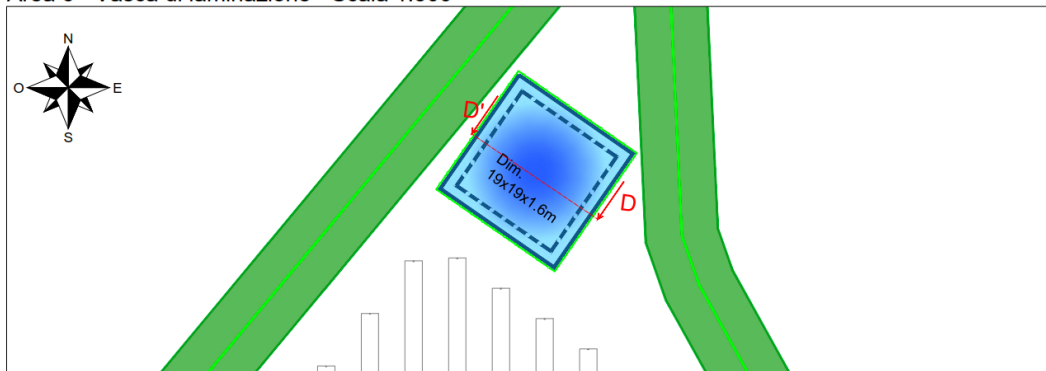


Figura 11-11 – Vasche invarianza idraulica – Area 1 – Area 4 – Area 5

Area 6 - Vasca di laminazione - Scala 1:500



Area 8 - Vasca di laminazione - Scala 1:500

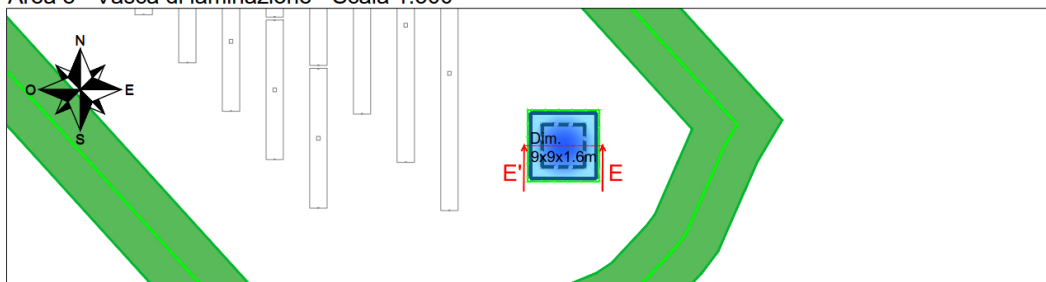


Figura 11-12 – Vasche invarianza idraulica – Area 6 – Area 8

11.9. DEMOLIZIONE RUDERI ESISTENTI

Diversi ruderi esistenti, per un totale di 9, saranno rimossi per lasciare spazio all'impianto agrivoltaico, non essendo possibile recuperarli e riutilizzarli in nessun modo, dato lo stato attuale.

Si riportano di seguito estratti della tavola Tav. 22 dedicata a tali ruderi da demolire.

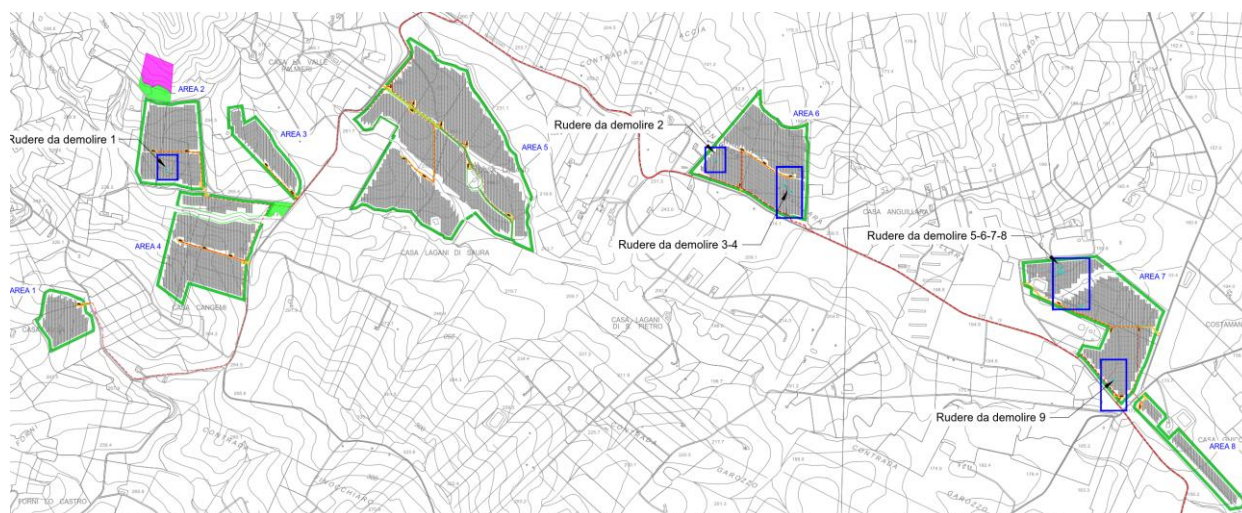
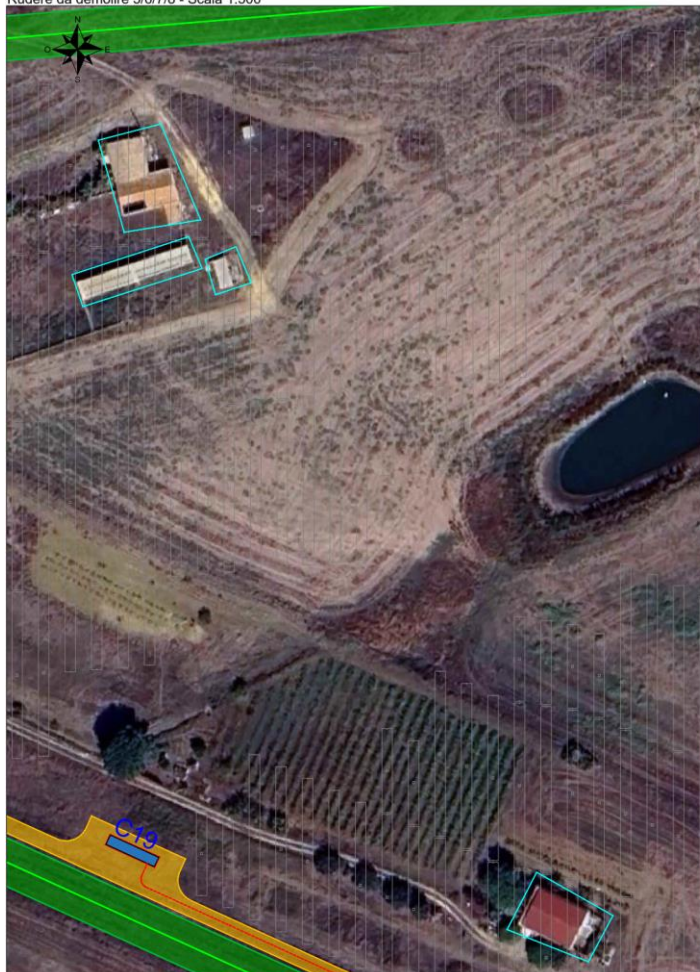


Figura 11-13 – Localizzazione ruderi da demolire

Rudere da demolire 5/6/7/8 - Scala 1:500



Rudere da demolire 9 - Scala 1:500

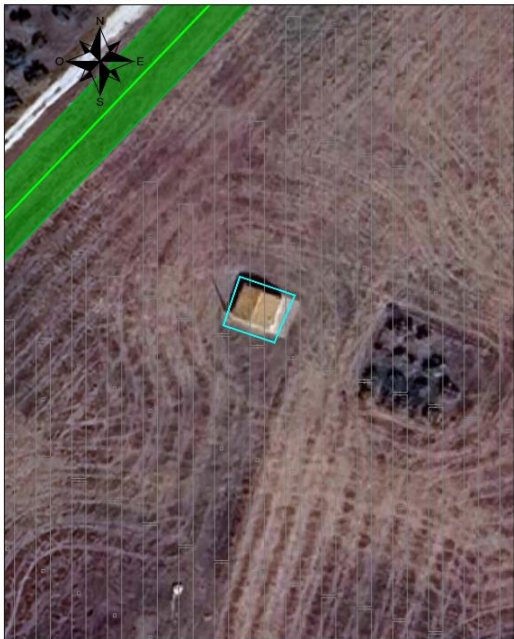


Figura 11-14 – Foto aeree ruderi da demolire – 5-9

Rudere da demolire 1 - Scala 1:500



Rudere da demolire 2 - Scala 1:500



Rudere da demolire 3/4 - Scala 1:500

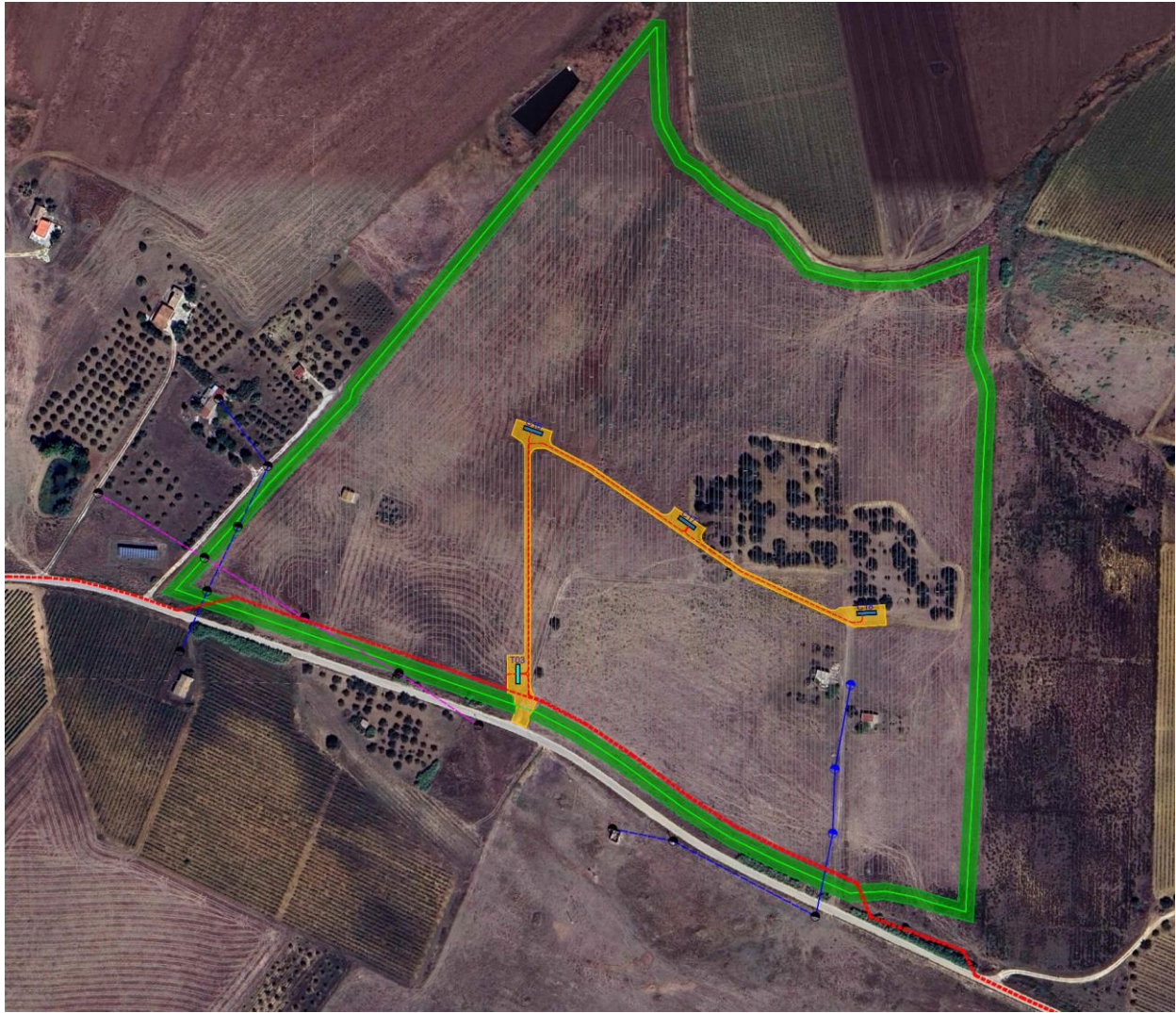


Figura 11-15 – Foto aeree ruderi da demolire – 1-4

11.10. DISMISSIONE O SPOSTAMENTO LINEE MT E BT

In corrispondenza delle aree dell'impianto agrivoltaico sono state individuate alcune linee MT e BT che in fase id progetto esecutivo dovranno essere dismesse o spostate, previo accordo con l'ente gestore delle stesse, al fine di evitare interferenze con l'impianto.

Si riportano di seguito estratti delle tavole di progetto con identificazione di tali linee. Per maggiori dettagli si rimanda alla tavola "Tav.27 - Identificazione interferenze – Opere progettuali con linee esistenti"



| | |
|--|--------------------------------------|
| | Linea MT da dismettere/spostare |
| | Palo linea MT da dismettere/spostare |
| | Linea MT esistente |
| | Palo linea BT/MT esistente |
| | Linea BT da dismettere/spostare |
| | Palo linea BT da dismettere/spostare |
| | Linea BT esistente |

Figura 11-16 – Linee da dismettere/spostare - Area 6

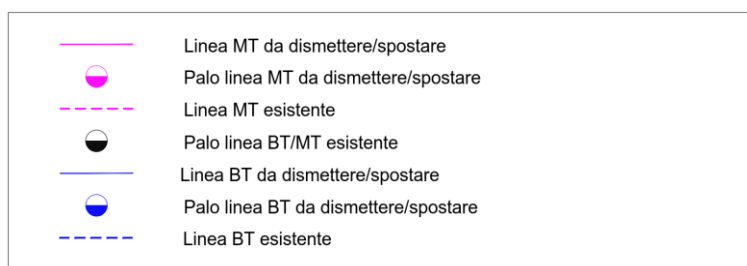
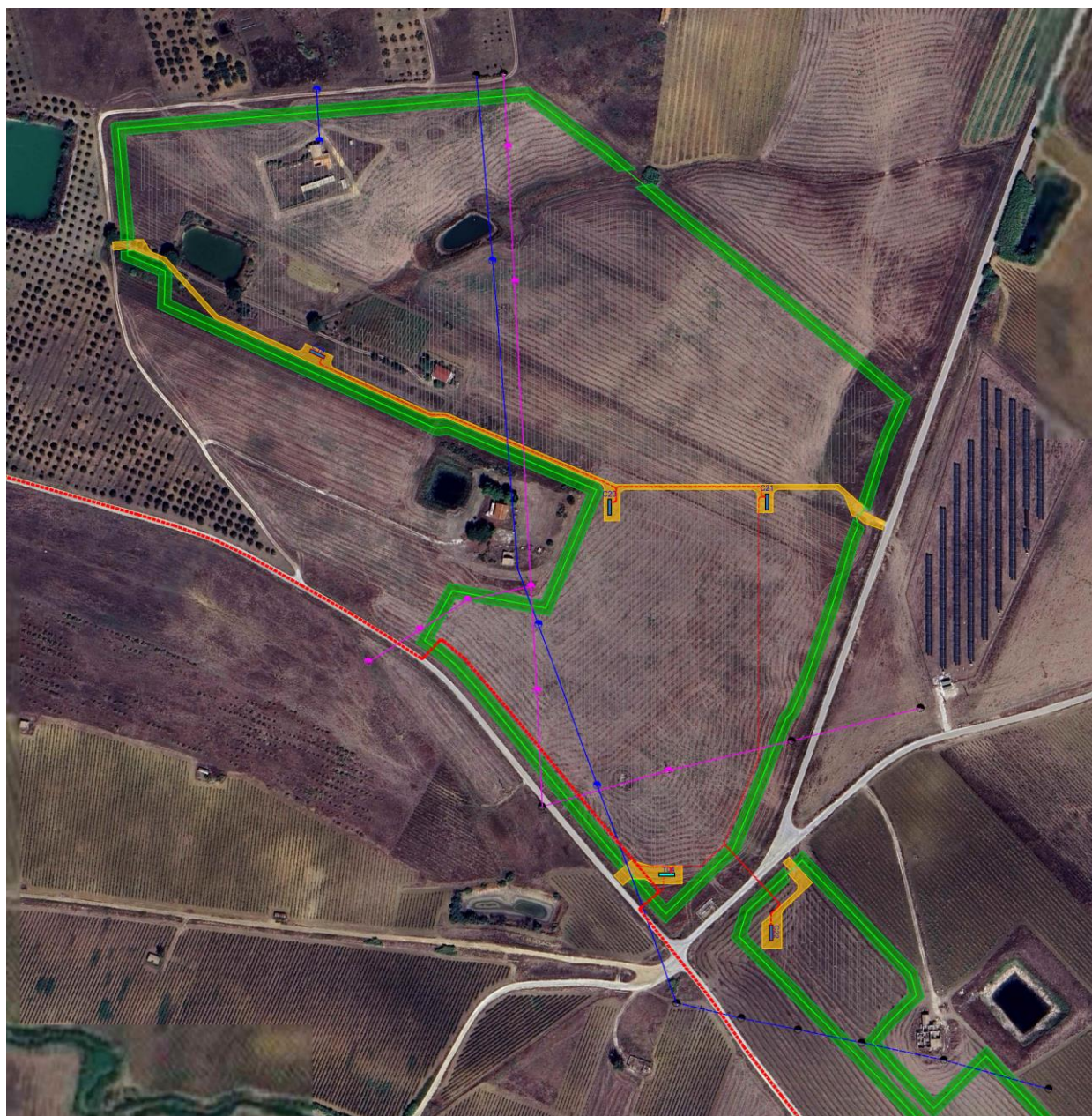


Figura 11-17 – Linee da dismettere/spostare - Area 7-8

12. INTERFERENZE CAVI INTERRATI

Come dettagliato nelle tavole allegate al presente progetto (si veda la tavola 13), il percorso dei cavi MT 30 kV si svolge prevalentemente lungo le strade provinciali SP 12 e SP 37. 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 26. Le sezioni proposte per la risoluzione delle stesse sono riportate nella tavola 28.



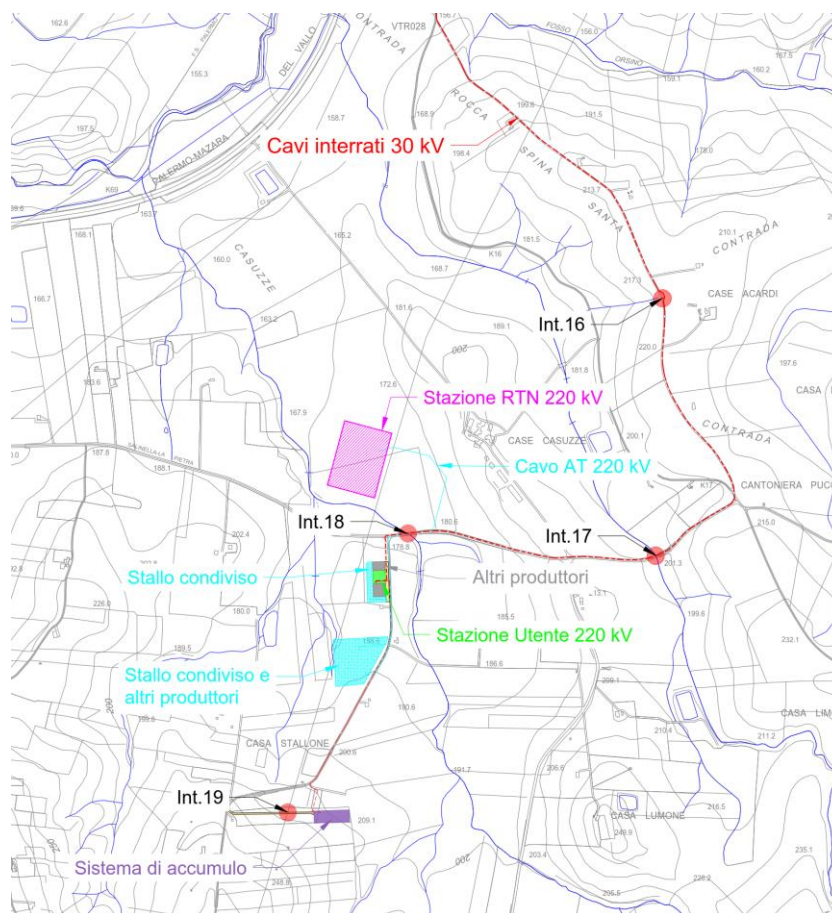


Figura 12-1 – Interferenze con cavidotti interrati impianto

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

| ID Int. | Descrizione | Cavi Interrati | Indicazioni per la posa |
|----------|---|---|--|
| Int. 01a | Interferenza con corso d'acqua | NR 1 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa di un nuovo tombino scatolare per attraversamento corso d'acqua. |
| Int. 02 | Interferenza con corso d'acqua | NR 1 terna Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavidotto MT tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto all'alveo. |
| Int. 03 | Interferenza con tombino esistente (reticolo idrografico) | NR 2 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavidotto MT tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente. |
| Int. 04 | Interferenza con tombino esistente (reticolo idrografico) | NR 2 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavidotto MT tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente. |
| Int. 06a | Interferenza con corso d'acqua | NR 1 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa di un nuovo tombino scatolare per attraversamento corso d'acqua. |
| Int. 09 | Interferenza con tombino esistente (reticolo idrografico) | NR 3 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavidotto MT tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente. |
| Int. 10 | Interferenza con tombino esistente (reticolo idrografico) | NR 3 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavi MT interrata a monte del manufatto esistente, ad una |

| ID Int. | Descrizione | Cavi Interrati | Indicazioni per la posa |
|---------|---|--|--|
| | | | profondità di 1 m al di sotto del manufatto. |
| Int. 12 | Interferenza con tombino esistente (reticolo idrografico) | NR 4 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavidotto MT tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente. |
| Int. 13 | Interferenza con ferrovia | NR 4 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa in canalina zincata saldamente ancorata alla trave di cls del ponte. |
| Int. 14 | Interferenza con strada E90 | NR 4 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa in canalina zincata saldamente ancorata alla trave di cls del ponte. |
| Int. 15 | Interferenza con fiume freddo | NR 4 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa in canalina zincata saldamente ancorata alla trave di cls del ponte. |
| Int. 16 | Interferenza con tombino esistente (reticolo idrografico) | NR 4 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavi MT interrata a monte del manufatto esistente, ad una profondità di 1 m al di sotto del manufatto. |
| Int. 17 | Interferenza con tombino esistente (reticolo idrografico) | NR 4 terne Cavi 30 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavidotto MT tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente. |
| Int. 18 | Interferenza con tombino esistente (reticolo idrografico) | NR 4 terne Cavi 30 kV, NR 1 terna cavi 150 kV Fibre ottiche e corda di terra | Posa cavidotto MT tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente. |

Tabella 12-1 – Identificazione interferenze

Si rimanda alla “Tav.28 - Modalità proposta per la risoluzione delle interferenze dei cavidotti” per i dettagli realizzativi della risoluzione individuata.

13. FASI E TEMPI DI ESECUZIONE

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

14. 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.

15. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

15.1. 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.

15.2. 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.

15.3. 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.

16. 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.

17. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

Normativa di carattere generale e leggi di riferimento

- Decreto Ministeriale 06/08/2010
- Delibera n°260/06
- D.Lgs. 152 del 03/04/2006 "Norme in materia ambientale"
- 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.